

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»

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения
(Модуль 145)»

Проектная документация

Раздел 2 Проект полосы отвода

Часть 1 Текстовая часть

2021/354/ДС121-PD-РРО1

Том 2.1

Договор №

2021/354/ДС121

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

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

2024

**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»**

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**«Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения
(Модуль 145)»**

Проектная документация

Раздел 2 Проект полосы отвода

Часть 1 Текстовая часть

2021/354/ДС121-PD-РРО1

Том 2.1

Договор №

2021/354/ДС121

Заместитель директора

В.А. Войтенко

Главный инженер проекта

М.Н. Калугин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

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

2024

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС121-РР01.5	Содержание тома 3.1	2
2021/354/ДС121-РД-5Р	Состав проектной документации	3
2021/354/ДС121-РД-РР01.ТСН	Текстовая часть	4

Согласовано		

Взам. инв. №	
Подл. и дата	

Инв. № подл.	

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-РР01.5			
Разраб.		Марфицин			02.24	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Марфицин			02.24		П	1	1
Нач.отд.		Сивкова			02.24		НПИ ОНГМ		
Н.контр.		Сивкова			02.24				
ГИП		Калугин			02.24				

Состав проектной документации приведен в томе 2021/354/DC121-PD-SP

Согласовано																					
Взам. инв. №																					
Подл. и дата																					
Инв. № подл.																					
	Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/DC121-PD-SP														
	Разраб.			Мустакимов		02.24	СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	Стадия	Лист	Листов											
	Проверил			Калугин		02.24		П	1	1											
	Нач.отд.			Калугин		02.24		НПИ ОНГМ													
Н.контр.					02.24																
ГИП			Калугин		02.24																

Содержание

1 Характеристика трассы линейных объектов.....2

2 Климатические и инженерно-геологические условия2

3 Характеристика коридоров инженерных коммуникаций. Сведения о трассе
линейного объекта6

4 Трассы линейного объекта.....12

Таблица 4.3 Ведомость пересекаемых дорог17

5 Решения по организации рельефа трассы и инженерной подготовке территории
21

6 Расчет размеров земельных участков, предоставленных для размещения
линейного объекта. Обоснование необходимости размещения объекта и его
инфраструктуры на землях сельскохозяйственного назначения, лесного, водного
фондов, землях особо охраняемых территорий.....22

7 Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта
23

8 Список литературы24

Таблица регистрации изменений26

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

						2021/354/DC64-PD-PPO1.TCH			
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				
Разраб.		Марфицин			02.24	ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Марфицин			02.24		П	1	26
Нач.отд.		Сивкова			02.24		НПИ ОНГМ		
Н.контр.		Марфицин			02.24				
ГИП		Калугин			02.24				

1 Характеристика трассы линейных объектов

В административном положении район работ располагается в Октябрьском городском округе на землях ГКУ «Управление лесничествами Пермского края» Октябрьское лесничество, Чадское участковое лесничество, ООО «Лукойл-Пермь» в кадастровом квартале 59:27:121001.

Ближайшие населенные пункты: Сарс, Тюш, Верх-Тюш.

Проезд к объектам осуществляется в любое время года по асфальтированным автодорогам «Пермь-Екатеринбург», «Голдыри-Орда-Октябрьский», далее по проселочным и промысловым дорогам.

2 Климатические и инженерно-геологические условия

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

При составлении климатической характеристики района изысканий использовались материалы по метеостанции Октябрьский, недостающие сведения приведены по метеостанции Чернушка.

Климат рассматриваемой территории континентальный, с холодной, продолжительной зимой, теплым, но сравнительно коротким летом, ранними осенними и поздними весенними заморозками. Зимой на Урале часто наблюдается антициклон с сильно охлажденным воздухом. Охлаждение воздуха в антициклонах происходит, главным образом, в нижних слоях, одновременно уменьшается влагосодержание этих слоев. С высотой температура воздуха в зимнее время обычно возрастает.

Средняя годовая температура воздуха в районе по МС Чернушка составляет плюс 2,4 °С (таблица 3.2.3). Самым холодным месяцем в году является январь. Средняя температура января по МС Чернушка составляет минус 14,3 °С (таблица 3.2.3), по МС Октябрьский – минус 16,1 °С. Абсолютный минимум температуры по МС Чернушка составил минус 54 °С. Средний из ежегодных абсолютных минимумов температуры воздуха по МС Чернушка составил минус 38,7 °С, по МС Октябрьский – минус 37,2 °С.

Самым теплым месяцем является июль. Средняя температура июля по МС Чернушка составляет плюс 18,6 °С (таблица 3.2.3). Абсолютный максимум температуры по МС Чернушка составил плюс 38 °С.

Среднегодовая относительная влажность воздуха по району составила 77 %.

Среднее количество осадков за год по МС Октябрьский составляет 715 мм.

Расчетная толщина снежного покрова 5 % обеспеченности в районе работ составляет 102 см.

Климатическая характеристика района работ приведена в техническом отчете по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий (2021/354/ДС121-ИГМИ).

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/DC121-PD-PP01.TCH						
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

Гидрогеологические условия

Подземные воды на период изысканий (ноябрь 2023 года) инженерно-геологическими скважинами до глубины 4,0-12,0м не встречены.

В процессе строительства и эксплуатации проектируемых сооружений при организованном поверхностном стоке формирование горизонта подземных вод типа «верховодка» маловероятно вследствие геоморфологических условий (поверхностный сток обеспечен) и особенностей геологического строения (наличие с поверхности слабоводопроницаемых глинистых грунтов).

По подтопляемости территории, согласно прил. И СП 11-105-97, часть II, участки работ относятся к III неподтопляемой области, к III-A району (неподтопляемые в силу геологических, гидрогеологических, топографических и других естественных причин), к III-A-1 участку (подтопление отсутствует и не прогнозируется в будущем) по подтопляемости территории, согласно прил. И СП 11-105-97, часть II.

Геологические условия

В геологическом строении изысканной территории по результатам бурения инженерно-геологических скважин до глубины 4,0-12,0м принимают участие четвертичные техногенные (tQ), делювиальные (dQ) грунты и карстово-обвальные образования (N-Q).

С поверхности местами развит почвенно-растительный слой, на отдельных участках с единичными включениями гравия и гальки, с единичными включениями дресвы и щебня известняка, мощностью 0,1-0,2м.

Четвертичная система (Q)

Техногенные грунты (tQ)

Техногенные грунты представлены щебенистыми грунтами с суглинистым заполнителем, дресвяными грунтами с суглинистым заполнителем.

Щебенистый грунт с суглинистым коричневым, светло-коричневым, полутвердым, твердым заполнителем (39,33-45,0%); щебень, дресва известняка (55,0-60,67%), малопрочного, пониженной прочности, сильновыветрелого; грунт неоднородный. Встречен в пределах площадки кустов с поверхности и под почвенно-растительным слоем на глубине 0,1м:

- по трассе нефтегазосборного трубопровода от куста №1115 расш. до точки врезки в трубопровод «ГЗУ-1483 – ДНС-0120» (ПК0-ПК1+34.7);

Грунты слежавшиеся, отсыпаны "сухим" способом. Давность отсыпки более 5 лет.

Четвертичная система (Q)

Делювиальные грунты (dQ)

Глина коричневая, темно-коричневая, легкая пылеватая, тяжелая, твердой, полутвердой консистенции, в скважинах 25, 26, 28, 29, 30, 10 с единичными включениями дресвы, щебня известняка; в скважинах 23, 29 с единичными

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

										Лист
										3
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/DC121-PD-PP01.TCH				

включениями гравия и гальки метаморфических пород. Вскрыта повсеместно под почвенно-растительным слоем, щебенистой подсыпкой, техногенными грунтами на глубине 0,1-3,7м.

Мощность слоя 0,4-10,6м.

Карстово-обвальные образования (N-Q)

Щебенистый грунт с суглинистым светло-коричневым твердым, полутвердым, тугопластичным заполнителем (34,43-44,27%); щебень, дресва известняка серого (55,73-65,57%) пониженной прочности, сильновыветрелого; в скважине 34 – малопрочные, сильновыветрелые; с единичными глыбами известняка, грунт неоднородный. Вскрыт под техногенными грунтами, глинами на глубине 1,2-6,5м:

- по трассе нефтегазосборного трубопровода от куста №1115 расш. до точки врезки в трубопровод «ГЗУ-1483 – ДНС-0120» (ПК0+24.6-ПК1+23.8);

На основании данных бурения, результатов полевых и лабораторных исследований грунтов, в геолого-литологическом разрезе изысканной территории, согласно ГОСТ 20522-2012, ГОСТ 25100-2020, выделено 4 инженерно-геологических элемента (ИГЭ):

ИГЭ-1 – Техногенный грунт: щебенистый грунт с суглинистым заполнителем (tQ);

ИГЭ-2 – Глина легкая пылеватая полутвердая, твердая (dQ);

ИГЭ-3 – Дресвяный грунт с суглинистым заполнителем (N-Q);

ИГЭ-4 – Щебенистый грунт с суглинистым заполнителем (N-Q).

По результатам лабораторных химических анализов водных вытяжек из грунтов была выполнена оценка их коррозионной агрессивности к бетону и железобетону.

Грунты по степени агрессивного воздействия сульфатов на бетонные конструкции, согласно табл. В.1 СП 28.13330, неагрессивные.

Грунты по степени агрессивного воздействия хлоридов на арматуру в железобетонных конструкциях, согласно табл. В.2 СП 28.13330, неагрессивные.

По относительной деформации морозного пучения, согласно лабораторным исследованиям и табл. Б.24 ГОСТ 25100-2020 техногенные щебенистые грунты с суглинистым заполнителем (ИГЭ-1) являются слабопучинистыми ($\epsilon_{fh} - 0.010$ д.е.), глины полутвердые (ИГЭ-2) – слабопучинистыми ($\epsilon_{fh} - 0.028$ д.е.), дресвяные грунты с суглинистым заполнителем (ИГЭ-3) - слабопучинистыми ($\epsilon_{fh} - 0.012$ д.е.), щебенистые грунты с суглинистым заполнителем (ИГЭ-4) - слабопучинистыми ($\epsilon_{fh} - 0.011$ д.е.) грунтами.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
			2021/354/DC121-PD-PPO1.TCH				
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Геологические и инженерно-геологические процессы

К проявлениям опасных геологических процессов на исследуемой территории следует отнести подтопление, сезонное пучение грунтов в пределах глубины промерзания, карст, согласно п.1 СП 116.13330.

В пределах района работ грунты в зоне сезонного промерзания (до глубины 1,62-2,40м) грунты проявляют пучинистые свойства.

Согласно табл. В.1 СП 116.13330.2012 территория Пермского края относится к району распространения карстовых процессов.

Согласно районированию К.А. Горбуновой [3, 9] Пермской области по карсту вся территория исследований приурочена к району карбонатного карста Уфимского плато. Район приурочен к сводовой части Уфимского вала, выраженного в рельефе в виде плато, поверхность которого расчленена глубокими речными долинами и оврагами. Он простирается от междуречья Шаквы и широтного отрезка Сылвы на юг, до границы Пермской области. Изыскиваемый участок приурочен к южной части карстового района.

Район занимает наиболее приподнятую сводовую часть Уфимского вала. Зона активного водообмена сложена карбонатными породами артинского яруса и филипповского горизонта кунгурского яруса. Артинский ярус представлен известняками, богатыми фауной. Филипповский горизонт представлен доломитами, доломитизированными известняками, реже известняками. Коренные породы покрыты элювиально-делювиальными, а в долинах рек – и аллювиальными отложениями.

Трещиноватые и закарстованные известняки и доломиты артинского и нижней частей кунгурского ярусов содержат трещинно-карстовые воды, залегающие на глубине 70-100м. Основным источником их питания являются атмосферные осадки, а также частично исчезающие реки. Очагами питания служат карстовые воронки, суходолы и трещины.

Карст относится к карбонатному задернованному и подэлювиальному. Типичными формами представляются суходолы, карстовые овраги, воронки, реже – котловины, небольшие полости и пещеры. От районов сульфатного карста Уфимское плато отличается меньшей интенсивностью карста и степенью закарстованности. В южной части плато по материалам аэрофотосъемки на площади около 1000км² средняя плотность воронок составила 15ф/км², коэффициент площадной закарстованности – 0,37%, объемной – 15мм. Установлено, что глубина воронок на локальных поднятиях увеличивается. Прослеживается четкая связь карста с зонами трещиноватости и разрывных нарушений, активными новейшими поднятиями.

Согласно схеме карстово-гидрогеологического районирования Уфимского плато и прилегающей территории исследуемая территория относится к области карстовых вод Уфимского плато [18]. Основным является артинско-филипповский карбонатный водоносный горизонт. Особенность горизонта – неравномерная обводненность.

Взам. инв. №						
	Подл. и дата					
Инв. № подл.						
	2021/354/DC121-PD-PP01.TCH					
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	5

Пересечение проектируемого трубопровода с ВЛ предусматривается подземным. Минимальное расстояние в свету до фундамента опор принято не менее 5 м.

Трасса нефтегазосборного трубопровода закрепляется на местности указательными знаками в соответствии с СТП 09-001-2013 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Щит-указатель устанавливается в 1 метре от оси подземного ВПТ или на его оси на высоте 1,5-2 м от поверхности земли в пределах прямой видимости через 500-1000 м, а также в начале, в конце трасс, на углах поворота и пересечениях с другими ВПТ и коммуникациями.

На указательных знаках приводятся следующие сведения:

- назначение, наименование трубопровода или входящего в его состав сооружения;
- местоположение оси трубопровода от основания знака;
- привязка знака на трассе (километр или пикет трассы);
- охранная зона трубопровода;
- телефоны организации, эксплуатирующей трубопровод.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов, согласно ФНиП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", п. 910, установлена охранная зона вдоль трасс проектируемых трубопроводов:

- в виде участка земли шириной по 50м в каждую сторону от оси трубопровода;

Надежность и устойчивость проектируемых трубопроводов обеспечивается следующими проектными решениями:

- Устанавливаются требования к качеству строительства, которое определяется соответствием результатов контроля качества при сооружении трубопровода требованиям нормативных документов.

- Обеспечивается необходимый уровень коррозионной защиты трубопровода в течение всего срока его эксплуатации путем повышения толщины стенки труб и соединительных деталей, применения наружного и внутреннего антикоррозионного покрытия, средств электрохимзащиты и других решений.

Трубопроводы испытывают нагрузки и воздействия:

- собственный вес трубопровода, арматуры;
- вес изоляции;
- вес давления грунта (для подземных участков);
- предварительное напряжение трубопровода (упругий изгиб);
- внутреннее давление газообразной и жидкой транспортируемой среды;
- вес газообразной и жидкой транспортируемой среды;
- температурный перепад металла стенок трубопровода;
- неравномерные деформации грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры (осадки, пучения);
- снеговая (для надземных участков);
- гололедная (для надземных участков).

По карстоопасности территория строительства оценивается как территория II-В, III-В, IV-В категории устойчивости.

Взам. инв. №	Подл. и дата	Инв. № подл.					Лист
			2021/354/DC121-PD-PP01.TCH				
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

В соответствии с п. 6.2 и таблицей 1 [ГОСТ Р 55990-2014](#) транспортируемый продукт относится к 9 категории.

В соответствии с п. 7.1.3 [ГОСТ Р 55990-2014](#) проектируемый трубопровод относится в зависимости от диаметра к III классу.

В соответствии с п. 7.1.4 [ГОСТ Р 55990-2014](#) проектируемый трубопровод относится к трубопроводам систем заводнения, транспортирующим пресную воду, с давлением менее 10 МПа.

В соответствии с п. 7.1.7 и таблицей 3 [ГОСТ Р 55990-2014](#) по назначению проектируемый водовод, транспортирующий пресную воду с давлением менее 10 МПа, относится к категории Н.

Категории участков проектируемого водовода принимаются в зависимости от условия прохождения трубопровода по местности и пересечения с естественными и искусственными преградами в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 (таблица 4).

Для защиты от почвенной коррозии проектируемые водоводы приняты из стальных труб с наружным антикоррозийным трехслойным полимерным покрытием усиленного типа (конструкция № 1), таблица 1 [ГОСТ Р 51164-98](#), с внутренним антикоррозионным покрытием, а также предусмотрены средства электрохимзащиты.

Для защиты от внутренней коррозии надземных участков трубопроводов (длиной менее 0,5 м) проектной документацией предусматривается увеличение толщины стенки относительно расчетной (принятой толщины стенки трубопроводов с внутренним покрытием).

Проектируемый промышленный низконапорный водовод прокладывается преимущественно в одном коридоре с существующими коммуникациями, на минимально допустимом от них расстоянии согласно таблице 7 [ГОСТ Р 55990-2014](#), обеспечивающем сохранность существующих трубопроводов, ЛЭП и др. при строительстве, безопасность при проведении работ и надёжность в процессе эксплуатации.

Расстояния от оси проектируемого водовода до зданий, сооружений и других инженерных сетей принято в зависимости от класса и диаметра трубопровода не менее значений, приведенных в таблице 6 [ГОСТ Р 55990-2014](#).

Прокладка водоводов – подземная. Водоводы, прокладываемые в глинистых грунтах, укладываются на естественное основание. Обратная засыпка траншеи производится местным грунтом. Водоводы, прокладываемые в гравийном грунте, укладываются на подсыпку из мягкого грунта толщиной 10см над выступами дна траншеи. Мягкий грунт – сыпучий минеральный грунт с размером фракций в поперечнике до 5мм. Изоляционное покрытие в этих условиях защищено от повреждения путем присыпки трубопровода мягким грунтом на высоту 20см.

По трассе водовода предусматривается установка указательных знаков, устанавливаемых на высоте $1,5 \div 2,0$ м от поверхности земли в прямой видимости, на расстоянии не более 500 м друг от друга, на переходах через автодороги, на узлах арматуры, на углах поворота и пересечениях с другими внутрипромышленными трубопроводами и коммуникациями. Щит-указатель устанавливается в 1 метре от

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2021/354/DC121-PD-PP01.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

оси подземного проектируемого трубопровода или на его оси. Знак содержит следующую информацию:

- назначение, наименование трубопровода или входящего в его состав сооружения,
- местоположение оси трубопровода от основания знака,
- привязка знака на трассе (километр или пикет трассы),
- охранная зона трубопровода,
- номер телефона организации, эксплуатирующей трубопровод.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения водовода устанавливаются охранные зоны вдоль трассы проектируемого низконапорного водовода в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны, по аналогии с магистральными трубопроводами в соответствии с «Правилами охраны магистральных трубопроводов».

Минимальная глубина заложения промышленного низконапорного водовода, транспортирующего пресную техническую воду, считая до низа, согласно п.11.40 [СП 31.13330.2012](#) принимается на 0,5 м больше расчетной глубины проникания в грунт нулевой температуры.

При отсутствии почвенно-растительного слоя и снежного покрова, согласно п.5.5.3 [СП 22.13330.2011](#), нормативная глубина сезонного промерзания глинистых грунтов составляет 1,62 м.

Минимальная глубина заложения низконапорного водовода, транспортирующего пресную воду, принимается (считая до низа трубопровода) не менее 2,12 м для глинистых грунтов, не менее 2,90 для крупнообломочных грунтов.

Для защиты от коррозии сварных стыков в полевых условиях предусматривается их изоляция лентой антикоррозионной полимерно - асвольной. Рекомендуемый тип антикоррозионной ленты – «ЛИАМ-3» по [ГОСТ 52602-2006](#). Перед нанесением ленты «ЛИАМ-3» на сварные стыки наносится асвольная грунтовка по ТУ 2312-021-16802026-2000. Рекомендуемая методика нанесения изоляции на сварные стыки - инструкция НИЦ «Поиск».

Для защиты от атмосферной коррозии надземных участков стальных трубопроводов и арматуры предусматривается их окраска согласно СТП 09-001-2013 «Единая система защиты от коррозии и старения. Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Книга вторая. Антикоррозийная защита статического оборудования и сооружений на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Участки промышленного низконапорного водовода на переходе через технологический проезд прокладывается в защитном футляре (кожухе) открытым способом. Футляр (кожух) предусматривается из стальных электросварных труб $\varnothing 325 \times 10$ группы В ст.10 класса прочности К34 по [ГОСТ 10704-91/ГОСТ 10705-80*](#). Защита изоляционного покрытия трубопровода в футляре предусмотрена с помощью спейсеров из полиамида.

Для герметизации пространства между футляром и трубопроводом предусмотрены манжеты резиноканевые по ТУ 2531-007-01297858-2002 с защитным укрытием манжет скальным листом по ТУ 2246-004-56755147-2006.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2021/354/DC121-PD-PP01.TCH						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

4 Трассы линейного объекта

Настоящей проектной документацией предусматривается, согласно заданию на проектирование, строительство нефтегазосборного трубопровода «от куста скважин №1115 до т. врезки в нефтепровод «ГЗУ-1483 – ДНС-0120».

Расположение запорной арматуры по трассе нефтегазосборного трубопровода приведено в таблице 4.1:

Таблица 4.1 - Расположение запорной арматуры на нефтегазосборном трубопроводе:

№ п/п	Трубопровод	Пикеты ПК	Назначение
1	Нефтегазосборный трубопровод «от выхода с куста скважин № 1115 до т. врезки в нефтепровод «ГЗУ-1483 – ДНС-0120»	ПК1+09.64 – ПК 2+83.01	Отключающая задвижка на кусте №1115. Узел арматуры 1 на врезке в существующий трубопровод, ПК2+83,01

Надземная часть узлов врезок предусматривается из стальных труб, с последующим заземлением труб и арматуры.

Согласно паспортным данным заводов-изготовителей срок службы запорной арматуры – не менее 30 лет. Расчетный срок службы труб и деталей – 25 лет.

Запорная арматура и обратный клапан приняты соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации:

- температура рабочей среды, °С – до +80 С°, кратковременно до +130 С°;
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – УХЛ1 (минимальная температура эксплуатации – минус 60°С);
- присоединение к трубопроводу – фланцевое;
- давление номинальное, МПа – 4,0;
- герметичность затвора – класс «А» по ГОСТ 9544-2015;
- срок службы, лет – 30.

Для надземных участков стальных трубопроводов и арматуры предусматривается окраска согласно СТП 09-001-2013 «Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» материалом с гарантийным сроком не менее 5 лет. Подготовка стальной поверхности под окрашивание выполняется абразивно-струйной очисткой.

Гарантируемый срок службы лакокрасочного покрытия – не менее 5 лет. Рекомендуемое покрытие:

- двухупаковочная акрилуретановая грунт-эмаль «Полурен АК 103 УФ» - 2х80 мкм.

Теплоизоляция надземных участков трубопровода не предусматривается ввиду их малой протяженности.

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

										Лист
										12
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/DC121-PD-PP01.TCH				

Уклоны поверхности в местах расположения узлов задвижек не превышают 50%, при данных уклонах вертикальная планировка под узлы задвижек не предусматривается.

Трасса низконапорного водовода «т.вр. в низконапорный водовод «т.вр. – ШНС на кусте № 1177»- скв. №1520»

Начало трассы: ПК0

Конец трассы: ПК8+82,03 (к.тр.)

ПК0 трассы. ПК0 трассы принят в 36,2м юго-западнее вр.12(ИЗ-20). Поверхность задернована. Юго-западнее ПК0 трассы расположен лог. Рельеф с уклоном в сторону лога.

От ПК0 трасса изыскана северо-восточном направлении, на ПК0+24.33 трасса поворачивает и изыскана в юго-восточном направлении.

На ПК0+68.5(ось) трасса пересекает технологический проезд с щебенистым покрытием. Ширина проезжей части на участке перехода составляет 8,4м, ширина основания насыпи – 13,0м, высота насыпи – до 2,0м. Кюветы вдоль дороги отсутствуют. Поверхностный сток обеспечен. В 70м справа от оси трассы в теле насыпи автодороги расположено водопропускное сооружение.

На ПК2+45.37 в 20,0м слева от оси трассы расположена карстовая воронка №3а, размером 6,1x7,3м, глубиной 1,3м, эллипсовидной формы в плане, чашеобразной в разрезе. Склоны и дно воронки задернованы.

На ПК6+75.69 трасса поворачивает и изыскана в северо-восточном направлении, на ПК7+91.22 поворачивает и изыскана в юго-восточном направлении.

На ПК7+98-ПК8+1.6 трасса пересекает лоток. Дно лотка заасфальтировано.

На ПК8+57.9-ПК8+61.7 трасса пересекает обваловку площадки куста №35.

На ПК8+65.34 трасса поворачивает и изыскана в северо-восточном направлении.

ПК8+82,03, конец трассы. Конец трассы принят в 20,0м северо-западнее устья нефтяной скважины № 1400. Поверхность спланирована, с севера ограничена обваловкой площадки куста.

В 78,5-165,0м северо-восточнее ПК8+83.53(к.тр.) трассы расположены карстовые воронки №1,2 размерами 4,4x4,7м, 7,5x10,6м, глубиной 1,1-2,6м, круглой и эллипсовидной формы в плане, конусообразной в разрезе. Склоны и дно воронок задернованы.

Описано 2 точки наблюдения. Протяженность маршрута – 0,882 км.

В соответствие с заданием на проектирование и требованиями [ГОСТ Р 55990-2014](#) на проектируемом низконапорном водоводе предусматривается установка запорной арматуры в в точке врезки в существующий низконапорный водовод «Т.вр. – ШНС на кусте № 1177» на расстоянии, допускающем установку монтажного узла, его ремонт и безопасную эксплуатацию.

Взам. инв. №							
Подл. и дата							
Инв. № подл.							
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/DC121-PD-PPO1.TCH	Лист
							13

Запорная арматура устанавливается в стальном колодце. Конструкция колодца разрабатывается в Разделе 4 «Конструктивные и объемно-планировочные решения» данного проекта. Устройство площадки для колодца не требуется.

В качестве запорной арматуры на трубопроводе используются задвижки клиновья типа ЗКЛ, PN4,0 МПа.

Характеристика запорной арматуры приведена в таблице Таблица 4.2

Таблица 4.2

Обозначение арматуры	Характеристика	Показатель
ЗКЛ	Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	4,0 (40)
	Условный проход, мм	80
	Класс герметичности затвора по ГОСТ 9544-2015	А
	Привод	ручной
	Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	УХЛ1
	Температура рабочей среды	Не более +120°С
	Исполнение по коррозионной стойкости	К1
	Тип присоединения	фланцевый
	Установленный срок службы	Не менее 30 лет

Сведения о радиусах и углах поворота, продольных уклонах, преодолеваемых высотах проектируемых трубопроводов

Продольные уклоны трубопроводов выбраны таким образом, чтобы обеспечить оптимальное прохождение трубопроводов. Продольные уклоны приведены на продольных профилях нефтегазосборного трубопровода и низконапорного водовода.

В таблице 4.2 приведена ведомость углов поворота по трассе проектируемого нефтегазосборного трубопровода.

Таблица 4.3 – Ведомость углов поворота.

Трасса нефтегазосборного трубопровода от куста №1115 расш. до точки врезки в трубопровод "ГЗУ-1483-ДНС-0120"

Ведомость углов поворота, прямых и кривых.

углы			кривые						прямые		
Точка	положен. вершины угла ПК+	угол повор. +право -лево, град.	бэта 1 град.	А 1 м	L 1 м	T 1 м	нач.закр. ПК+	нач.КК ПК+	прямая вставка, м	расст. между верш. углов, м	дирекц. угол, град.
			альф.КК град.	R м	LKK м	D м	L закр. м	Б м			
			бэта 2 град.	А 2 м	L 2 м	T 2 м	кон.закр. ПК+	кон.КК ПК+			

Взам. инв. №	Подл. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2021/354/DC121-PD-PPO1.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

	0+00.00										
									10.31	10.31	113°39'
1	0+10.31	89°30'			0.00	0.00	0+10.31	0+10.31			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
									61.88	61.88	203°09'
					0.00	0.00	0+10.31	0+10.31			
2	0+72.19	89°35'			0.00	0.00	0+72.19	0+72.19			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
									136.72	136.72	292°44'
					0.00	0.00	0+72.19	0+72.19			
3	2+08.91	47°05'			0.00	0.00	2+08.91	2+08.91			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
									14.47	14.47	339°49'
					0.00	0.00	2+08.91	2+08.91			
4	2+23.38	-47°22'			0.00	0.00	2+23.38	2+23.38			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
									59.64	59.64	292°27'
					0.00	0.00	2+23.38	2+23.38			
	2+83.01										

Трасса низконапорного водовода "т.вр. в низконапорный водовод "т.вр.-ШНС на кусте № 1177"-скв. №1520

Ведомость углов поворота, прямых и кривых.

Взам. инв. №	Точка	углы		кривые						прямые		
		положен. вершины угла ПК+	угол повор. +право-лево, град.	бэта 1 град.	A 1 м	L 1 м	T 1 м	нач.закр. ПК+	нач.КК ПК+	прямая вставка, м	расст. между верш. углов, м	дирекц. угол, град.
				альф.КК град.	R м	LКК м	D м	L закр. м	Б м			
				бэта 2 град.	A 2 м	L 2 м	T 2 м	кон.закр. ПК+	кон.КК ПК+			
	0+00.00											
										24.33	24.33	80°02'
	1	0+24.33	20°00'			0.00	0.00	0+24.33	0+24.33			

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

2021/354/DC121-PD-PP01.TCH					Лист
					15

					0.00	0.00	0.00	0.00			
									221.04	221.04	100°02'
					0.00	0.00	0+24.33	0+24.33			
2	2+45.37	35°00'			0.00	0.00	2+45.37	2+45.37			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
									70.66	70.66	135°02'
					0.00	0.00	2+45.37	2+45.37			
3	3+16.03	-30°21'			0.00	0.00	3+16.03	3+16.03			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
									315.40	315.40	104°42'
					0.00	0.00	3+16.03	3+16.03			
4	6+31.43	-2°51'			0.00	0.00	6+31.43	6+31.43			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
									44.26	44.26	101°50'
					0.00	0.00	6+31.43	6+31.43			
5	6+75.69	-25°00'			0.00	0.00	6+75.69	6+75.69			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
									115.53	115.53	76°50'
					0.00	0.00	6+75.69	6+75.69			
6	7+91.22	84°58'			0.00	0.00	7+91.22	7+91.22			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
									74.13	74.13	161°49'
					0.00	0.00	7+91.22	7+91.22			
7	8+65.34	-90°00'			0.00	0.00	8+65.34	8+65.34			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
									16.69	16.69	71°49'
					0.00	0.00	8+65.34	8+65.34			
	8+82.03	К.тр.									

Сведения о пересечении проектируемых трубопроводов с автодорогами приведена в таблице 4.3

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Таблица 4.3 Ведомость пересекаемых дорог

№№ п.п.	Положение оси пересекаемого сооружения по трассе		Название дороги	Вид покрытия	Положение трассы на дороге		Угол пересечения	Ширина		Отметка Г. Р., или оси проезжей части	Схема поперечного сечения пересекаемой дороги
	проектн. км	пикет плюс			км	пк		земляного полотна	проезжей части		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Трасса низконапорного водовода "т.вр. в низконапорный водовод "т.вр.-ШНС на кусте № 1177"- скв. №1520											
1.	1	0+68.5	технологический проезд	щеб.			87°	13.0	8.4	311.42	
Трасса нефтегазосборного трубопровода от куста №1115 расш. до точки врезки в трубопровод "ГЗУ-1483-ДНС-0120"											
Пересечений нет.											

Сведения о пересечении проектируемых трубопроводов с надземными и подземными коммуникациями

Ведомость пересечения проектируемых трубопроводов с надземными и подземными коммуникациями приведена в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – 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 нефтегазосборного трубопровода от куста №1115 расш. до точки врезки в трубопровод "ГЗУ-1483-ДНС-0120"											
1.	1	0	24.5	86°	кабель 0.4кВ	КТП-1522 – аппаратурный блок	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»		329.41	0.7	

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

2021/354/DC121-PD-PP01.TCH

Лист

17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2.	1	0	10.4	90°	Трасса нагнетательного в/в "т.вр. в высоконапорный водовод ШНС на кусте №1115-ВРП на кусте №1115"-скв. 1410				328.91		
3.	1	2	39.8	89°	водовод	ДНС-0120 – куст 33	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	95	334.82	2.0	ПАТ
4.	1	2	81.4	89°	нефтепровод	скв.264 – АГЗУ-1485	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	114	335.12	1.5	ст. нед.
5.	1	2	83.0	88°	нефтепровод	АГЗУ-1483 – ДНС-0120	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	159	335.14	1.5	ст.
Трасса низконапорного водовода "т.вр. в низконапорный водовод "т.вр.-ШНС на кусте № 1177"-скв. №1520											
6.	1	0	00.0	88°	водовод	в/з "Б. Танып" – ШНС куст 1177	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	89	302.74	1.6	ст.
7.	1	0	12.0	89°	нефтепровод	АГЗУ куст 1177 – ДНС-1020	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	89	302.46	1.1	ст.
8.	1	6	79.0	65°	нефтепровод	АГ ЗУ-01407 – ДНС-1020	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	114	330.18	1.1	ст.
9.	1	6	85.5	68°	нефтепровод	скв .262 – АГЗУ-01407	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	89	330.27	1.3	ст.
10.	1	6	85.8	67°	нефтепровод	скв .266 – АГЗУ-01407	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	89	330.28	1.3	ст.

Сведения о пересечении проектируемых трубопроводов с ВЛ

Ведомость пересечения проектируемых трубопроводов с ВЛ приведена в таблице 4.5.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/DC121-PD-PP01.TCH

Лист

18

Таблица 4.5. Ведомость пересечения с ВЛ и линиями связи

№№ п.п.	КМ	Пикетаж по трассе		Угол пересечения	Наименование, направление, напряжение и владелец ЛЭП, № чертежа соответ.перехода	Число проводов	Расстояние от опор по пересекаемым линиям		№№ тип. опор	Отметки земли			Отметки проводов			Примечание	
		ПК	+				левая опора	правая опора		левая опора	правая опора	точка пересечения	левая опора	правая опора	точка пересечения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
Трасса нефтегазосборного трубопровода от куста №1115 расш. до точки врезки в трубопровод "ГЗУ-1483-ДНС-0120"																	
1	1	2	47.0	88°	ВЛ-6кВ	3	№89	№90		334.32	334.73	334.80	343.58	343.86	-	ф-13	
					ПС «Дороховка»- КТП-1391, 1390 (куст 33)		22.2	18.6						343.41	343.67	343.37	
					ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»												
2	1	2	53.7	88°	ВЛ-6кВ	3	№8А	№9А		334.76	335.21	334.84	343.93	344.43	-	ф-15	
					ПС «Дороховка»- КТП-1513, 1518, 1517 (куст 32) КТП-1521, 1522, 1523 (куст 1115)		13.8	34.6						343.78	344.25	343.57	
					ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»												
Трасса низконапорного водовода "т.вр. в низконапорный водовод "т.вр.-ШНС на кусте № 1177"-скв. №1520																	
3	1	0	95.6	85°	ВЛ-6кВ	3	№48/2	№48/3		314.65	309.60	313.21	-	-	-	ф-15	
					ПС «Дороховка»- КТП куст 1177		10.0	24.9						321.28	318.91	319.62	
					ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»												

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/DC121-PD-PP01.TCH

Лист

19

- 1) особенности геологического строения исследуемой территории;
- 2) гидрогеологические условия исследуемой территории;
- 3) распространение карстовых процессов;
- 4) физико-механические свойства грунтов, изложенные в разделе 6;
- 5) наличие пучинистых грунтов.

Подземная часть трубопроводов защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ.

Для обеспечения строительства предусматриваются земельные участки для размещения отвалов почвенно-растительного слоя снятого с траншеи под трубопроводы в границах полосы временного отвода.

Земляные работы при строительстве трубопроводов выполняются в соответствии с требованиями ВСН 005-88, СНиП III-42-80*, СНиП 3.02.01-87.

6 Расчет размеров земельных участков, предоставленных для размещения линейного объекта. Обоснование необходимости размещения объекта и его инфраструктуры на землях сельскохозяйственного назначения, лесного, водного фондов, землях особо охраняемых территорий

Необходимая площадь земельных участков на период строительства и эксплуатации определена по изыскательским планам, с использованием материалов межевания земель, чертежей рабочего проекта, с использованием сведений единого государственного реестра недвижимости, в соответствии с действующими нормативами отвода земель, в соответствии с материалами документации по планировке территории, утвержденной Постановлением администрации Октябрьского городского округа Пермского края от 27.02.2024 г. № 124-266-01-05.

Размеры земельных участков для размещения объектов проектирования определены графическим способом, их площадь составляет 19,0439 га, в том числе:

Первый этап. Куст №33 – 3,5016 га;

Второй этап. Куст №34 – 3,5443 га;

Третий этап. Куст №1115 – 6,3545 га;

Четвертый этап. Куст №35 – 5,6435 га.

Сведения о категории земельных участков, на которых располагается проектируемые объекты, определены на основании: утвержденной проектной документации, проекта межевания территории, выполненных по данным государственного кадастра недвижимости; материалов предварительного согласования предоставления земельных участков; договоров аренды земельных участков с ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Необходимость размещения объекта и его инфраструктуры на землях лесного фонда, землях особо охраняемых территорий обоснована требованиями рационального использования земель с их минимальным занятием, по

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	2021/354/DC121-PD-PP01.TCH	Лист
										22

возможности, в существующих коридорах коммуникаций и ранее запроектированных объектов.

7 Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта

Сносимых зданий, сооружений, инженерных сетей в границах полосы отвода не имеется.

Ситуационный план размещения проектируемых сооружений приведен в томе 2021/354/ДС121-PD-РРО2 на листе GCH-01, план проектируемого нефтегазосборного трубопровода см. чертежи 2021/354/ДС121-PD-РРО2.GCH.N.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/DC121-PD-РРО1.TCH	

8 Список литературы

1. Федеральный закон № 116-ФЗ от 21.07.97 г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
2. Федеральный закон РФ №123-ФЗ от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
3. Федеральный закон № 125-ФЗ от 24.07.1998 «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний»;
4. Федеральный закон № 384-ФЗ от 30.12.2009г. «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
5. СП 36.13330.2010. «Магистральные трубопроводы»;
6. СП 48.13330.2019 «Свод правил. Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004»;
7. Федеральный закон №191-ФЗ от 29.12.2004 «Градостроительный кодекс Российской Федерации»;
8. Федеральные нормы и правила «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора РФ №534 от 15.12.2020г.;
9. Постановление Правительства Российской Федерации N 87 от 16.02.2008 года «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (с изменениями на 8 августа 2013 года).
10. ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».
11. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;
12. ГОСТ 12.1.007-76* ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
13. НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной опасности»;
14. СП 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности», утверждены зам. главного государственного санитарного врача СССР 15.10.86 №4156-86;
15. ВСН 005-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Технология и организация»;
16. ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка»;
17. ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция»;
18. ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание»;
19. ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ».
20. «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ) издание 7.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	2021/354/DC121-PD-PP01.TCH	Лист
										24

21. СП 131.13330.2012 «Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*»,

22. СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства».

Постановление Правительства РФ №87 от 16.02.2008 «Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию» (с изменениями на 1 декабря 2021 года),

23. Федеральный закон от 22.06.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изменениями и дополнениями),

24. ОК 013-2014 «Общероссийский классификатор основных фондов» (с изменениями №№1,2,3,4,5,6),

25. СП 37.13330.2012 «СНиП 2.05.07-91* «Промышленный транспорт» (с Изменением № 1,2,3,4),

26. СП 34.13330.2021 «СНиП 2.05.02-85* «Автомобильные дороги»,

27. ГОСТ Р 58818-2020 «Дороги автомобильные с низкой интенсивностью движения»

28. СП 35.13330.2011 «СНиП 2.05.03-84* «Мосты и трубы» (с изменениями №№ 1,2,3),

29. СП 45.13330.2017 «СНиП 3.02-01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты» (с изменениями №№1,2,3),

30. СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности»,

31. СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям» (с изменениями №1,2),

32. ГОСТ Р 50970-2011 «Технические средства организации дорожного движения. Столбики сигнальные дорожные. Общие технические требования. Правила применения»,

33.ГОСТ Р 52289-2019 «Правила применения дорожных знаков, разметки, светофоров, дорожных ограждений и направляющих устройств» (с поправками),

34. «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ) издание 7.

35. СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям» (с изменениями №1,2),

36. СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности»

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	25	

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/DC121-PD-PP01.TCH