

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»

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

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения  
(модуль № 138). Куст № 330»

Проектная документация

Раздел 2 Проект полосы отвода

Часть 1 Текстовая часть

2021/354/ДС38-PD-РР01

Том 2.1

Договор №

2021/354/ДС38

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

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»

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

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения  
(модуль № 138). Куст № 330»

Проектная документация

Раздел 2 Проект полосы отвода

Часть 1 Текстовая часть

2021/354/ДС38-PD-РРО1

Том 2.1

Договор №

2021/354/ДС38

Главный инженер

Д.Г. Малыхин

Главный инженер проекта

А.А Чемус

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС38-PD- PPO1.S	Содержание тома 2.1	2
2021/354/ДС38-PD-SP	Состав проектной документации	3
2021/354/ДС38-PD- PPO1.TCH	Текстовая часть	4

Согласовано		

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Инв. № подл.	

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-PPO1.S			
Разраб.		Коковин			08.22	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Коротасва			08.22		П	1	1
Нач.отд.		Сивкова			08.22		НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»		
Н.контр.		Коротасва			08.22				
ГИП		Чемус			08.22				



## Содержание

1	Характеристика трассы линейных объектов.....	2
2	Климатические и инженерно-геологические условия .....	2
3	Характеристика коридоров инженерных коммуникаций. Сведения о трассе нефтегазосборного трубопровода .....	4
4	Трасса нефтегазосборного трубопровода.....	11
5	ВЛ-10 кВ .....	17
6	Подъездная автодорога к скважинам.....	22
7	Техническая характеристика проектируемых автодорог .....	25
8	Решения по организации рельефа трассы и инженерной подготовке территории 30	
9	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.....	31
10	Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта .....	34
11	Список литературы .....	35
	Таблица регистрации изменений .....	37

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2021/354/ДС38-PD-PPO1.TCH

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Коковин			08.22
Проверил		Коротасва			08.22
Нач.отд.		Сивкова			08.22
Н.контр.		Коротасва			08.22
ГИП		Чемус			08.22

ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ

Стадия	Лист	Листов
П	1	37
НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»		

## 1 Характеристика трассы линейных объектов

В административном положении район работ расположен на территории Частинского муниципального округа Пермского края, Ножовское месторождение, ЦДНГ-7. На землях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», землях ООО «Антар», землях Чепелева К.В., землях Лямина Ю.М., на неразграниченных землях государственной собственности в границах Частинского муниципального округа. В кадастровом квартале 59:38:0780101.

Ближайшие населенные пункты: Ножовка, Поздышки.

Расстояние от проектируемых трубопроводов до ближайших населенных пунктов составляет: от Ножовка – 2,2 км, от Поздышки – 2,7 км.

Проезд к объектам осуществляется в любое время года по асфальтированным дорогам «Пермь–Казань», «Б.Соснова–Частые», по гравийной дороге «Частые–Бабка» далее по проселочным и промысловым дорогам.

Местность в районе работ спокойная. Углы наклона поверхности не превышают 6°.

В геоморфологическом отношении участок работ приурочен к склоново-водораздельному пространству реки Пьянка (приток Воткинского водохранилища).

## 2 Климатические и инженерно-геологические условия

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

Согласно СП 50.13330.2012 район работ относится к нормальной зоне влажности.

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.

### Температура

Средняя годовая температура воздуха в районе составляет плюс 2,8°С.

Самым холодным месяцем в году является январь. Средняя температура января составляет минус 14,0°С. Абсолютный минимум температуры составил минус 52,0°С.

Самым теплым месяцем является июль. Средняя температура июля составляет плюс 19,0°С. Абсолютный максимум температуры составил плюс 39,0°С.

Взам. инв. №										
Подп. и дата										
Инв. № подл.										
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-РРО1.ТСН				Лист
										2

## Осадки

Количество осадков за период с ноября по март составляет 192 мм. Количество осадков за период с апреля по октябрь составляет 367 мм. Расчетный суточный максимум осадков 1%-ой обеспеченности по метеостанции Оса составляет 83 мм.

## Снежный покров

Снежный покров является одним из важнейших факторов, влияющих на формирование климата. В результате излучения воздух над снежной поверхностью сильно охлаждается, а весной большое количество тепла затрачивается на таяние снега.

Снежный покров предохраняет почву от глубокого промерзания, регулируя тепловое состояние верхних слоёв почвы.

Согласно районированию территории по весу снегового покрова район изысканий относится к V району, нормативное значение веса снегового покрова  $S_g$  составляет 2,5 кН/м<sup>2</sup>.

Средняя из наибольших высот снежного покрова на открытом участке – 58 см; максимальная высота снежного покрова – 97 см; минимальная – 28 см.

## Гололед

Максимальная наблюдаемая толщина стенки гололеда: 7 мм.

По районированию гололедной стенки район изысканий относится ко II району, толщина гололедной стенки составляет 5 мм.

## Влажность воздуха

Среднегодовая относительная влажность воздуха по району составила 76 %. Максимальная среднемесячная относительная влажность воздуха в районе отмечается в ноябре и составляет 84%; минимальная – в мае – 63 %.

## Ветровой режим

В течение года в районе преобладают ветра южного направления.

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

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-РРО1.ТСН	

## Гидрогеологические условия

Подземные воды на период изысканий (июнь 2022 года) инженерно-геологическими скважинами до глубины 4,0-9,0 м не вскрыты.

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).

Согласно Приложению И СП 11-105-97 Часть II, изысканная территория характеризуется как сезонно подтапливаемая в естественных условиях (I-A-2).

## Геологические условия

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

ИГЭ-1 – техногенный грунт: суглинок тяжелый пылеватый твердый (tQ);

ИГЭ-2 – суглинок тяжелый пылеватый твердый, полутвердый (dQ);

ИГЭ-3 – суглинок тяжелый пылеватый, легкий пылеватый тугопластичный (dQ);

ИГЭ-4 – алевролит очень низкой прочности, средней плотности (P).

Нормативные и расчетные значения характеристик грунтов выделенных ИГЭ приведены в томе 2 2021/354/ДС38-ИГИ-Т.

Согласно СП 22.13330.2016, а также на основе теплотехнических расчетов, нормативная глубина промерзания суглинков под оголенной от снега поверхностью составляет 1,58 м.

Согласно Приложению Г СП 47.13330.2016, категория сложности инженерно-геологических и гидрогеологических условий района работ по данным проведенных изысканий – II (средней сложности).

Факторами, осложняющими строительство проектируемых сооружений, являются пучинистость грунтов; возможное формирование «верховодки» на глубинах до 0,5 м от поверхности земли.

## 3 Характеристика коридоров инженерных коммуникаций. Сведения о трассе нефтегазосборного трубопровода

Настоящей проектной документацией предусматривается обустройство скважин куста №330 Ножовского месторождения, сбор и транспорт нефти со скважин данного куста.

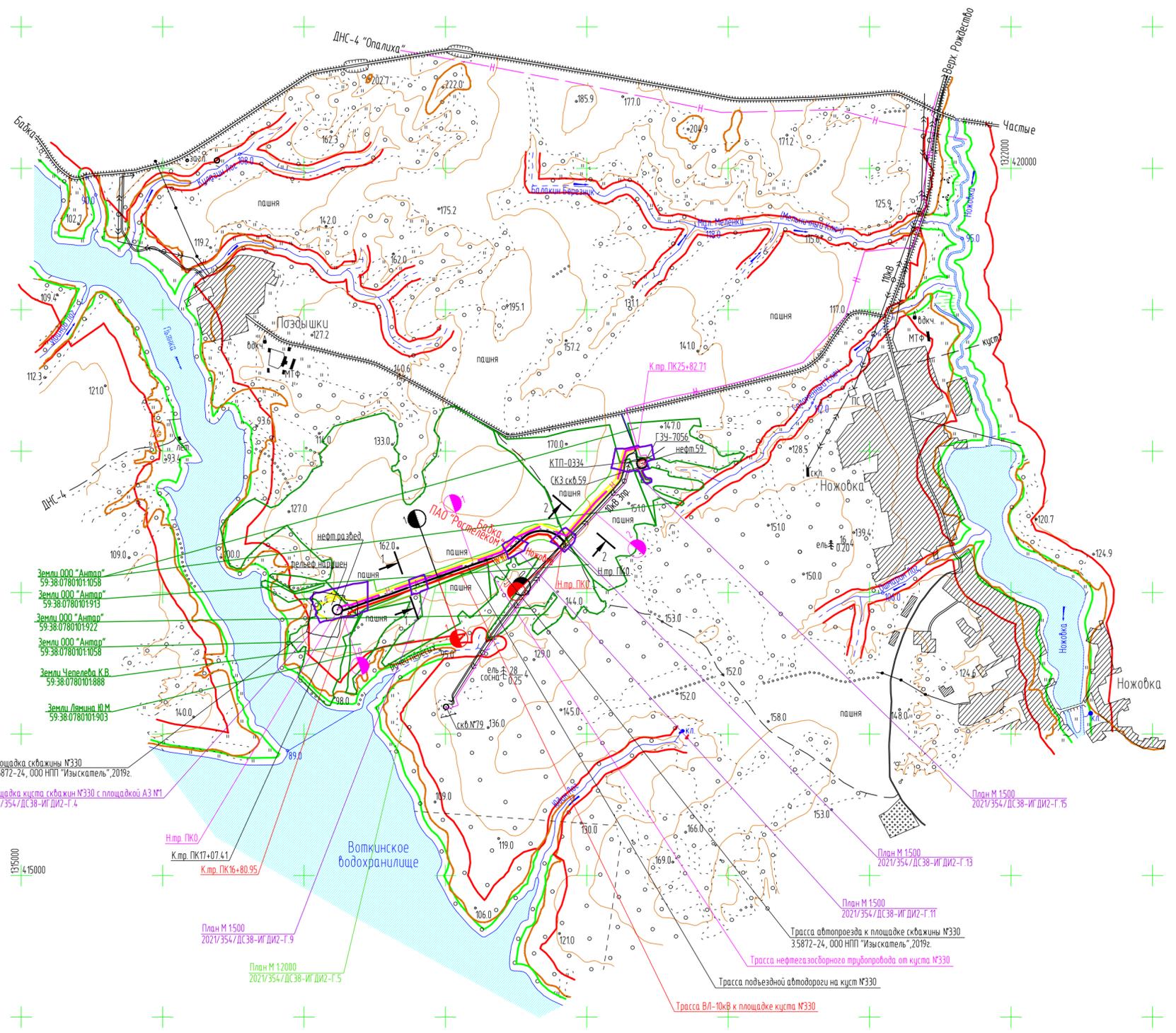
Сносимых зданий и сооружений в пределах полосы отвода нет.

Ситуационный план приведен на рис. 3.1.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-PPO1.TCH	Лист
							4

Рис. 3.1. Ситуационный план



- Земли ООО "Антар"
- 59-38-07801011058
- Земли ООО "Антар"
- 59-38-07801011913
- Земли ООО "Антар"
- 59-38-07801011922
- Земли ООО "Антар"
- 59-38-07801011058
- Земли Чепелева К.В.
- 59-38-07801011888
- Земли Лажина Ю.М.
- 59-38-07801011903

Площадка скважины №330  
35872-24, 000 НПП "Изыскатель", 2019г.

Площадка куста скважин №330 с площадкой АЗ №1  
2021/354/ДС38-ИГ ДИ2-Г.4

Н.тр. ПК0  
К.тр. ПК17+07.41  
К.тр. ПК16+80.95

План М 1500  
2021/354/ДС38-ИГ ДИ2-Г.9

План М 12000  
2021/354/ДС38-ИГ ДИ2-Г.5

Воткинское водохранилище

ПАО "Роснефть"

План М 1500  
2021/354/ДС38-ИГ ДИ2-Г.11

План М 1500  
2021/354/ДС38-ИГ ДИ2-Г.13

План М 1500  
2021/354/ДС38-ИГ ДИ2-Г.15

Трасса нефтегазового трубопровода от куста №330

Трасса подземной автодороги на куст №330

Трасса автопроезда к площадке скважины №330  
35872-24, 000 НПП "Изыскатель", 2019г.

Трасса ВЛ-10кВ к площадке куста №330

1-1

Граница ойбоды под строительство	14.0	19.0	0.11
Трасса нефтегазового трубопровода от куста №330	14.0	19.0	0.11
Трасса подземной автодороги на куст №330	14.0	19.0	0.11
Трасса ВЛ-10кВ к площадке куста №330	14.0	19.0	0.11
Граница ойбоды под строительство	14.0	19.0	0.11

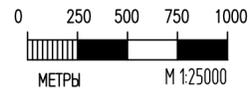
2-2

Граница ойбоды под строительство	14.0	10.3	15.1	18.8
Трасса нефтегазового трубопровода от куста №330	14.0	10.3	15.1	18.8
Трасса подземной автодороги на куст №330	14.0	10.3	15.1	18.8
Трасса ВЛ-10кВ к площадке куста №330	14.0	10.3	15.1	18.8
Граница ойбоды под строительство	14.0	10.3	15.1	18.8

Азимут истинный  
Система координат МСК-59  
Система высот Балтийская 1977г.  
Изыскания выполнены в январе 2022г.  
Обновление топографической съемки выполнено в июне 2022г.  
Сплошные горизонталы проведены через 20 метров.

- граница землепользований
- граница ГПЗУ
- граница водоохранной зоны поверхностных водотоков
- граница прибрежной защитной полосы поверхностных водотоков

Инф. № подл.	Вари. инф. №
Подп. и дата	



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

2021/354/ДС38-PD-PP01.TCH

Лист  
5

Характеристика коридоров инженерных коммуникаций приведена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристика коридоров инженерных коммуникаций

№ поперечника	Наименование трассы	Расстояние в свету, м	Глубина заложения, м	Владелец
<b>Куст № 330</b>				
Рис 3.1, сечение 1-1	Трасса нефтегазосборного трубопровода от куста №330	–	–	–
		19,0		
	Технологический проезд (ш.4.8) Щ		–	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
		0,1		
	Трасса подъездной автодороги на куст №330		–	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
		0,4		
	Трасса автопроезда к площадке скважины №330 з.5872-24, ООО НПП "Изыскатель", 2019г.		–	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
		20,5		
	Трасса ВЛ-10кВ к площадке куста №330		–	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
		–		
	Общая ширина коридора коммуникаций, м	40,0		
Рис 3.1, сечение 2-2	Трасса нефтегазосборного трубопровода от куста №330	–	–	–
		25,2		
	технологический проезд (ш.5.5) Щ		–	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
		18,8		
	ВЛ 6кВ 3пр. ф-6		–	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
		–		
	Общая ширина коридора коммуникаций, м	44,0		

Начало, конец, а также протяженность линейной части нефтегазосборного трубопровода указана в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Протяженность линейной части нефтегазосборного трубопровода

№ п/п	Наименование трубопровода	Пикеты ПК		Протяженность, км
		Начало	Конец	
<b>Куст № 330</b>				
1	Нефтегазосборный трубопровод от куста № 330	ПК0+1,50 (Задвижка с электроприводом)	ПК25+82,71 (т.вр. в сущ. тр. ГЗУ-7059)	2,581

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-РРО1.ТСН	Лист
							6

№ п/п	Наименование трубопровода	Пикеты ПК		Протяженность, км
		Начало	Конец	
		с проект. АГЗУ)		

Физико-химические свойства, состав нефти и попутного газа, гидравлический расчет и параметры работы нефтегазосборного трубопровода приведены

в томе 3.1.1 «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения».

Фонд проектируемых добывающих скважин, планируемые объемы добычи нефти и жидкости скважин проектируемого куста №330 Ножовского нефтяного месторождения приняты на основании ТУ УРНГМ от 30.08.2021 г. и приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Фонд проектируемых скважин, планируемые объемы добычи нефти и жидкости Ножовского нефтяного месторождения

Номер куста скважин	Скважины добывающие			
	Номера скважин	Добыча нефти, т/сут	Добыча жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Количество
330	330	15,0	22,3	1
	333	12,0	15,0	1
	332	12,0	15,0	1
	331	12,0	15,0	1
<b>Итого</b>		<b>51,0</b>	<b>67,3</b>	<b>4</b>

Источником поступления водонефтегазовой смеси для проектируемых скважин куста № 330 Ножовского месторождения являются продуктивные пласты Т и БШ.

Согласно табл. 1 СП 284.1325800.2016 нефтегазосборный трубопровод с куста № 330 относятся к III классу категории III.

Строительство подземного участка предусматриваются из стальных бесшовных горячедеформированных труб Ø114x5,0 по ГОСТ 8732-78, материал: сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74 с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 (Конструкция №1 по таблице №1) и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием с применением защитных втулок.

Согласно п. 5.6 СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ» границей технологической и линейной части трубопровода для куста № 330 – задвижка с электроприводом, расположенная на выходе с проектируемой АГЗУ.

Трасса нефтегазосборного трубопровода принята по оптимальному пути от куста № 330 до существующего трубопровода от ГЗУ-7059. Прохождение трассы трубопровода предусматривается согласно ГПЗУ.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-РРО1.ТСН	Лист
							7

Проектной документацией предусматривается подземный способ укладки нефтегазосборного трубопровода.

Глубина заложения проектируемого трубопровода принята исходя из свойств грунта и согласно п.9.3.1 СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»:

– при прокладке в пучинистых грунтах из условия прохождения трубопровода ниже глубины промерзания пучинистого грунта – не менее 1,7 м от поверхности земли до верха трубы (для глинистых грунтов).

В остальных случаях трубопровод укладывается на глубину не менее 0,8 м от уровня земли до верха трубы.

Разработка траншеи при пересечении существующих подземных коммуникаций производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемой коммуникации.

При пересечении проектируемого трубопровода с существующими коммуникациями расстояние между ними в свету должно приниматься не менее 350 мм, а пересечение выполняться под углом не менее 60°.

Пересечение нефтегазосборного трубопровода с куста №330 с автодорогой предусматривается открытым способом преимущественно с углом пересечения 90°, в защитных кожухах. Глубина заложения – не менее 1,4 м до верха кожуха. Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Кожухи предусматриваются из стальных сварных труб 325x10,0 из стали 10 по ГОСТ 10704-91. Для механической защиты полиэтиленового покрытия трубопровода при прокладке в кожухе применяются предохранительные изолирующие диэлектрические кольца «спейсеры» по ТУ 2291-034-00203803-2005, рекомендуемый завод-изготовитель – ООО «МЕТАФРАКС» г. Губаха.

Для защиты подземных кожухов от коррозии предусматривается антикоррозионное ленточное покрытие усиленного типа согласно ГОСТ Р 51164-98, конструкция № 19.

Пересечения проектируемого трубопровода с водными преградами отсутствуют, поэтому расчет на всплытие не производился.

Для соединения труб применяется электродуговая сварка. Сварка труб и контроль сварных соединений выполняются согласно СП 284.1325800.2016 и ВСН 012-88. Применяемые сварочные материалы должны обеспечивать равнопрочность сварного шва и основного металла трубы.

Объём контроля сварных соединений нефтегазосборного трубопровода физическими методами составляет 100% (п.19.8.5 СП 284.1325800.2016).

Подземная часть нефтегазосборного трубопровода защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ. Для исключения повреждения внутреннего изоляционного покрытия труб высокими температурами термитной сварки, приварка кабелей ЭХЗ на наружной поверхности труб предусматривается в зоне перекрытия защитной втулкой.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-РР01.ТСН	Лист
							8

Для защиты оборудования и неизолированного трубопровода от блуждающих токов в местах опусков трубопровода в землю предусмотрена установка изолирующих фланцевых соединений.

Для очистки полости от отложений АСПО нефтегазосборного трубопровода предусмотрена периодическая промывка растворителем.

Подключение проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста № 330 в существующий трубопровод от ГЗУ-7059 предусматривается подземным способом врезкой через стальной тройник. Узлы подключения предусматривается выполнить из стальных бесшовных труб с внутренним покрытием.

Трасса на местности закрепляется предупреждающими знаками согласно п. 71, 955, 956, 957 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Предупреждающий знак с указанием всех параметров трубопровода устанавливается в начале и конце трассы трубопровода, углах поворота, переходы через искусственные и естественные препятствия, подземные коммуникации. Знак содержит информацию о местоположении оси трубопровода, километре и пикете трассы, а также номер телефона эксплуатирующей организации.

Изоляцию сварных стыков в полевых условиях выполнить манжетами «ТИАЛ-М» по ТУ 2293-002-58210788-2004 и комплектами термоусаживающихся материалов «ТИАЛ» по ТУ 2293-004-58210788-2005. Рекомендуемый завод-изготовитель – ООО ПКФ «Техпрокомплект», г. Москва.

Для надземных участков стального трубопровода 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 6 лет. Подготовка стальной поверхности под окрашивание выполняется абразивно-струйной очисткой.

Теплоизоляция надземных участков трубопровода не предусматривается ввиду их малой протяженности.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопровода согласно п. 910 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» установлена охранная зона вдоль трассы проектируемого трубопровода в виде участка земли шириной по 25 м в каждую сторону от оси трубопровода.

Надежность и устойчивость проектируемого трубопровода обеспечивается следующими проектными решениями:

- свойства исходных материалов для сооружения трубопровода (труб, соединительных деталей, арматуры, изоляционных покрытий) приняты в соответствии с требованиями нормативных документов (СП 284.1325800.2016, ГОСТ, ТУ на эти изделия).

- конструктивные характеристики трубопровода (толщина стенки труб и соединительных деталей, глубина заложения, радиус упругого изгиба, тип изоляционных покрытий) приняты в соответствии с условиями эксплуатации

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС38-PD-РРО1.ТСН						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

по давлению и температуре и требованиями нормативных документов (СП 284.1325800.2016).

- 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);
- ветровая (для надземных участков);
- транспортирование отдельных секций, сооружение трубопроводов, испытание;
- нарушения технологического процесса, временные неисправности или поломки оборудования;
- неравномерные деформации грунта, сопровождающиеся изменением его структуры.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	2021/354/ДС38-PD-PP01.TCH						Лист
															10

#### 4 Трасса нефтегазосборного трубопровода

Согласно заданию на проектирование настоящей проектной документацией предусматривается строительство нефтегазосборного трубопровода от куста № 330 до точки врезки в существующий трубопровод от ГЗУ-7059.

*Расположение запорной арматуры по трассе нефтегазосборного трубопровода*

Расположение запорной арматуры по трассам нефтегазосборного трубопровода приведено в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Расположение запорной арматуры на нефтегазосборном трубопроводе

№ п/п	Трубопровод	Пикеты ПК	Назначение
<b>Куст № 330</b>			
1	Нефтегазосборный трубопровод от куста № 330	ПК25+50,0	Узел подключения нефтегазосборного трубопровода от куста №330 к существующему трубопроводу от ГЗУ-7059 (задвижка + обратный клапан)

Согласно п. 9.2.1 СП 284.1325800.2016 в точке подключения проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста № 330 в существующий трубопровод от ГЗУ-7059 предусматривается отключающая задвижка с ручным управлением.

Для предотвращения движения продукции обратным потоком из ГЗУ-7059 в проектируемый нефтегазосборный трубопровод на нем предусматривается установка обратного клапана.

С обеих сторон запорной арматуры устанавливаются манометры. Подключение проектируемого трубопровода к существующему трубопроводу предусмотрено подземно через тройник.

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

Узлы задвижек размещаются в ограждениях.

На ограждении закрепляются запрещающие знаки «Запрещается пользоваться открытым огнем» и «Проход запрещен», а также предупреждающие знаки.

Согласно паспортным данным заводов-изготовителей срок службы запорной арматуры – не менее 20 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;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-РР01.ТСН	Лист
							11

- 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 стального трубопровода 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 эмаль «OLITECH-УР (УФ)» в 1 слой (1x60 мкм).

Теплоизоляция надземных участков трубопровода не предусматривается ввиду их малой протяженности.

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

**Сведения о радиусах и углах поворота, продольных уклонах, преодолеваемых высотах нефтегазосборного трубопровода**

Продольные уклоны трубопровода выбраны таким образом, чтобы обеспечить его оптимальное прохождение. Продольные уклоны приведены на продольном профиле нефтегазосборного трубопровода от куста № 330.

В таблице **Ошибка! Источник ссылки не найден.** приведена ведомость углов поворота по трассе проектируемого нефтегазосборного трубопровода.

Таблица 4.2 – Ведомость углов поворота трассы нефтегазосборного трубопровода от куста № 330

Ведомость углов поворота, прямых и кривых.												
углы			кривые						прямые			
Точка	положен. вершины угла ПК+	угол повор. +право - лево, град.	бэга 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				
			бэга 2 град.	A 2 м	L 2 м	T 2 м	кон.закр. ПК+	кон.КК ПК+				
	0+00,00											
									61,24	61,24	71°03'	

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-РРО1.ТСН						Лист
												12

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

## Ведомость углов поворота, прямых и кривых.

углы			кривые						прямые		
Точка	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+			
1	0+61,24	44°35'			0,00	0,00	0+61,24	0+61,24	12,85	12,85	115°38'
					0,00	0,00	0,00	0,00			
					0,00	0,00	0+61,24	0+61,24			
2	0+74,08	-45°00'			0,00	0,00	0,00	0,00	1143,16	1143,16	70°38'
					0,00	0,00	0+74,08	0+74,08			
					0,00	0,00	12+17,25	12+17,25			
3	12+17,25	-25°00'			0,00	0,00	0,00	0,00	149,43	149,43	45°38'
					0,00	0,00	12+17,25	12+17,25			
					0,00	0,00	13+66,67	13+66,67			
4	13+66,67	20°00'			0,00	0,00	0,00	0,00	185,33	185,33	65°38'
					0,00	0,00	13+66,67	13+66,67			
					0,00	0,00	15+52,00	15+52,00			
5	15+52,00	45°00'			0,00	0,00	0,00	0,00	193,09	193,09	110°38'
					0,00	0,00	15+52,00	15+52,00			
					0,00	0,00	17+45,08	17+45,08			
6	17+45,08	-70°00'			0,00	0,00	0,00	0,00	308,31	308,31	40°38'
					0,00	0,00	17+45,08	17+45,08			
					0,00	0,00	20+53,39	20+53,39			
7	20+53,39	5°00'			0,00	0,00	0,00	0,00	221,76	221,76	45°38'
					0,00	0,00	0,00	0,00			
					0,00	0,00	0,00	0,00			

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2021/354/ДС38-PD-PP01.TCH

Лист

13

Изм Кол.уч Лист № док Подп. Дата

Ведомость углов поворота, прямых и кривых.

углы			кривые						прямые		
Точка	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	0,00	20+53,39	20+53,39			
8	22+75,15	-30°00'			0,00	0,00	22+75,15	22+75,15			
					0,00	0,00	0,00	0,00	219,99	219,99	15°38'
					0,00	0,00	22+75,15	22+75,15			
9	24+95,14	60°00'			0,00	0,00	24+95,14	24+95,14			
					0,00	0,00	0,00	0,00	87,56	87,56	75°38'
					0,00	0,00	24+95,14	24+95,14			
	25+82,71										

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-РРО1.ТСН

## Сведения о пересечении проектируемого нефтегазосборного трубопровода с автодорогой

Ведомость пересечения проектируемого нефтегазосборного трубопровода с автодорогами приведена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Ведомость пересечения с автодорогам

№№ 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 нефтегазосборного трубопровода от куста №330											
1.	3	25+61,0	технологический проезд ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	щебень			89°	8,7	5,3	153,13	

## Сведения о пересечении проектируемого нефтегазосборного трубопровода с надземными и подземными коммуникациями

Ведомость пересечения проектируемого нефтегазосборного трубопровода с надземными и подземными коммуникациями приведена в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Ведомость пересечения с надземными и подземными коммуникациями трассы нефтегазосборного трубопровода от куста № 330

№№ 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
1.	2	12	92,4	64°	кабель связи	Ножовка – Бабка	ПАО «Ростелеком»		163,36	0,7	

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-РРО1.ТСН	Лист 15
-----	--------	------	-------	-------	------	---------------------------	------------

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2.	3	25	82,71	86°	нефтепровод	ГЗУ-7059– УП Ножовка	ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»	114	152,71	1,0	ст.

### Инженерная подготовка территории

Факторами, осложняющими строительство проектируемых сооружений, являются пучинистость грунтов; возможное формирование «верховодки» на глубинах до 0,5 м от поверхности земли.

Согласно табл. 5.1 СП 115.13330.2018 категория опасности выявленных природных процессов (пучение) – потенциально опасная; землетрясения – умеренно опасная.

При проектировании рекомендуется предусмотреть противопучинные мероприятия: инженерно-мелиоративные (тепломелиорация и гидромелиорация); конструктивные; физико-химические (гидрофобизация грунтов, добавки полимеров, засоление и др.); комбинированные, при необходимости в проекте следует предусмотреть проведение наблюдений (мониторинга) для обеспечения надежности и эффективности, применяемых противопучинных мероприятий (п.12 СП 116.13330.2012).

В пределах района работ грунты в зоне сезонного промерзания (до глубины 1,58 м) грунты проявляют пучинистые свойства.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС38-PD-PP01.TCH							16
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

## 5 ВЛ-10 кВ

Электроснабжение потребителей на площадке куста №303 предусмотрено от ВЛ-10 кВ фидера №6 ПС «Стрелка»

Основные характеристики и этапы строительства проектируемых ВЛ-10 кВ приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Основные характеристики ВЛ-10 кВ

№ п/п	Характеристика	Показатель	Единица измерения
<b>ВЛ-10 кВ на куст №330</b>			
1	Длина трассы ВЛ	<b>1,681</b>	<b>км</b>
2	Класс напряжения	10	кВ
3	Тип провода, подвешиваемого на опорах	СИП-3 95мм <sup>2</sup>	-
4	Тип стойки опоры	ж/б СВ 110	-
5	Начало трассы ПК0+00,00	оп. 15/40/11 фидера №6 ПС «Стрелка»	
6	Конец трассы ПК16+80,95	КТП-10/0,4кВ	

### Описание трасс

#### ВЛ-10 кВ на куст №330

Проектируемые трассы нефтегазосборного трубопровода и ВЛ-10кВ расположены в одном технологическом коридоре и характеризуются аналогичными физико-географическими и инженерно-геологическими условиями. Описание производится по трассе нефтегазосборного трубопровода от куста №330.

ПК0. Трасса трубопровода берет начало от площадки скважин №330 и следует в северо-восточном направлении с повышением в рельефе по пахотным землям, вдоль насыпи промышленной автодороги.

К северо-восточной границе проектируемой площадки подходят трассы подъездной автодороги и ВЛ-10кВ.

На участке ПК16+34,4-ПК16+44,2 трассы ВЛ-10кВ – складирование гравийного грунта, высотой 2,2м.

ПК5+89. На ПК5+42 трасса трубопровода проходит по тальвегу понижения в рельефе и далее следует с повышением в рельефе.

На ПК11+40,5 проектируемой трассы автодороги, проходящей 18,5м южнее трассы трубопровода, проложена металлическая труба, диаметром 0,6м, по которой осуществляется сток паводковых вод.

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС38-PD-PP01.TCH						17
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

На ПК11+78 проектируемой трассы ВЛ-10кВ, проходящей в 40м южнее трассы трубопровода, в 5,5м южнее, расположена вершина лога юго-восточного простираения. Борта и дно лога задернованы и залесены (ольха).

ПК5+89. Трасса нефтегазосборного трубопровода продолжает следовать в северо-восточном направлении по пахотным землям с понижением в рельефе, вдоль насыпи промышленной дороги (в 10,5-28,0м южнее).

На участке ПК15+52-ПК17+45 трасса следует в юго-восточном направлении.

ПК17+45. Проектируемый трубопровод проходит в 10,5-25,0м от насыпи существующей промышленной дороги.

В 44,7м юго-западнее ПК17+45 берет начало трасса подъездной автодороги на куст №330, отмыкающая от промышленной автодороги.

В 101,8м юго-западнее ПК17+45 трассы трубопровода берет начало трасса ВЛ-10кВ к площадке куста №330, на участке ПК0+17,4-ПК0+29,6 пересекающая подсыпку технологического проезда.

ПК23. На ПК23+67,8 проектируемый нефтегазосборный трубопровод пересекает тальвег понижения в рельефе (пашня) и следует вдоль существующего технологического проезда, в 18,0м восточнее.

ПК25+82,71(к.тр.). На участке ПК25+56,6-ПК25+65,2 трасса трубопровода пересекает дресвяную подсыпку технологического проезда, мощностью 0,2м и заканчивается на ПК25+82,71 врезкой в существующий нефтепровод. Местность открытая, относительно ровная (пашня).

### Сведения об углах поворота

Комплекс опор проектируемых ВЛ-10 кВ включает следующие унифицированные типы нормальных опор:

- промежуточные опоры;
- анкерные и концевые опоры;
- угловые промежуточные опоры;
- угловые анкерные опоры.

На угловых промежуточных, анкерных и концевых опорах устанавливается один подкос, на анкерных угловых - два, один из которых располагается с отклонением от биссектрисы внутреннего угла ВЛ-10кВ на 15град.

Сведения об углах поворота проектируемых трасс ВЛ-10 кВ приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Сведения об углах поворота

Ведомость углов поворота, прямых и кривых.

Точка	углы		кривые						прямые		
	положен. вершины	угол повор.	бэта 1 град.	A 1 м	L 1 м	T 1 м	нач.закр. ПК+	нач.КК ПК+	прямая вставка,	расст. между	дирекц. угол,

Взам. инв. №	Подл. и дата										
Инв. № подл.											Лист
											18
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-РРО1.ТСН					

	угла ПК+	+право -лево, град.	альф.КК град.	R м	LKK м	D м	L закр. м	Б м	м	верш. углов, м	град.
			бэта 2 град.	A 2 м	L 2 м	T 2 м	кон.закр. ПК+	кон.КК ПК+			
	0+00,00								142,18	142,18	317°05'
1	1+42,18	-43°40'			0,00	0,00	1+42,18	1+42,18			
					0,00	0,00	0,00	0,00	69,92	69,92	273°26'
					0,00	0,00	1+42,18	1+42,18			
2	2+12,11	-22°02'			0,00	0,00	2+12,11	2+12,11			
					0,00	0,00	0,00	0,00	69,98	69,98	251°23'
					0,00	0,00	2+12,11	2+12,11			
3	2+82,09	-22°09'			0,00	0,00	2+82,09	2+82,09			
					0,00	0,00	0,00	0,00	203,36	203,36	229°15'
					0,00	0,00	2+82,09	2+82,09			
4	4+85,45	21°23'			0,00	0,00	4+85,45	4+85,45			
					0,00	0,00	0,00	0,00	1125,56	1125,56	250°37'
					0,00	0,00	4+85,45	4+85,45			
5	16+11,01	-9°54'			0,00	0,00	16+11,01	16+11,01			
					0,00	0,00	0,00	0,00	69,94	69,94	240°43'
					0,00	0,00	16+11,01	16+11,01			
	16+80,95										

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2021/354/ДС38-PD-PP01.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

## Переходы через естественные и искусственные преграды

Переходы ВЛ-10 через естественные и искусственные преграды предусматриваются с помощью типовых опор со стойками наземным способом, и выполняются согласно требованиям ПУЭ изд.7.

При пересечении с инженерными коммуникациями и автодорогами предусматривается соблюдение габаритных расстояний согласно табл.2.5.35 ПУЭ изд.7. Габарит в месте пересечения с автодорогами составляет не менее 7,0м.

Для обеспечения габарита для провоза крупногабаритных грузов применяются повышенные опоры по серии шифр 21.0050.

Расстояние от подошвы насыпи автодороги III, IV-в категории до опоры ВЛ-6,10 кВ принято не менее 2,0м (в стесненных условиях), согласно табл.2.5.35 ПУЭ изд.7.

Расстояние от существующих и ранее запроектированных подземных трубопроводов до опор ВЛ-10 кВ в соответствии с требованиями табл.2.5.40 ПУЭ принято не менее 6м.

Расстояние от существующих взрывопожароопасных зданий, сооружений, наружных установок площадок скважин и кустов значительно превышает требования п.2.5.278 ПУЭ (1,5 высоты опоры ВЛ).

Вдоль ВЛ-10кВ устанавливается охранная зона шириной по 10 м в каждую сторону от крайних проводов.

Ширина просеки ВЛ-10кВ принята не менее ширины принятой охранной зоны.

Перечни пересечений трасс ВЛ-10кВ с автодорогами, подземными коммуникациями приведены в таблицах Таблица 5.3 и 5.4.

Таблица 5.3 – Ведомость пересечения с наземными и подземными коммуникациями

№№ пересечения	Километр	На участке		Угол пересечения	Наименование трубопровода и его назначение (наземного 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								
<b>Трасса ВЛ-10кВ к площадке куста №330</b>											
1.	1	3	93.8	65°	кабель связи	Ножовка - Бабка	ПАО «Ростелеком»		161.28	0.7	
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-РРО1.ТСН					Лист
											20



## 6 Подъездная автодорога к скважинам

### Подъездная автодорога на куст №330

ПК0 проектируемой **подъездной автодороги на куст №330** принят на оси промышленной дороги, в 44,7м юго-западнее ПК17+45 трасы трубопровода. На ПК11+40,5 проектируемой трассы автодороги, проходящей 18,5м южнее трассы трубопровода, проложена металлическая труба, диаметром 0,6м, по которой осуществляется сток паводковых вод.

На участке ПК0-ПК16+50.0 проходит по насыпи промышленной автодороги От ПК0 трасса изыскана в северо-восточном направлении.

По трассе проектируемой автодороги задано 9 углов поворота, обусловленные наличием существующих и проектируемых сооружений, коридоров коммуникаций, условиями подхода к площадке куста скважин и рельефом местности.

Конец трассы, ПК1+65.00, принят в районе площадки для пожарной техники.

Тип местности по характеру и степени увлажнению по трассе подъездной автодороги на куст №330 на участках ПК0-ПК2, ПК3-ПК17+7,41(к.тр.) – 1 (поверхностный сток обеспечен, грунтовые воды не оказывают влияния на увлажнение верхней толщи грунтов), на участке ПК2-ПК3 – 2 (поверхностный сток не обеспечен, грунтовые воды не оказывают влияния на увлажнение верхней толщи грунтов), согласно табл.В.1 приложения В СП 34.13330.2021.

Протяжённость автодороги равна 1,650 км.

План автодороги приведён на листе PPO2.GCH.AD-01. Продольный профиль автодороги приведен на листе PPO2.GCH.AD-03.

### Сведения об углах поворота

Сведения об углах поворота проектируемой автодороги приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 -Сведения об углах поворота проектируемой автодороги.

Ведомость углов поворота, прямых и кривых.

Взам. инв. №	Подл. и дата	Инв. № подл.	углы			кривые				прямые				
			Точка	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			
				0+00,00										
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-PPO1.TCH					Лист
														22

									30,80	218,80	313°51'
1	2+18,80	-86°27'	86°27'20"	200	0,00	187,99	0+30,80	0+30,80	95,92	327,92	227°24'
					301,79	74,20	301,79	74,49			
					0,00	187,99	3+32,59	3+32,59			
2	4+72,52	19°58'	19°58'06"	250	0,00	44,01	4+28,50	4+28,50	42,18	107,85	247°22'
					87,13	0,89	87,13	3,84			
					0,00	44,01	5+15,63	5+15,63			
3	5+79,47	4°08'	4°08'00"	600	0,00	21,65	5+57,82	5+57,82	37,73	74,29	251°30'
					43,28	0,02	43,28	0,39			
					0,00	21,65	6+01,10	6+01,10			
4	6+53,74	-0°51'	0°51'14"	2000	0,00	14,90	6+38,83	6+38,83	294,13	318,25	250°39'
					29,81	0,00	29,81	0,06			
					0,00	14,90	6+68,64	6+68,64			
5	9+71,99	-0°13'	0°12'40"	5000	0,00	9,21	9+62,77	9+62,77	276,28	292,91	250°26'
					18,43	0,00	18,43	0,01			
					0,00	9,21	9+81,20	9+81,20			
6	12+64,90	-0°25'	0°25'29"	2000	0,00	7,42	12+57,49	12+57,49	89,38	117,48	250°01'
					14,83	0,00	14,83	0,01			
					0,00	7,42	12+72,32	12+72,32			
7	13+82,38	1°35'	1°34'47"	1500	0,00	20,68	13+61,70	13+61,70	78,23	115,81	251°36'
					41,36	0,00	41,36	0,14			

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-PP01.TCH	Лист
							23

					0,00	20,68	14+03,06	14+03,06			
					0,00	16,89	14+81,29	14+81,29			
8	14+98,18	-1°17'	1°17'26"	1500	33,79	0,00	33,79	0,10			
					0,00	16,89	15+15,08	15+15,08	82,07	108,76	250°18'
					0,00	9,79	15+97,15	15+97,15			
9	16+06,95	0°45'	0°44'54"	1500	19,59	0,00	19,59	0,03			
					0,00	9,79	16+16,74	16+16,74	33,26	43,05	251°03'
	16+50,0										

### Сведения о пересечении проектируемой автодороги с надземными и подземными коммуникациями

Проектируемая автодорога не пересекает трубопроводы.

### Сведения о пересечении проектируемой автодороги с автодорогой

Ведомость пересечения проектируемой автодороги с автодорогами приведена в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Ведомость пересечения с автодорогами.

№№ 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			километр	пикет		земляного полотна	проезжей части		
<b>Трасса подъездной автодороги на куст №330</b>											
2	с ПК0 по ПК16+71.9 по технологическому проезду (щебень) ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»										

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-РРО1.ТСН	Лист
							24

## Сведения о пересечении проектируемой автодороги с ВЛ и линиями связи

Ведомость пересечений с линиями связи приведена в таблице 6.3

Таблица 6.3 Ведомость пересечения с подземными коммуникациями

№№ пересечения	Километр	На участке		Угол пересечения	Наименование трубопровода и его назначение (наземного 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								

### Подъездная автодорога на куст №330

1.	1	4	14.7	68°	кабель связи	Ножовка - Бабка	ПАО «Ростелеком»		162.23	0.7	
----	---	---	------	-----	--------------	-----------------	------------------	--	--------	-----	--

## 7 Техническая характеристика проектируемых автодорог

Проектом предусматривается строительство подъездной автодороги IV-н технической категории протяженностью 1,650 км.

Направление трассы автодороги обусловлено размещением площадки скважины, коридорами ранее изысканных и существующих коммуникаций и площадок, наличием существующих автодорог и рельефом местности.

Проектируемая автодорога по назначению является постоянной, вспомогательной, межплощадочной дорогой нефтяного промысла, соединяющей между собой кустовые площадки нефтяных скважин и существующие нефтяные объекты месторождения, обеспечивающими технологические перевозки хозяйственных и вспомогательных грузов, проезд пожарных машин, ремонтных и аварийных машин вдоль линий коммуникаций для их обслуживания.

Согласно СП 37.13330.2012 «Промышленный транспорт. Актуализированная редакция СНиП 2.05.07-91\*» проектируемая автодорога относится к IV-в категории. Ширина земляного полотна принята равной 5,50 м, ширина проезжей части – 3,50 м, ширина обочин – 1,00 м. При расположении на обочинах ограждающих устройств ширина обочин предусматривается в соответствии с ГОСТ Р 52289-2019 пункт 8.2.3.

В связи с уменьшенной шириной обочины, для разъезда встречных автомобилей, в соответствии с требованиями СП 37.13330.2012 предусматривается устройство разъездных площадок длиной 30м с необходимым обустройством.

Согласно п. 7.5.12 СП 37.13330.2012 проектом предусмотрено устройство виражей на кривых в плане радиусом менее 600м, согласно п. 7.4.8 на горизонтальных кривых в плане радиусом 300м и менее предусмотрены

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-РРО1.ТСН			25

переходные кривые, где позволила длина круговой кривой малого радиуса и прямая вставка между кривыми.

Согласно п. 7.5.14 СП 37.13330.2012 на всех кривых в плане радиусом менее 1000м проектом предусмотрено уширение проезжей части с внутренней стороны за счет обочин.

В соответствии с требованиями СП 37.13330.2012 расчётная скорость движения на автодороге принята 25 км/час, наименьший радиус кривых в плане равен 200 м, наименьший радиус кривых в продольном профиле принят: выпуклых – 400 м, вогнутых – 600 м, максимальный продольный уклон составляет 100 ‰.

Интенсивность движения по проектируемой автодороги 1 авт/сут.

Таблица 7.1– Технические характеристики проектируемой автодороги

Наименование	Ед. изм.	Показатель
1 Категория автодороги		IV-н
2 Расчётная скорость движения	км/ч	25
3 Ширина земляного полотна	м	5,50
4 Ширина проезжей части	м	3,50
5 Число полос движения	шт	1
6 Ширина обочин	м	1,0
7 Максимальный продольный уклон	‰	56
8 Минимальный радиус кривых в плане	м	200
9 Минимальный радиус вертикальной кривой:		
- выпуклой	м	1140
- вогнутой	м	703
10 Дорожная одежда – переходного типа из щебня толщиной по оси 42 см с армирующей прослойкой, ГОСТ 8267-93* под расчётную нагрузку 13 т	см	42

Поперечный профиль конструкции земляного полотна разработан применительно к типовым материалам для проектирования серии 503-0-48.87\*\*

«Земляное полотно автомобильных дорог общего пользования» и данных инженерных изысканий следующих типов:

Тип 1 –насыпь высотой до 2,00 м по существующему проезду с откосами крутизной 1:3.

Земляное полотно отсыпается из грунтов местного сосредоточенного карьера грунтовых строительных материалов из грунтов нормальной влажности в соответствии с требованиями СП 34.13330.2021 (таблиц В.11, В.12 приложения В). Грунт земляного полотна уплотняется до величины 0,95 от стандартного

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-PP01.TCH	Лист
							26

уплотнения при относительном коэффициенте уплотнения 1,05 согласно табл. 7.2 и табл. В.14 приложения В СП 34.13330.2021.

Для обеспечения водоотвода проектом предусмотрено устройство водоотводных канав с заложением откосов 1:3 - 1:1,5, с необходимым креплением дна и откосов канав, ширина дна канав составляет 0,4 м. Отвод воды осуществляется в ближайшее водопропускное сооружение или пониженную часть рельефа. При отводе воды в пониженную часть рельефа устраиваются сбросы, укрепленные по типу канавы.

Укрепление канав назначено в зависимости от физико-механических свойств, грунтов и продольных уклонов согласно ГОСТ Р 59611-2021 «Дороги автомобильные общего пользования. Система водоотвода. Требования к проектированию»:

- до 10 ‰ без укрепления;
- от 10-20 ‰ засевом трав по слою растительного грунта;
- от 20 ‰ до 30% - откосы засевом трав по слою растительного грунта толщиной 15 см, дно укреплением щебнем фр.40-70 мм толщиной 15 см;
- от 30 ‰ до 50% - монолитным бетоном В-20 толщиной 8 см по слою песчано-гравийной смеси толщиной 5 см.

Привязка типов укрепления канав и кюветов дана на продольном профиле.

Укрепление откосов земляного полотна принято согласно серии 3.503.9-78\* «Конструкции укрепления откосов земляного полотна автомобильных дорог общего пользования» посевом многолетних трав по слою растительного грунта толщиной 15 см с одинарной нормой высева семян при высоте насыпи до 2,0 м.

Конструкция дорожной одежды разработана применительно к типовым строительным конструкциям, изделиям и узлам серии 3.503-71/88 «Дорожные одежды автомобильных дорог общего пользования» и рассчитана в соответствии с ОДН 218.046-01 «Проектирование нежестких дорожных одежд».

Исходя из обеспеченности строительными материалами, принята дорожная одежда переходного типа принята из фракционированного щебня, ГОСТ 8267-93\* «Щебень и гравий из плотных пород для строительных работ».

Конструкция дорожной одежды толщиной 42 см на подъездной автодороге на куст №330 принята под расчетную осевую нагрузку автомобиля 13 т - ТИП I:

- покрытие щебень М800 фр. 40-70, уложенный по способу заклинки толщиной по оси 20 см,
- основание щебень М800 фр. 40-70, уложенный по способу заклинки толщиной 22 см.
- армирующая прослойка из георешетки согласно ГОСТ Р 56338-2015 должна иметь прочность при растяжении не менее 30 кН/м, удлинение при максимальной нагрузке не более 20%, прочность при статическом продавливании не менее 2,5кН, прочность при динамическом продавливании не более 30 мм, сопротивление местным повреждением не менее 80%»;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС38-PD-PP01.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

- разделяющая прослойка из геотекстиля с характеристиками согласно ГОСТ Р 56419-2015.

Искусственные сооружения предусматриваются под расчётную нагрузку АК14 и НК14 в соответствии с нормативными документами: СП 35.13330.2011 «Мосты и трубы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.03-84\*», СП 46.13330.2012 «Мосты и трубы. Актуализированная редакция СНиП 3.06.04-91», СП 34.13330.2012 «Автомобильные дороги. Актуализированная редакция СНиП 2.05.02-85\*», ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений на суше. Технологическое проектирование», СТО НОСТРОЙ 2.25.101-2013 «Автомобильные дороги. Устройство, реконструкция и капитальный ремонт водопропускных труб. Часть 3. Трубы металлические. Устройство и реконструкция».

Отверстия труб рассчитаны на пропуск максимальных расходов весеннего половодья вероятностью превышения 3%, согласно СП 33-101-2003 «Определение основных расчётных гидрологических характеристик», исходя из безнапорного пропуска расчётного расхода воды.

По трассе автодороги в водопропускных трубах образование наледей не предвидится.

Конструкция водопропускных труб диаметром 0,8 м приняты из элементов, выполненных применительно к типовому проекту серии 3.501.3-187.10 "Трубы водопропускные круглые отв. 0,5-2,5 м спиральновитые из гофрированного металла с гофром 68x13 и 125x26 мм". Конструкции труб приняты с размером гофр 68x13 мм для труб отверстиями 0,8 м, толщиной стенки 2,5 мм. Толщина стенки выбрана для труб обычного исполнения, согласно табл.8.37 СП35.13330.2012. Конструкция труб состоит из секций полной заводской готовности, соединяемых между собой бандажами. Трубы изготавливаются из стали марки DX510 по EN10346. Болты и гайки для соединительных бандажей принимаются по DIN965, DIN933 и DIN934. Для устройства основного антикоррозийного покрытия элементов и крепежных деталей гофрированных труб следует применять цинк марки ЦО по ГОСТ 3640-94. В качестве дополнительной антикоррозийной защиты, наносимой в условиях стройплощадки, применяются наполненные битумно-резиновые мастики заводского изготовления марок МБР-685 и МБР-90 по ГОСТ 15836-79 и битумно-минеральные (битуминоли) марок Н-1 и Н-2 по ВСН 176-78. Для защиты от повреждения антикоррозийного покрытия трубы при ее засыпке применяется нетканый геотекстильный материал (типа "Дорнит" по ТУ 8391-001-50099417-2001). В трубах отв. 0,8 м для защиты от абразивного износа предусматривается устройство дополнительного защитного покрытия из HDPE (полиэтилена низкого давления) заводом-изготовителем. Трубы диаметром 0,80 м укладываются на песчано-гравийную подушку толщиной 0,40 м, согласно табл.5 серии 3.501.3-187.10, для труб обычного исполнения. Укрепление основания оголовочной части трубы предусмотрено устройством противопрофильтрационного экрана из цементно-грунтовой смеси (портландцемент

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС38-PD-PP01.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

М400 - 20%, известь - 1%) длиной не менее 2,0 м и глубиной 1,40 м (не менее 0,7 глубины промерзания) согласно требованиям п.6.3.6 ОДМ 218.2.001-2009. Засыпка трубы производится гравийно - песчаной смесью с модулем деформации  $E_{gr} \geq 18$  МПа при коэффициенте уплотнения 0,95 м от максимальной стандартной плотности. Толщина слоя обратной засыпки - 0,5 м над трубой.

Тип исполнения водопропускных труб - обычный. Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92% составляет -36 °С.

Таблица 7.2 – Ведомость установки искусственных сооружений

Наименование водотока	Расход воды ( $Q_{3\%}$ ), $m^3/c$	Отверстие, м	Длина, м
Пониженное место на ПК0+30,00	0,30	0,8	12,10
Пониженное место на ПК11+40,5	0,48	0,8	13,70
Пониженное место на ПК16+30,00	0,48	0,8	11,80

Укрепление русел и откосов насыпей у водопропускных труб принято применительно к материалам ОАО «Трансмост» шифр 2337 «Укрепление русел, конусов и откосов насыпей у малых и средних мостов и водопропускных труб».

Откосы входного и выходного оголовков укрепляются каменной наброской М600 F200 толщиной 15 см на слое щебня М400, фр. 40-70 толщиной 10 см.

Русло у труб укрепляется каменной наброской М600 F200 толщиной 50 см на слое щебня М400, фр. 40-70 толщиной 10 см.

Каменная наброска предусмотрена из несортированного бутового камня размером 15-18 см прочностью не ниже 20 МПа, морозостойкостью F200, плотностью не ниже 2,0 т/м<sup>3</sup> согласно шифра 2337 «Укрепление русел, конусов и откосов насыпей у малых и средних мостов и водопропускных труб».

Размеры укреплений входного и выходного русла выполнены в соответствии с типовым проектом серии 3.501.3-187.10-58 укрепление каменной наброской.

Проектной документацией для обеспечения безопасности движения предусмотрено обустройство дорог дорожными знаками, направляющими устройствами в соответствии с ГОСТ Р 52289-2019 «Технические средства организации дорожного движения. Правила применения дорожных знаков, разметки, светофоров, дорожных ограждений и направляющих устройств». Направляющие устройства предусматриваются по типовым конструкциям, изделиям и узлам зданий и сооружений серии 3.503.1-89 «Ограждения на автомобильных дорогах» в виде сигнальных столбиков. Расстановка столбиков выполняется с учётом требований ГОСТ Р 52289-2019 «Технические средства организации дорожного движения. Правила применения дорожных знаков,

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС38-PD-PP01.TCH							29
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

разметки, светофоров, дорожных ограждений и направляющих устройств». Конструкция сигнальных столбиков предусматривается в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50970-2011 «Технические средства организации дорожного движения. Столбики сигнальные дорожные. Общие технические требования. Правила применения». Сигнальные столбики устанавливаются на обочине на расстоянии 0,35 м от бровки земляного полотна, при этом расстояние от края проезжей части до столбика составляет не менее 1 м.

Подробное описание проектных решений на строительство подъездной автодороги приведено в томе 3.5.

## 8 Решения по организации рельефа трассы и инженерной подготовке территории

Согласно Приложению Г СП 47.13330.2016 категория сложности инженерно-геологических и гидрогеологических условий района работ по данным проведенных изысканий – II (средней сложности).

Факторами, осложняющими строительство проектируемых сооружений, являются пучинистость грунтов; возможное формирование «верховодки» на глубинах до 0,5 м от поверхности земли.

По степени морозной пучинистости в пределах глубины промерзания, согласно лабораторным исследованиям (приложение Е, Ж) и табл. Б.27 ГОСТ 25100-2020, техногенные глинистые грунты (ИГЭ-1), суглинки твердые, полутвердые и тугопластичные (ИГЭ-2,2а) считаются слабопучинистыми (относительная деформация пучения  $\varepsilon_{\text{пн}}$  – 0,012-0,019 д.е.

Согласно СП 22.1333.2016 нормативная глубина промерзания глинистых грунтов (суглинков) под оголенной от снега поверхностью составляет 1,58 м.

Глубина заложения нефтегазосборного трубопровода при прокладке в пучинистых грунтах из условия прохождения трубопровода ниже глубины промерзания пучинистого глинистого грунта – не менее 1,7 м от поверхности земли до верха трубы.

Подземная часть трубопровода защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ.

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист
									30
2021/354/ДС38-PD-PP01.TCH									Лист
									30

**9 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**

Потребная площадь земельных участков на период строительства, демонтажа и эксплуатации определена по изыскательским планам, с использованием материалов межевания земель, чертежей рабочего проекта, лесоустроительных и земельно-кадастровых планов масштаба 1:10000 в соответствии с действующими нормативами и схемами строительной полосы.

Для проведения строительного-монтажных, потребуется площадь 15,1646 га, из них на период эксплуатации 3,6383 га.

**Распределение земель по срокам использования и категориям следующее:**

Таблица 1 - Распределение земель по срокам использования и категориям

Категория земель	Площадь (га)	
	Всего (га)	в т. ч. на период эксплуатации (га)
<b>Земли сельскохозяйственного назначения</b> <b>в том числе:</b>	<b>15,1190</b>	<b>3,6383</b>
- Администрация Частинского муниципального округа Пермского края	1,2465	0,2604
- Аренда ООО "АНТАР" (59:38:0780101:1058)	2,8563	0,9160
- Собственность ООО "АНТАР" (59:38:0780101:922, 59:38:0780101:913)	10,9279	2,4619
- Собственность Администрации Частинского муниципального округа (59:38:0780101:939)	0,0883	—
<b>Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения</b> <b>в том числе:</b>	<b>0,0114</b>	<b>—</b>
- Аренда ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (59:38:0000000:54)	0,0114	—
<b>Земли лесного фонда</b> <b>в том числе:</b>	<b>0,0342</b>	<b>—</b>

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- Пермский край, Осинское лесничество ГКУ «Управление лесничествами Пермского края»	0,0342	—
<b>Итого по проекту</b>	<b>15,1646</b>	<b>3,6383</b>

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

Распределение земель по землепользователям следующее:

Земли Администрации Частинского муниципального округа Пермского края – 1,2465 га (земли сельскохозяйственного назначения – пашня);

Земли Осинское лесничество ГКУ «Управление лесничествами Пермского края» - 0,0342 га (земли лесного фонда);

Земли в аренде ООО «АНТАР» - 2,8563 га (земли сельскохозяйственного назначения - пашня) 59:38:0780101:1058, Договор аренды земельного участка, №50 от 02.07.2018;

Земли в собственности ООО «АНТАР» - 9,2673 га (земли сельскохозяйственного назначения - пашня) 59:38:0780101:922, Соглашение о сервитуте №18z0319 от 01.02.2018;

Земли в собственности ООО «АНТАР» - 1,6606 га (земли сельскохозяйственного назначения - пашня) 59:38:0780101:913, Соглашение о сервитуте №18z0319 от 01.02.2018;

Земли в собственности Администрации Частинского муниципального округа - 0,0883 га (земли сельскохозяйственного назначения) 59:38:0780101:939, Соглашение о сервитуте №21z0682 от 01.06.2021;

Земли в аренде ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» - 0,0114 га (земли промышленности) 59:38:0000000:54, Договор аренды земельного участка с приложениями №13z1758 от 10.09.2013.

Общая стоимость убытков и арендных платежей, возмещаемых землепользователям, при изъятии земельных участков под объект «Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения (модуль № 138). Куст № 330» составляет 3372,96 тыс. руб. Затраты на техническую и биологическую рекультивацию – 5048,62 тыс. руб, мероприятия по лесовосстановлению – 11,06 тыс. руб.

Сводный расчет потребности в земельных участках для размещения проектируемых объектов приведен в таблице 9.1.

Таблица 9.1

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Общая стоимость убытков и арендных платежей, возмещаемых землепользователям, при изъятии земельных участков под объект «Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения (модуль № 138). Куст № 330» составляет 3372,96 тыс. руб. Затраты на техническую и биологическую рекультивацию – 5048,62 тыс. руб, мероприятия по лесовосстановлению – 11,06 тыс. руб.						Лист
			Сводный расчет потребности в земельных участках для размещения проектируемых объектов приведен в таблице 9.1.						
Таблица 9.1			2021/354/ДС38-PD-РРО1.ТСН						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Наименование объекта	Протяжен- ность линейной части, м	Ширина полосы отвода, м, стр./экспл.	Площадь отвода земель, га	
			На период строительств	На период эксплуатации
Площадка куста №330	-	-	2,1806	0,9163
Нефтегазосборный трубопровод от куста № 330	2581	24,0 /-	6,1944	-
Узел арматуры	-	-	-	0,0012
Подъездная автодорога на куст №330	1650	33,0/16,0	5,445	2,69
ВЛ-10 кВ на куст №330	1681	8,0 / -	1,3448	0,0278
Дополнительный отвод земель для размещения городков строителей, отвалов ПРС, проездов и разворотных площадок для строительной техники			0	0,003
<b>Всего по проекту, га</b>			<b>15,1646</b>	<b>3,6383</b>

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».

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист
									33
2021/354/ДС38-PD-PP01.TCH									

## 10 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 приведён на рис.3.1 данного тома, план проектируемого нефтегазосборного трубопровода см. чертежи 2021/354/ДС38-PD-PPO2.GCH.N.

Сведения о ВЛ приведены в разделе 5 данного тома, план проектируемого ВЛ см. чертежи 2021/354/ДС38-PD-PPO2.GCH.EL.

Сведения об автодороге приведены в разделе 6 данного тома, план проектируемых автодорог см. чертежи 2021/354/ДС38-PD-PPO2.GCH.AD.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-PPO1.TCH	

## 11 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. СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;
8. Федеральный закон №191-ФЗ от 29.12.2004 «Градостроительный кодекс Российской Федерации»;
9. Федеральные нормы и правила «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора РФ №534 от 15.12.2020 г.;
10. 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);
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»;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	2021/354/ДС38-PD-РРО1.ТСН	Лист
										35

20. «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ) издание 7;
21. СП 131.13330.2012 «Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99\*»;
22. СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства»;
23. СП 37.13330.2012 «Промышленный транспорт. Актуализированная редакция СНиП 2.05.07-91\*»;
24. СП 34.13330.2021 «Автомобильные дороги. Актуализированная редакция СНиП 2.05.02-85\*»;
25. СП 35.13330.2011 «Мосты и трубы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.03-84\*».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								2021/354/ДС38-PD-PP01.TCH
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

Таблица регистрации изменений

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата