



**ООО «СВЗК»**

**Свидетельство о членстве  
СРО № П2-106-2-0441 от 11.01.2017 г.**

**Заказчик – ООО «ННК-Самаранефтегаз»**

**Сбор нефти и газа со скважины № 50  
Родинского месторождения**

**Проектная документация**

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

**Подраздел 1 "Технологические решения"**

**ПИР0001.002-ТКР**

**Том 3**

**2023**



**ООО «СВЗК»**

**Свидетельство о членстве  
СРО № П2-106-2-0441 от 11.01.2017 г.**

**Заказчик – ООО «ННК-Самаранефтегаз»**

**Сбор нефти и газа со скважины № 50  
Родинского месторождения**

**Проектная документация**

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

**Подраздел 1 "Технологические решения"**

**ПИР0001.002-ТКР**

**Том 3**

**Заместитель Генерального Директора**

**К.С. Кузнецов**

**Главный инженер проекта**

**Т.А. Драгина**

**2023**

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

Обозначение	Наименование	Примечание
ПИР0001.002-ТКР-С	Содержание тома 3	2
ПИР0001.002-СП	Состав проектной документации	1
ПИР0001.002-ТКР-ТЧ	Текстовая часть	
ПИР0001.002-ТКР-Ч-001	Схема технологическая принципиальная	
ПИР0001.002-ТКР-Ч-002	Ситуационный план	
ПИР0001.002-ТКР-Ч-003	План трассы выкидного трубопровода от скв. №50 до АГЗУ	
ПИР0001.002-ТКР-Ч-004	Продольный профиль трассы выкидного трубопровода от скв. №50 до АГЗУ	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			
	Изм	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.

ПИР0001.002-ТКР-С							
Разраб.	Сечина		03.23	Содержание тома 3	Стадия	Лист	Листов
Проверил	Кадулина		03.23		П		1
Н. контр.	Шешунова		03.23		ООО «СВЗК»		
ГИП	Драгина		03.23				

Состав проектной документации смотреть том 1 – раздел 1 «Пояснительная записка» ПИР0001.002-ПЗ.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №	ПИР0001.002-СП		
	Изм	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.				
Инв. № подл.	Разраб.	Драгина	<i>[Signature]</i>	03.23	Состав проектной документации	Стадия	Лист	Листов	
	Н. контр.	Юркин	<i>[Signature]</i>	03.23		П		1	
	ГИП	Драгина	<i>[Signature]</i>	03.23		ООО «СВЗК»			

### Содержание

Содержание ..... 1

1 Исходные данные и условия для разработки проектной документации ..... 4

2 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта ..... 5

    2.1 Климат ..... 6

    2.2 Геоморфология и рельеф..... 13

    2.3 Геологическое строение района ..... 13

    2.4 Гидрография ..... 13

    2.5 Гидрогеологические условия..... 13

3 Архитектурные и объемно-планировочные решения ..... 14

4 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.) ..... 16

5 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта ..... 16

    5.1 Свойства грунтов ..... 18

6 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта ..... 21

7 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта ..... 21

8 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта (в том числе возможность автоматического регулирования таких оборудования и устройств), обеспечивающие соблюдение требований технических регламентов ..... 23

9 Перечень мероприятий по энергосбережению ..... 24

10 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства, реконструкции линейного объекта ..... 25

11 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест ..... 26

12 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта ..... 27

13 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности» ..... 28

14 Обоснование технических решений по строительству, реконструкции, капитальному ремонту в сложных инженерно-геологических условиях..... 29

15 Характеристика линейного объекта ..... 30

    15.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта ..... 30

    15.2 Сведения о проектной пропускной способности трубопровода по перемещению продукта ..... 31

    15.3 Характеристика параметров трубопровода ..... 31

    15.4 Обоснование диаметра трубопровода ..... 31

Изм	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата	ПИР0001.002-ТКР-ТЧ						
						Разраб.	Сечина	[Подпись]	03.23	Стадия	Лист	Листов
										Проверил	Кадулина	[Подпись]
Н. контр.	Шешунова	[Подпись]	03.23	Текстовая часть	ООО «СВЗК»							
ГИП	Драгина	[Подпись]	03.23									

15.4.1	Гидравлический расчет системы сбора нефти и газа .....	31
15.5	Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении .....	33
15.6	Описание системы работы запорной, регулирующей и предохранительной арматуры .....	33
15.7	Обоснование необходимости использования ингибиторных присадок .....	33
15.8	Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации .....	33
15.8.1	Расчет трубопровода на прочность .....	33
15.8.2	Материальное исполнение оборудования и трубопроводов .....	36
15.8.3	Защита от коррозии .....	37
15.9	Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов .....	38
15.10	Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них .....	38
15.11	Обоснование выбора технологии транспортирования продукции на основе сравнительного анализа (экономического, технического, экологического) других существующих технологий .....	38
15.12	Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, в том числе задвижек, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием .....	39
15.13	Сведения о числе рабочих мест и их оснащенности, включая численность аварийно-вспомогательных бригад и водителей специального транспорта .....	39
15.14	Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды .....	39
15.15	Описание системы управления технологическим процессом .....	40
15.16	Описание системы диагностики состояния трубопровода .....	40
15.17	Перечень мероприятий по защите трубопровода от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой .....	40
15.18	Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих сбору, накоплению, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию и размещению .....	40
15.19	Сведения о классе опасности отходов и местах их накопления .....	41
15.20	Описание системы снижения уровня выбросов, сбросов загрязняющих веществ, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов) .....	41
15.21	Оценка возможных сценариев аварий .....	42
15.22	Сведения о наиболее опасных участках на трассе трубопровода и обоснование выбора размера защитных, охранных зон и зон минимально допустимых расстояний, в случае если установление таких зон предусмотрено законодательными и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации .....	42
15.23	Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварии, в том числе план по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов .....	43
15.24	Описание проектных решений по прохождению трассы трубопровода (переход водных преград, болот, пересечение транспортных коммуникаций, прокладка трубопроводов в горной местности и по территориям, подверженным воздействию опасных геологических процессов) .....	43
15.24.1	Переходы через искусственные и естественные преграды и параллельное следование с инженерными сооружениями .....	43
15.24.2	Пересечения с подземными коммуникациями и линиями электропередач .....	44
15.25	Обоснование безопасного расстояния от оси нефтепровода до населенных пунктов, инженерных сооружений (мостов, дорог), а также при параллельном прохождении нефтепровода с указанными объектами и другими трубопроводами, находящимися в одном техническом коридоре .....	44
15.26	Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов .....	44
15.26.1	Монтаж и испытание трубопроводов .....	44
15.27	Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод .....	45
15.28	Сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок .....	46

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

15.29 Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, назначению трубопровода, нагрузке, грунту и другим параметрам .....46

15.30 Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета .....46

15.31 Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопровода .....46

15.32 Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте линейного объекта .....47

15.33 Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопроводов по трассе с крутизной склонов более 15 градусов .....47

15.34 Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках .....47

15.35 Описание конструктивных решений при прокладке трубопровода по обводненным участкам, на участках болот, на участках с высоким уровнем грунтовых вод и долгосрочным подтоплением паводковыми водами, участках, где наблюдаются осыпи, оползни, участках, подверженных эрозии, при пересечении крутых склонов, промоин, а также при переходе малых и средних рек .....47

15.36 Описание принципиальных конструктивных решений балластирования трубы трубопровода с применением технических средств, препятствующих всплытию трубопровода .....47

15.37 Обоснование выбранных мест установки сигнальных знаков на берегах водоемов, лесосплавных рек и других водных объектов .....48

15.38 Сведения о способах пересечения трубопровода .....48

**16 Приложения .....49**

Приложение А Сертификат соответствия комплекта оборудования коррозионного мониторинга требованиям технического регламента таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» .....49

Приложение Б Таможенный союз. Сертификат соответствия задвижек клиновых требованиям технического регламента «О безопасности машин и оборудования» .....50

Приложение В Ведомость пересечений трасс с инженерными коммуникациями .....51

**Таблица регистрации изменений .....52**

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Подок.	Подп.	Дата

# 1 Исходные данные и условия для разработки проектной документации

Настоящий раздел проектной документации разработан на основании задания на проектирование по объекту «Сбор нефти и газа со скважины № 50 Родинского месторождения», утвержденного Генеральным директором ООО «ННК-Самаранефтегаз» А.Г. Швецовым. в 2022 г. (ПИР0001.002-ПЗ).

При выполнении проектной документации «Сбор нефти и газа со скважины № 50 Родинского месторождения» были использованы следующие материалы:

- материалы инженерных изысканий ООО «СВЗК», ПИР0001.002-ИГДИ-01, 2023 г.;
- материалы инженерных изысканий ООО «СВЗК», ПИР0001.002-ИГИ-01, 2023 г.;
- материалы инженерных изысканий ООО «СВЗК», ПИР0001.002-ИГМИ-01, 2023 г.;
- материалы инженерных изысканий ООО «СВЗК», ПИР0001.002-ИЕИ-01, 2023 г.

Настоящий раздел разработан с учетом требований следующих документов:

Постановления от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию»;

- ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование»;
- ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка»;
- ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация»;
- ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание»»
- ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ»;
- ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
- ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
- ПУЭ, издание 7 «Правила устройства электроустановок»;
- РД 39-0148311-605-86 «Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов»;
- СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;
- СП 18.13330.2019 «Производственные объекты. Планировочная организация земельного участка (Генеральные планы промышленных предприятий) СНиП II-89-80\*»;
- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ТКР-ТЧ

Лист

4



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

В административном отношении участок работ расположен в Шенталинском районе Самарской области. Административный центр – железнодорожная станция Шентала, находится в 6,6 км югу от района работ.

Шенталинский район граничит на севере и северо-востоке с республикой Татарстан, на западе с муниципальным районом Челно-Вершинский, на юге и юго-западе — с муниципальными районами Иса克林ский и Сергиевский, на востоке — с Клявлинским районом Самарской области.

Ближайшими населенными пунктами являются:

- с. Старая Шентала, расположено в 2,4 км севернее участка работ;
- с. Багана, расположено в 3,9 км западнее от скв.№50;
- с. Кузьминовка, расположено в 4,2 км восточнее участка работ;
- п. Верхняя Хмелевка, расположен в 5,7 км южнее от скв.№50;
- с. Новая Шентала, расположено в 2,5 км юго-восточнее от скв.№50.

Дорожная сеть в районе работ развита хорошо. Районные центры связаны автомобильным сообщением с областным центром и со всеми сельскими населенными пунктами района. В 0,8 км восточнее участка работ проходит автомобильная дорога «Урал»-Исаклы-Шентала» (36К-191), в 2,5 км к северо-западу проходит автомобильная дорога «Исаклы-Шентала»-Крепость Кондурча», межпоселковые асфальтированные автодороги, а также сеть проселочных дорог.

Ближайшая ветка «Москва — Ульяновск — Уфа» Куйбышевской железной дороги проходит в 6,3 км северо-западнее района работ.

Шенталинский район лежит в пределах Бугульминско-Белебеевской возвышенности, ландшафты которой представляют собой платообразные равнины, расчленённые густой сетью оврагов и долинами рек. Район раскинулся в междуречье нижнего течения Кондурчи среднего течения Большого Черемшана, которые питаются многочисленными ручьями и малыми реками. Район находится в зоне лесостепи. Наибольшее количество лесов сосредоточено в западной его части, где с севера на юг протянулся огромный лесной массив.

Рельеф территории инженерных изысканий равнинный, изрезан овражно-балочной сетью, с углом наклона поверхности до 6°. Максимальные отметки 192,46 м к юго-восточнее, минимальные отметки 184,22 м к северо-западу.

*Гидрографическая сеть.* Гидрографическая сеть района работ принадлежит бассейну р. Сок и представлена рекой Кондурча и водными объектами левобережной части её водосбора.

Территория изысканий приурочен в основном к левобережному склону долины р. Кондурча. Относительно проектируемых сооружений р. Кондурча находится северо-западнее на расстоянии 2,7 км, р. Граньлей проходит западнее и юго-западнее в 0,4 км от района работ, овраг Малый Лелелей расположен восточнее в 1,3 км. Пересечения водных объектов отсутствуют.

По данным маршрутов рекогносцировочного обследования участка изысканий опасные природные и техногенные процессы не выявлены.

Обзорная схема района работ приведена на Рисунок 2.1

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ТКР-ТЧ

Лист

5

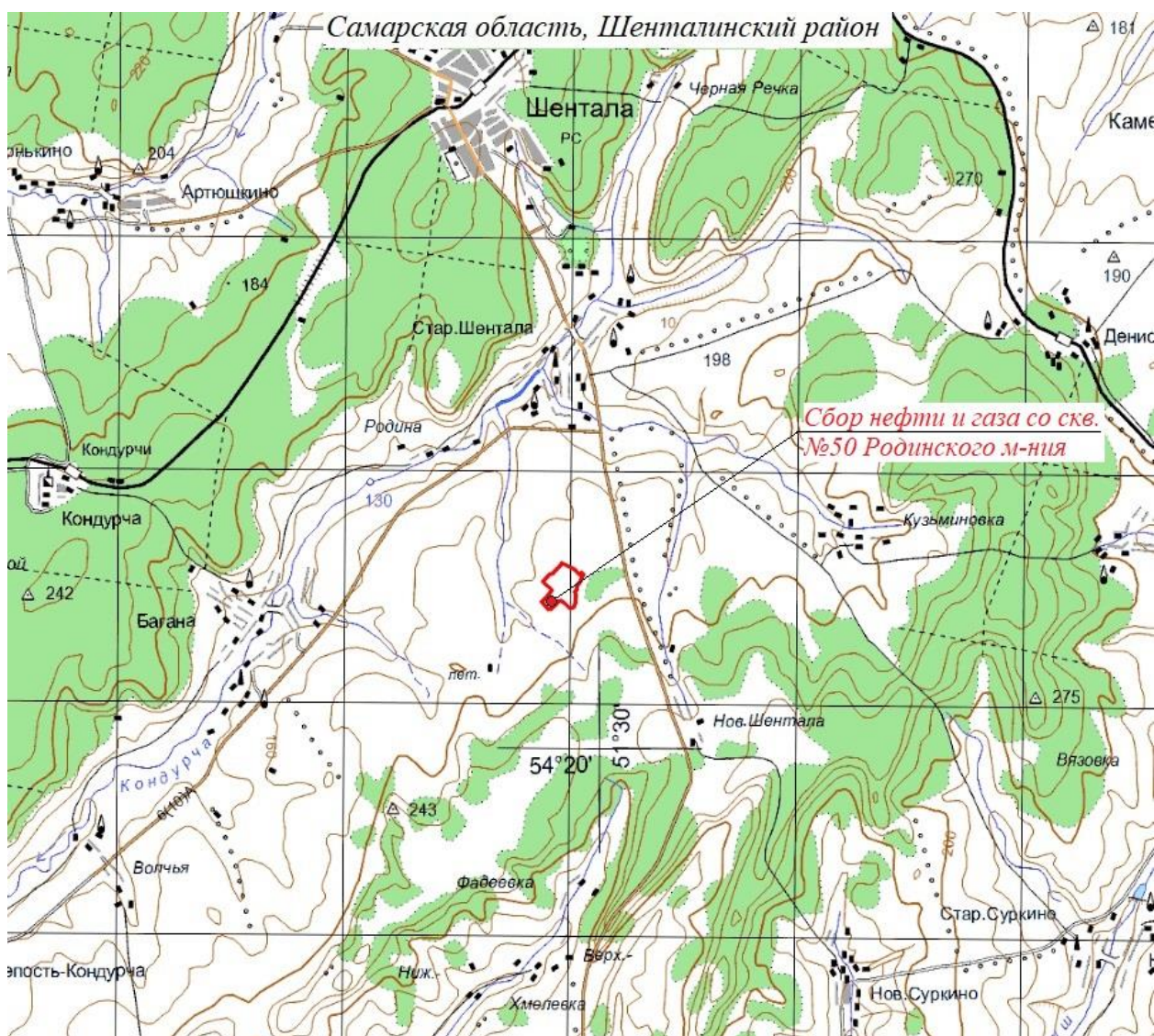


Рисунок 2.1 – Обзорная схема района работ

■ - район выполнения инженерных изысканий.

## 2.1 Климат

Климатическая характеристика составлена по данным многолетних наблюдений на МС Серноводск согласно справкам, выданным ФГБУ «Приволжское УГМС» и приведенной в Приложении Д. Климатические параметры, не вошедшие в справку, приняты по наиболее консервативным значениям.

Согласно ГОСТ 16350-80, район изысканий расположен в макроклиматическом районе с умеренным климатом, климатический район – умеренный II<sub>б</sub>. Согласно СП 131.13330.2020 (рисунок 1) территория изысканий относится к климатическому району I В.

**Температура воздуха.** Температура воздуха на территории по данным МС Серноводск в среднем за год положительная и составляет 4,1 °С. Самым жарким месяцем является июль (плюс 20,3°С), самым холодным – январь (минус 12,7°С). Абсолютный максимум зафиксирован на отметке плюс 39,8°С, абсолютный минимум – минус 48,1°С. Средний из ежегодных абсолютных максимумов +34,9°С. Средний из ежегодных абсолютных минимумов минус 33,4°С. Годовой ход температуры представлен в таблице 2.1. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) - плюс 26,6°С. Температура холодного периода (средняя температура наиболее холодной части отопительного периода) – минус 17,3 °С.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

ПИР0001.002-ТКР-ТЧ

Лист

6

Таблица 2.1- Температура воздуха, °С

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
<b>Средняя месячная температура воздуха</b>												
-12,7	-12,3	-5,8	5,4	14,0	18,4	20,3	18,5	12,4	4,4	-3,3	-9,8	4,1
<b>Абсолютный максимум температуры воздуха (1917-1917, 1927-1930, 1930-2019 гг.)</b>												
4,3	5,1	16,4	31,7	33,9	38,0	39,3	39,8	34,1	26,5	14,3	6,6	39,8
<b>Абсолютный минимум температуры воздуха (1917-1918, 1923-1929, 1934-2019 гг.)</b>												
-48,1	-39,8	-33,5	-27,0	-6,2	-2,2	4,3	-0,5	-6,3	-20,2	-30,6	-42,7	-48,1

Температурные параметры холодного периода на МС Серноводск приведены в таблице Таблица 2.2. Температурные параметры теплого периода года на МС Серноводск, опубликованные в СП 131.13330.2020 отсутствуют. Данные приняты по МС Бугульма и представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.2 – Температурные параметры холодного периода года (1970-2019 гг.)

Параметр	Значение	
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью	0,98	-40,0
	0,92	-37,0
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью	0,98	-35,0
	0,92	-29,0

Таблица 2.3 – Температурные параметры теплого периода года, МС Бугульма ([СП 131.13330.2020](#))

Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95	Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98	Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	Среднесуточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С
22	26	25,4	39	11,5

Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ниже 0 °С составляет 160 дней, выше 0 °С - 213 дней.

Средние даты перехода среднесуточной температуры воздуха через заданные значения приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Даты перехода средней суточной температуры воздуха через заданные значения (1990 – 2019 гг.).

Даты перехода средней суточной температуры воздуха через					
весна			осень		
0°С	+5°С	+10°С	0°С	+5°С	+10°С
1.IV	15.IV	26.IV	06.XI	13.X	27.IX
-5°С	-10°С	-15°С	-5°С	-10°С	-15°С
13.III	20.II	16.I	30.XI	09.XII	14.XII

*Скорость и направление ветра.* Средняя годовая скорость ветра составляет 3,6 м/с (таблица 2.5). Данные о повторяемости направлений ветра, штилей и скорости ветра представлены в таблицах 2.6, 2.7. Максимально наблюдаемая скорость равна 24 м/с, порывы – 28 м/с (таблица 2.8).

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

ПИР0001.002-ТКР-ТЧ

Лист

7

Таблица 2.5 – Средняя месячная и годовая скорость ветра МС Серноводск, м/сек

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
3,9	3,9	3,9	3,8	3,8	3,3	3,0	2,9	3,1	3,7	3,8	3,9	3,6

Таблица 2.6 - Повторяемость скорости ветра по градациям МС Серноводск, %

Месяц											
0-1	2-3	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13	14-15	16-17	18-20	21-24	25-28
23,2	30,0	26,1	13,5	5,0	1,6	0,5	0,1	0,1	0,02	0,002	0,0007

Таблица 2.7 - Повторяемость ветра и штилей (%). Годовая МС Серноводск

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
13	11	7	22	19	10	9	10	11

На рисунке 3.1 представлена годовая роза ветров по данным метеостанции Серноводск.

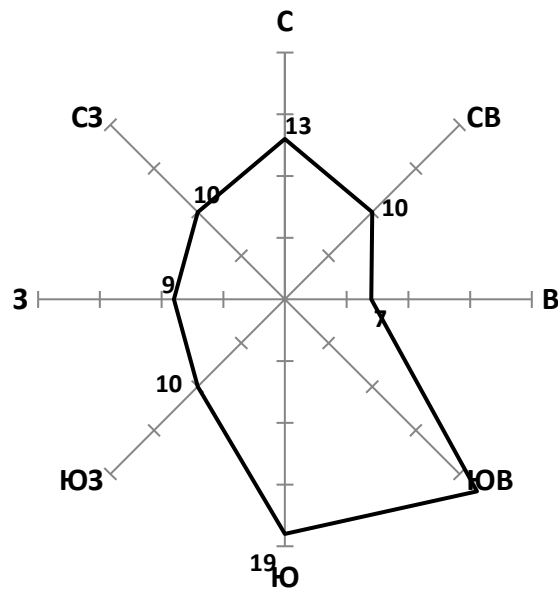


Рисунок 2.2 - Годовая повторяемость направлений ветра, %

Таблица 2.8 - Максимальная скорость и порыв ветра МС Кинель-Черкассы, м/с, 1933-2019 гг

Характеристика ветра	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Скорость	9	12	11	12	10	9	10	10	9	10	9	12	12
Порыв	21	23	20	20	21	25	22	18	18	19	21	22	25

В таблице 2.9 представлены характеристики ветра района изысканий за холодный и теплый период года по данным МС Самара.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ПИР0001.002-ТКР-ТЧ

Лист

8

Изм. Кол.уч. Лист №док. Подп. Дата

**Таблица 2.9 - Скорости и направление ветра за холодный и теплый периоды года, МС Бугульма (СП 131.13330.2020)**

Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль	Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$	Преобладающее направление ветра за июнь-август	Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с
Ю	3,5	2,9	3	0,0

По карте районирования (карта 2, СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия») территория изысканий по давлению ветра относится к II району со значением показателя 0,30 кПа. По картам районирования (ПУЭ-7) территория изысканий находится в II ветровом районе со значением показателя 0,65 кПа, в зоне с частой и интенсивной пляской проводов (частота повторяемости пляски более 1 раз в 5 лет).

*Влажность воздуха.* Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха представлена в таблице 2.10. Наиболее низкие значения наблюдаются обычно весной, когда приходящие воздушные массы сформированы над холодным морем. Согласно СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий», по относительной влажности территория изысканий относится к 3 (сухой) зоне.

**Таблица 2.10 - Средняя месячная относительная влажность (%) воздуха (1936-1942, 1945-1947, 1949-2019 гг.), %**

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
81	78	78	68	55	61	65	65	69	77	83	83	72

Данные о среднемесячной относительной влажности воздуха за холодный и теплый периоды года приведены по данным МС в г. Бугульма по СП 131.13330.2020, представлены в таблице 2.11.

**Таблица 2.11 - Средняя месячная относительная влажность воздуха, МС Бугульма (СП 131.13330.2020)**

Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15ч. наиболее холодного месяца, %	Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15ч. наиболее теплого месяца, %
83	81	68	54

*Атмосферные осадки.* Атмосферные осадки по данным МС Серноводск на исследуемой территории составляют в среднем за год 462 мм (таблица 2.12). Главную роль в формировании стока играют осадки зимнего периода. Большая часть жидких осадков расходуется на испарение и просачивание. В годовом ходе на теплый период (апрель – октябрь) приходится 307 мм осадков, на холодный (ноябрь – март) – 155 мм. Наибольшее количество осадков (54 мм) отмечено в июле, наименьшее – в феврале (24 мм). В течение года жидкие осадки по данным МС Кинель –Черкассы (приложение Д) составляют в среднем 58,9%, твердые – 22,1%, смешанные – 19,0%. Максимальное суточное наблюденное количество осадков на МС Серноводск отмечено июле – 88 мм. Суточный максимум осадков 1% вероятности превышения принят по МС Кинель-Черкассы равен 81,6 мм.

**Таблица 2.12 - Среднее месячное и годовое количество осадков МС Серноводск, мм**

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
32	24	26	28	36	50	54	46	47	46	38	35	462

В таблице 2.13 представлены данные о числе дней с осадками  $\leq 1,0$  мм.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 2.13 - Число дней с осадками  $\geq 1,0$  мм МС Серноводск

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
9,0	6,9	6,6	5,6	6,4	8,1	7,7	7,3	7,8	8,7	8,3	8,8	91

В таблице 2.14 представлены данные о среднем максимальном суточном количестве.

Таблица 2.14 – - Наибольшее суточное количество осадков (1916-1930, 1933-2019 гг.), мм

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
24	26	24	36	35	45	88	55	69	31	33	20

*Атмосферные явления.* Согласно Карте районирования территории Российской Федерации по среднегодовой продолжительности гроз в часах земли (п. 2.5.38 ПУЭ-7), интенсивность грозовой деятельности района изысканий составляет от 40 до 60 часов с грозой в год.

Среди атмосферных явлений в течение года наблюдаются туманы (обычно 26 дней за год) с наибольшей частотой в холодный период (таблица 2.15). Метели возможны с сентября по апрель (за год в среднем 25 дней), с наибольшей повторяемостью (до 7 дней) в январе. Грозы регистрируются обычно с апреля по октябрь с наибольшей частотой в июне и июле. Данные о числе дней с пыльной бурей представлены по МС Кинель-Черкассы.

Таблица 2.15 – Число дней с атмосферными явлениями МС Серноводск

	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
<b>Туман, 1936-2019 гг</b>													
<b>Среднее</b>	2	2	4	2	0,3	0,4	0,7	1	2	3	5	4	26
<b>Наибольшее</b>	11	8	11	7	2	5	4	5	8	8	15	14	50
<b>Гроза, 1937-2019 гг</b>													
<b>Среднее</b>	-	-	-	0,4	3	7	8	5	1	0,05	-	-	24
<b>Наибольшее</b>	-	-	-	2	10	19	14	10	5	1	-	-	37
<b>Метель, 1939-2019 гг</b>													
<b>Среднее</b>	7	6	4	0,4	-	-	-	-	0,01	0,5	2	5	25
<b>Наибольшее</b>	18	16	15	3	-	-	-	-	1	5	14	16	51
<b>Пыльная буря, МС Кинель-Черкассы, 1993-2019 гг</b>													
<b>Среднее</b>	-	-	-	-	-	-	0,04	-	-	-	-	-	0,04

*Гололедно-изморозевые образования.* По карте районирования территория изысканий по толщине стенки гололеда относится ко II району (СП 20.13330.2016, карта 3) со значением показателя 5 мм. Согласно ПУЭ-7 территория проектирования относится к гололедному району III с толщиной стенки гололеда 20 мм. В таблице 2.16 приведены наиболее консервативные сведения о среднем и наибольшем числе дней с обледенением гололедного станка по данным метеостанции Клявлино.

Таблица 2.16 - Среднее и наибольшее число дней с обледенением гололедного станка МС Клявлино

Явление	Месяц					Год				
	IX	X	XI	XII	I		II	III	IV	V
<b>Среднее число дней</b>										
<b>Гололед</b>		1	4	3	1	1	2	0,4		12
<b>Зернистая изморозь</b>	0,03	0,3	3	3	3	1	2	0,3		13

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ПИР0001.002-ТКР-ТЧ

Лист

10

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Явление	Месяц									Год
	I X	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	
Кристаллическая изморозь		0,3	3	7	10	9	5	0,1		34
Мокрый снег	0,1	1	1	0,4	0,1	0,2	0,7	0,5		4
Сложное отложение		0,1	3	7	6	3	0,9			20
Среднее число дней с обледенением всех видов	0,1	3	13	20	19	14	10	1		80
<b>Наибольшее число дней</b>										
Гололед	-	6	10	14	11	7	6	2		30
Зернистая изморозь	1	5	11	18	9	6	7	2		36
Кристаллическая изморозь		5	12	20	19	18	12	3		55
Мокрый снег	2	8	10	3	2	4	4	3		17
Сложное отложение		2	17	29	18	20	4			43
Наибольшее число дней с обледенением всех видов	2	10	23	29	26	23	16	5		101

**Снежный покров.** Снежный покров ложится чаще всего в третьей декаде октября (средняя дата 4 ноября). Первый снег долго не лежит и тает. Устойчивый покров образуется обычно к 23 ноября. Максимальной мощности снеговой покров достигает к третьей декаде февраля. Разрушение снежного покрова и сход его протекает в более сжатые сроки, чем его образование (таблица 2.17 - 2.20). Расчетная высота снежного покрова 5 % вероятности превышения составляет 58 см.

По Карте 1 Районирование территории Российской Федерации по весу снежного покрова (СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия») район изысканий относятся к IV району, для которого вес снежного покрова (Sg) на 1 м<sup>2</sup> горизонтальной поверхности земли составляет 2,0 кПа.

**Таблица 2.17 – Средняя декадная высота снежного покрова (1936-1941, 1942-1943, 2945-1951, 1952-2020 гг.), см**

X			XI			XII			I			II			III			IV		
1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
•	•	1	2	3	6	9	13	17	22	26	29	32	35	37	37	35	28	14	•	•
• снежный покров наблюдается менее чем в 50% зим																				

**Таблица 2.18 - Плотность снежного покрова МС Кинель-Черкассы, 1993-2019 гг, г/см<sup>3</sup>**

Месяц	XI		XII			I			II			III			IV
Декада	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1
Плотность	0,14	0,13	0,15	0,16	0,18	0,19	0,21	0,21	0,23	0,23	0,25	0,26	0,28	0,3	0,31

**Таблица 2.19 - Число дней со снежным покровом, даты появления и образования снежного покрова МС Кинель-Черкассы**

Число дней со снежным покровом	Дата появления снежного покрова			Дата образования устойчивого снежного покрова		
	средняя	самая ранняя	самая поздняя	средняя	самая ранняя	самая поздняя
134	4.11	8.10	29.11	23.11	26.10	23.12

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ПИР0001.002-ТКР-ТЧ

Лист

11

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Таблица 2.20 - Даты разрушения и схода снежного покрова МС Кинель-Черкассы

Дата разрушения устойчивого снежного покрова			Дата схода снежного покрова		
средняя	самая ранняя	самая поздняя	средняя	самая ранняя	самая поздняя
6.04	18.03	19.04	10.04	23.03	3.05

*Температура почвогрунтов.* Данные о средней месячной и годовой температуре поверхности почвы представлены в таблице 2.21 по данным МС Кинель-Черкассы. Температура почвогрунтов в районе проектирования изменяется от самых низких значений на глубинах до 0,4 м в феврале до наибольшего прогрева на поверхности – в июле. В более глубоких слоях наступление годового минимума сдвигается ближе к весне, годовой максимум приходится на осенние месяцы. Начиная с глубины 0,8 м и ниже, температура почвы положительная.

Таблица 2.21 – Средняя месячная и годовая температура поверхности почвы, 0 °С. 1933-2019, МС Кинель-Черкассы

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
-12,9	-13,1	-6,0	6,0	18,1	24,4	26,1	22,2	13,5	5,1	-3,1	-10,1	6,0

Промерзание зависит от физических свойств грунтов (тип, механический состав, влажность), растительности, а в зимнее время и от наличия снежного покрова. Оказывают влияние и местные условия: микрорельеф, экспозиция склонов. Максимальная наблюденная глубина промерзания почвы по данным метеостанции в с. Серноводск представлена в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Максимальная за зиму глубина промерзания почвы, см (1970-2019 гг) МС Серноводск

Глубина промерзания почвы, см	XI	XII	I	II	III	IV
Максимальная	68	73	93	107	110	106

Расчетная глубина промерзания грунта определена согласно СП 22.13330.2016 (п.п. 5.5.2-5.5.3) (таблица 2.23):

для районов, где глубина промерзания не превышает 2,5 м, ее нормативное значение допускается определять по формуле:

$$d_{fn} = d_0 \sqrt{M_t}, \text{ где}$$

$M_t$  - безразмерный коэффициент, численно равный сумме абсолютных значений среднемесячных отрицательных температур за год в данном районе;

$d_0$  - величина, принимаемая равной для суглинков и глин 0,23 м; супесей, песков мелких и пылеватых - 0,28 м; песков гравелистых, крупных и средней крупности - 0,30 м; крупнообломочных грунтов - 0,34 м.

Таблица 2.23 – Расчетная глубина промерзания грунтов, м

Грунт	43,8	Глубина промерзания, м	
Суглинки, глины		0,23	1,52
Супесь, песок пылеватый или мелкий		0,28	1,85
Пески гравелистые, крупные, средней крупности		0,30	1,99
Крупнообломочный грунт		0,34	2,25

Согласно приложению Б.1 СП 482.1325800.2020 на исследуемой территории следует ожидать проявления следующих опасных метеорологических процессов сильные дожди, ливни и сильную метель.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.002-ТКР-ТЧ	Лист
							12



## 2.2 Геоморфология и рельеф

Район работ в физико-географическом отношении принадлежит к лесостепной зоне Высокого Заволжья, расчлененной глубокими долинами рек. Местность в районе работ равнинная, пересеченная неглубокими сухими балками. Растительный покров представлен лесополосами вдоль дорог, локальными участками леса и пойменной древесно-кустарниковой растительностью.

В геоморфологическом отношении участок работ расположен на правобережном склоне реки Кондурча. Рельеф территории с уклоном в северо-западном направлении, изрезан многочисленными балками и оврагами.

Рельеф территории представляет собой слабоволнистую равнину, с максимальными отметками 190,50 м и минимальными отметками 184,00 м.

## 2.3 Геологическое строение района

В геологическом строении участка изысканий на изученную глубину 5,0-10,0 м принимают участие отложения пермской системы татарского яруса (P2t), представленные глинами.

Ниже приводится классификация грунтов выделенных инженерно-геологических элементов согласно ГОСТ 20522-2012.

ИГЭ-1 P2t Глина коричневая, красно-коричневая, полутвердая, с прослоями доломита и доломитовой муки, с включением до 25% дресвы и щебня карбонатов. Вскрыт всеми скважинами, мощностью 4,5-9,5м.

Почвенно-растительный слой (eQIV) распространен повсеместно на всем участке изысканий. Мощность слоя 0,4-0,5 м. Основанием для фундамента являться не будет и подлежит полной прорезке или выемке из-под фундамента.

## 2.4 Гидрография

*Гидрографическая сеть* в районе изыскания принадлежит бассейну р. Кондурча и представлена ее левым притоком рекой Граньлей и водотоком в безымянном овраге, раскрывающемся справа в р.Граньлей. Пересечение проектируемыми сооружениями водных преград проектом не предусмотрено.

*Река Кондурча* является правобережным притоком реки Сок. Берет начало в 2 км от села Денискино Шенталинского района Самарской области, впадает в реку Сок на 33-м км от устья у села Красный Яр.

Общая длина реки 294 км, площадь водосбора 4360 км<sup>2</sup>. Район проведения работ приурочен к среднему течению реки, расстояние от устья составляет 126 км.

Водосбор представляет слабоволнистую равнину, умеренно пересеченную долинами притоков, оврагами, балками. Средний уклон реки 1,0 ‰, средняя высота водосбора 151 м. Грунты суглинистые и супесчаные. Растительность преимущественно степная, местами встречаются небольшие участки лиственного и смешанного леса. Распаханность составляет 60 % площади водосбора.

Долина реки хорошо разработана, асимметричная, шириной до 3,0-4,0 км, изрезана балками и оврагами. Склоны пологие, открытые, большей частью распаханные. Высота правого склона до 70 м, крутизна 5-20 . Левый склон более низкий до 15-40 м и пологий (3-7 м). Склоны сложены суглинками и супесями, задернованы.

Пойма реки двухсторонняя, изрезана озерами, старицами, местами заболочена, заросла луговой растительностью, кустарником. Ширина правобережной поймы 1,0-1,5 км. В высокое половодье пойма затопливается на глубину 0,5-1,0 м. Продолжительность затопления поймы - до 10 дней. В обычное половодье затопление поймы незначительно. Поверхность поймы пересечена системой дренажных канав и дамбами обвалования со стороны реки.

Русло реки извилистое, слабдеформирующееся, песчано-илистое, зарастающее осокой. Ширина реки по урезу изменяется от 15,0 до 30,0 м, глубина – от 0,5 до 1,0 м на перекатах, на плесах до 2 - 3 м. Берега крутые, местами обрывистые, у бровок заросшие кустарником, камышом и осокой, сложены суглинками и глинами, высота берегов – до двух метров, берега покрыты зарослями кустарников. Дно реки глинистое и песчаное, местами галечное, на участках плесов заиленное. Средняя скорость течения реки в межень 0,2-0,3 м/с, весной достигает 1,0-1,2 м/с.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Река Граньлей длиной 6,4 км является левобережный притоком р.Кондурча. Река на всем протяжении имеет временный сток, в нижнем течении зарегулирована грунтовой плотиной с образованием пруда для сельскохозяйственных нужд. Общее направление течения – северное.

Водосбор представляет собой волнистую равнину, пересеченную долинами оврагов, балок и притоков, залесенность водосбора 5-10%.

Долина реки трапецеидальная, хорошо выраженная, с асимметричными склонами. Левый склон крутой, правый более пологий, рессеченный овражной сетью, незаметно сливающийся с прилегающей местностью. В долину реки справа раскрываются овраги Баташкаль и Крутолатка.

Пойма правосторонняя, шириной до 150 м, заросшая влаголюбивой растительностью. В периоды высоких половодий затапливается на глубину до 0,5 м.

Русло в среднем течении шириной до 3 м. Берега без следов обрушений, высотой до 2-2,5 м.

Участок изысканий находится на левом склоне оврага без названия, раскрывающего справа в р.Граньлей. Овраг имеет длину по тальвегу 2,5 км, невыраженные пологи склоны, сливающиеся с прилегающей местностью, без следов деформаций. В овраге возможен сток воды в периоды весенних половодий и теплое время года.

### 2.5 Гидрогеологические условия

Подземные воды на период проведения полевых работ (октябрь-ноябрь 2022 г) глубиной до 5,0-10,0 м не вскрыты.

Согласно (СП 11-105-97. Часть II, приложения И) описываемая территория относится к типу II-Б-1 потенциально подтопляемые в результате ожидаемых техногенных воздействий (планируемая проектируемая промышленная застройка).

Следует учитывать возможность техногенного и сезонного замачивания грунтов в периоды эксплуатации сооружения, весеннего снеготаяния и осенних дождей (образование «верховодки»).

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

						ПИР0001.002-ТКР-ТЧ	Лист
							14
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

### 3 Архитектурные и объемно-планировочные решения

Объемно-планировочные решения проектируемых сооружений построены на принципах максимальной блокировки технологических процессов, функциональной связи с сооружениями на данной площадке и мероприятиями по технике безопасности.

Проектом предусмотрены технические решения, минимизирующие техногенное воздействие на окружающую среду. Оборудование и конструкции приняты максимальной заводской готовности.

Объемно-планировочные и конструктивные решения проектируемых сооружений разработаны на основании требований Федерального Закона Российской Федерации №123-РФ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», действующих строительных норм и правил, государственных стандартов, норм и правил пожарной безопасности.

Проектом предусмотрено обустройство открытых, прямоугольных в плане, технологических площадок с бетонным или щебеночным покрытием, с обрамлением бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									15
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	ПИР0001.002-ТКР-ТЧ			

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

В соответствии с СП 11-105-97 ч.1, приложением Б, по совокупности геологических, геоморфологических и гидрологических факторов, район проектируемого строительства относится ко II (средней сложности) категории инженерно-геологических условий.

В современную эпоху боковая эрозия преобладает над донной, что приводит к размыву террасовых отложений, появлению эрозионных уступов, стариц, меандр.

*Боковая эрозия* выражается в интенсивном размыве берегов под действием водных потоков с образованием меандр и обрывистых неустойчивых уступов. Наиболее интенсивно боковая эрозия проявляется в излучинах реки. Высота уступов достигает 3-5 метров.

*Глубинная эрозия* образует овраги и промоины на склонах речных долин. Наиболее интенсивно глубинная эрозия проявляется в верхней части водораздельных склонов на участках развития легкоразмываемых отложений. Эрозионные процессы наиболее интенсивны в периоды дождей и весеннего снеготаяния. Росту оврагов и промоин способствуют легкоразмываемые породы – супеси, суглинки, пылеватые глины.

*Сейсмичность.* В соответствии с картами общего сейсмического районирования (ОСР-2015) СНиП II-7-81\* (СП 14.13330.2018) для с. Шентала уровень сейсмической интенсивности в баллах шкалы MSK-64 составляет:

- (-) сейсмически не активная при 10 % (карта А);
- (-) сейсмически не активная при 5 % (карта В);
- 7 баллов при 1 % (карта С).

*Подтопление.* Под подтоплением понимается процесс подъема уровня подземных вод выше некоторого критического положения, приводящий к ухудшению инженерно-геологических условий территории строительства. Глубина критического уровня определяется глубиной заложения и типами фундаментов, конструкцией подземной части сооружений, свойствами грунтов оснований в активной зоне, возможностью возникновения опасных инженерно-геологических процессов, высотой капиллярной каймы.

По критерию типизации исследуемой территории по подтопляемости, согласно СП 11-105-97, часть II, приложение И, участок относится к потенциально подтопляемым в результате ожидаемых техногенных воздействий (планируемая проектируемая промышленная застройка) – II-Б-1.

Следует учитывать возможность техногенного и сезонного замачивания грунтов в периоды эксплуатации сооружения, весеннего снеготаяния и осенних дождей (образование «верховодки»).

В качестве защитных мероприятий необходима организация поверхностного стока, а также в комплекс защитных сооружений следует включать системы водоотведения.

*Пучинистость.* По степени морозного пучения с учетом залегания грунтов в зоне сезонного промерзания, согласно СП 22.13330.2016, грунты площадки характеризуются следующим образом: глина полутвердая (ИГЭ-1) – слабопучинистая, ( $R_f \cdot 10^2 = 0,20$ ,  $\varepsilon f n = 1,7 \%$ ).

Значение относительной деформации морозного пучения  $\varepsilon f h$  определялась, в зависимости от параметра  $R_f$

$$R_f = 0,67 \rho_d \left[ 0,012(w - 0,1) + \frac{w(w - w_{cr})^2}{w_{sat} w_p \sqrt{M_0}} \right]$$

где:

$\rho_d$  – плотность сухого грунта, г/см<sup>3</sup>;

$w$  – природная влажность, д.ед.;

$w_{sat}$  – полная влагоемкость грунта, д.ед.;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.002-ТКР-ТЧ

$w_p$  – влажность на границе раскатывания, д.ед.;

$w_{cr}$  – расчетная критическая влажность, д.ед. (определяется по графику);

$M_0$  - безразмерный коэффициент численно равный при открытой поверхности промерзающего грунта абсолютному значению среднезимней температуры воздуха.

Нормативная глубина сезонного промерзания суглинков (под оголенной поверхностью), определенная согласно СП 22. 13330.2016 и составляет 1,52 м.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ТКР-ТЧ

## 5 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта

В геологическом строении участка изысканий до глубины инженерно-геологических исследований (5,0-10,0 м) принимают участие отложения пермской системы татарского яруса (P2t), представленные глинами.

На основании анализа пространственной изменчивости литологического строения, а также показателей физико-механических свойств, в соответствии с ГОСТ 25100-2020 и ГОСТ 20522-2012 в пределах исследуемой территории выделен 1 инженерно-геологический элемент. Сводный инженерно-геологический разрез приведен ниже в таблице 5.1.

**Таблица 5.1 – Сводный инженерно-геологический разрез**

Номер ИГЭ	Геол. возраст	Описание
1	(P2t)	Глина коричневая, красно-коричневая, полутвердая, с прослоями доломита и доломитовой муки, с включением до 25% дресвы и щебня карбонатов. Вскрыт всеми скважинами, мощностью 4,5-9,5м.

Почвенно-растительный слой (eQIV) распространен повсеместно на всем участке изысканий. Мощность слоя 0,4-0,5 м. Основанием для фундамента являться не будет и подлежит полной прорезке или выемке из-под фундамента.

Подземные воды на период проведения полевых работ (октябрь-ноябрь 2022 г) глубиной до 5,0-10,0 м не вскрыты.

Согласно (СП 11-105-97. Часть II, приложения И) описываемая территория относится к типу II-Б-1 потенциально подтопляемые в результате ожидаемых техногенных воздействий (планируемая проектируемая промышленная застройка).

Следует учитывать возможность техногенного и сезонного замачивания грунтов в периоды эксплуатации сооружения, весеннего снеготаяния и осенних дождей (образование «верховодки»).

Согласно СП 28.13330.2017, степень агрессивности грунтов к бетону марки W4 оценивается как неагрессивная ( $SO_4$  116,0-230,0 мг/кг грунта). К арматуре железобетонных конструкций грунты неагрессивны ( $Cl$  18,0-62,0 мг/кг грунта) (приложение Ж).

Величина удельного электрического сопротивления грунта 18,0-16,1 Ом·м. Согласно ГОСТ 9.602-2005 коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистой стали – высокая (приложение Ж).

Грунты непросадочные, ненабухающие, незасоленные.

Расчетная глубина промерзания глинистых грунтов в рассматриваемом районе равна 1,52 м, согласно СП 22.1330.2016.

По относительной деформации пучения, согласно п. 6.8 СП 22.1330.2016, глина полутвердая (ИГЭ-1) – слабопучинистая, ( $R_f \cdot 10^2 = 0,20$ ,  $\epsilon_{fn} = 1,7 \%$ ).

По сложности инженерно-геологических условий рассматриваемая территория относится к I-ой (простая) категории (согласно СП 11-105-97 прил. Б).

По трудности разработки грунты соответствуют следующим пунктам классификации согласно ГЭСН 81-02-01-2020 [12]:

- почвенно-растительный слой - 9а;
- глина полутвердая – 8г.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ПИР0001.002-ТКР-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## 5.1 Свойства грунтов

На основании анализа материалов изысканий, в соответствии с номенклатурой грунтов и их физико-механических свойств, а также в соответствии с требованиями ГОСТ 25100-2020 и ГОСТ 20522-2012 на участке изысканий выделены три инженерно-геологических элемента ИГЭ-1.

Нормативные и расчетные значения физико-механических характеристик грунтов определены путем статистической обработки лабораторных определений показателей и представлены в томе ПИР0001.002-ИГИ-01-ПЗ-001, приложение Г и Д.

Модуль деформации приведен по результатам испытаний грунтов трехосным сжатием в (ПИР0001.002-ИГИ-01-ПЗ-001, приложение И).

Прочностные характеристики даны по результатам испытаний грунтов методом одноплоскостного среза (ПИР0001.002-ИГИ-01-ПЗ-001, приложение Е).

Естественным основанием проектируемых сооружений будут служить грунты ИГЭ-1.

Средние значения характеристик физических свойств грунтов, определенные в результате статистической обработки лабораторных исследований грунтов, представлены в таблице 5.2.

Нормативные и расчетные значения показателей физико-механических свойств грунтов приведены в таблице 5.3.

Согласно СП 28.13330.2017, степень агрессивности грунтов к бетону марки W4 оценивается как неагрессивная ( $SO_4$  116,0-230,0 мг/кг грунта). К арматуре железобетонных конструкций грунты неагрессивны ( $Cl$  18,0-62,0 мг/кг грунта) (ПИР0001.002-ИГИ-01-ПЗ-001, приложение Ж).

Величина удельного электрического сопротивления грунта 18,0-16,1 Ом·м. Согласно ГОСТ 9.602-2005 коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистой стали – высокая (ПИР0001.002-ИГИ-01-ПЗ-001, приложение Ж).

Расчетная глубина промерзания глинистых грунтов в рассматриваемом районе равна 1,52 м, согласно СП 22.1330.2016.

По относительной деформации пучения, согласно п. 6.8 СП 22.1330.2016, глина полутвердая (ИГЭ-1) – слабопучинистая, ( $R_f \cdot 10^2 = 0,20$ ,  $\epsilon_{fn} = 1,7$  %).

Грунты непросадочные, ненабухающие, незасоленные.

По трудности разработки грунты соответствуют следующим пунктам классификации согласно ГЭСН 81-02-01-2020 [12]:

- почвенно-растительный слой - 9а;
- глина полутвердая – 8г.

Таблица 5.2 - Нормативные значения характеристик физических свойств грунтов

Номер инженерно-геологического элемента	Природная влажность $W_0$ , %	Плотность, г/см <sup>3</sup>			Плотность, г/см <sup>3</sup> , при доверительно и вероятности		Коэффициент пористости $e$	Коэффициент водонасыщения $S_r$	Влажность, %		Число пластичности $I_p$ , %	Показатель текучести $I_L$
		грунта $\rho$	сухого грунта $\rho_d$	частиц грунта $\rho_s$	0,85	0,95			на границе текучести $W_L$	на границе раската $W_p$		
ИГЭ-1	25,3	1,99	1,59	2,75	1,98	1,98	0,734	0,95	46,9	24,0	22,9	0,06
ПИР0001.002-ТКР-ТЧ												Лист
Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата												19

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

Таблица 5.3 - Нормативные и расчетные значения физико-механических характеристик грунтов

Номер инженерно-геологического элемента	Наименование грунта	Удельный вес, кН/м <sup>3</sup>			Удельное сцепление, МПа			Угол внутреннего трения, градус			Модуль деформации E, МПа	
		$\gamma_n$	$\gamma_{II}$	$\gamma_I$	$C_n$	$C_{II}$	$C_I$	$\varphi_n$	$\varphi_{II}$	$\varphi_I$		
ИГЭ-1	Глина полутвердая	19,9	19,8	19,8	59	57	55	19	19	18	21	20,1

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ТКР-ТЧ

Лист

20



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

Подземные воды на период проведения полевых работ (октябрь-ноябрь 2022 г) глубиной до 5,0-10,0 м не вскрыты.

Согласно (СП 11-105-97. Часть II, приложения И) описываемая территория относится к типу II-Б-1 потенциально подтопляемые в результате ожидаемых техногенных воздействий (планируемая проектируемая промышленная застройка).

Следует учитывать возможность техногенного и сезонного замачивания грунтов в периоды эксплуатации сооружения, весеннего снеготаяния и осенних дождей (образование «верховодки»).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ПИР0001.002-ТКР-ТЧ						21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

В соответствии с заданием на проектирование (ПИР0001.002-ПЗ), добыча нефти скважиной №№ 50 предполагается с пласта В1 Родинского месторождения.

Нефть пласта В1 характеризуется как высокосернистая, смолистая, среднепарафинистая.

Дебит скважины (проектная мощность проектируемого трубопровода), принята в соответствии с приложением № 4 к заданию на проектирование (см. ПИР0001.002-ПЗ), приведен в таблице 7.1.

**Таблица 7.1 - Дебит по нефти, жидкости и добыча газа в соответствии с заданием на проектирование**

Год	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год
<b>Дебит скв. № 50</b>						
По нефти, тыс. т	2,9	17,39	17,39	17,39	17,39	17,39
По жидкости, тыс. т	3,68	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11
Добыча газа, млн. м <sup>3</sup>	0,037	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Обводненность, % масс	13	13	13	13	13	13

В соответствии с п. 6 ГОСТ Р 55990-2014 жидкость, транспортируемая по выкидному трубопроводу, относится к категории 6.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ТКР-ТЧ

Лист

22

## 8 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта (в том числе возможность автоматического регулирования таких оборудования и устройств), обеспечивающие соблюдение требований технических регламентов

Выбор и размещение оборудования на площадке скважины выполнены с учетом требований промышленной безопасности, климатических условий района строительства и эксплуатационных характеристик оборудования, а также с учетом возможности его нормальной эксплуатации, осмотра и ремонта с учетом ресурса и срока эксплуатации, порядка технического обслуживания, ремонта и диагностирования. Все применяемое оборудование имеет сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешения Ростехнадзора на применение на опасном производственном объекте.

Исходные данные и полный перечень требований на оборудование приведены в томе [ПИР0001.002-ИЛО5-07-01](#).

Данной проектной документацией выкидной трубопровод от скважины № 50 Родинского месторождения отнесен к промысловому трубопроводу в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014.

Схема выкидного трубопровода приведена на чертеже [ПИР0001.002-ТКР-Ч-001](#).

Выкидной трубопровод запроектирован из стальных труб DN 80, повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности, классом прочности не ниже КП360 по ГОСТ 31443-2012:

- подземные участки - с заводским изоляционным двухслойным покрытием усиленного типа;
- надземные участки – без покрытия.

Допускается применение бесшовных и прямошовных стальных труб.

Проектом применены следующие типы соединительных деталей трубопроводов:

- по трассе трубопроводов отводы крутоизогнутые штампованные заводского исполнения без покрытия, с углами поворота 30, 45, 60, 90 из стали повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности, класса прочности не ниже КП360, радиусом изгиба 1,5DN, климатического исполнения У1;
- переходы штампованные концентрические заводского исполнения без покрытия, из стали повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности класса прочности не менее КП360, климатического исполнения У1.

При повышении и понижении линейного давления проектом предусмотрено автоматическое отключение скважинного насоса с выводом сигнала об аварии в операторную.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ТКР-ТЧ

Лист

23

## 9 Перечень мероприятий по энергосбережению

Мероприятиями, направленными на снижение объема потребления энергоресурсов за счет инженерно-технических решений и оптимизации режима работы основных потребителей электроэнергии, являются:

- построение схемы сбора нефти и газа со скважин с минимальным гидравлическим сопротивлением и минимальным влиянием на работу соседних существующих скважин
- для очистки проектируемых выкидных трубопроводов от асфальтосмоло-парафиновых отложений (АСПО) и снижения гидравлического сопротивления, в технологической обвязке устьев скважин предусмотрены штуцеры для периодической пропарки выкидных линий. Данные меры позволяют снизить гидравлическое сопротивление в проектируемых выкидных трубопроводах, и, соответственно, энергозатраты на сбор нефти и газа;
- для снижения гидравлического сопротивления в проектируемом трубопроводе и снижения энергозатрат на сбор нефти и газа выполнен гидравлический расчет, на основании которого выбран оптимальный диаметр проектируемых выкидных трубопроводов;
- построение рациональной схемы электроснабжения и управления проектируемых сооружений в целях уменьшения потерь в распределительных сетях.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.002-ТКР-ТЧ			

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

Потребность в основных строительных машинах и механизмах для строительства проектируемых трубопроводов определяется исходя из объемов работ, темпов строительства и эксплуатационной производительности машин и механизмов, и приведена в Разделе 5 «Проект организации строительства» (см. [ПИР0001.002-ПОС](#)).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									25
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.002-ТКР-ТЧ			



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

Объем автоматизации линейного объекта выполнен согласно техническим требованиям на системы автоматизации и связи объекта «Сбор нефти и газа со скважины № 50 Родинского месторождения» (см. ПИР0001.002-ПЗ).

Уровень автоматизации определяется требованиями безопасности для взрывопожароопасных производств, характеристиками обращающихся в технологическом процессе газов и жидкостей, непрерывностью технологического процесса, а также требованиями действующих нормативных документов.

Проектируемый трубопровод являются частью общей системы добычи, транспорта и подготовки нефти, газа и воды Родинского месторождения.

В проекте произведена комплексная автоматизация технологических процессов на вводимой в эксплуатацию скважине, контроль и регистрация технологических параметров, их сбор, обработка возможность передачи в существующую систему телемеханики.

Система автоматики позволяет осуществлять управление и контроль процессов добычи и транспорта сырой нефти и попутного нефтяного газа от добывающих скважин, тем самым предотвращая нарушение устойчивости и качества работы всей системы, включая трубопроводы, рассмотренные в настоящей проектной документации (после пуска их в эксплуатацию).

При обходе трасс трубопроводов, при производстве ремонтных работ производят контроль воздуха на наличие углеводородных газов и паров нефти переносным газоанализатором.

Подробное описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе на данном объекте, приведено в томе ПИР0001.002-ИЛО5-07-02 «Автоматизированная комплексная».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ПИР0001.002-ТКР-ТЧ						27
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

Данный раздел не разрабатывается, так как добывающая скважина и выкидной нефтепровод не являются объектом транспортной инфраструктуры и не расположены рядом с такими объектами.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									28
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.002-ТКР-ТЧ			



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

Раздел не разрабатывается, так как сложные инженерно-геологические условия в районе строительства отсутствуют.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ПИР0001.002-ТКР-ТЧ						29
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## 15 Характеристика линейного объекта

Принятые проектные решения соответствуют требованиям национальных стандартов и сводам правил, утвержденных Правительством Российской Федерации, в результате применения которых обеспечивается соблюдение требований Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (№ 384-ФЗ).

Настоящей проектной документацией предусматривается прокладка выкидного трубопровода DN 80:

- от скважины № 50 до АГЗУ.

Выбор трасс проектируемых трубопроводов выполнен в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014, Федерального закона «Об охране окружающей среды». Основными критериями при выборе трасс являются: минимальное нанесение ущерба окружающей природной среде, коридорная прокладка линейных коммуникаций. Инженерные сети проложены по расстояниям, принятым из условий безопасности строительства и эксплуатации объекта.

Выбор трасс и размещения проектируемых объектов проведен на основе результатов количественного анализа риска аварий с учетом природно-климатических особенностей территории, минимизации количества подводных переходов, распределения близлежащих мест заселения, гидрогеологических свойств грунтов, наличия близко расположенных объектов, а также с учетом транспортных путей и коммуникаций, которые могут оказать негативное влияние на безопасность проектируемых объектов.

Также при выборе трасс и размещения проектируемых объектов учтена опасность распространения транспортируемой среды при возможных авариях по рельефу местности и преобладающее направление ветра (по годовой розе ветров).

В соответствии с п. 6.2 табл. 1 [ГОСТ Р 55990-2014](#) жидкость, транспортируемая по выкидному трубопроводу от скважины № 50 Родинского месторождения до точки подключения к сущ. трубопроводу, относится к категории 6.

В соответствии с п. 7.1.3 и п. 7.1.7 [ГОСТ Р 55990-2014](#) выкидной трубопровод от проектируемой от скважины № 50 Родинского месторождения до точки подключения к сущ. трубопроводу относится к III классу, категории «С».

### 15.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта

В соответствии с РД 39-0148311-605-86 настоящей проектной документацией для сбора продукции с обустраиваемой скважины принята напорная однострунная герметизированная система сбора нефти и газа.

Продукция скважины № 50 под устьевым давлением, развиваемым погружным электронасосом, по проектируемому выкидному трубопроводу DN 80 поступает на автоматизированную измерительную установку, где осуществляется автоматический замер дебита скважины.

Далее продукция скважины № 50 Родинского месторождения совместно с продукцией скважин № 3, 5, 7 поступает в нефтегазосборный трубопровод и направляется на подготовку.

Для мониторинга коррозии в точках подключения выкидного трубопровода от скважины № 50 к измерительной установке предусматривается узел контроля скорости коррозии.

Для очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в технологической обвязке устья скважины предусмотрен штуцер для периодической пропарки выкидной линии.

Расчетная производительность ДНС «Смагинская» по жидкости составляет 1500 м<sup>3</sup>/сут., фактическая – 1060 м<sup>3</sup>/сут.

С учетом ввода проектируемых скважин № 50, 3, 5, 7 будет дополнительно поступать 128,4 м<sup>3</sup>/сут.

Суммарный объем поступающей жидкости с учетом проектируемой скважины 1188,4 м<sup>3</sup>/сут не превысит проектную производительность УПСВ «Смагинская».

В соответствии с пп. 49, 731 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в проектной

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	ПИР0001.002-ТКР-ТЧ	Лист
										30

документации предусмотрено автоматическое отключение электродвигателя погружного насоса при отклонении давления в выкидном трубопроводе от скважины №50 выше 4,3 МПа и ниже 0,2 МПа.

Приборы и средства автоматизации приведены в томе 4.5.7.3 (ПИР0001.002-ИЛО5-07-02).

## 15.2 Сведения о проектной пропускной способности трубопровода по перемещению продукта

Значения проектной мощности проектируемых трубопроводов, принятые согласно техническим требованиям на проектирование, представлены в таблице 15.1.

**Таблица 15.1 - Дебит по нефти, жидкости и добыча газа в соответствии с заданием на проектирование**

Год	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год
<b>Дебит скв. № 50</b>						
По нефти, тыс. т	2,9	17,39	17,39	17,39	17,39	17,39
По жидкости, тыс. т	3,68	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11
Добыча газа, млн. м <sup>3</sup>	0,037	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Обводненность, % масс	13	13	13	13	13	13

Схема технологическая трасс промысловых трубопроводов приведена на чертеже ПИР0001.002-ТКР-Ч-001.

С целью поддержания пропускной способности и предупреждению скапливания внутренних отложений должна проводиться очистка внутренней полости трубопроводов с помощью пропарочных узлов, установленных на устьевой обвязке добывающей скважины.

Периодичность очистки трубопроводов определяется в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств перекачиваемого продукта, но не реже одного раза в квартал. При снижении пропускной способности трубопровода в промежутках между периодическими очистками на 2% и более необходимо проводить внеочередные очистки трубопровода.

## 15.3 Характеристика параметров трубопровода

Характеристика и значения проходных давлений по трассе проектируемого трубопровода приведена в таблице 15.2.

**Таблица 15.2**

Участок		Длина, м	Перепад высот, м	Диаметр и толщина стенки, мм	Давление избыточное, МПа	
начало	конец				начало	конец
Скв. 50	АГЗУ	637,09	0,81	89х6	3,85	3,79

## 15.4 Обоснование диаметра трубопровода

### 15.4.1 Гидравлический расчет системы сбора нефти и газа

#### 15.4.1.1 Общие положения

В соответствии с ГОСТ Р 58367-2019 гидравлический расчет трубопроводов системы сбора выполнен по методике гидравлического расчета трубопроводов и систем трубопроводов при транспорте нефтегазовых смесей с помощью программы «PIPESIM».

Целью гидравлического расчета системы сбора и транспорта добываемой нефти являлись:

- определение оптимального диаметра проектируемого трубопровода;
- определение скорости движения потока в трубопроводе от скважины № 50.

В настоящем разделе представлен расчёт пропускной способности проектируемого трубопровода.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ТКР-ТЧ

Лист

31

### 15.4.1.2 Исходные данные для расчета

В расчете были использованы следующие исходные данные:

- дебит и обводненность продукции скважин № 50, 3, 5, 7 Родинского месторождения (табл.15.3) на второй условный год – год максимальной добычи жидкости;
- прокладка трубопровода – подземная, без теплоизоляции, с покрытием, на глубине не менее 1,6 м от верхней образующей трубы;
- температура грунта принята 5 °С;
- давление в точке врезки нефтесборного трубопровода составляет 3,2 МПа;
- режим работы трубопроводов 365 суток.

Схема гидравлического расчета приведена на рис. 15.1.

Исходные данные и результаты расчета приведены в таблицах 15.3 – 15.6.

**Таблица 15.3 – Физико-химические свойства проектируемых скважин**

Скважины	Плотность, кг/м <sup>3</sup>		Обводненность, объемное содержание, %	Относительная плотность газа	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Вязкость нефти, сПз	
	нефти	воды				при 20 °С	при 5 °С
Скв. 50 Родинского м/р	899	1150	13	-	11,3	49,9	104,5
Скв. 3 Родинского м/р	895	1150	2,1	-	5,66	76,4	173,1
Скв. 5 Родинского м/р	895	1150	2,1	-	5,66	76,4	173,1
Скв. 7 Родинского м/р	889	1150	0	-	11,23	49,9	104,5

**Таблица 15.4 – Исходные данные по трубопроводам**

Участок		Длина, м	Трубопровод		Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Пласт
			диаметр, мм	Перепад высот		
начало	конец					
Скв. 50	АГЗУ	637,09	89х6	0,81	67,4	В1
Скв. 3	АГЗУ	123,46	89х6	0,63	24,8	А3
Скв. 5	АГЗУ	1571,78	89х6	15,51	24,8	А3
Скв. 7	АГЗУ	69,36	89х6	0,52	11,4	В1
АГЗУ	Точка врезки	4157,46	159х6	58,57	128,4	А3+В1

**Таблица 15.5 – Результаты гидравлического расчета**

Участок		Q м <sup>3</sup> /сут	Диаметр, мм	Длина, м	Pн, МПа	Pк, МПа	Потери давления, МПа/км	Скорость W, м/с
начало	конец							
Скважина № 50 Родинского м/р	АГЗУ	67,4	89х6	637,09	3,85	3,79	0,09	0,2
Скважина № 3 Родинского м/р	АГЗУ	24,8	89х6	123,46	3,80	3,79	0,08	0,1
Скважина № 5 Родинского м/р	АГЗУ	24,8	89х6	1571,78	4,02	3,79	0,15	0,1
Скважина № 7 Родинского м/р	АГЗУ	11,4	89х6	69,36	3,79	3,79	0	0,1
АГЗУ	Точка врезки	128,4	159х6	4157,46	3,80	3,20	0,14	0,1

Взам. инв. №

Подп. и дата

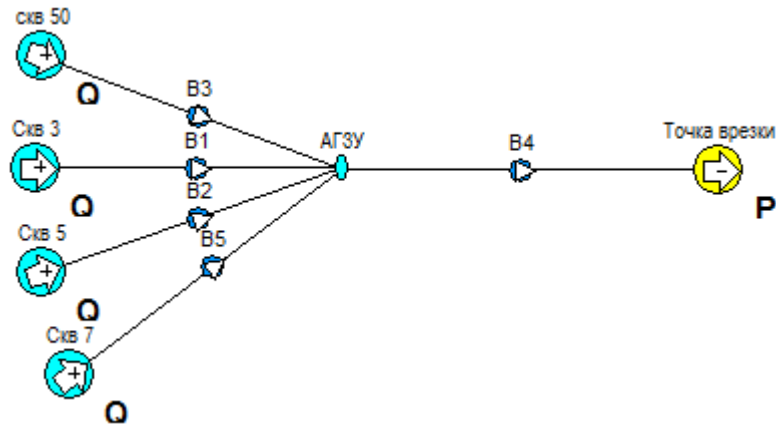
Инв. № подл.

ПИР0001.002-ТКР-ТЧ

Лист

32

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата



**Рисунок 15.1 – Схема гидравлического расчета**

Результаты расчета показали, что максимальное избыточное давление на устье скважины № 50 составляет 3,85 МПа (38,5 кгс/см<sup>2</sup>).

По результатам гидравлического расчета принят следующий диаметр трубы системы сбора и транспорта продукции скважины Родинского месторождения:

- от скважины № 50 – DN 80.

### **15.5 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении**

За рабочее давление выкидных трубопроводов принято давление 4,5 МПа (45,0 кгс/см<sup>2</sup>) с учетом возможного повышения давления из-за парафиноотложения (уменьшения пропускной способности трубы).

За расчетное давление выкидных трубопроводов принято давление 6,3 МПа – максимально возможное давление, развиваемое погружным насосом при работе на закрытую задвижку.

### **15.6 Описание системы работы запорной, регулирующей и предохранительной арматуры**

На устье скважины расположена ручная запорная арматура для безопасного отключения выкидного трубопровода на случай ревизии, ремонта, очистки от парафиновых отложений.

Установка регулирующей и предохранительной арматуры проектом не предусматривается.

### **15.7 Обоснование необходимости использования ингибиторных присадок**

Применение ингибиторных присадок проектом не предусматривается.

### **15.8 Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации**

#### **15.8.1 Расчет трубопровода на прочность**

Расчет на прочность выкидных трубопроводов выполнен в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014.

Настоящей проектной документацией учтены все виды нагрузок и воздействий, возникающих на этапах строительства, эксплуатации, консервации трубопроводов.

Исходные данные и результаты расчета толщины стенки выкидных трубопроводов приведены в таблице 15.6.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ТКР-ТЧ

Лист

33

**Таблица 15.6 – Исходные данные и результаты расчета толщины стенки выкидного трубопровода**

Наименование параметра	Значение параметра
Назначение трубопровода	Выкидной трубопровод от скважины № 50
Нормативный документ, в соответствии с которым выполнен расчет	ГОСТ Р 55990-2014
Диаметр $d_e$ , мм	89
ГОСТ на трубы	ГОСТ 31443-2012
Класс прочности	КП 360
Временное сопротивление $R_{un}$ , МПа	460
Предел текучести $R_{yn}$ , МПа	360
Расчетное давление $P_n$ , МПа	6,3
Давление испытания на прочность, МПа	7,88
Категория трубопровода	С
Коэффициенты надежности: - по ответственности трубопровода $\gamma_n$ - по условиям работы трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты $\gamma_{ds}$ - по материалу при расчете по прочности $\gamma_{mu}$ - по материалу при расчете по текучести $\gamma_{my}$ - надежности по давлению $\gamma_{tp}$ - по условиям работы $\gamma_d$	1,10 - 1,4 1,15 1,15 0,767
Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) $R_u, R_y$ , МПа	181,28
Расчетная толщина стенки $t$ , мм	1,78
Прибавка на минусовое отклонение толщины стенки $C_1$ , мм	0,75
Прибавка на коррозию и износ $C_2$ , мм	2,00
Номинальная толщина стенки $t_{ном}$ , мм	4,53
Принятая толщина стенки, мм	6,00
Отбраковочная толщина стенки*, мм	2,00
Расчетный срок службы, лет	42
* - отбраковочная толщина стенки принята в соответствии с Таблицей № 2 Приложения № 8 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ТКР-ТЧ

Лист

34

Для обеспечения срока службы трубопроводов не менее 20 лет расчетом предусматривается прибавка на коррозию и износ, определяемая исходя из допустимой скорости коррозии 0,1 мм/год согласно требованиям п. 15.5.4. ГОСТ Р 55990-2014.

Окончательная толщина стенки принималась с учетом номенклатуры выпускаемых труб и унификации применяемых в проекте типоразмеров труб.

Исходные данные и результаты расчетов выкидного трубопровода на прочность и устойчивость приведены в таблице 15.7.

**Таблица 15.7 – Исходные данные и результаты выкидного трубопровода на прочность и устойчивость**

Наименование параметра	Значение параметра
Назначение трубопровода	Выкидной трубопровод от скважины № 50
Наружный диаметр трубопровода $D_n$ , мм	89
ГОСТ на трубы	ГОСТ 31443-2012
Толщина стенки, мм	6
Внутренний диаметр трубопровода $D_{вн}$ , мм	77
Класс прочности	КП360
Временное сопротивление $R_{ин}$ , МПа	460
Предел текучести $R_{yn}$ , МПа	360
Коэффициент линейного расширения $\alpha$ , град <sup>-1</sup>	0,000012
Модуль упругости $E$ , МПа	$2,06 \times 10^5$
Коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона) $\mu$	0,30
Расчетный температурный перепад $\Delta t$ , °С	30*
Продольное напряжение в трубопроводе на упругоизогнутых участках от расчетных нагрузок и воздействий, $\sigma_l$ МПа:	
$\sigma_l^1$	-119,15
$\sigma_l^2$	3,07
Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления $\sigma_{кц}$ , МПа	53,73
Эквивалентные напряжения, МПа	52,26
Расчетные коэффициенты для проверки условия прочности:	
- для продольных напряжений $f_l$	0,6
- для эквивалентных напряжений $f_{eq}$	0,9
Контрольное значение для проверки условия прочности:	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ПИР0001.002-ТКР-ТЧ

Лист

35

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Наименование параметра	Значение параметра
- для продольных напряжений, $A$ , МПа	162
- для эквивалентных напряжений, $B$ , МПа	234
Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода $S$ , МН	0,13
Коэффициент учета высоты засыпки, $K$	3,00
Предельная несущая способность грунта при выпучивании трубопровода, $q_s^*$ , МН/м	0,004
Предельное сопротивление перемещениям трубопровода вверх, $q^*$ , МН/м	0,005
Значение критического продольного усилия, МН:	
- для крутоизогнутых участков $N_{CR}^1$	0,25
- для прямолинейных участков, $N_{CR}^2$	8,49
Коэффициент запаса общей устойчивости $k_{u.b.}$	1,1
Контрольное значение для проверки общей устойчивости крутоизогнутых участков трубопровода, $C$ , МН:	
- для крутоизогнутых участков, $C_1$	0,20
- для прямолинейных участков, $C_2$	6,53
* - разность между температурой продукта и температурой монтажа (сварка последнего стыка).	

Условие прочности подземных трубопроводов для продольных и эквивалентных напряжений:

$$\sigma_l \leq f_l \sigma_y \text{ или } \sigma_l \leq A;$$

$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \sigma_y \text{ или } \sigma_{eq} \leq B.$$

Условие общей устойчивости трубопроводов в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы:

$$S \leq \frac{1}{k_{u.b.}} \times N_{CR} \text{ или } S \leq C.$$

Все условия выполнены.

Минимальная температура замыкания последнего стыка трубопроводов не ниже 0 °С.

Максимальная температура продукта не более 39 °С (абсолютная температура окружающего воздуха по Самарской области).

Для упругоизогнутых участков выкидных трубопроводов определен минимальный радиус упругого изгиба оси трубопроводов, при котором соблюдаются условия прочности.

Минимальный радиус упругого изгиба оси выкидных трубопроводов DN 80 - 150 м.

### 15.8.2 Материальное исполнение оборудования и трубопроводов

Материальное исполнение трубопроводов – стандартное или стойкое к сульфидно-коррозионному растрескиванию (СКР) выбиралось с учетом параметров технологического

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.002-ТКР-ТЧ	Лист
							36



процесса, характеристики коррозионно-агрессивной среды согласно таблице № 1 приложения 2 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

В продукции скважины № 50 Родинского месторождения присутствует сероводород, а также пластовая вода, которая обладает коррозионными свойствами, материальное исполнение выкидного трубопровода принято из стали повышенной коррозионной стойкости, класс прочности КП360.

Материальное исполнение выкидных трубопроводов принято из стали повышенной коррозионной стойкости, класс прочности КП360.

Трубы должны соответствовать требованиям ГОСТ 31443-2012 «Трубы стальные для промышленных трубопроводов. Технические условия».

Запорная арматура (задвижка клиновья с ручным приводом) предусматривается из низкоуглеродистой стали повышенной коррозионной стойкости, герметичность затвора класса А по ГОСТ 9544-2015, климатическое исполнение У1 по ГОСТ 15150-69.

### 15.8.3 Защита от коррозии

Для защиты проектируемых выкидных трубопроводов от внутренней коррозии предусматривается:

- применение труб повышенной коррозионной стойкости класса прочности КП360 по ГОСТ 31443-2012 с заводским внутренним полимерно-эпоксидным покрытием в комплекте со втулками защиты сварного шва;
- периодическая подача в затрубное пространство скважин ингибитора коррозии передвижными средствами;
- применение устройств контроля скорости коррозии в соответствии с требованиями с п. 48 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» на выкидном трубопроводе от скважины № 50.

Для защиты от почвенной коррозии предусматривается:

- строительство выкидного трубопровода из труб диаметром 89 мм класса прочности КП360 по ГОСТ 31443-2012 с наружным защитным покрытием усиленного типа 2У на основе экструдированного полиэтилена (полипропилена), выполненным в заводских условиях, в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке ООО «ННК-Самаранефтегаз»;
- покрытие поверхности трубопроводов и отводов, гнутых наружным защитным покрытием усиленного типа, выполненным в заводских условиях, в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке ООО «ННК-Самаранефтегаз»;
- покрытие сварных стыков трубопроводов комплектами термоусаживающихся манжет. В комплект термоусаживающихся манжет входят: праймер, лента термоусаживающаяся и замок;
- антикоррозионная изоляция (усиленного типа) деталей трубопроводов и защитных футляров по ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

Для защиты от почвенной коррозии детали трубопроводов и сварные швы покрываются гидроизоляцией усиленного типа. Состав гидроизоляции приведен в таблице 15.8.

**Таблица 15.8 – Конструкция гидроизоляции на основе комплекта изоляционных материалов «ПИК»**

#### Комплект изоляционных материалов «ПИК»

##### Детали трубопроводов

##### Сварные стыки трубопроводов

Праймер ПРИЗ

Праймер ПРИЗ

Лента ПРИМА летняя толщиной 2,2 мм, шириной 90 мм – 1 слой

Лента ПРИМА летняя толщиной 2,2 мм шириной 90 мм – 1 слой

Лента ТОЗ 90x1,2 мм – 1 слой

Муфта ИЗТМ:  
– 89x450 мм для труб диаметром 89 мм

Взам. инв. №							
	Подп. и дата						
Инв. № подл.							
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.002-ТКР-ТЧ
						37	

В зоне перехода надземного участка трубопровода в подземный надземный участок покрывается антикоррозионной изоляцией усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» на высоту 0,3 м.

Перед нанесением антикоррозионного покрытия наружную поверхность трубопроводов и опор очистить от продуктов коррозии, обезжирить. Степень очистки – «вторая» по ГОСТ 9.402-2004 «Единая система защиты от коррозии и старения Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию» и не менее Sa 2 1/2 по ГОСТ Р ИСО 8501-1-2014 «Подготовка стальной поверхности перед нанесением лакокрасочных материалов и относящихся к ним продуктов». Работы проводятся в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя.

По показателям свойств и температурному диапазону применения изоляционные покрытия должны обеспечивать эффективную противокоррозионную защиту изолированных изделий на весь нормативный срок эксплуатации трубопроводов.

Покрытия должны соответствовать ГОСТ Р 51164-98, СП 245.1325800.2015 «Защита от коррозии линейных объектов и сооружений в нефтегазовом комплексе. Правила производства и приемки работ».

Для защиты от атмосферной коррозии наружную поверхность трубопроводов, арматуры и металлоконструкций очистить от продуктов коррозии, обезжирить и нанести следующую систему покрытия:

- грунтовка ГФ-021 (ГОСТ 25129-2020\*) - 1 слой;
- эмаль ПФ-115 (ГОСТ 6465-1976\*) - 2 слоя.

Рекомендуемая толщина наружного лакокрасочного покрытия 200 мкм.

Опознавательную окраску трубопроводов провести по ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».

Все надземные трубопроводы должны быть защищены от статического электричества и вторичных проявлений молний на основании СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

### **15.9 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов**

Проектом не предусматривается установка запорной арматуры по трассе проектируемого трубопровода.

### **15.10 Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них**

Вопросы по увеличению пропускной способности трубопроводов в проектной документации не рассматривались. Необходимости в прокладке резервных ниток трубопроводов нет.

Потенциальной необходимости в резервном оборудовании нет.

### **15.11 Обоснование выбора технологии транспортирования продукции на основе сравнительного анализа (экономического, технического, экологического) других существующих технологий**

Выбор технологии транспорта продукции скважин основан на опыте эксплуатации аналогичных объектов в условиях Урало-Поволжья, на типовых проектных решениях, выполненных в соответствии с действующими нормативными документами, а также на основании задания на проектирование.

Самым эффективным и экологически чистым способом транспортировки скважинной продукции является трубопроводный транспорт. При автомобильном транспорте возможны проливы нефти при наливке, выбросы газа клапанами автоцистерн. Также транспортировка

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	ПИР0001.002-ТКР-ТЧ	Лист
										38

автомобильным транспортом требует дополнительных вложений в инфраструктуру подготовки нефти и затраты на топливо для автотранспорта.

### **15.12 Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, в том числе задвижек, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием**

Основное и вспомогательное оборудование, в том числе запорная арматура, установлены в соответствии с типовыми схемами обвязки устьевого оборудования и устройств месторождений, утверждёнными в соответствующей нормативно-технической документации, ГОСТ Р 58367-2019, ГОСТ Р 55990-2014, ФНИП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

### **15.13 Сведения о числе рабочих мест и их оснащённости, включая численность аварийно-вспомогательных бригад и водителей специального транспорта**

Обслуживание скважины №50 Родинского месторождения будет осуществляться существующим персоналом бригады ЦДНГ-1 ООО «ННК-Самаранефтегаз» без увеличения численности.

Обслуживание выкидного трубопровода осуществляется имеющимся персоналом ЦЭРТ-1 без увеличения численности.

Место постоянного нахождения персонала – УПСВ «Радаевская».

Проектируемые объекты электроснабжения будут обслуживаться существующей бригадой Управления энергетики ООО «ННК-Самаранефтегаз».

Проведение профилактических и ремонтных работ технологического оборудования наружных установок осуществляется обслуживающим персоналом, периодически выезжающим на установки на специализированном транспорте, в котором имеются места для обогрева рабочих, смены одежды, охлаждения, сушки одежды и обуви и т.д.

Ремонтные работы и уборку прилегающей территории и служебных помещений на месторождении предусматривается производить сервисным методом с привлечением сторонних специализированных фирм. Общее руководство персоналом, обслуживающим месторождение, осуществляется службой главного инженера ООО «ННК-Самаранефтегаз».

Продолжительность рабочей недели у работников не должна превышать 40 часов. Число рабочих дней в году у каждого работника не должно превышать 250.

### **15.14 Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды**

К основным видам ресурсов необходимых для обеспечения технологического процесса относятся электроэнергия, реагенты, вода, пар, жидкости глушения, строительные машины и механизмы.

Годовая потребность в электроэнергии определена проектом и описывается в [ПИР0001.002-ИЛО5-01](#) (Том 4.5.1 – Раздел 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта»). Подраздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Часть 1 «Система электроснабжения»).

Потребность в воде, паре, жидкостях глушения и реагентах определяется техническим регламентом на проведение соответствующих работ разрабатываемым специалистами ООО «ННК-Самаранефтегаз»).

Потребность в строительных машинах и механизмах определена на максимально загруженный год строительства, на основании физических объемов, эксплуатационной производительности машин и механизмов, принятых темпов работ, в соответствии с исходными данными подрядчика и подробно описана в [ПИР0001.002-ПОС](#) (Том 5 - Раздел 5 "Проект организации строительства").

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ПИР0001.002-ТКР-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

На основании ГОСТ Р 58367-2019 пожаротушение проектируемых объектов предусматривается осуществлять первичными средствами без применения систем водо- и пенотушения. Поэтому в данном проекте вода на производственные нужды не требуется и вопрос производственного водоснабжения не решается.

Топливо для технологических нужд не требуется.

### 15.15 Описание системы управления технологическим процессом

Раздел не разрабатывается, так как система управления технологическим процессом отсутствует.

### 15.16 Описание системы диагностики состояния трубопровода

Диагностика технического состояния трубопроводов и периодичность контрольных мероприятий по оценке технического состояния трубопроводов выполняются в соответствии внутренними документами ООО «ННК-Самаранефтегаз». Вид и объем диагностических обследований определяет техническая служба эксплуатирующей организации в зависимости от аварийности и металлографического исследования аварийных образцов. Диагностические обследования проводит служба контроля, структурно выделенная в лабораторию дефектоскопии, участок, группу или отдел технического контроля при базе производственного обслуживания (БПО) или может привлекаться и со стороны. Периодичность диагностики устанавливается руководством эксплуатирующей организации в зависимости от местных условий, сложности рельефа и условий пролегания трассы, а также экономической целесообразности и приурочивается к ревизии участков ПТ, но она не должна быть реже:

- одного раза в год для трубопроводов I категории;
- одного раза в 6 лет – II и III категории;
- одного раза в 8 лет – IV категории.

Согласно требованиям п. 960 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», первую ревизию вновь введенных в эксплуатацию внутрипромысловых трубопроводов следует проводить не позднее чем через 1 год после начала эксплуатации.

Срок последующего контроля должен уточняться в зависимости от результатов предыдущего контроля.

Оценка состояния контролируемого участка может осуществляться одним или несколькими методами технической диагностики, классифицированными ГОСТ 56542-2015, с учетом конкретных условий, ответственности контролируемого объекта и требуемой надежности контроля. Основными методами контроля внутрипромысловых трубопроводов являются:

- ультразвуковой;
- радиографический (ГОСТ 7512-82);
- акустический (ГОСТ 20415-82).

### 15.17 Перечень мероприятий по защите трубопровода от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой

Специализированных мероприятий для защиты от снижения или повышения температуры настоящим проектом не предусмотрено.

### 15.18 Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих сбору, накоплению, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию и размещению

Объемы и характеристика отходов, образующихся в период строительства и эксплуатации проектируемых сооружений, приведены в томе 6.1 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (ПИР0001.002-ООС01).

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

Вывоз промышленных отходов (загрязненной ветоши, огарки электродов) предусмотрено осуществлять на санкционированный полигон.

Вывоз нефтезагрязненных грунтов, образованных на период эксплуатации от возможных порывов, предусмотрен специализированным транспортом на площадку для размещения и переработки нефтесодержащих отходов и пункта приема и очистки жидкой фракции с порывов трубопроводов.

### 15.19 Сведения о классе опасности отходов и местах их накопления

Способы сбора, хранения и транспортировки отходов должны исключать возможность загрязнения окружающей территории, почвы и обеспечивать безопасность персонала, занятого на всех этапах работы по очистке и обезвреживанию промышленных отходов. Существуют различные методы ликвидации разливов нефти, учитывающие процессы, происходящие с нефтепродуктами при разливе на грунт, водную или ледовую поверхность. Токсичные отходы требуют обезвреживания, переработки или захоронения на специализированных полигонах.

Сведения о классе опасности и токсичности отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями представлены в томе 6.1 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (ПИР0001.002-ООС01).

### 15.20 Описание системы снижения уровня выбросов, сбросов загрязняющих веществ, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)

При возникновении аварийного порыва трубопровода произойдет выброс сырой нефти на поверхность почвы / воды и выделение в атмосферу свободного нефтяного газа, что может привести к возникновению взрывоопасного газозвушного облака, к загрязнению почвы / воды и атмосферы углеводородами. На загрязненных нефтью участках происходит гибель растений, комплекса почвенных беспозвоночных, перестройка почвенных микроорганизмов. Естественное восстановление растительного покрова и комплекса почвенных животных происходит в течение 8-10 лет, но и через 15-20 лет видовой состав растений оказывается беднее, чем на незагрязненных землях.

С целью максимального сокращения выбросов загрязняющих веществ, которые неизбежны при эксплуатации нефтепромыслового оборудования, в проекте предусмотрены следующие мероприятия:

- выбор оптимального диаметра трубопровода для транспорта жидкости в пределах технологического режима;
- выбор материального исполнения труб в соответствии с коррозионными свойствами транспортируемой жидкости;
- автоматизация технологического процесса (автоматический контроль параметров работы оборудования, средства сигнализации и автоматические блокировки);
- применение защиты трубопроводов и оборудования от почвенной коррозии изоляцией усиленного типа;
- покрытие гидроизоляцией усиленного типа сварных стыков трубопроводов, деталей трубопроводов;
- использование минимально необходимого количества фланцевых соединений;
- установка электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;
- защита оборудования и трубопроводов от статического электричества путем заземления.

Для привлечения внимания к непосредственной опасности, предупреждения о возможной опасности, исключения возможности повреждения трубопроводов по трассе на углах поворота трассы устанавливаются опознавательные и запрещающие знаки.

Решения по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ и решения, направленные на предупреждение развития аварии и локализацию выбросов (сбросов) опасных веществ рассмотрены в томе 10.2 части 2 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» раздела 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами» данного проекта. (ПИР0001.002-ГОЧС).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

### 15.21 Оценка возможных сценариев аварий

Проектируемые объекты относятся к опасным сооружениям, на которых возможна аварийная разгерметизация и выход нефтепродукта на поверхность.

При анализе возможных аварий на идентичных объектах было выявлено, что на проектируемых сооружениях с определенной вероятностью возможны аварии с взрывом, пожаром, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери, т.е. вызвать чрезвычайную ситуацию (ЧС).

Как показал анализ аварийных ситуаций на объектах нефтяной промышленности к авариям, которые могут вызвать ЧС, относятся:

- разгерметизация трубопроводов полным сечением;
- частичная разгерметизация трубопроводов с образованием свища;
- прекращение подачи электроэнергии;
- нарушение технологического режима, правил техники безопасности и ошибочные действия персонала при проведении профилактического ремонта;
- коррозия трубопроводов.

При возникновении максимальной аварии (порыв нефтепроводов полным сечением) на проектируемых объектах к поражающим факторам относятся:

- воздействие избыточного давления ударной волны при сгорании облака паровоздушной смеси;
- тепловое воздействие при пожаре пролива нефти.

При этом реальную опасность (для окружающей среды и людей, попавших в зоны возможного воздействия) представляют случаи возгорания истекающего продукта, взрыва облака паровоздушной смеси.

В зону поражающих факторов могут попасть:

- обслуживающий персонал;
- люди, случайно оказавшиеся на месте возникновения аварии.

Более подробно оценка возможных аварийных ситуаций проведена в томе 10.2 части 2 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» раздела 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами» данного проекта. (ПИР0001.002-ГОЧС).

### 15.22 Сведения о наиболее опасных участках на трассе трубопровода и обоснование выбора размера защитных, охранных зон и зон минимально допустимых расстояний, в случае если установление таких зон предусмотрено законодательными и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации

В соответствие с п. 890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» опасными участками являются переходы через естественные и искусственные преграды (пересечения с водными преградами и технологическими коммуникациями).

Опасные участки по трассе проектируемого нефтегазосборного трубопровода отсутствуют.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения проектируемых трубопроводов устанавливаются охранные зоны в соответствии с требованиями раздела 4 «Правил охраны магистральных трубопроводов» вдоль трасс трубопроводов в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения повреждений.

Организация работ в охранной зоне устанавливаются в соответствии с разделом 5 «Правил охраны магистральных трубопроводов».

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

						ПИР0001.002-ТКР-ТЧ	Лист
							42
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

### 15.23 Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварии, в том числе план по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов

С целью защиты прилегающей территории от аварийного разлива вокруг скважины № 50, в соответствии требований пункта 7.1.8 СП 231.1311500.2015, устраивается оградительный вал высотой 1,00 м с шириной бровки по верху не менее 0,5 м. Откосы обвалования укрепляются посевом многолетних трав по плодородному слою  $h=0,15$  м. Съезд через обвалование проектируемой скважины устраиваются со щебеночным покрытием слоем 0,20 м.

При обнаружении аварии (или при получении сигнала об аварии) технический персонал лицензионного участка ООО «ННК-Самаранефтегаз» производит операции согласно инструкции по локализации и ликвидации.

Локализация разлива включает в себя следующие операции:

- первичные действия персонала:
  - при необходимости прекращение технологических операций на территории ОПО;
  - удаление всех посторонних лиц с территории объекта;
  - оповещение соответствующих служб;
  - ограждение территории разлива (место разлива оградить и выставить предупреждающие знаки) – оконтуривание разлива;
  - выполнение первичных мероприятий по локализации очага разлития (оборудование песчаного обвалования по периметру разлива, по технологии зима-лето).
- действия аварийно-спасательной службы:
  - развертывание в готовности к выполнению аварийно-ликвидационных задач;
  - определение приоритетных участков защиты;
  - обвалование приоритетных участков защиты территории и объектов (установка боновых заграждений, или отсыпка песчаного обвалования участка разлива);
  - отрывка нефтеловушки на пониженном участке разлития;
  - вскрытие обвалования и установка пластыря на трещину.

График проведения операций по ликвидации разлива нефти на территории опасного производственного объекта составляется на основании оценки объема разлива, условий доступа, погодных (температурных) условий, возможности применения технических средств. График составляется из условий обеспечения кратчайших сроков ликвидации разлива.

Ликвидация разлива включает в себя следующие операции:

- сбор в резервные ёмкости или немедленная утилизация разлитой нефти;
- нанесение сорбента на поверхность разлития;
- зачистка территории разлива;
- вывоз отходов на полигон для перевалки, хранения, переработки;
- восстановление, реабилитация территории разлива.

### 15.24 Описание проектных решений по прохождению трассы трубопровода (переход водных преград, болот, пересечение транспортных коммуникаций, прокладка трубопроводов в горной местности и по территориям, подверженным воздействию опасных геологических процессов)

#### 15.24.1 Переходы через искусственные и естественные преграды и параллельное следование с инженерными сооружениями

Проектируемый трубопровод пересекают дороги без усовершенствованного покрытия. Предусматривается увеличение глубины залегания трубопроводов на участках переходов. Переход через полевые дороги осуществляется открытым способом в защитном футляре. Глубина заложения трубопровода в месте пересечения не менее 1,7 м от верха покрытия дороги до верхней образующей трубы.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ТКР-ТЧ

Лист

43

### 15.24.2 Пересечения с подземными коммуникациями и линиями электропередач

Пересечения с подземными коммуникациями и линиями электропередач выполняются в соответствии с техническими условиями владельцев пересекаемых коммуникаций. Ведомость пересечений приведена в приложении В.

Пересечение проектируемого трубопровода от скв. № 50 с существующими подземными коммуникациями ООО «ННК-Самаранефтегаз» выполняется в соответствии с техническими условиями владельца коммуникаций. Прокладка проектируемого трубопровода предусматривается ниже уровня пересекаемых существующих трубопроводов ООО «ННК-Самаранефтегаз». В месте пересечения с существующими трубопроводами расстояние в свету не менее 350 мм, угол не менее 60 градусов.

Пересечение выкидного трубопровода от скважины № 50 с линией электропередач напряжением 6 кВ выполняется в соответствии с техническими условиями ООО «ННК-Самаранефтегаз». Наименьшее расстояние до ближайших заземлителей опор ВЛ составляет не менее 5 м в соответствии требованиями ПУЭ.

### 15.25 Обоснование безопасного расстояния от оси нефтепровода до населенных пунктов, инженерных сооружений (мостов, дорог), а также при параллельном прохождении нефтепровода с указанными объектами и другими трубопроводами, находящимися в одном техническом коридоре

Безопасность в районах прохождения промысловых трубопроводов обеспечивается расположением их на соответствующих расстояниях от объектов инфраструктуры. Населенные пункты, мосты и дороги в близлежащем к трассе районе отсутствуют.

В соответствии с ГОСТ Р 55990 2014, выкидной трубопровод от скважины № 50 относятся к III классу, категории С. Минимальное расстояние от оси трубопровода до городов и др. населенных пунктов составляет 75 м. Расстояние от проектируемого трубопровода до ближайшего населенного пункта (с. Старая Шентала) составляет 2,4 км.

Зона минимальных расстояний до зданий и сооружений регламентируется п.7.2 ГОСТ 55990-2014 и устанавливает ограничения на размещение до зданий и сооружений в зоне минимально-допустимых расстояний.

Сведения об охранных зонах и зонах минимально допустимых расстояний приведены в томе 10.2 ПИР0001.002-ГОЧС Раздел 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами». Часть 2 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, мероприятий по противодействию терроризму».

### 15.26 Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов

Необходимый уровень конструктивной надежности промысловых трубопроводов обеспечивается путём категорирования трубопроводов и их участков в зависимости от назначения по ГОСТ Р 55990-2014.

Расчетное давление выкидного трубопровода принято равным 6,3 МПа.

Для обеспечения безопасной и безаварийной работы участков выкидных трубопроводов от устья до точек подключения, предусматривается возможность их пропарки. На трубопроводах предусматривается арматура для ввода пара от ППУ.

#### 15.26.1 Монтаж и испытание трубопроводов

Строительство и монтаж выкидного трубопровода предусматриваются в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014, РД 03-614-03 «Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных

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



производственных объектов», РД 03-615-03 «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов», ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Сварка».

При монтаже трубопроводов из прямошовных труб запрещается располагать продольные швы по нижней образующей. Рекомендуется располагать заводские продольные швы в верхней половине периметра свариваемых труб.

Контролю физическими методами подвергаются 100 % сварных стыков выкидного трубопровода, в том числе:

- трубопровод категории С - радиографическим методом 100 % соединений.

По окончании строительно-монтажных работ трубопроводы промываются водой. Работы производятся по специальной рабочей инструкции на очистку полости и испытания трубопровода с учетом местных условий производства работ, составленной на основании, ВСН 005-88 «Строительство промышленных стальных трубопроводов. Технология и организация», Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов». Совместно с профилометрией осуществить пропуск полиуретанового цельнолитого поршня.

По окончании очистки трубопроводы испытываются на прочность и герметичность гидравлическим способом в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 с последующим освобождением от воды.

Испытания проводятся под руководством специально созданной комиссии.

Гидравлическое испытание трубопроводов DN80 проводится в один этап.

Величина давления испытания выкидного трубопровода от скважины 50 в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 составляет:

- на прочность –  $P_{исп.}=1,25P_{раб.}=7,88$  МПа в верхней точке, но не более заводского давления испытания в нижней точке;
- на герметичность –  $P_{исп.}=P_{раб.}=6,3$  МПа.

Гидравлическое испытание проводить при положительной температуре окружающего воздуха, с температурой воды не ниже плюс 5 °С.

На всех этапах испытаний в любой точке испытываемого участка трубопровода испытательное давление на прочность не должно превышать наименьшего из гарантированных заводами заводских испытательных давлений на трубы, арматуру, фитинги, узлы и оборудование, установленных на испытываемом участке. Гарантированные заводами заводские испытательные давления уточнить перед проведением испытаний по паспортам и сертификатам на трубы, арматуру, фитинги, узлы и оборудование.

Технологию и средства очистки и испытания предусматривают в специальной рабочей инструкции, разрабатываемой генеральной строительно-монтажной организацией. Инструкция должна быть согласована с заказчиком и проектной организацией.

Проверку на герметичность участка или трубопровода в целом производят после испытания на прочность и путем снижения испытательного давления до максимального рабочего  $P_{раб}$  (6,3 МПа) и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

По завершению строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность, на трубопроводах осуществляется комплексное опробование. В соответствии п. 108 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» комплексным опробованием считается заполнение трубопроводов транспортируемой средой и его работа после заполнения в течение 72 часов.

## 15.27 Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод

На проектируемые трубопроводы действуют следующие виды нагрузок:

- продольные осевые напряжения для заданной толщины стенки;
- кольцевые напряжения от рабочего давления;
- растягивающие напряжения;
- сжимающие напряжения;
- нагрузка от веса металла трубы;
- нагрузка от веса транспортируемого продукта;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	ПИР0001.002-ТКР-ТЧ	Лист
										45

- вертикальная нагрузка;
- сопротивление грунта продольным перемещениям.

Все нагрузки и воздействия на трубопроводы учтены в расчете трубопроводов на прочность.

### 15.28 Сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок

При проверочном расчете подземных участков трубопроводов на прочность и устойчивость положения в соответствии с классификацией СП 20.13330.2016 (раздел 5, 6) следует учитывать следующие сочетания нагрузок и воздействий, действующие на трубопровод:

Собственный вес единицы длины трубопровода  $q_t$ , Н/м должен определяться по формуле:

$$q_m = \rho_m \cdot g \cdot \pi(d_e - t)t = 7850 \cdot 9,8 \cdot 3,14 \cdot (0,089 - 0,006) \cdot 0,006 = 120,3 \text{ Н/м}$$

где  $\rho_t$  - плотность материала трубы, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>, принимаемое для технических расчетов равным 9,8;

- число (математическая константа), принимаемое для технических расчетов равным 3,14;

$d_e$  - наружный диаметр трубы, м;

$t$  - толщина стенки трубы, м.

Нормативная вертикальная нагрузка от давления грунта на трубопровод  $q_{гр}$ , Н/м, должна определяться по формуле:

$$= 1700 \cdot 9,8 \cdot 1,6^2 = 53312 \text{ Н/м}$$

где  $\rho_{гр}$  - плотность грунта (для суглинков - 1700 кг/м<sup>3</sup>), кг/м<sup>3</sup>;

$h_t$  - расстояние от верха трубы до поверхности земли, м;

$b$  - ширина траншеи на уровне верха трубы, м.

Данные нагрузки и воздействия на трубопроводы учтены в расчете трубопроводов на прочность.

### 15.29 Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, назначению трубопровода, нагрузке, грунту и другим параметрам

Принятые параметры и расчеты коэффициентов при расчете трубопроводов на прочность приведены в таблице 15.6.

### 15.30 Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета

Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета, приведены в таблице 15.6.

### 15.31 Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопровода

Требования к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны приняты в соответствии с техническими условиями на трубную продукцию, утвержденными в установленном порядке ООО «ННК-Самаранефтегаз», и ГОСТ 31443-2012 «Трубы стальные для промышленных трубопроводов. Технические условия».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.002-ТКР-ТЧ	Лист
							46

### **15.32 Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте линейного объекта**

Трубопроводы, используемые в настоящем проекте, при соответствующей защите достаточно устойчивы к суглинкам и глинам, грунтовым водам, встречающимся по трассе проектируемой выкидной линий.

При прокладке проектируемого трубопровода бетон не применяется.

### **15.33 Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопроводов по трассе с крутизной склонов более 15 градусов**

На всём протяжении трассы трубопровода отсутствуют склоны с крутизной более 15 градусов.

Конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке выкидного трубопровода проектом не предусматривается.

### **15.34 Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках**

Выкидные трубопроводы укладывается на глубину не менее 1,6 м до верхней образующей трубы.

Переходы выкидных трубопроводов через дороги без усовершенствованного покрытия к скважине, а также через полевые дороги осуществляются открытым способом в защитном футляре. Предусматривается увеличение глубины залегания трубопроводов на участках переходов. Глубина заложения трубопровода в местах пересечения не менее 1,7 м от верха покрытия дороги до верхней образующей трубы в соответствии с п 10.3.10 ГОСТ Р 55990-2014.

### **15.35 Описание конструктивных решений при прокладке трубопровода по обводненным участкам, на участках болот, на участках с высоким уровнем грунтовых вод и долгосрочным подтоплением паводковыми водами, участках, где наблюдаются осыпи, оползни, участках, подверженных эрозии, при пересечении крутых склонов, промоин, а также при переходе малых и средних рек**

Непосредственно на территории изысканий опасные геологические процессы и явления не выявлены.

### **15.36 Описание принципиальных конструктивных решений балластировки трубы трубопровода с применением технических средств, препятствующих всплытию трубопровода**

Пересечения с водными, заболоченными преградами отсутствуют. Балластировка проектируемых трубопроводов не требуется.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

### 15.37 Обоснование выбранных мест установки сигнальных знаков на берегах водоемов, лесосплавных рек и других водных объектов

Водоёмы, лесосплавные реки и иные водные объекты по трассе выкидной линии отсутствуют.

### 15.38 Сведения о способах пересечения трубопровода

Проектируемый трубопровод пересекает дороги без усовершенствованного покрытия. Предусматривается увеличение глубины залегания трубопроводов на участках переходов. Переход через полевые дороги осуществляется открытым способом в защитном футляре. Глубина заложения трубопровода в месте пересечения не менее 1,7 м от верха покрытия дороги до верхней образующей трубы.


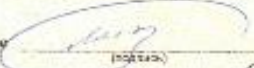


Для защиты трубопроводов при протаскивании в футляр предусмотрены опорно-направляющие кольца ОНК-89 по [ТУ 1469-001-01297858-98](#). На концах футляров установлены герметизирующие манжеты 89/325 АЗ тип II по ТУ 2531-007-01297858-2002.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									48
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.002-ТКР-ТЧ			

## 16 Приложения

## Приложение А

## Сертификат соответствия комплекта оборудования коррозионного мониторинга требованиям технического регламента таможенного союза «О безопасности машин и оборудования»

<b>ТАМОЖЕННЫЙ СОЮЗ</b>					
<b>СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ</b>					
<b>Eurasian Conformity</b>		№ ТС <u>RU C-RU.ГБ08.А.02499</u>			
<b>ЕАС</b>		Серия RU № <b>0408728</b>			
<p><b>ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ</b> ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЗАКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЦЕНТР ТЕХНИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ, БЕЗОПАСНОСТИ И РАЗРАБОТОК (ОС ВО ЗАО ТИВЕР). Место нахождения (адрес юридического лица): 105082, город Москва, улица Фридриха Энгельса, дом 75, строение 11, офис 204, Россия. Адреса места осуществления деятельности: 381668, Россия, Тульская область, город Новомосковск, улица Орджоникидзе, 8; 381760, Россия, Тульская область, город Донской, улица Горькоостательная, дом 1, строение А. Регистрационный номер RA.RU.11ГБ08, дата регистрации аттестата аккредитации органа по сертификации 01.04.2016. Телефон: 8 (495) 280-16-56, адрес электронной почты: rpv@tiber.ru, info@tiber.ru.</p>					
<p><b>ЗАЯВИТЕЛЬ</b> Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «СОНАР», ОГРН 1175835000769. Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности: 440056, город Пенза, улица Терновского, дом 135, Российская Федерация. Телефон: +78005506551, адрес электронной почты: akkord@sonar.penza.com.ru</p>					
<p><b>ИЗГОТОВИТЕЛЬ</b> Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «СОНАР», ОГРН 1175835000769. Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 440630, город Пенза, улица Гагарина, дом 11а, Российская Федерация.</p>					
<p><b>ПРОДУКЦИЯ</b> Комплект оборудования коррозионного мониторинга "АкКорД+" РАСТ.366640.002, изготовленного в соответствии с техническими условиями РАСТ.366640.002 ТУ. Иные сведения о продукции, обеспечивающие ее идентификацию, смотри Приложение (бланки №№ 0352708, 0352709, 0352710, 0352711, 0352712). Партия (наименование оборудования и количество указано в Приложении, бланк № 0352707). Реквизиты товаросопроводительной документации: Накладная № 1 от 31.03.2017 на передачу готовой продукции в места хранения.</p>					
<p><b>КОД ТИ ВЭД ТС</b> согласно Приложения (бланк № 0352707)</p>					
<p><b>СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ</b> Технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011).</p>					
<p><b>СЕРТИФИКАТ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ</b> Протокола испытаний № 2418/2292-Ех от 18.05.2017 Испытательной лабораторией взрывозащищенного оборудования закрытого акционерного общества Испытательный Центр Технических Измерений, Безопасности и Разработок, регистрационный номер аттестата аккредитации RA.RU.21ГБ08. Технической документации изготовителя. Схема сертификации Зс.</p>					
<p><b>ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ</b> Сведения о стандартах, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента, приведены в Приложении (бланк № 0352714). Условия и сроки хранения, срок службы (годности) приведены в Приложении (бланк № 0352710).</p>					
<p><b>СРОК ДЕЙСТВИЯ С</b> <u>24.05.2017</u> <b>ПО</b> <u>не установлен</u> <b>ВКЛЮЧИТЕЛЬНО</b></p>					
		<p>Исполнитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации  Полонярев Михаил Валерьевич (подпись, должность)</p>			
		<p>Эксперт (эксперт-аудитор)  Ермаков Андрей Александрович (подпись, должность)</p>			
<p>© Иллюстрация: ООО "ТИВЕР" www.tiber.ru, e-mail: info@tiber.ru, rpv@tiber.ru, tel: 8 (495) 280-16-56</p>					

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ТКР-ТЧ

Лист

49

**Приложение Б**  
**Таможенный союз. Сертификат соответствия задвижек клиновых**  
**требованиям технического регламента «О безопасности машин и**  
**оборудования»**

<b>ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ</b>					
<b>СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ</b>					
№ ЕАЭС RU C-RU.MH10.B.00186/19					
Серия RU № 0131755					
<p><b>ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ</b> продукции и услуг "Башкирский центр сертификации и тестирования" Общества с ограниченной ответственностью "АРТГРУПП". Адрес места нахождения: Российская Федерация, 450005, Республика Башкортостан, город Уфа, улица 50-летия Октября, дом 24, офис 309. Регистрационный номер аттестата аккредитации RA.RU.10MH10 от 24.06.2015. Телефон +7(347)2460717, адрес электронной почты artgroup10@rambler.ru.</p> <p><b>ЗАЯВИТЕЛЬ</b> Акционерное общество "Благовещенский арматурный завод". Адрес места нахождения: улица Седова, дом 1, город Благовещенск, Республика Башкортостан, Российская Федерация, 453430. ОГРН: 1020201699715. Номер телефона +7(34766)2-13-78, адрес электронной почты baz@omk.ru.</p> <p><b>ИЗГОТОВИТЕЛЬ</b> Акционерное общество "Благовещенский арматурный завод". Адрес места нахождения: улица Седова, дом 1, город Благовещенск, Республика Башкортостан, Российская Федерация, 453430.</p> <p><b>ПРОДУКЦИЯ</b> Задвижки клиновые с выдвигным шпинделем, DN от 50 до 800; PN от 1,6 до 25,0 МПа (от 16 до 250 кгс/см<sup>2</sup>).          Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 3741-006-07533604-01 "Задвижки клиновые на PN 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 10,0; 12,5; 16,0; 25,0 МПа (16; 25; 40; 63; 100; 125; 160; 250 кгс/см<sup>2</sup>). Технические условия".          Серийный выпуск.</p> <p><b>КОД ТН ВЭД ЕАЭС</b> 8481 80 690 0</p> <p><b>СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ</b> ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования"</p> <p><b>СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ</b> Протокола испытаний № 171.719.32.01 от 10.06.2019 Независимого испытательного центра "ТЕСТ-ЕВРАЗИЯ" Общества с ограниченной ответственностью "Квалитет-Эксперт", аттестат аккредитации № RA.RU.21ЧС73, акта о результатах анализа состояния производства № 116ТС-19 от 17.05.2019, паспорта ЗКП 80-16 ПС от 15.05.2019, руководства по эксплуатации БА 11060-050 РЭ от 07.08.2017, обоснования безопасности 3741-006-07533604-2014 ОБ от 27.03.2014, силового и прочностного расчета ЗК 80-16 РР1 от 05.04.2019, сборочного чертежа БА 11139-080 СБ от 19.03.2015, протокола № 530027-250-2019 прямо-сдаточных испытаний задвижки клиновой от 17.05.2019, свидетельства об аттестации технологии сварки № АЦСТ-5-05140 от 12.07.2018, свидетельства об аттестации сварочного оборудования № АЦСО-5-02244 от 06.08.2018, аттестационного удостоверения сварщика № БР-ГАЦ-I-47350 от 11.08.2017, квалификационного удостоверения № 0005-03-7480 от 09.08.2017.          Схема сертификации: 1с.</p> <p><b>ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ</b> Перечень стандартов, в результате применения которых обеспечивается соблюдение требований технического регламента: ГОСТ 12.2.063-2015 "Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности" (взамен ГОСТ Р 53672-2009 "Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности"), ГОСТ 5762-2002 "Арматура трубопроводная промышленная. Задвижки на номинальное давление не более PN 250. Общие технические условия", ГОСТ 9544-2015 "Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов". Условия хранения, срок хранения без переконсервации и срок службы в соответствии с технической документацией изготовителя.</p> <p><b>СРОК ДЕЙСТВИЯ С</b> 14.06.2019 <b>ПО</b> 13.06.2024  <b>ВКЛЮЧИТЕЛЬНО</b></p> <p>Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации <i>Е.Винокурова</i> (подпись) Винокурова Елена Павловна (Ф.И.О.)          Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы)) <i>А.Щавалин</i> (подпись) Щавалин Александр Геннадьевич (Ф.И.О.)</p>					

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ТКР-ТЧ

Лист

50

**Приложение В**  
**Ведомость пересечений трасс с инженерными коммуникациями**

№ п/п	Пикетажное значение пересечения ПК+	Наименование коммуникации	Диаметр трубы, мм	Глубина до верха трубы, м	Угол пересечения, градус	Владелец коммуникации адрес или № телефона	Примечание
<b>Трасса выкидного нефтепровода</b>							
1	ПК2+29,6	ВЛ-6кВ+3пр.	-	-	89	ООО «ННК-Самаранефтегаз»	Ф-3 ПС35/6кВ "Смагинская"
2	ПК2+43,4	Нефтепровод	89	1,5	90		
<b>Трасса ВЛ-6кВ</b>							
1	Пересечений нет						
<b>Трасса подъездной дороги</b>							
1	ПК4+72,1	Нефтепровод	89	1,5	63	ООО «ННК-Самаранефтегаз»	
2	ПК4+87,1	ВЛ-6кВ+3пр	-	-	63		Ф-3 ПС35/6кВ "Смагинская"

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ПИР0001.002-ТКР-ТЧ

Лист

51

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

### Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	Измененных	Замененных	Новых	Аннулированных				

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

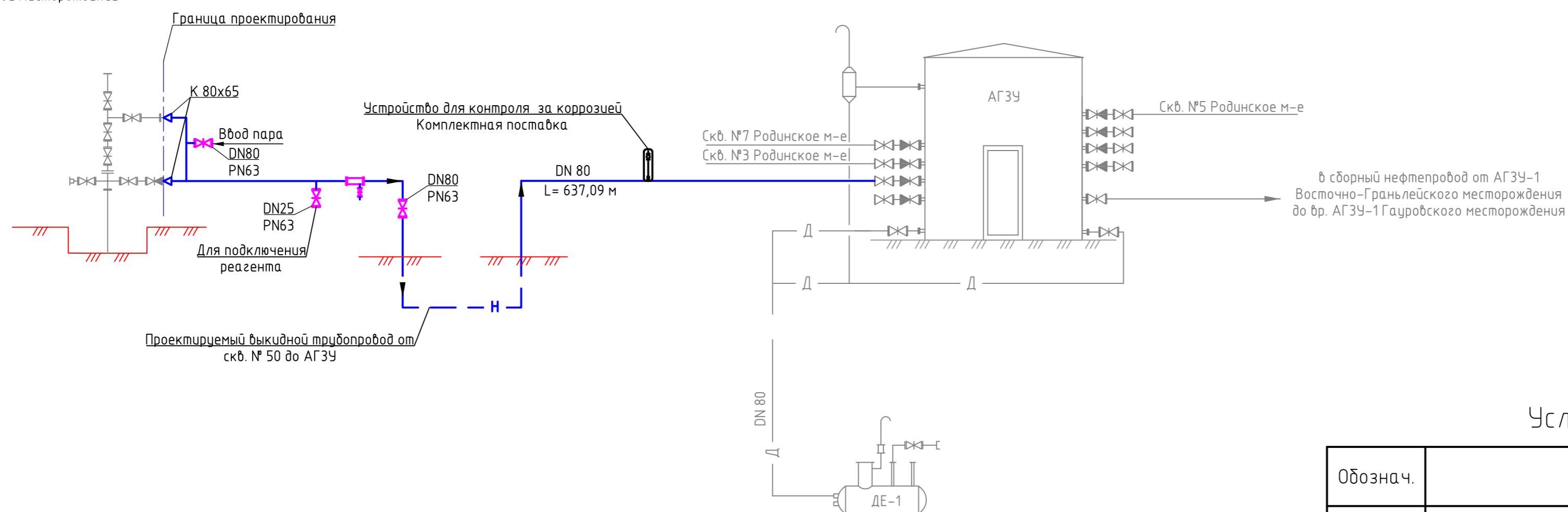
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------



## Экспликация оборудования

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика
Существующее оборудование			
АГЗУ	Автоматизированная групповая замерная установка	1	
ДЕ-1	Дренажная емкость	1	V=5,0 м³

Скважина № 50  
Родинское месторождение



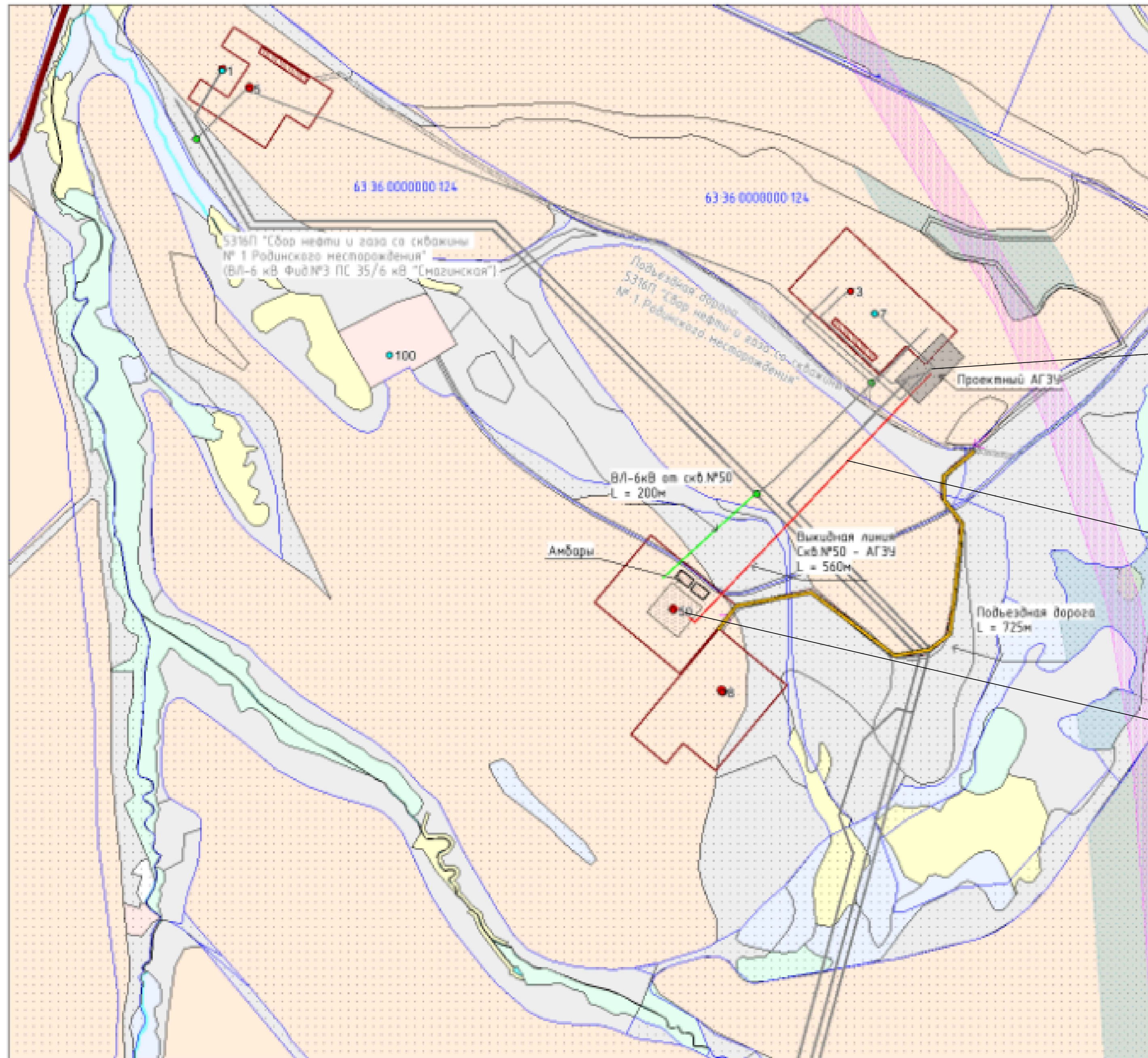
## Условные обозначения

Обознач.	Наименование
— Н —	Проектируемый нефтепровод
— К2 —	Производственно-дождевая канализация
	Клапан обратный
	Задвижка клиновья
	Пробоотборник
	Переход концентрический
	Огнепреградитель
	Устройство для контроля за коррозией

- 1 Фонтанная арматура устья скважины учтена в проекте на бурение и показана условно.
- 2 Основной линией показаны проектируемые сооружения, тонкой - существующие.

ПИР0001.002-ТКР-4-001									
"Сбор нефти и газа со скважин №50 Родинского месторождения"									
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.	Сечина				03.23	Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения". Подраздел 1 "Технологические решения"	Стадия	Лист	Листов
Проверил	Кадулина				03.23		П	1	4
Н.контр.	Шешунова				03.23	Схема технологическая принципиальная	000 "СВЗК"		
ГИП	Драгина				03.23				

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



Условные обозначения  
 — трасса нефтепроводов

Конец трассы  
 ПК6+37.09

ø89x6 Проектируемый выкидной трубопровод от  
 скважины N50 до АГЗУ, L= 637,09 м

Начало трассы  
 ПК0+00.00

СЗПН "Сбор нефти и газа со скважины  
 №1 Родинского месторождения"  
 (ВЛ-6 кВ Фид №3 ПС 35/6 кВ "Магизинская")

Подъездная дорога  
 СЗПН "Сбор нефти и газа со скважины  
 №1 Родинского месторождения"

ВЛ-6кВ от скв N50  
 L = 200м

Выкидная линия  
 Скв N50 - АГЗУ  
 L = 560м

Проектный АГЗУ

Подъездная дорога  
 L = 725м

Амбары

63 36 0000000 124

63 36 0000000 124

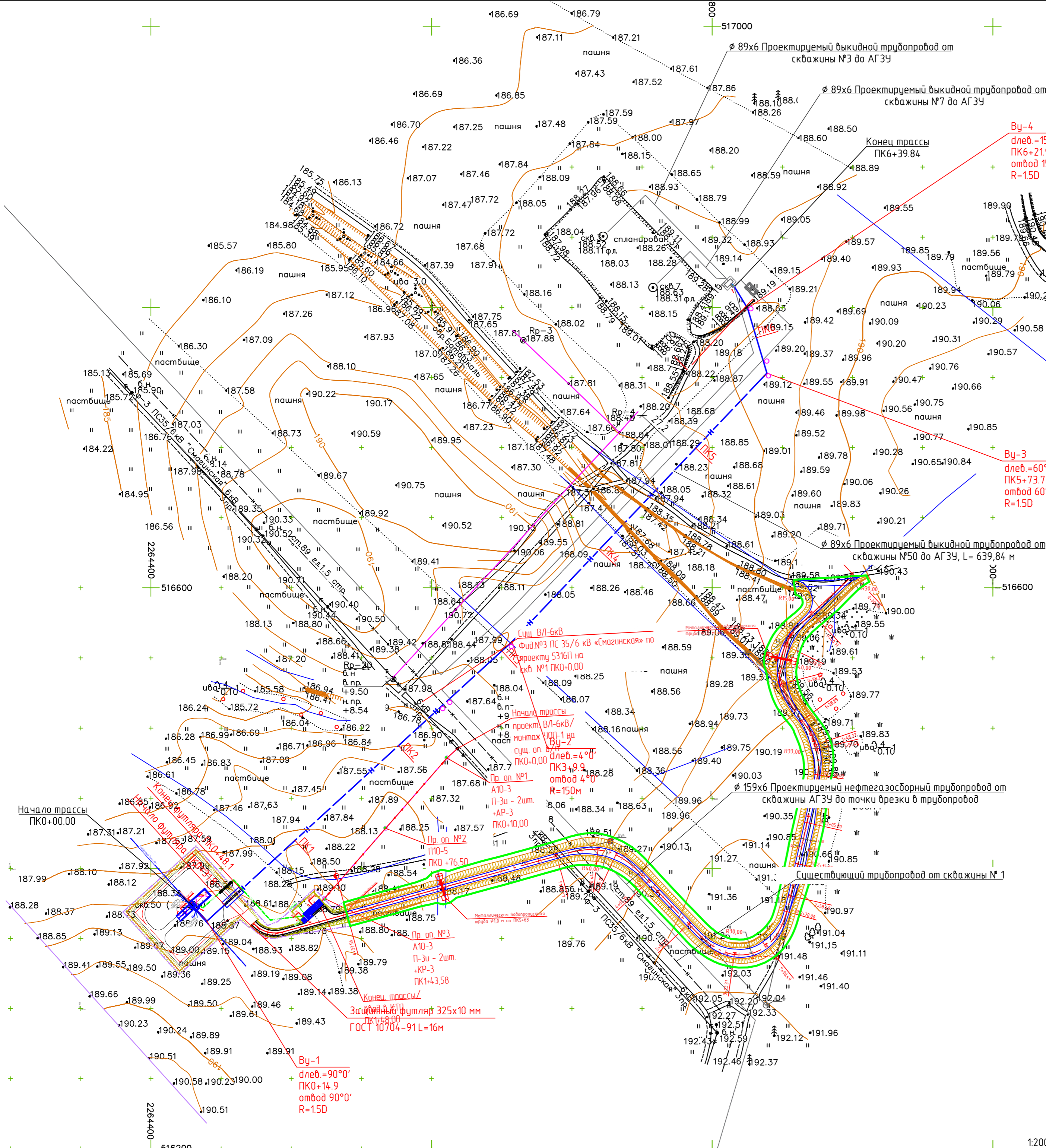
100

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

ПИР0001.002-ТКР-4-002									
"Сбор нефти и газа со скважины №50 Родинского месторождения"									
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения". Подраздел 1 "Технологические решения"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Бородецкая				03.23		П	2	
Проверил	Юркин				03.23				
Н. контр.	Шешунова				03.23	Ситуационный план	000 "СВЗК"		
ГИП	Драгина				03.23				

# Условные обозначения

Обознач.	Наименование
	Проектируемый подземный нефтепровод
	Опознавательный знак



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

ПИР0001.002-ТКР-Ч-003					
"Сбор нефти и газа со скважины №50 Родинского месторождения"					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Бородецкая				03.23
Проверил	Юркин				03.23
			Стадия	Лист	Листов
			П	3	
			План трассы выкидного трубопровода от скв. №50 до АГЗУ		
Н. контр.	Шешунова				03.23
ГИП	Драгина				03.23
ПР0001.002-ТКР-Ч-003-RC01.dwg					
Формат А2					

1:2000

Ведомость кривых искусственного гнутья

Местоположение вершины угла		Плоскость поворота	Величина угла поворота		Радиус закругления отвода	Количество типоразмеров отводов
КМ	ПК		град	мин		
1	0+14.9	совм.	90	0	150	90°x1
1	5+70.9	совм.	60	0	150	60°x1
1	6+19.2	совм.	15	01	15	15°x1

Условные обозначения состояния грунтов

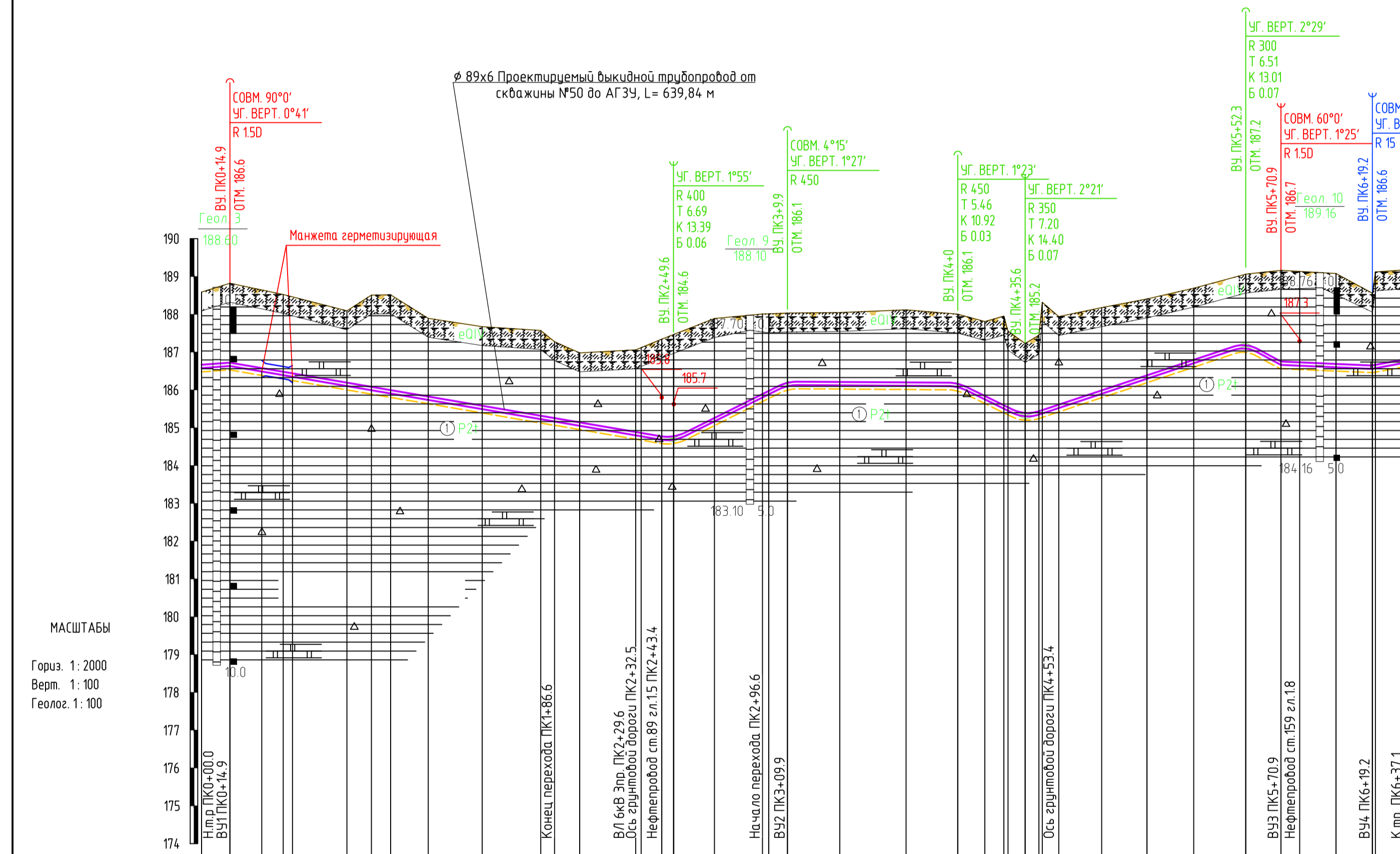
Обозначение	Наименование
	Полупесчаная

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Почвенно-растительный грунт
	Глина
	Включения древесины и щебня
	Прослои доломита
	Литологическая граница
	Линия и номер инженерно-геологического разреза
	Номер инженерно-геологического элемента
	Геологический возраст
	Геологическая скважина: в числителе - ее номер, в знаменателе - абс.отм. устья, м
	Точка замера удельного электрического сопротивления грунта
	Точка определения наличия блуждающих токов
	Геологическая выработка: слева - абсолютная отметка подошвы слоя и забоя выработки; справа - глубина подошвы слоя, забоя выработки
	Место отбора валовой пробы грунта
	Место отбора пробы грунта ненарушенной структуры (монолита)

- Трубопровод уложить по рельефу местности с заглублением не менее 1,8 м до верхней образующей трубы.
- При пересечении траншеи с действующими подземными коммуникациями разработка грунта механизированным способом разрешается на расстоянии не менее 2 метров от коммуникаций. Грунт, оставшийся после механизированной разработки, должен дорабатываться вручную, без применения ударных инструментов. Засыпку траншеи в местах пересечения трубопроводов производить слоями грунта толщиной не более 0,1 м с тщательным уплотнением.
- Вскрытие подземных коммуникаций должно производиться в присутствии представителей организаций, в ведении которых находятся данные коммуникации.
- При взаимном пересечении проектируемого трубопровода с существующими трубопроводами расстояние между ними в свету должно быть не менее 350 мм.
- Пересечения проектируемого трубопровода с существующими коммуникациями выполнять в соответствии с техническими условиями, выданными владельцами коммуникаций.
- При пересечении нефтепровода с существующей ВЛ-6 кВ работы в охранной зоне (по 10 м в каждую сторону от крайних проводов) выполнять под непосредственным руководством лица, ответственного за безопасное производство работ, при условии соблюдения требований организационных и технических мероприятий по обеспечению электробезопасности по ГОСТ Р 12.1019-2009. При этом расстояние по воздуху от машины (механизма) или от ее выдвинутой или поднимаемой части, а также от рабочего органа или поднимаемого груза в любом положении (в том числе и при наибольшем подъеме или вылете) до ближайшего провода, находящегося под напряжением, должно быть не менее 2 м для ВЛ-6 кВ. При невозможности соблюдения данных требований, работы проводить по согласованию с эксплуатирующей организацией, только при снятом напряжении.
- План проектируемого трубопровода см. лист ПИР0001.002-П-ТКР-01-Ч-004.
- Повороты линейной части трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскости выполнять упругим изгибом (радиусом не менее 150 м), монтажом отводов.

ПИР0001.002-ТКР-Ч-004					
"Сбор нефти и газа со скважины №50 Родинского месторождения"					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Бородецкий				03.23
Проверил	Юркин				03.23
Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения". Подраздел 1 "Технологические решения"				Стадия	Лист
				П	4
Н. контр. Шешунова				03.23	
ГИП Драгина				03.23	
Продольный профиль трассы выкидной трубопровода от скв. №50 до АГЗУ				000 "СВЗК"	



Обозначение трубы	Труба 89x6,0 повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности, классом прочности не ниже КП360 по ГОСТ 31443-2012	
Тип изоляции	Заводское внутреннее порошковое полимерно-эпоксидное покрытие в комплексе со втулками защиты сварного шва	
Защитное покрытие	Заводское двухслойное наружное защитное покрытие усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена в соответствии с ГОСТ Р 51164-98	
Категория участка тр-да	Опорно-центрирующие кольца шаг 35м шт 7.	
Контроль сварных стыков	С	
Футеровка трубопровода	318	148.1
Траншея	Способ разработки	40.4
	Обратная засыпка	40.4
	Крупность откосов	52.8
	Ширина дни, м	52.8
	Глубина	0.8
Основа под трубу	Подсыпка песком или рыхлым грунтом h=0.2м, L=637 м	
Способ укладки трубопровода	Трубоукладчиком	
Защитный футляр	318	148.1
Изоляция защитного футляра	0.0085	
Уклоны	Расстояния	14.9, 28.2, 33.7, 13.0, 10.2, 19.9, 28.5, 31.0, 7.1, 13.4, 29.6, 2.9, 10.9, 27.9, 25.4, 9.9, 27.7, 35.1, 27.4, 14.2, 10.1, 9.0, 7.8, 8.8, 22.7, 23.9, 24.8, 27.5, 18.7, 29.1, 19.2, 16.3
	Уклоны	0.0003, 0.0249, 0.0003, 0.0246, 0.0166, 0.0248, 0.0022, 0.0099
Натурные отметки земли	Расстояния	14.9, 28.2, 33.7, 13.0, 10.2, 19.9, 28.5, 31.0, 7.1, 13.4, 29.6, 2.9, 10.9, 27.9, 25.4, 9.9, 27.7, 35.1, 27.4, 14.2, 10.1, 9.0, 7.8, 8.8, 22.7, 23.9, 24.8, 27.5, 18.7, 29.1, 19.2, 16.3
	Отметки	186.58, 188.59, 188.02, 188.52, 188.09, 188.51, 188.52, 185.90, 185.73, 185.49, 185.22, 185.16, 187.28, 185.05, 184.80, 184.77, 184.68, 185.17, 185.80, 185.80, 186.09, 186.03, 186.05, 186.12, 186.11, 186.07, 185.75, 185.30, 185.35, 185.35, 185.52, 187.94, 188.18, 188.40, 188.69, 189.06, 189.16, 186.66, 186.60, 188.56, 189.12, 189.12, 189.18
Отметки низа трубы	Расстояния	14.9, 28.2, 33.7, 13.0, 10.2, 19.9, 28.5, 31.0, 7.1, 13.4, 29.6, 2.9, 10.9, 27.9, 25.4, 9.9, 27.7, 35.1, 27.4, 14.2, 10.1, 9.0, 7.8, 8.8, 22.7, 23.9, 24.8, 27.5, 18.7, 29.1, 19.2, 16.3
	Отметки	186.63, 186.39, 186.40, 185.99, 185.90, 185.73, 185.49, 185.22, 185.16, 187.28, 185.05, 184.80, 184.77, 184.68, 185.17, 185.80, 185.80, 186.09, 186.03, 186.05, 186.12, 186.11, 186.07, 185.75, 185.30, 185.35, 185.35, 185.52, 187.94, 188.18, 188.40, 188.69, 189.06, 189.16, 186.66, 186.60, 188.56, 189.12, 189.12, 189.18
Пикеты	Расстояния	14.9, 28.2, 33.7, 13.0, 10.2, 19.9, 28.5, 31.0, 7.1, 13.4, 29.6, 2.9, 10.9, 27.9, 25.4, 9.9, 27.7, 35.1, 27.4, 14.2, 10.1, 9.0, 7.8, 8.8, 22.7, 23.9, 24.8, 27.5, 18.7, 29.1, 19.2, 16.3
	Километры	
План	Взак. шк. №	ВЧ 1 ПК0+0.0 A=90°0'0"
	Масштаб	ВЧ 2 ПК2+29.6 A=4°0'0"
Имя файла	Взак. шк. №	ВЧ 3 ПК5+70.9 A=60°0'0"
	Масштаб	ВЧ 4 ПК6+19.2 A=15°0'0"

МАСШТАБЫ  
Гориз. 1: 2000  
Верт. 1: 100  
Геолог. 1: 100

Согласовано  
Взак. шк. №  
Полн. и дата  
Имя, Подп.