



ООО «СВЗК»

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

Заказчик – ООО «ННК-Самаранефтегаз»

**Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7
Родинского месторождения**

Проектная документация

Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения
линейного объекта. Искусственные сооружения". Подраздел 1
"Технологические решения"

ПИР0001.001-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 скважин № 3, 5, 7
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
ПИР0001.001-ТКР-С	Содержание тома 3	2
ПИР0001.001-СП	Состав проектной документации	1
ПИР0001.001-ТКР-ТЧ	Текстовая часть	
ПИР0001.001-ТКР-Ч-001	Схема технологическая принципиальная	
ПИР0001.001-ТКР-Ч-002	Ситуационный план	
ПИР0001.001-ТКР-Ч-003	Планы трасс выкидных трубопроводов от скв. № 3, 5, 7	
ПИР0001.001-ТКР-Ч-004	План трассы нефтесборного трубопровода от узла пуска СОД до узла приема СОД (ПК0 – ПК15+0,0)	
ПИР0001.001-ТКР-Ч-005	План трассы нефтесборного трубопровода от узла пуска СОД до узла приема СОД (ПК15+ 0,0 – ПК30+0,0)	
ПИР0001.001-ТКР-Ч-006	План трассы нефтесборного трубопровода от узла пуска СОД до узла приема СОД (ПК30+ 0,0 – ПК41,65+0,5)	
ПИР0001.001-ТКР-Ч-007	Узел запорной арматуры	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ПИР0001.001-ТКР-С						Стадия	Лист	Листов
			Изм	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			
								Содержание тома 3	П	1	
Разраб.	Бородецкая				04.23						
Проверил	Юркин				04.23						
Н. контр.	Шешунова				04.23						
ГИП	Драгина				04.23	ООО «СВЗК»					

Состав проектной документации смотреть том 1 – раздел 1 «Пояснительная записка» ПИР0001.001-ПЗ-01.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ПИР0001.001-СП						Стадия	Лист	Листов
			Изм	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			
	Разраб.	Драгина				04.23	Состав проектной документации	П		1	
	Н. контр.	Юркин				04.23		ООО «СВЗК»			
	ГИП	Драгина				04.23					

Содержание

Содержание	1
1 Исходные данные и условия для разработки проектной документации	2
2 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта	3
2.1 Краткое описание района работ	3
2.2 Климат	5
2.3 Геоморфология и рельеф.....	12
2.4 Геологическое строение района	12
2.5 Гидрография	12
2.6 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.).....	15
5 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта.....	16
5.1 Свойства грунтов	16
6 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта	19
7 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта	20
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.....	21
9 Перечень мероприятий по энергосбережению	22
10 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства, реконструкции линейного объекта	23
11 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест	24
12 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	25
13 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»	26
14 Обоснование технических решений по строительству, реконструкции, капитальному ремонту в сложных инженерно-геологических условиях.....	27
15 Характеристика линейного объекта	28
15.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта.....	28
15.2 Сведения о проектной пропускной способности трубопровода по перемещению продукта	30
15.3 Характеристика параметров трубопровода	30

Взам. инв. №		Подп. и дата		ПИР0001.001-ТКР-ТЧ				
Изм	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			
Разраб.		Тульников			04.23	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Кадулина			04.23	П	1	57
Н. контр.		Шешунова			04.23	Текстовая часть		
ГИП		Драгина			04.23	ООО «СВЗК»		

15.4	Обоснование диаметра трубопровода.....	31
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 трубопроводов	37
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	39
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	40
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	41
15.18	Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих сбору, накоплению, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию и размещению	41
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	43
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)..	44
15.24.1	Переходы через искусственные и естественные преграды и параллельное следование с инженерными сооружениями	44
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.....	45
15.26	Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов.....	45
15.26.1	Монтаж и испытание трубопроводов.....	45
15.27	Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод	48
15.28	Сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок	48

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	48
15.30 Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета	49
15.31 Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопровода	49
15.32 Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте линейного объекта	49
15.33 Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопроводов по трассе с крутизной склонов более 15 градусов	49
15.34 Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках	49
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	50
15.36 Описание принципиальных конструктивных решений балластирования трубы трубопровода с применением технических средств, препятствующих всплытию трубопровода	50
15.37 Обоснование выбранных мест установки сигнальных знаков на берегах водоемов, лесосплавных рек и других водных объектов	50
15.38 Сведения о способах пересечения трубопровода	50

16 Приложения51

Приложение А Сертификат соответствия комплекта оборудования коррозионного мониторинга требованиям технического регламента таможенного союза «О безопасности машин и оборудования»	51
Приложение Б Таможенный союз. Сертификат соответствия задвижек клиновых требованиям технического регламента «О безопасности машин и оборудования»	52
Приложение В Ведомость пересечений трасс с инженерными коммуникациями	53

Таблица регистрации изменений56

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ПИР0001.001-ТКР-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			3	

1 Исходные данные и условия для разработки проектной документации

Настоящий раздел разработан на основании:

- задания на проектирование объекта «Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7 Родинского месторождения» (см. ПИР0001.001-ПЗ-01);
- технического отчета по инженерным изысканиям, выполненного ООО «СВЗК» в 2022 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»;
- ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия»;
- ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка»;
- 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».

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

						ПИР0001.001-ТКР-ТЧ	Лист
							2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

2.1 Краткое описание района работ

В административном отношении участок работ расположен в Шенталинском районе Самарской области. Административный центр – железнодорожная станция Шентала, находится в 7,9 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 2,2 км севернее от скв.№5;
- с. Багана, расположено в 3,4 км юго-западнее от скв.№5;
- п. Верхняя Хмелевка, расположен в 2,7 км южнее района работ;
- с. Новая Шентала, расположено в 1,5 км восточнее района работ.

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 1,7 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 5,4 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 – 249,15 м, минимальные – 165,13 м.

Климатическая характеристика района работ

По природно – ландшафтному районированию Шенталинский район характеризуется умеренно – континентальным климатом – холодной, довольно продолжительной зимой и теплым летом с устойчиво жарким периодом. В отличии от центральных и южных районов области этот район характеризуется большой увлажненностью

По данным метеостанции Шентала температурный режим района характеризуется следующими показателями.

Средняя годовая температура воздуха составляет 2,8°С.

Самым жарким месяцем является июль со среднемесячной температурой 19,4°С, а самым холодным – январь, со среднемесячной температурой –13,9°С. Абсолютные минимумы температуры воздуха по месяцам указывают на возможность в отдельные голы очень поздних весенних и ранних осенних заморозков. Амплитуда колебаний крайних низких и высоких температур составляет от –47°С до 38°С, что указывает на континентальный климат нашего района.

Характерной особенностью теплового режима является довольно быстрый переход от зимних холодов к летнему теплу. Даты перехода средней суточной температуры воздуха через +5°С – 19 апреля и 8 октября, через +10°С – 4 мая и 20 сентября. Продолжительность периодов с температурой выше +5°С – 172 дня, выше +10°С – 139 дней.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.001-ТКР-ТЧ

Лист

3

Заморозки в воздухе заканчиваются в основном к 20 мая, но некоторые годы, особенно по пониженным элементам рельефа, они возможны и в первой декаде июня.

Продолжительность безморозного периода составляет в среднем 121 день. Устойчивое промерзание почвы наблюдается в конце ноября – начале декабря. Средняя глубина промерзания составляет 79см.

Среднее годовое количество осадков в районе составляет 441мм. Летние осадки выпадают преимущественно в виде ливневых дождей, что приводит к неполному впитыванию их почвой. Несмотря на это, осадки теплого периода являются основным источником влаги в почве. В засушливые годы растения на водоразделах испытывают недостаток влаги, особенно на южных склонах, что приводит к уменьшению урожайности природных кормовых угодий, ухудшению их качества, вследствие уменьшения роли хороших в кормовом отношении лугово – степных растений и разрастания засухоустойчивых, но сбитых сорных трав.

Господствующими ветрами на территории района являются южные и юго – западные. Преобладающими ветрами в теплый период являются северные, а в холодный – южные. Такое направление благоприятно сказывается на температурном режиме района. Северные и западные ветры смягчают высокие летние температуры, а южные смягчают морозы. Средняя годовая скорость ветра 3,9м/сек. Наибольшей силы ветры достигают в зимнее время.

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 2,0 км, р. Хмелевка протекает юго-восточнее в 1,3 км от района работ.

Участок инженерных изысканий пересекает реку Граньлей.

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

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

						ПИР0001.001-ТКР-ТЧ	Лист
							4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

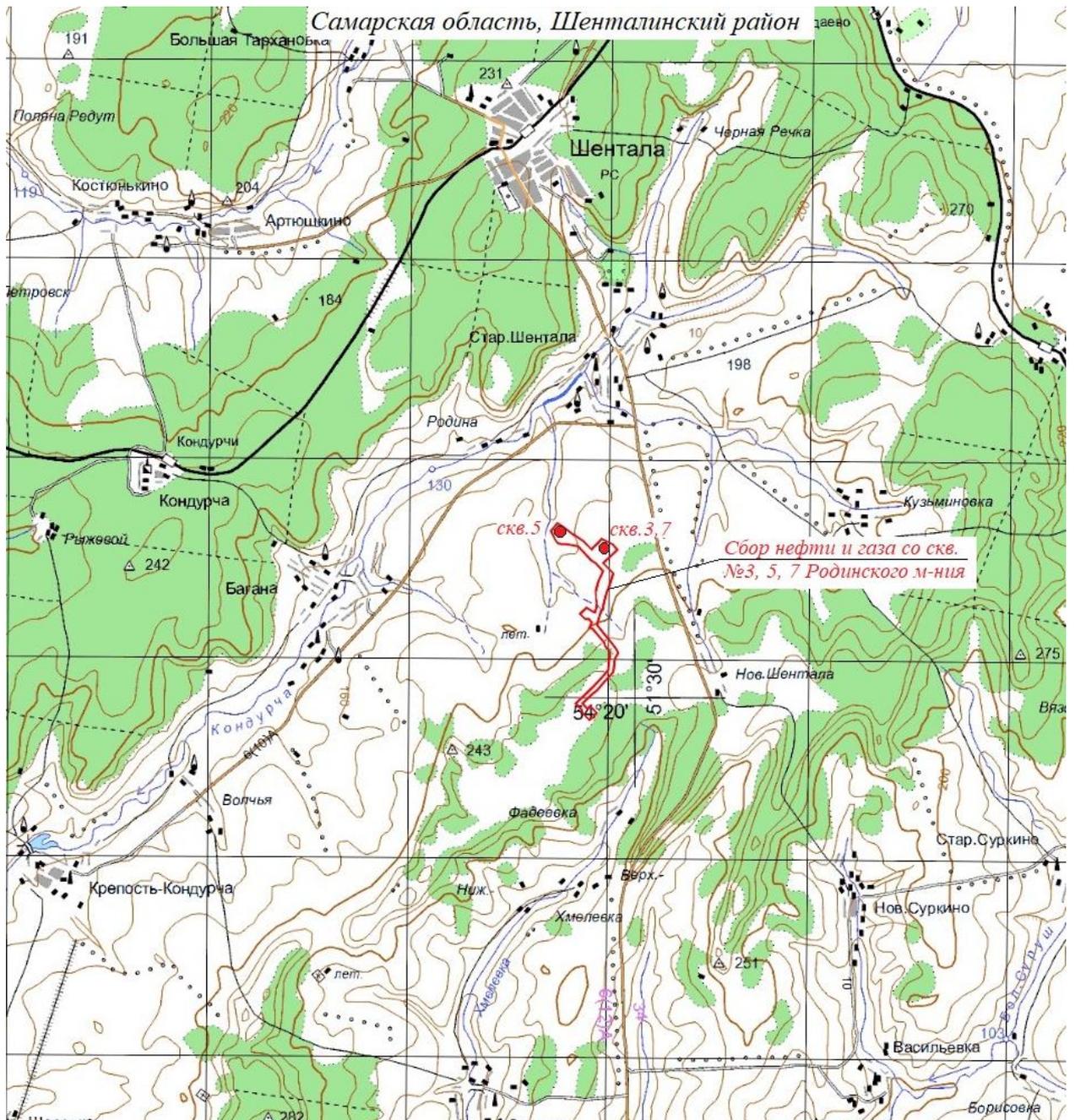


Рисунок 2.1 – Обзорная схема района работ

- район выполнения инженерных изысканий.

2.2 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 II5. 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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.001-ТКР-ТЧ

Лист

5

20,3°C), самым холодным – январь (минус 12,7°C). Абсолютный максимум зафиксирован на отметке плюс 39,8°C, абсолютный минимум – минус 48,1°C. 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°C. Температура холодного периода (средняя температура наиболее холодной части отопительного периода) – минус 17,3 °С.

Таблица 2.1- Температура воздуха, °С

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Средняя месячная температура воздуха												
-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
Абсолютный максимум температуры воздуха (1917-1917, 1927-1930, 1930-2019 гг.)												
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
Абсолютный минимум температуры воздуха (1917-1918, 1923-1929, 1934-2019 гг.)												
-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 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	-34,0/40
	0,92	-31,0/37
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью	0,98	-29,0/35
	0,92	-27,0/29

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°C	+5°C	+10°C	0°C	+5°C	+10°C
1.IV	15.IV	26.IV	06.XI	13.X	27.IX
-5°C	-10°C	-15°C	-5°C	-10°C	-15°C

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

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

ПИР0001.001-ТКР-ТЧ

Лист

6

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).

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.

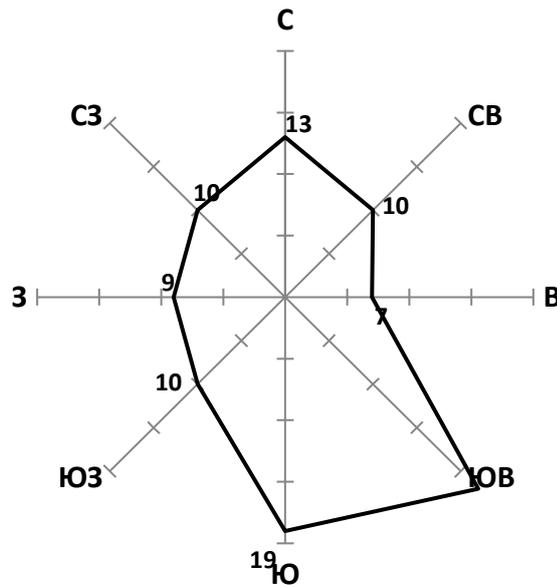


Рисунок 2.1 - Годовая повторяемость направлений ветра, %

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 Бугульма.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

ПИР0001.001-ТКР-ТЧ

Лист

7

Таблица 2.9 - Скорости и направление ветра за холодный и теплый периоды года, МС Самара (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 500 Па, 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

ПИР0001.001-ТКР-ТЧ

Лист

8

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	
Туман, 1936-2019 гг													
Среднее	2	2	4	2	0,3	0,4	0,7	1	2	3	5	4	26
Наибольшее	11	8	11	7	2	5	4	5	8	8	15	14	50
Гроза, 1937-2019 гг													
Среднее	-	-	-	0,4	3	7	8	5	1	0,05	-	-	24
Наибольшее	-	-	-	2	10	19	14	10	5	1	-	-	37
Метель, 1939-2019 гг													
Среднее	7	6	4	0,4	-	-	-	-	0,01	0,5	2	5	25
Наибольшее	18	16	15	3	-	-	-	-	1	5	14	16	51
Пыльная буря, МС Кинель-Черкассы, 1993-2019 гг													
Среднее	-	-	-	-	-	-	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		
Среднее число дней											
Гололед		1	4	3	1	1	2	0,4			12
Зернистая изморозь	0,03	0,3	3	3	3	1	2	0,3			13

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ПИР0001.001-ТКР-ТЧ

Лист

9

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
Наибольшее число дней										
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 относится к IV району, для которого вес снежного покрова (Sg) на 1 м² 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/см3

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

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

Дата разрушения устойчивого снежного покрова	Дата схода снежного покрова

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.001-ТКР-ТЧ

Лист

10

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 наблюдаемая 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

Нормативная 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 – Нормативная глубина промерзания грунтов, м

Грунт	M_t	d_0	Глубина промерзания, м
Суглинки, глины	43,8	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.

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

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.

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.

2.6 Гидрогеологические условия

Подземные воды на период проведения полевых работ (октябрь 2022г.) вскрыты скважинами №№ 33-35 на глубине 5,0-7,5 м на абсолютных отметках 189,68-191,10 м. Установился уровень на глубине 4,0-4,2 м на абсолютных отметках 192,10-193,48 м.

По химическому составу вода сульфатно-гидрокарбонатная магниевая-натриевая, пресная, умеренно жёсткая (жёсткость карбонатная), минерализацией 0,7 г/л, рН 7,2.

Подземные воды *неагрессивные* к бетонам марки по водонепроницаемости W4 (группа цементов по сульфатостойкости I).

Подземные воды *неагрессивные* к арматуре железобетонных конструкций при постоянном и периодическом смачивании.

По степени агрессивности пресных вод к металлическим конструкциям по водородному показателю и суммарной концентрации сульфатов и хлоридов – *среднеагрессивные*.

Согласно приложению И СП 11-105-97 часть II участок изысканий можно отнести ко II типу – подтопления. Тип подтопления II-Б-1 – потенциально подтапливаемые в результате ожидаемых техногенных воздействий. В периоды снеготаяния и обильных осенних дождей возможно повышение уровня на 0,5 м от зафиксированного, что является неблагоприятным процессом. Для защиты фундаментов от воды необходимо предусмотреть гидроизоляцию последних. Так же возможно использование дренажей и организация поверхностных стоков.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									13
			ПИР0001.001-ТКР-ТЧ						
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. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.001-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 подтапливаемым в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-Б-1).

В периоды снеготаяния и обильных осенних дождей возможно повышение уровня на 0,5 м от зафиксированного.

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: глины полутвердые (ИГЭ-1) – слабопучинистые, глины тугопластичные (ИГЭ-2) – среднепучинистые.

Нормативная глубина сезонного промерзания суглинков (под оголенной поверхностью), определенная согласно СП 22.13330.2016 и составляет 1,52 м.

Специфических грунтов, таких как многолетнемерзлые, просадочные, набухающие, засоленные, органогенно-минеральные и органические, на участке изысканий не выявлено.

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

						ПИР0001.001-ТКР-ТЧ	Лист
							15

Средние значения характеристик физических свойств грунтов, определенные в результате статистической обработки лабораторных исследований грунтов, представлены в таблице 5.1.

Нормативные и расчетные значения показателей физико-механических свойств грунтов приведены в таблице 5.2.

Согласно СП 28.13330.2017, степень агрессивности грунтов к бетону марки W4 оценивается как неагрессивная (SO_4 149,0-316,0 мг/кг грунта). К арматуре железобетонных конструкций грунты неагрессивны (Cl 18,0-64,0 мг/кг грунта).

Величина удельного электрического сопротивления грунта 15,4-39,1 Ом·м. Согласно ГОСТ 9.602-2005 коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистой стали – высокая и средняя.

Грунты непросадочные, ненабухающие, незасоленные.

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

По степени морозного пучения с учетом залегания грунтов в зоне сезонного промерзания, согласно СП 22.13330.2016, грунты площадки характеризуются следующим образом: глины полутвердые (ИГЭ-1) – слабопучинистые, глины тугопластичные (ИГЭ-2) – среднепучинистые.

По сложности инженерно-геологических условий рассматриваемая территория относится ко II-ой (средней сложности) категории (согласно СП 11-105-97 прил. Б).

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

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

Таблица 5.1 - Нормативные значения характеристик физических свойств грунтов

Номер инженерно-геологического элемента	Природная влажность W_0 , %	Плотность, г/см ³			Плотность, г/см ³ , при доверительно й вероятности		Коэффициент пористости e	Коэффициент водонасыщения S_r	Влажность, %		Число пластичности I_p , %	Показатель текучести I_L
		грунта ρ	сухого грунта ρ_d	частиц грунта ρ_s	0,85	0,95			на границе текучести W_L	на границе раскаты W_p		
ИГЭ-1	25,1	1,99	1,59	2,75	1,99	1,99	0,725	0,95	44,8	22,3	22,5	0,12
ИГЭ-2	27,3	1,96	1,54	2,73	1,94	1,93	0,782	0,96	38,4	18,9	19,5	0,43

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ПИР0001.001-ТКР-ТЧ

Лист

17

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

Таблица 5.2 - Нормативные и расчетные значения физико-механических характеристик грунтов

Номер инженерно-геологического элемента	Наименование грунта	Удельный вес, кН/м ³			Удельное сцепление, МПа			Угол внутреннего трения, градус			Модуль деформации E, МПа
		γ_n	γ_{II}	γ_I	C_n	C_{II}	C_I	φ_n	φ_{II}	φ_I	
ИГЭ-1	Глина полутвердая	19,9	19,9	19,9	60	58	58	18	18	18	22
ИГЭ-2	Глина тугопластичная	19,6	19,4	19,3	44	42	40	13	12	11	16

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.001-ТКР-ТЧ

Лист

18

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 2022 г) вскрыты скважинами №№ 33-35 на глубине 5,0-7,5 м на абсолютных отметках 189,68-191,10 м. Установился уровень на глубине 4,0-4,2 м на абсолютных отметках 192,10-193,48 м.

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

В периоды снеготаяния и обильных осенних дождей возможно повышение уровня на 0,5 м от зафиксированного.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									19
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.001-ТКР-ТЧ			

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

Данные по скважинам №3,5,7 Родинского месторождения приняты в соответствии с заданием на проектирование (см. ПИР0001.001-П-ПЗ) и приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Дебит скважин по нефти и жидкости, принятые в соответствии с заданием на проектирование

Год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год
Дебит скв. № 3,5 (Пласт А3)						
По нефти, тыс. т	26,8	39,3	49,5	60,5	69	70,7
По жидкости, тыс. т	27,4	40,1	51	65,4	77,7	87,4
Добыча газа, млн. м ³	0,178	0,261	0,329	0,402	0,458	0,469
Обводненность, % масс	2,1	1,9	3	7,4	11,2	19,1
Газовый фактор	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32
Год	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год
Дебит скв. № 7 (Пласт В1)						
По нефти, тыс. т	1,8	3,4	3,4	3,4	3,4	3,2
По жидкости, тыс. т	1,8	3,4	3,4	3,4	3,4	3,5
Добыча газа, млн. м ³	0,023	0,043	0,043	0,043	0,043	0,04
Обводненность, % масс	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	9,5
Газовый фактор	12,67	12,67	12,67	12,67	12,67	12,67

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ПИР0001.001-ТКР-ТЧ						20
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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 площадках скважин 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 ПИР0001.001-ИЛО5-07-01.

Данной проектной документацией выкидные трубопроводы от скважин №№ 3, 5, 7 Родинского месторождения, а также нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ до точки врезки отнесены к промысловым трубопроводам в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014.

Схема выкидных трубопроводов приведена на чертеже ПИР0001.001-ТКР-Ч-001. План проектируемых трубопроводов приведен на чертеже ПИР0001.001-ТКР-Ч-003.

Выкидные и нефтегазосборный трубопроводы запроектированы из труб стальных бесшовных горячедеформированных нефтегазопроводных DN 80 и DN 150, повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности, классом прочности не ниже КП360 по ГОСТ 31443-2012 марка 13ХФА или анлог:

- подземные участки – с наружным двухслойным защитным покрытием из экструдированного полиэтилена усиленного типа, выполненным в заводских условиях, в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке;
- надземные участки, трубы для изготовления гнутых отводов, отводы крутоизогнутые штампованные – 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, марка 13ХФА или аналог, 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, марка 13ХФА или аналог, климатического исполнения У1.

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

В соответствии с п. 7.1.3 и п. 7.1.7 ГОСТ Р 55990-2014 выкидной трубопровод от проектируемых скважин №3, 5, 7 родинского месторождения до АГЗУ и нефтесборный коллектор от АГЗУ до места врезки в нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-1 относятся к III классу, категории «С».

К категории «В» относятся:

- узлы линейной запорной арматуры, узлы пуска и приема СОД, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.001-ТКР-ТЧ

Лист

21

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
									22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.001-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. [ПИР0001.001-ПОС](#)).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.001-ТКР-ТЧ		23	

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

Обслуживание скважин Родинского месторождения будет осуществляться существующим персоналом бригады ЦДНГ-1 ООО «ННК-Самаранефтегаз» без увеличения численности.

Обслуживание выкидных трубопроводов осуществляется имеющимся персоналом ЦЭРТ-1 без увеличения численности.

Место постоянного нахождения персонала – УПСВ «Радаевская».

Проведение обслуживающих, профилактических и ремонтных работ выкидных трубопроводов осуществляется обслуживающим персоналом, выезжающим на объект на специализированном транспорте, в котором имеются места для обогрева персонала, смены одежды, охлаждения, сушки одежды и обуви, а также биотуалет и устройство питьевого водоснабжения (кулер).

При этом соблюдается расстояние нахождения помещений для обогрева, туалета и устройства питьевого водоснабжения не далее 150 м от рабочих мест.

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».

Оснащение рабочих мест осуществляется с учетом их назначения по квалификации и профессиям, механизации и автоматизации работ. Оснастка рабочих мест обеспечивает:

- удобный доступ к рабочему месту;
- соответствие функциональному назначению;
- соблюдение требований нормативных, правовых актов по охране труда.

Оборудование рабочих мест, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования производится в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. «Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам».

Продолжительность рабочей недели у работников не должна превышать 40 часов. Число рабочих дней в году у каждого работника не должно превышать 250. При проектировании организации и оснащения рабочих мест были использованы материалы проектов-аналогов, показатели которых соответствовали прогрессивным технологическим, организационным, санитарно-гигиеническим и другим нормативам. Оснащение рабочих мест осуществляется с учетом их назначения по квалификации и профессиям, механизации и автоматизации работ.

Принятые в проекте решения по организации и обслуживанию рабочих мест отвечают следующим требованиям:

- высокий профессионализм исполнителей работ по функциям обслуживания;
- оперативность и надежность обслуживания.

Рабочий персонал обеспечивает нормальную безаварийную эксплуатацию технологического оборудования.

Для оказания первой медицинской помощи в служебно-бытовых помещениях предусмотрены аптечки. Оказание квалифицированной медицинской помощи осуществляется в медучреждении ближайшего населенного пункта.

Предусмотренная в проекте система обслуживания рабочих мест должна обеспечить сокращение потерь рабочего времени и рост производительности труда.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.001-ТКР-ТЧ	Лист
							24

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 скважин № 3, 5, 7 Родинского месторождения» (см. ПИР0001.001-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 ПИР0001.001-ИЛО5-07-02 «Автоматизированная комплексная».

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

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
									26
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.001-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
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.001-ТКР-ТЧ	

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 выкидных трубопроводов DN 80 и нефтегазосборного трубопровода DN 150:

- от скважины № 3 до проектируемой АГЗУ;
- от скважины № 5 до проектируемой АГЗУ;
- от скважины № 7 до проектируемой АГЗУ;
- от проектируемой АГЗУ до точки врезки.

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 выкидным трубопроводам от скважин №№ 3, 5, 7 Родинского месторождения относится к категории 6.

В соответствии с п. 7.1.3 и п. 7.1.7 [ГОСТ Р 55990-2014](#) выкидной трубопровод от проектируемых скважин №3, 5, 7 родинского месторождения до АГЗУ и нефтесборный коллектор от АГЗУ до места врезки в нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-1 относятся к III классу, категории «С».

К категории «В» относятся:

- узлы линейной запорной арматуры, узлы пуска и приема СОД, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним.

15.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта

В соответствии с заданием на проектирование (см. ПИР0001.001-ПЗ-01) настоящей проектной документацией предусматривается сбор и транспорт продукции скважин №3, 5, 7 Родинского месторождения.

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.

В соответствии с п. 48 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» предусматривается оснащение выкидного трубопровода устройством для контроля за коррозией.

Контроль коррозионного состояния оборудования и трубопровода осуществляется узлом контроля коррозии с помощью образцов свидетелей, устанавливаемым на подходе к врезке проектируемого трубопровода к существующему трубопроводу. Определение скорости коррозии оборудования и трубопроводов проводится с периодичностью раз в 10 месяцев. По результатам проведения определения скорости коррозии составляется протокол. Проектом предусмотрено устройство контроля коррозии системы «Сонар». Сертификат соответствия представлен в приложении (см. Приложение А).

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

ПИР0001.001-ТКР-ТЧ

Лист

28

Контроль коррозионного состояния оборудования и трубопровода предусмотрен в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером ООО «ННК-Самаранефтегаз». Помимо визуального осмотра предусмотрена ультразвуковая толщинометрия силами лаборатории техники, технологии добычи, транспортировки нефти и защиты от коррозии ООО «ННК-Самаранефтегаз», аттестованной на проведение неразрушающих видов контроля.

Устройство для контроля за коррозией предусматривается на номинальное давление среды в трубопроводе 4,0 МПа, класса герметичности А по ГОСТ 9544-2015, на температуру окружающего воздуха от -60 до +50 °С, на температуру рабочей среды трубопровода не более +200 °С.

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

Режим работы объекта добычи нефти и газа непрерывный, круглосуточный, 365 дней в году, 8760 часов в год.

Проектной документацией в соответствии с заданием на проектирование по объекту «Сбор нефти и газа со скважин № 3,5,7 Родинского месторождения» предусматривается:

Этап «Обустройство скважины №7 Родинского месторождения»:

- обустройство устья добывающей скважины № 7;
- прокладка выкидного трубопровода DN 80 от скважины № 7 до проектируемой АГЗУ;
- строительство АГЗУ;
- строительство сборного нефтепровода DN 150 от АГЗУ до точки врезки в существующий нефтепровод;
- строительство камер пуска и приема ОУ DN 150.

Этап «Обустройство скважины №5 Родинского месторождения»

- обустройство устья добывающей скважины № 5;
- прокладка выкидного трубопровода DN 80 от скважины № 5 до проектируемой АГЗУ.

Этап «Обустройство скважины №3 Родинского месторождения»:

- обустройство устья добывающей скважины № 3;
- прокладка выкидного трубопровода DN 80 от скважины № 3 до проектируемой АГЗУ.

Схема технологическая принципиальная сбора нефти и газа приведена на чертеже ПИР0001.001-ТКР-Ч-001.

Продукция скважин №№ 3, 5, 7 под устьевым давлением, развиваемым погружным электронасосом, по проектируемым выкидным трубопроводам DN 80 поступает на проектируемую автоматизированную измерительную установку, где осуществляется автоматический замер дебита скважин.

Далее продукция скважин №№ 3, 5, 7 Родинского месторождения по проектируемому нефтесборному трубопроводу DN 150 поступает в существующую систему сбора и направляется на подготовку.

Расчетная производительность ДНС «Смагинская» по жидкости составляет 1500 м³/сут., фактическая – 1060 м³/сут.

С учетом ввода проектируемых скважин № 50, 3, 5, 7 будет дополнительно поступать 128,4 м³/сут.

Суммарный объем поступающей жидкости с учетом проектируемой скважины 1188,4 м³/сут не превысит проектную производительность УПСВ «Смагинская».

Технологическое оборудование, заложенное в рамках данного проекта, имеет сертификаты соответствия промышленной безопасности и разрешения на применение оборудования (технического устройства, материалов).

Проектные решения приняты и разработаны в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ПИР0001.001-ТКР-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

документации предусмотрено автоматическое отключение электродвигателя погружного насоса при отклонении давления в выкидном трубопроводе от скважин № 3, 5, 7 выше 4,3 МПа и ниже 0,2 МПа.

Приборы и средства автоматизации приведены в томе 4.5.7.3 (ПИР0001.001-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	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год
Дебит скв. № 3,5 (Пласт А3)						
По нефти, тыс. т	26,8	39,3	49,5	60,5	69	70,7
По жидкости, тыс. т	27,4	40,1	51	65,4	77,7	87,4
Добыча газа, млн. м ³	0,178	0,261	0,329	0,402	0,458	0,469
Обводненность, % масс	2,1	1,9	3	7,4	11,2	19,1
Газовый фактор	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32
Год	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год
Дебит скв. № 7 (Пласт В1)						
По нефти, тыс. т	1,8	3,4	3,4	3,4	3,4	3,2
По жидкости, тыс. т	1,8	3,4	3,4	3,4	3,4	3,5
Добыча газа, млн. м ³	0,023	0,043	0,043	0,043	0,043	0,04
Обводненность, % масс	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	9,5
Газовый фактор	12,67	12,67	12,67	12,67	12,67	12,67

Схема технологическая трасс промысловых трубопроводов приведена на чертеже ПИР0001.001-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 устьеовой 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. 3	АГЗУ	119,66	0,91	89x5	3,80	3,79
Скв. 5	АГЗУ	1569,87	15,95	89x5	4,02	3,79
Скв. 7	АГЗУ	65,58	0,85	89x5	3,79	3,79
АГЗУ	Т.вр.	4236,26	58,41	159x5	3,80	3,20

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ПИР0001.001-ТКР-Ч

Лист

30

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

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 проектируемых трубопроводов;
- определение скорости движения потока в трубопроводах от скважин №№ 3, 5, 7 и в нефтегазосборном трубопроводе.

В настоящем разделе представлен расчёт пропускной способности проектируемых трубопроводов.

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 – 15.5.

Таблица 15.3 – Физико-химические свойства проектируемых скважин

Скважины	Плотность, кг/м ³		Обводненность, объемное содержание, %	Относительная плотность газа	Газовый фактор, м ³ /м ³	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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ПИР0001.001-ТКР-ТЧ

Лист

31

Таблица 15.4 – Исходные данные по трубопроводам

Участок		Длина, м	Трубопровод		Дебит жидкости м ³ /сут	Пласт
			диаметр, мм	Перепад высот		
начало	конец					
Скв. 50	АГЗУ	637,09	89х5	0,81	67,4	В1
Скв. 3	АГЗУ	119,66	89х5	0,63	24,8	А3
Скв. 5	АГЗУ	1569,87	89х5	15,51	24,8	А3
Скв. 7	АГЗУ	65,58	89х5	0,52	11,4	В1
АГЗУ	Точка врезки	4236,26	159х5	58,57	128,4	А3+В1

Таблица 15.5 – Результаты гидравлического расчета

Участок		Q м3/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	89х5	637,09	3,85	3,79	0,09	0,2
Скважина № 3 Родинского м/р	АГЗУ	24,8	89х5	123,46	3,80	3,79	0,08	0,1
Скважина № 5 Родинского м/р	АГЗУ	24,8	89х5	1571,78	4,02	3,79	0,15	0,1
Скважина № 7 Родинского м/р	АГЗУ	11,4	89х5	69,36	3,79	3,79	0	0,1
АГЗУ	Точка врезки	128,4	159х5	4157,46	3,80	3,20	0,14	0,1

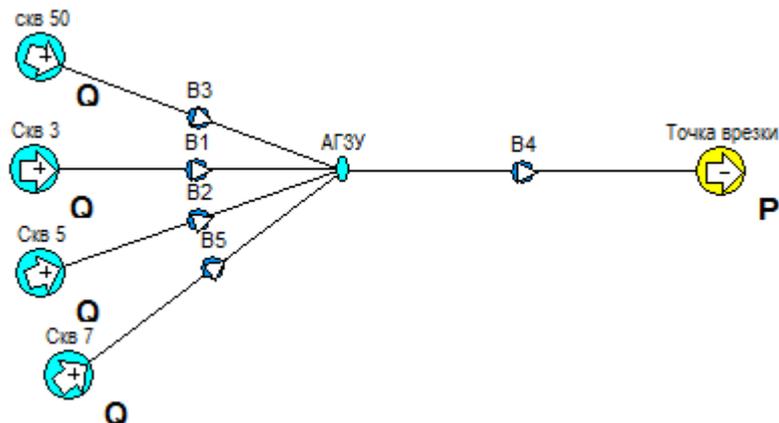


Рисунок 15.1 – Схема гидравлического расчета

Результаты расчета показали, что максимальное избыточное давление на устьях скважин №№ 3, 5, 7 составляет 3,8 МПа, 4,2 МПа, 3,79 МПа соответственно.

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

- от скважины № 3 – DN 80;
- от скважины № 5 – DN 80;
- от скважины № 7 – DN 80;
- Нефтегазосборный коллектор от АГЗУ – DN 150.

Давление на точке врезки принято 3,2 МПа. По результатам гидравлического расчета при использовании выкидных линий от проектируемых скважин Ду 80 давление не превысит предельные значения расчетного давления 6,3 МПа. Для нефтегазосборного трубопровода принят Ду 150 с расчетным давлением 4,0 МПа.

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

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

ПИР0001.001-ТКР-ТЧ

Лист

32

15.5 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении

За рабочее давление выкидных трубопроводов принято давление 4,5 МПа (45,0 кгс/см²) 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.

За рабочее давление нефтегазосборного трубопровода принято давление 3,8 МПа.

За расчетное давление нефтегазосборного трубопровода принято давление 4,0 МПа – максимально возможное давление, развиваемое погружным насосом при работе на закрытую задвижку.

15.6 Описание системы работы запорной, регулирующей и предохранительной арматуры

На устьях скважин расположена ручная запорная арматура для безопасного отключения выкидного трубопровода на случай ревизии, ремонта, очистки от парафиновых отложений. Также запорная арматура установлена на камере запуска и приема очистных устройств и на точке врезки в существующую систему сбора.

Предохранительная арматуры установлена в технологическом отсеке АГЗУ на давление 4,0 МПа для защиты сепарационного и измерительного оборудования.

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. Определение толщины стенки для промысловых трубопроводов (участков) выполнено на категории С (средняя), В (высокая) и максимальное рабочее давление $P_{\text{раб}} = 6,3$ МПа для выкидных трубопроводов и $P_{\text{раб}} = 4,0$ МПа для нефтегазосборного трубопровода.

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

Таблица 15.6 – Исходные данные и результаты расчета толщины стенки

Наименование параметра	Значение параметра	
	Назначение трубопровода	Выкидные трубопроводы от скв. №№ 3, 5, 7
Нормативный документ, в соответствии с которым выполнен расчет	ГОСТ Р 55990-2014	ГОСТ Р 55990-2014
Диаметр d_e , мм	89	159
ГОСТ на трубы	ГОСТ 31443-2012	ГОСТ 31443-2012

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ПИР0001.001-ТКР-ТЧ

Лист

33

Изм. Кол.уч. Лист №док. Подп. Дата

Наименование параметра	Значение параметра	
Класс прочности	КП 360	КП 360
Временное сопротивление R_{un} , МПа	460	460
Предел текучести R_{yn} , МПа	360	360
Расчетное давление P_n , МПа	6,3	4,0
Давление испытания на прочность, МПа	7,88	5 / 6
Категория трубопровода	С	С / В
Коэффициенты надежности: - по ответственности трубопровода γ_n - по условиям работы трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты γ_{ds} - по материалу при расчете по прочности γ_{mu} - по материалу при расчете по текучести γ_{my} - надежности по давлению γ_{fp} - по условиям работы γ_d	1,10 0,637 1,4 1,15 1,15 0,767	1,10 0,637 / 0,51 1,4 1,15 1,15 0,767 / 0,637
Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) R_u, R_y , МПа	181,28	181,28 / 145,14
Расчетная толщина стенки t , мм	1,78	2,02 / 2,52
Прибавка на минусовое отклонение толщины стенки C_1 , мм	0,75	0,88
Прибавка на коррозию и износ C_2 , мм	2,00	2,00
Номинальная толщина стенки $t_{ном}$, мм	4,53	4,9 / 5,4
Принятая толщина стенки, мм	5,00	5,00
Отбраковочная толщина стенки*, мм	2,00	2,00
Расчетный срок службы, лет	35	41 / 36

* - отбраковочная толщина стенки принята в соответствии с Таблицей № 2 Приложения № 8 ФНИП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

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 заводов-изготовителей, наличия труб у заказчика и унификации применяемых в проекте типоразмеров труб.

Исходные данные и результаты расчета трубопроводов на прочность и устойчивость приведены в таблице 15.7.

Таблица 15.7 – Исходные данные и результаты расчетов на прочность и устойчивость

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

Наименование параметра	Значение параметра	
	Выкидные трубопроводы от скв. №№ 3, 5, 7	Нефтегазосборный трубопровод
Назначение трубопровода	Выкидные трубопроводы от скв. №№ 3, 5, 7	Нефтегазосборный трубопровод
Наружный диаметр трубопровода D_n , мм	89	159
ГОСТ на трубы	ГОСТ 31443-2012	ГОСТ 31443-2012
Толщина стенки, мм	5,0	5,0
Внутренний диаметр трубопровода $D_{вн}$, мм	77	145
Класс прочности	КП360 (13ХФА)	КП360 (13ХФА)
Временное сопротивление $R_{ин}$, МПа	460	460
Предел текучести R_{yn} , МПа	360	360
Коэффициент линейного расширения α , град ⁻¹	0,00012	0,00012
Модуль упругости E , МПа	2,06x10 ⁵	2,06x10 ⁵
Коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона) μ	0,30	0,30
Расчетный температурный перепад Δt , °С	30*	30*
Продольное напряжение в трубопроводе на упругоизогнутых участках от расчетных нагрузок и воздействий, σ_l МПа:		
σ_l^1	-119,15	-140,37
σ_l^2	3,07	23,40
Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления $\sigma_{кц}$, МПа	53,73	52,24
Эквивалентные напряжения, МПа	52,26	45,33
Расчетные коэффициенты для проверки условия прочности:		
- для продольных напряжений f_l	0,45	0,45
- для эквивалентных напряжений f_{eq}	0,65	0,65
Контрольное значение для проверки условия прочности:		
- для продольных напряжений, A , МПа	162	162
- для эквивалентных напряжений, B , МПа	234	234
Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S , МН	0,13	0,28
Коэффициент учета высоты засыпки, К	3,00	3,00

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.001-ТКР-ТЧ

Лист

35

Наименование параметра	Значение параметра	
Предельная несущая способность грунта при выпучивании трубопровода, q_s^* , МН/м	0,004	0,008
Предельное сопротивление перемещениям трубопровода вверх, q^* , МН/м	0,004	0,008
Значение критического продольного усилия, МН: - для крутоизогнутых участков N_{CR}^1	0,25	0,59
- для прямолинейных участков, N_{CR}^2	8,17	14,67
Коэффициент запаса общей устойчивости $k_{u.b.}$	1,3	1,3
Контрольное значение для проверки общей устойчивости крутоизогнутых участков трубопровода, C , МН: - для крутоизогнутых участков, C_1	0,19	0,45
- для прямолинейных участков, C_2	6,28	11,29
* - разность между температурой продукта и температурой монтажа (сварка последнего стыка).		

Расчетную толщину стенки трубы трубопровода, транспортирующего сероводородсодержащие продукты, t_d , мм, следует вычислять по формуле:

$$t_d = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_{ys}} + C$$

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.

Минимальный радиус упругого изгиба оси выкидных трубопроводов DN 150 - 200 м.

Принятый срок службы проектируемого трубопровода составляет 20 лет.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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 90х1,2 мм – 1 слой	Муфта ИЗТМ: – 89х450 мм для труб диаметром 89 мм – 159х450 мм для труб диаметром 159 мм

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.

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

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 наливе, выбросы газа клапанами автоцистерн. Также транспортировка 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, АГЗУ, узлы запуска и приема СОД, установлены в соответствии с типовыми схемами обвязки устьевого арматуры и обустройств месторождений, утверждёнными в соответствующей нормативно-технической документации, ГОСТ Р 58367-2019, ГОСТ Р 55990-2014, ФНИП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», а так же в соответствии с заданием на проектирование.

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

Обслуживание скважин №№ 3, 5, 7 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.

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

- 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» (ПИР0001.001-ООС01).

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» (ПИР0001.001-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 газозвукового 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;

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

						ПИР0001.001-ТКР-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		41

- 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. (ПИР0001.001-ГОЧС).

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. (ПИР0001.001-ГОЧС).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.001-ТКР-ТЧ	Лист
							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

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».

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 скважин № 3, 5, 7, в соответствии с требованиями 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 разлива (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 разлива;
 - 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:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	ПИР0001.001-ТКР-ТЧ		Лист
											43

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, выкидные трубопроводы от скважин №№ 3, 5, 7 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 ПИР0001.001-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 выкидных и нефтегазосборных трубопроводов 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 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 промысловых 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 и В - 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 промысловых 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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.001-ТКР-ТЧ	Лист
							45

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.

Величина давления испытания выкидных трубопроводов:

- 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.

Величина давления испытания нефтегазосборного трубопровода:

- на прочность – $P_{исп.}=1,25P_{раб.}= 5,0$ МПа в верхней точке, но не более заводского давления испытания в нижней точке;
- на герметичность – $P_{исп.}=P_{раб.}= 4,0$ МПа.

Испытание узлов запорной арматуры на скважинах, в точке врезки, АГЗУ, а также участков трубопровода по 250 м, примыкающих к ним, выполнить в два этапа:

- первый этап - после укладки и засыпки (или крепления на опорах), $P_{исп.}=1,5P_{раб.}=9,45$ МПа в верхней точке, но не более заводского испытания в нижней точке;
- второй этап – одновременно с испытанием трубопровода, $P_{исп.}=P_{исп.}=1,25P_{раб.}=7,88$ МПа;

Испытание узлов запорной арматуры на нефтесборном трубопроводе, АГЗУ, узлов СОД, а также участков трубопровода по 250 м, примыкающих к ним, выполнить в два этапа:

- первый этап - после укладки и засыпки (или крепления на опорах), $P_{исп.}=1,5P_{раб.}=6,0$ МПа в верхней точке, но не более заводского испытания в нижней точке;
- второй этап – одновременно с испытанием трубопровода, $P_{исп.}=P_{исп.}=1,25P_{раб.}=5,0$ 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 строительной-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 для выкидных трубопроводов и 4,0 МПа для нефтесборного трубопровода) и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

Сварные соединения углеродистых и низколегированных сталей подвергают термической обработке для снятия напряжений при температуре не ниже 620°С. Значения твердости сварного шва, определенные в соответствии с п. 7.3 ГОСТ Р 53678-2009, не должны превышать 250 HV (или при условии соблюдения ограничений п. 7.3.3 ГОСТ Р 53678-2009 – 22 HRC).

Использование присадочных материалов и технологий сварки, приводящих к образованию наклепа с содержанием никеля более 1%, допускается только в случае положительных результатов испытаний сварных швов на SSC в соответствии с приложением В ГОСТ Р 53678-2009.

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.

Таблица 15.9 – Протяженность проектируемых трубопроводов по категориям

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ПИР0001.001-ТКР-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Трубопровод	Протяженность участка, м		
	Категория С	Категория В	Суммарная
Выкидной трубопровод от скважины №3 Родинского месторождения до АГЗУ	-	119,66	119,66
Выкидной трубопровод от скважины №5 Родинского месторождения до АГЗУ	1069,87	500	1569,87
Выкидной трубопровод от скважины №7 Родинского месторождения до АГЗУ	-	65,58	65,58
Нефтегазосборный коллектор от АГЗУ до места врезки в нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-1	3615,05	621,21	4236,26

Согласно п. 1619 Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасной в нефтяной и газовой промышленности» ввод в эксплуатацию объектов ПТ осуществить на основании приказа руководителя эксплуатирующей организации.

Согласно п. 1620 Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасной в нефтяной и газовой промышленности» ввод в эксплуатацию объектов ПТ по прежнему назначению, остановленных на срок свыше трех месяцев, произвести после пробной эксплуатации ПТ не менее 72 часов, а по истечении 12 месяцев – только после проведения работ по ревизии при условии, что срок эксплуатации не превышает нормативный или продленный на основании экспертизы промышленной безопасности.

Согласно п. 960 Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасной в нефтяной и газовой промышленности» первую ревизию вновь введенных в эксплуатацию ПТ следует проводить не позднее чем через 1 год после начала эксплуатации ПТ.

Согласно п. 75 Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасной в нефтяной и газовой промышленности» обеспечена компенсация перемещений ПТ от изменения температуры, воздействия внутреннего давления.

Согласно п. 77 Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасной в нефтяной и газовой промышленности» технологические процессы очистки полости ПТ и диагностические работы обеспечивают безопасную эксплуатацию ПТ.

Согласно п. 902 Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в таблице 15.10 установлены опасные зоны, в которых запрещено находиться людям во время продувки и испытания трубопроводов газом или воздухом.

Согласно п. 903 Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в таблице 15.11 установлены опасные зоны при гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний.

Таблица 15.10 – Зоны безопасности при пневматических испытаниях трубопроводов

Условный диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны при очистке полости в обе стороны от трубопровода, м	Радиус опасной зоны при очистке полости в направлении вылета ерша или поршня, м	Радиус опасной зоны при испытании в обе стороны от трубопровода, м
До 300	40	600	100

Таблица 15.11 – Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов

Условный диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны при давлении испытания 82,5 кгс/см ² в	Радиус опасной зоны при давлении испытания 82,5 кгс/см ² в направлении	Радиус опасной зоны при давлении испытания свыше 82,5 кгс/см ² в обе	Радиус опасной зоны при давлении испытания свыше 82,5 кгс/см ² в направлении

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

	обе стороны от оси трубопровода, м	возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м	стороны от оси трубопровода, м	возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м
100–300	75	600	100	900

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;
- 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_m , Н/м должен определяться по формуле:

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

$$q_m = \rho_m \cdot g \cdot \pi(d_e - t)t = 7850 \cdot 9,8 \cdot 3,14 \cdot (0,159 - 0,007) \cdot 0,007 = 257,0 \text{ Н/м (нефтегазосборный)}$$

где ρ_t - плотность материала трубы, кг/м³;

g - ускорение свободного падения, м/с², принимаемое для технических расчетов равным 9,8;

π - 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:

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

где $\rho_{гр}$ - плотность грунта (для суглинков - 1700 кг/м³), кг/м³;

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.

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

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.

Трасса нефтесборного трубопровода пересекает ручей (ПК15+7,0) открытым способом. В ручье возможен сток воды в периоды весенних половодий и теплое время года. Берега ручья имеют уклон местности свыше 20%.

Для защиты склонов и дна от размыва и эрозионных процессов проектом предусмотрено их укрепление конструкцией из иглопробивного геотекстиля и георешетки геотехнической с наброской щебня фракцией 20-40мм (размер ячейки 0,21x0,21x0,21м). Высота слоя засыпки щебня не менее 0,25м. Ширина укрепления принята по ширине раскрытия траншеи с запасом по 1 м в каждую сторону.

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.

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 выкидных и нефтегазосборного трубопроводов 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 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей футляра.

Для защиты трубопроводов при протаскивании в футляр предусмотрены опорно-направляющие кольца ОНК-89 на выкидных линиях и ОНК-159 на нефтегазосборном трубопроводе по [ТУ 1469-001-01297858-98](#). На концах футляров установлены герметизирующие манжеты 89/325 и 159/377 АЗ тип II по ТУ 2531-007-01297858-2002.

По трассам проектируемых трубопроводов, в местах их пересечений с подземными коммуникациями, в пределах прямой видимости через 500-1000 м, а также на углах поворота устанавливаются закрепляющие знаки, высотой 1,5-2 м, содержащие информацию о местоположении оси трубопровода, пикете трассы, номера телефона эксплуатирующей организации.

В соответствии с п. 7.3 СП 284.1325800.2016 для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов вдоль трассы каждого из трубопроводов установлены охранные зоны по аналогии с магистральными трубопроводами, в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси каждого трубопровода с каждой стороны.

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

16 Приложения

Приложение А

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

ТАМОЖЕННЫЙ СОЮЗ					
СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ					
Eurasian Conformity		№ ТС <u>RU C-RU.ГБ08.А.02499</u>			
СЕРТИФИКАТ		Серия RU № 0408728			
<p>ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Взрывозащищенного Оборудования Закрытого Акционерного Общества Испытательный Центр Технических Измерений, Безопасности и Разработок (ОС ВО ЗАО ТИБР). Место нахождения (адрес юридического лица): 105082, город Москва, улица Фридриха Энгельса, дом 75, строение 11, офис 204, Россия. Адреса места осуществления деятельности: 301668, Россия, Тульская область, город Новомосковск, улица Орджоникидзе, 8; 301760, Россия, Тульская область, город Донской, улица Горькозаставская, 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>ЗАЯВИТЕЛЬ 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>ИЗГОТОВИТЕЛЬ 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>ПРОДУКЦИЯ 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>КОД ТН ВЭД ТС согласно Приложения (бланк № 0352707)</p>					
<p>СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ Технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011).</p>					
<p>СЕРТИФИКАТ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ 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>ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ 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>СРОК ДЕЙСТВИЯ С <u>24.05.2017</u> ПО <u>не установлен</u> ВКЛЮЧИТЕЛЬНО</p>					
		<p>Исполнитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации <i>Полоняров Михаил Валерьевич</i> (подпись) Полоняров Михаил Валерьевич (инициалы, фамилия)</p>			
		<p>Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы)) <i>Ермаков Андрей Александрович</i> (подпись) Ермаков Андрей Александрович (инициалы, фамилия)</p>			

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

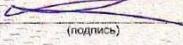
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.001-ТКР-ТЧ

Лист

51

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

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ					
		СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ			
№ ЕАЭС RU C-RU.MH10.B.00186/19					
Серия RU № 0131755					
<p>ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ 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 artgrupp10@rambler.ru.</p> <p>ЗАЯВИТЕЛЬ 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>ИЗГОТОВИТЕЛЬ Акционерное общество "Благовещенский арматурный завод". Адрес места нахождения: улица Седова, дом 1, город Благовещенск, Республика Башкортостан, Российская Федерация, 453430.</p> <p>ПРОДУКЦИЯ Задвижки клиновые с выдвигным шпинделем, DN от 50 до 800; PN от 1,6 до 25,0 МПа (от 16 до 250 кгс/см²). 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/см²). Технические условия". Серийный выпуск.</p> <p>КОД ТН ВЭД ЕАЭС 8481 80 690 0</p> <p>СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования"</p> <p>СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ 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>ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ 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>СРОК ДЕЙСТВИЯ С 14.06.2019 ПО 13.06.2024 ВКЛЮЧИТЕЛЬНО</p> <p>Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации  (подпись) Винокурова Елена Павловна (Ф.И.О.)</p> <p>Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы))  (подпись) Шавалдин Александр Генадьевич (Ф.И.О.)</p> <p align="center"></p> <p align="center"><small>АО "Фабрика. Машина. 2015 г. - БУ. Лицензия № 05.05.05.003-ФНС-РФ. ТЭ № 501. Тел.: +7(347) 246-47-42. www.artgrupp.ru</small></p>					

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.001-ТКР-ТЧ

Лист

52

Трасса ВЛ-6 кВ до скв №3							
1	Пересечений нет						
Подъездная дорога к скв №5							
1	Пересечений нет						
Подъездная дорога к скв №№ 3,7							
1	Пересечений нет						
Подъездная дорога к АГЗУ							
1	ПК0+48,8	Трасса нефтепровода	-	-	59	ООО «ННК-Самаранефтегаз»	
2	ПК0+54,1	Трасса нефтепровода (проект ПИР0001.002)	-	-	74		

Ведомость пересечения автомобильных дорог

№	Местоположение по трассе автодороги... км	ПК	ПК+	Наименование дороги	Угол пересечения в градусах	Тип покрытия	Ширина основания насыпи	Ширина проезжей части	Километраж автодороги в месте пересечения с	Владелец, адрес, телефон, факс
Трасса выкидного нефтепровода от скв. №5 до АГЗУ										
1	0	1	31,3	дорога грунтовая	70°	грунт	-	3,0		
2	1	11	78,9	дорога грунтовая	86°	грунт	-	3,0		
3	1	13	98,1	дорога грунтовая	78°	грунт	-	3,0		
Трасса выкидного нефтепровода от скв. №3 до АГЗУ										
1	Пересечений нет									
Трасса выкидного нефтепровода от скв. №7 до АГЗУ										
1	Пересечений нет									
Нефтеесборный от АГЗУ до точки подключения										
1	0	2	17,1	дорога грунтовая	78°	грунт	-	3,0		
2	0	7	35,8	дорога грунтовая	64°	грунт	-	3,0		
3	1	14	91,0	дорога грунтовая	59°	грунт	-	3,0		
4	2	29	05,1	дорога грунтовая	56°	грунт	-	3,0		
5	3	31	70,7	дорога грунтовая	68°	грунт	-	3,0		
6	4	41	57,7	дорога грунтовая	90°	грунт	-	3,0		
7	4	42	37,9	дорога грунтовая	80°	грунт	-	3,0		
Трасса ВЛ-6 кВ до скв. №5										

Изм. № подл.

Подп. и дата

Взам. инв. №

ПИР0001.001-ТКР-ТЧ

Лист

54

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

1	Пересечений нет									
Трасса ВЛ-6 кВ до скв. №7										
1	0	0	86,7	дорога грунтовая	6°	грунт	-	3,0		
2	0	1	59,3	дорога грунтовая	4°	грунт	-	3,0		
3	0	2	18,72	дорога грунтовая	89°	грунт	-	3,0		
Трасса ВЛ-6 кВ до скв. №3										
1	Пересечений нет									

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

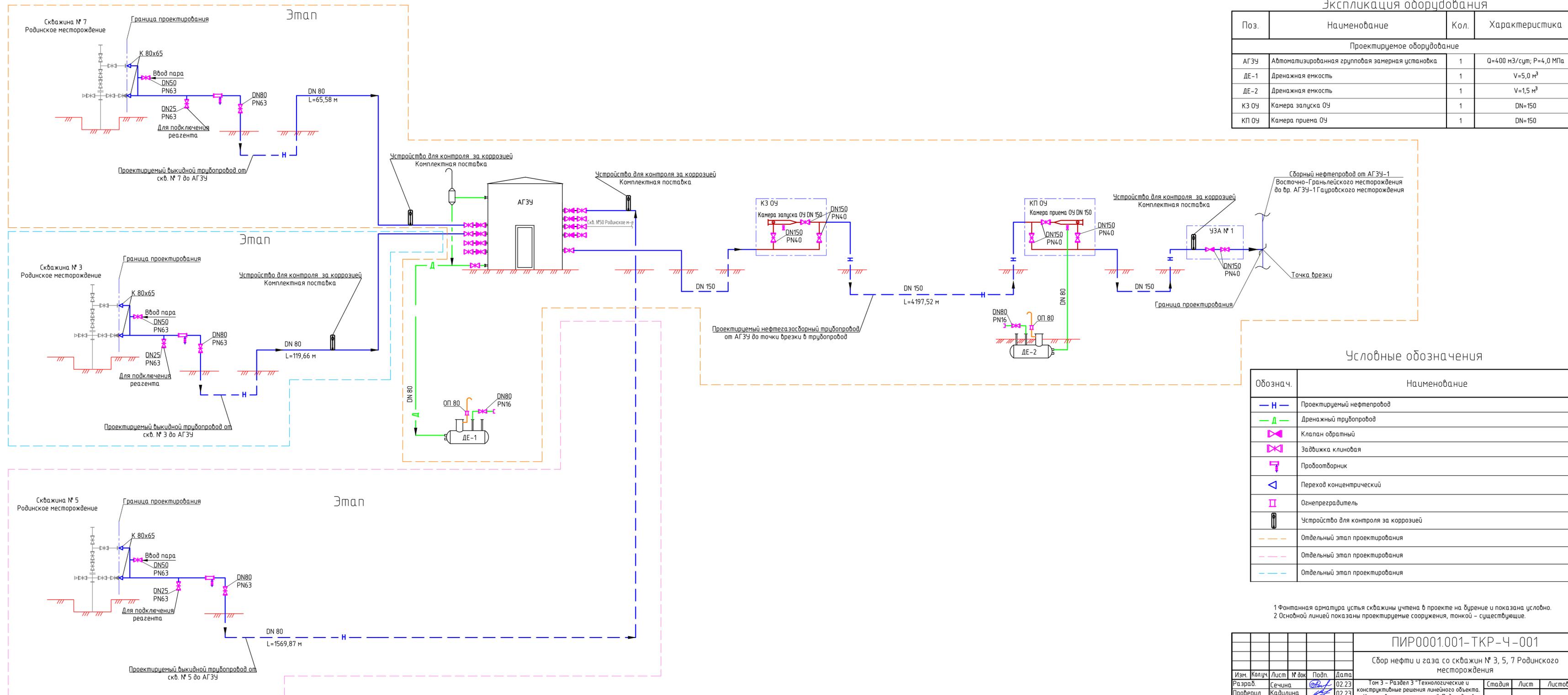
ПИР0001.001-ТКР-ТЧ

Лист

55

Экспликация оборудования

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика
Проектируемое оборудование			
АГЗУ	Автоматизированная групповая замерная установка	1	Q=400 м ³ /сут; P=4,0 МПа
ДЕ-1	Дренажная емкость	1	V=5,0 м ³
ДЕ-2	Дренажная емкость	1	V=1,5 м ³
КЗ ОУ	Камера запуска ОУ	1	DN=150
КП ОУ	Камера приема ОУ	1	DN=150



Условные обозначения

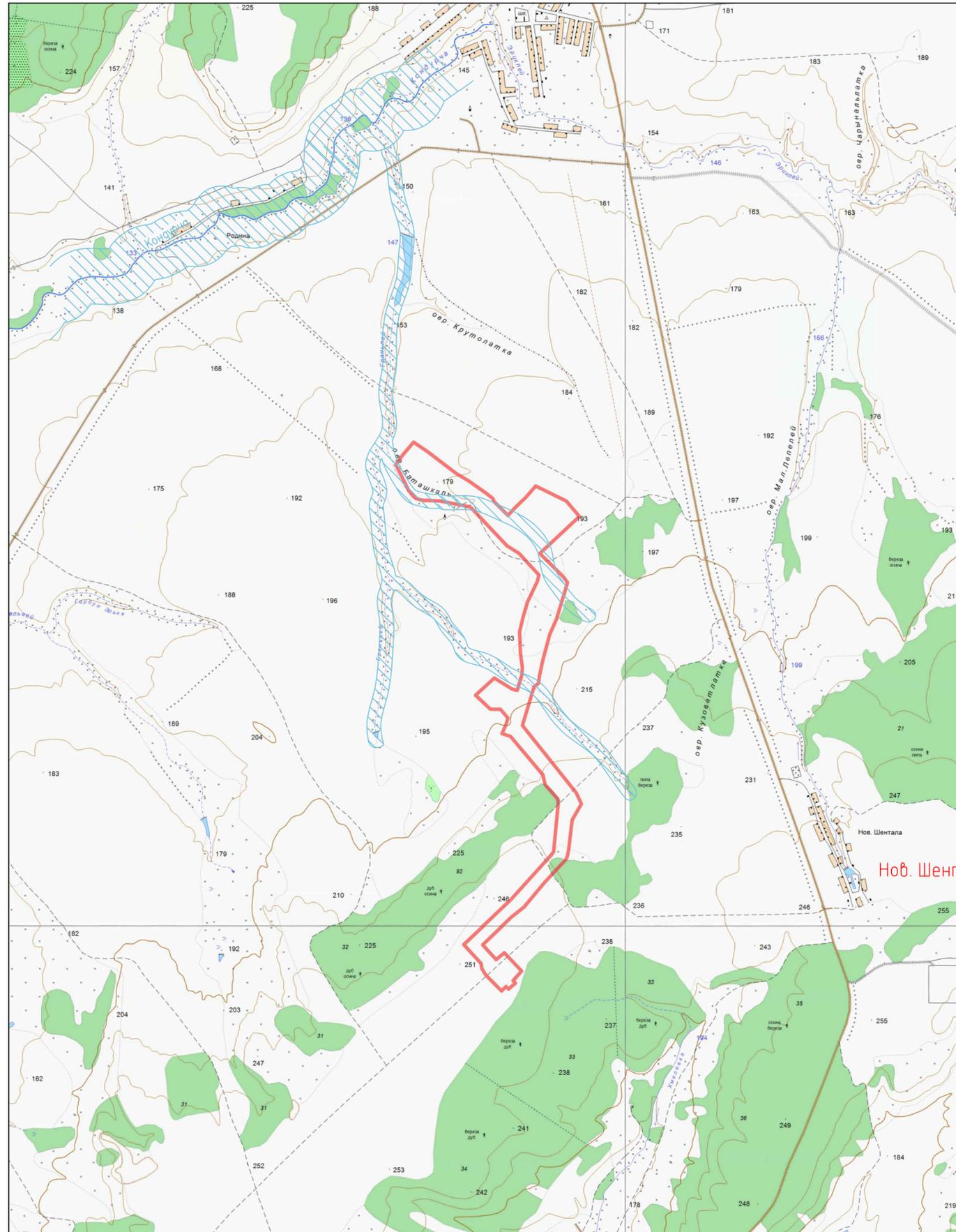
Обознач.	Наименование
	Проектируемый нефтепровод
	Дренажный трубопровод
	Клапан обратный
	Задвижка клиновья
	Пробойторник
	Переход концентрический
	Огнепреградитель
	Устройство для контроля за коррозией
	Отдельный этап проектирования
	Отдельный этап проектирования
	Отдельный этап проектирования

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

ПИР0001.001-ТКР-4-001					
Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7 Родинского месторождения					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Сечина	02.23			02.23
Проверил	Кадулина				02.23
Том 3 - Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения". Подраздел 1 "Технологические решения"					
Н.контр.	Шешунова				02.23
ГИП	Драгина				02.23
Схема технологическая принципиальная					000 "СВЗК"

Согласовано	
Взам. инф. №	
Подп. и дата	
Инф. №подл.	

Старая Шентала



- Условные обозначения
- — граница участка изысканий
 - водоохранная зона водных объектов

Нов. Шентала

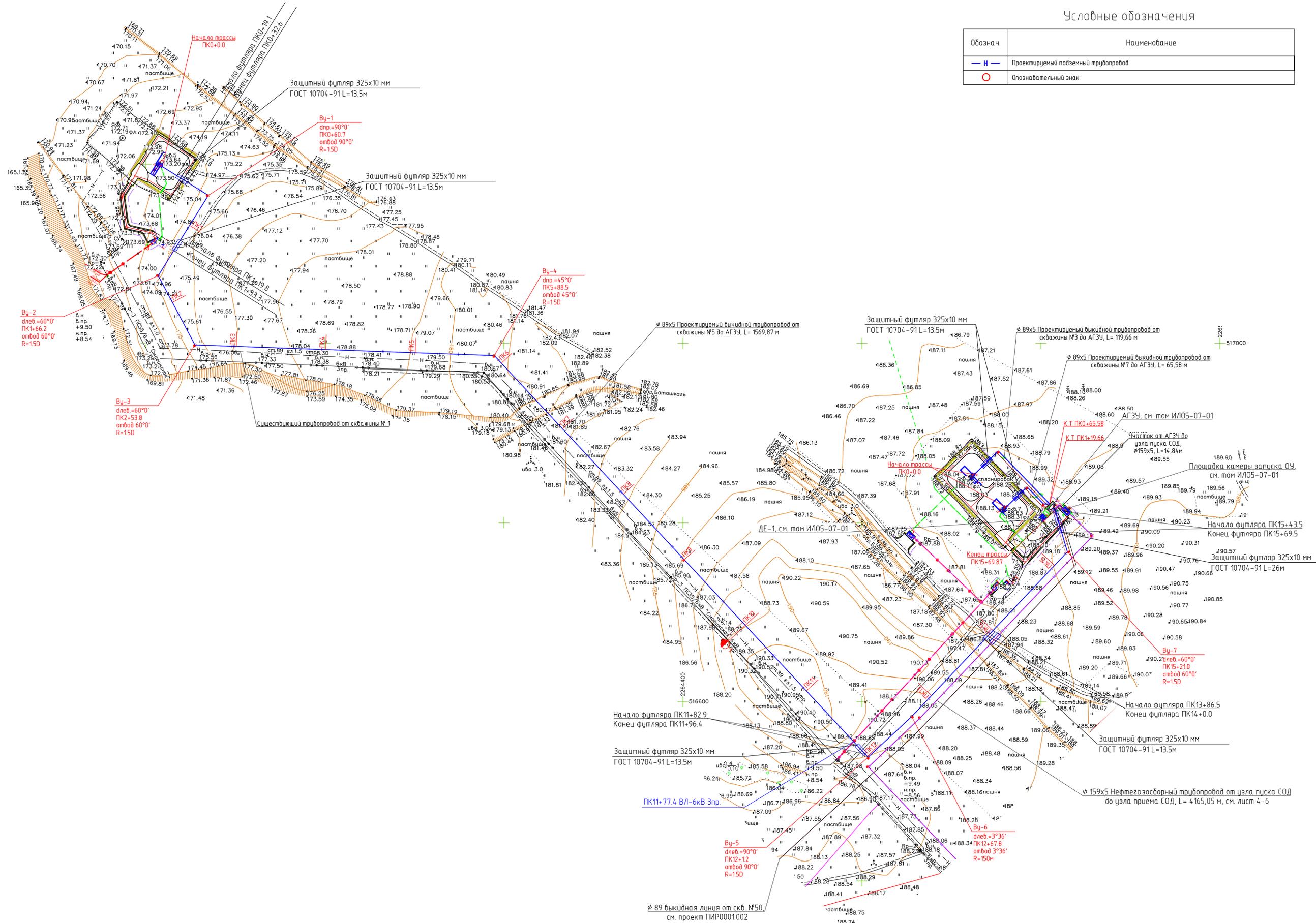
ПИР0001.001-ТКР-4-002					
Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7 Родинского месторождения					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Клычкова			<i>[Signature]</i>	03.23
Проб.	Юркин			<i>[Signature]</i>	03.23
				Том 3 - Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения"	Стадия
				Ситуационный план	Лист
				000 "СВЗК"	Листов
		Н.контр	Шешунова	<i>[Signature]</i>	03.23
		ГИП	Драгина	<i>[Signature]</i>	03.23

1:25000

Согласовано	
Взамен инд. №	
Подпись и дата	
Инф. № подл.	

Условные обозначения

Обознач.	Наименование
	Проектируемый подземный трубопровод
	Опознавательный знак



1. Данный лист выполнен на основании ПИР0001.001-ИГ-ДИ-01
2. Система координат - МСК-63 2 зона. Система высот - Балтийская.
3. Опознавательный знак "Пикетный знак" установить в 1 м от оси трубопровода.
4. Нефтепровод уложить в грунт на глубину не менее 1,6 м до верхней образующей трубы.
5. Повороты линейной части нефтепровода в горизонтальной плоскости выполнять упругим изгибом сваренной нитки или монтаж отводов штампованных. Отвод штампованный R=1,5DN из трубы ϕ 89х5 из стали класса прочности не ниже КП360 по ГОСТ 31443-2012.

ПИР0001.001-ТКР-Ч-003				Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7 Родинского месторождения					
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Том 3 - Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения"	Стандия	Лист	Листов
	Разраб.	Клычкова	03.23		03.23		п	3	
	Проб.	Юркин	03.23						
Н.контр	Шешунова	03.23				Планы трасс выкидных трубопроводов от скв. №3, 5, 7			000 "СВЗК"
ГИП	Драгуна	03.23							Формат А1

Составлено	
Проверено	
Инженер	
Подпись и дата	
Владелец	

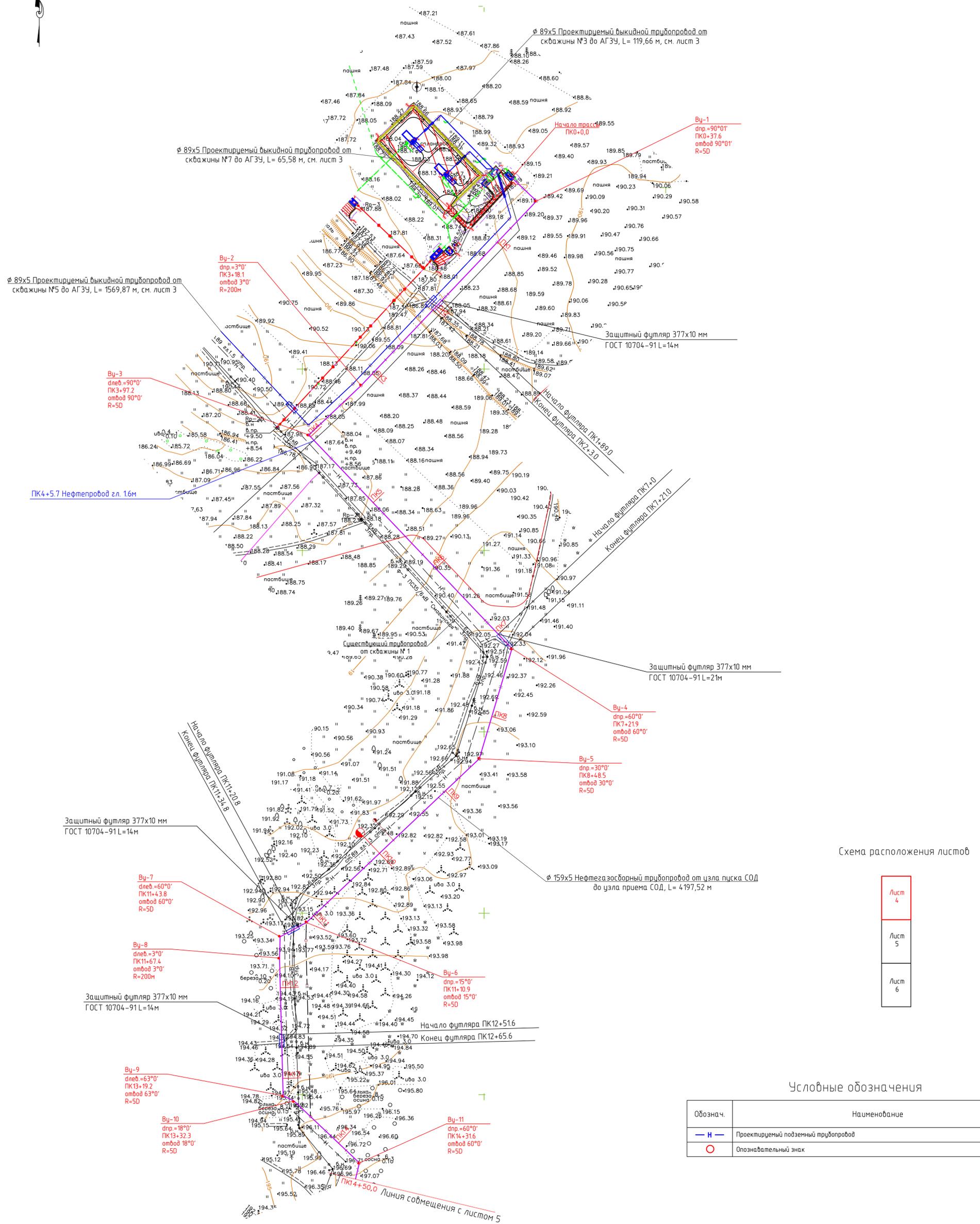


Схема расположения листов

Лист 4
Лист 5
Лист 6

Условные обозначения

Обознач.	Наименование
	Проектируемый подземный трубопровод
	Опознавательный знак

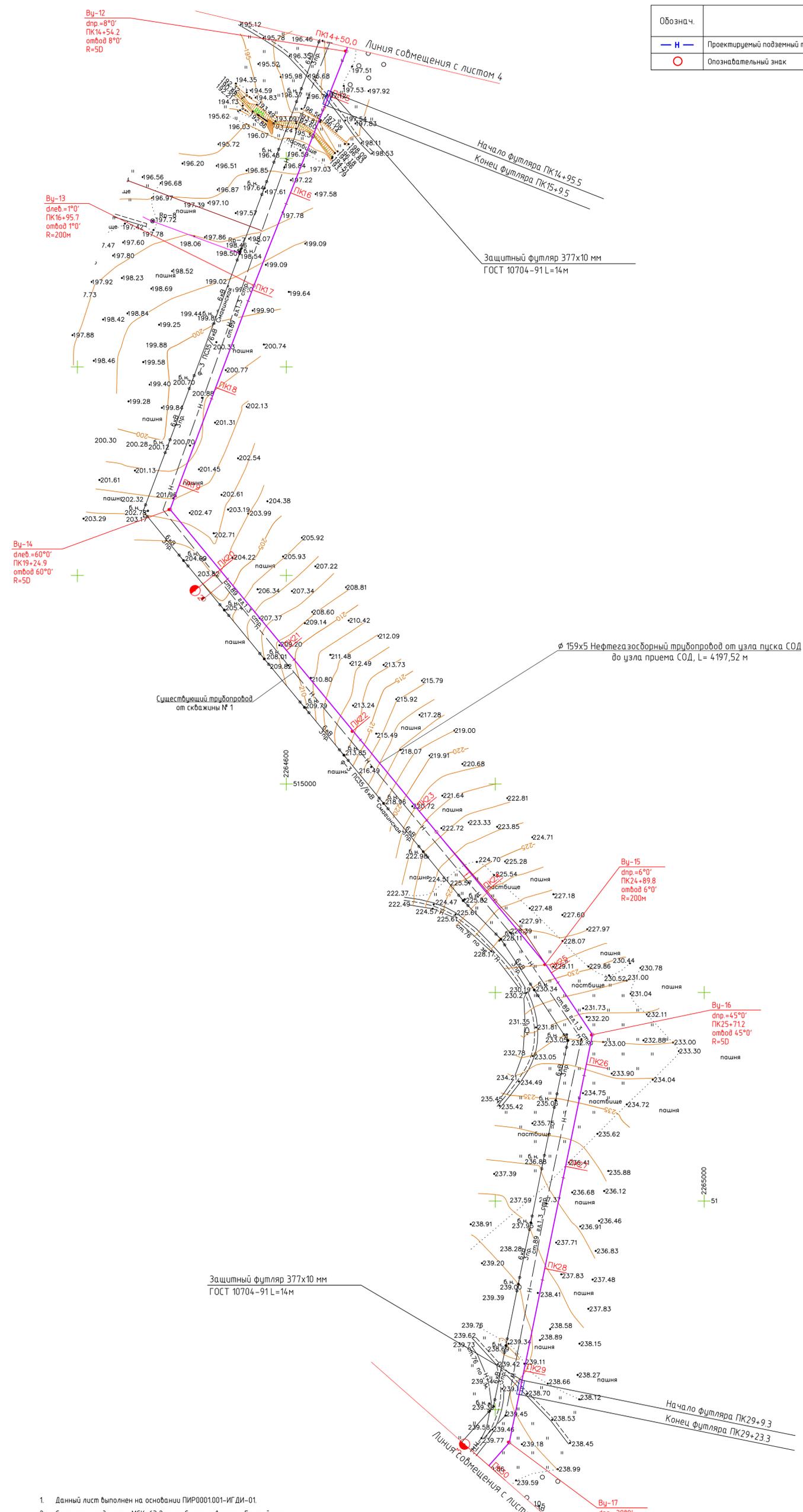
1. Данный лист выполнен на основании ПИРО001.001-ИГ-ДИ-01.
2. Система координат – МСК-63 2 зона. Система высот – Балтийская.
3. Опознавательный знак "Пикетный знак" установить в 1 м от оси трубопровода.
4. Нефтепровод уложить в грунт на глубину не менее 1,6 м до верхней образующей трубы.
5. Повороты линейной части нефтепровода в горизонтальной плоскости выполнять упругим изгибом сваренной шпильки или монтажом отводов с радиусом R=50м.

ПИРО001.001-ТКР-Ч-004									
Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7 Родинского месторождения									
Изм.	Колуч.	Лист	Н док	Подп.	Дата	Том 3 – Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения линейного объекта Искусственные сооружения"	Спадия	Лист	Листов
Разраб.	Клычкова				03.23				
Проб.	Юркин				03.23				
Н.контр	Шешунова				03.23	План трассы нефтегазового трубопровода от узла пуска СОД до узла приема СОД (ПК0 – ПК14+50,0)			000 "СВЗК"
ГИП	Драгуна				03.23				

Условные обозначения

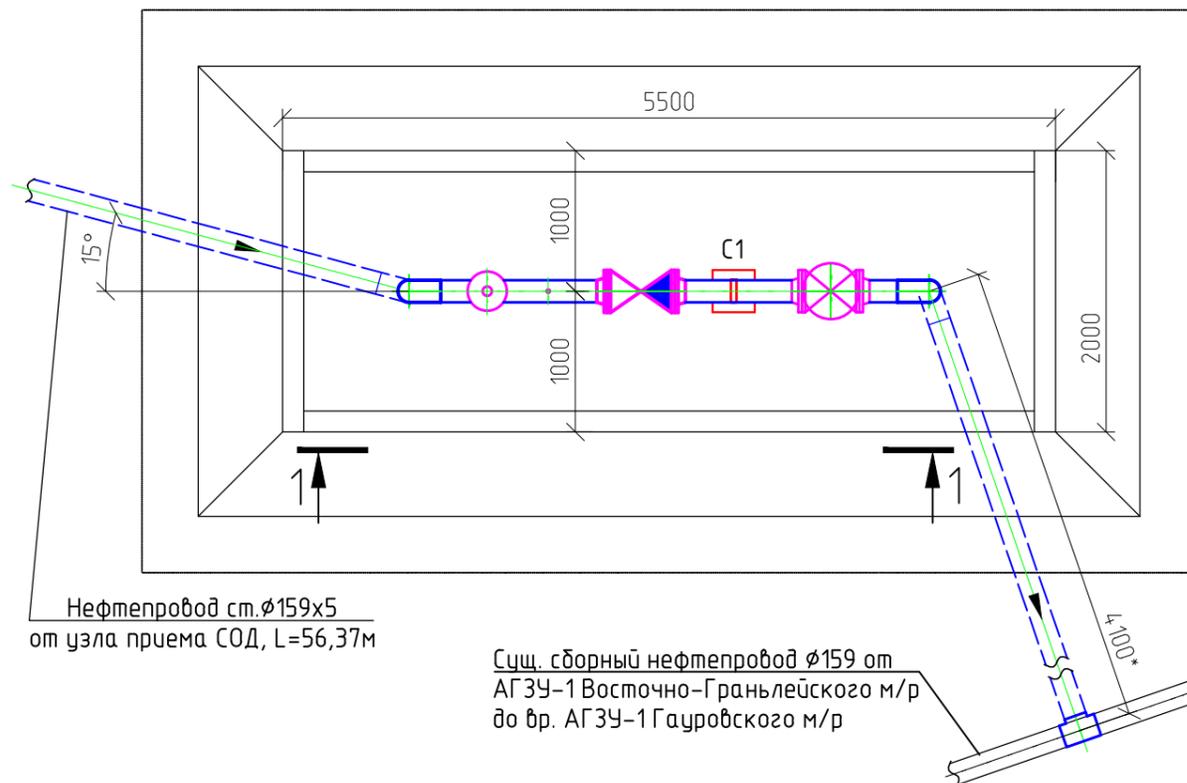
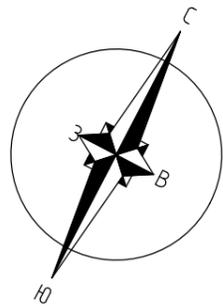
Обознач.	Наименование
	Проектируемый подземный трубопровод
	Опознавательный знак

Схема расположения листов



1. Данный лист выполнен на основании ПИР0001.001-ИГ ДИ-01.
2. Система координат - МСК-63 2 зона. Система высот - Балтийская.
3. Опознавательный знак "Пикетный знак" установить в 1 м от оси трубопровода.
4. Нефтепровод уложить в грунт на глубину не менее 1,6 м до верхней образующей трубы.
5. Повороты линейной части нефтепровода в горизонтальной плоскости выполнять упругим изгибом сваренной нитки или монтаж отводов гнутых R=5DN из трубы \varnothing 159x5.

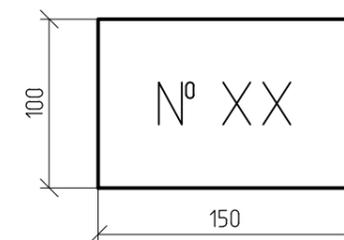
ПИР0001.001-ТКР-4-005					
Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7 Родинского месторождения					
Изм.	Кол.	Лист	Н док	Подп.	Дата
Разраб.	Клычкова				03.23
Проб.	Юркин				03.23
Том 3 - Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения"					
План трассы нефтегазового трубопровода от узла пуска СОД до узла приема СОД (ПК14+50,0 - ПК30+0,0)				Спадия	Лист
				п	5
Н.контр Шещикова				000 "СВЗК"	
ГИП Драгина				03.23	
ПИР0001.001-ТКР-4-005-RC01.dwg					
Формат А1					



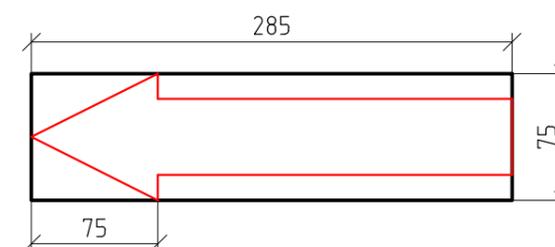
Нефтепровод ст. $\phi 159 \times 5$
от узла приема СОД, L=56,37м

Сущ. сборный нефтепровод $\phi 159$ от
АГЗУ-1 Восточно-Граньейского м/р
до вр. АГЗУ-1 Гауровского м/р

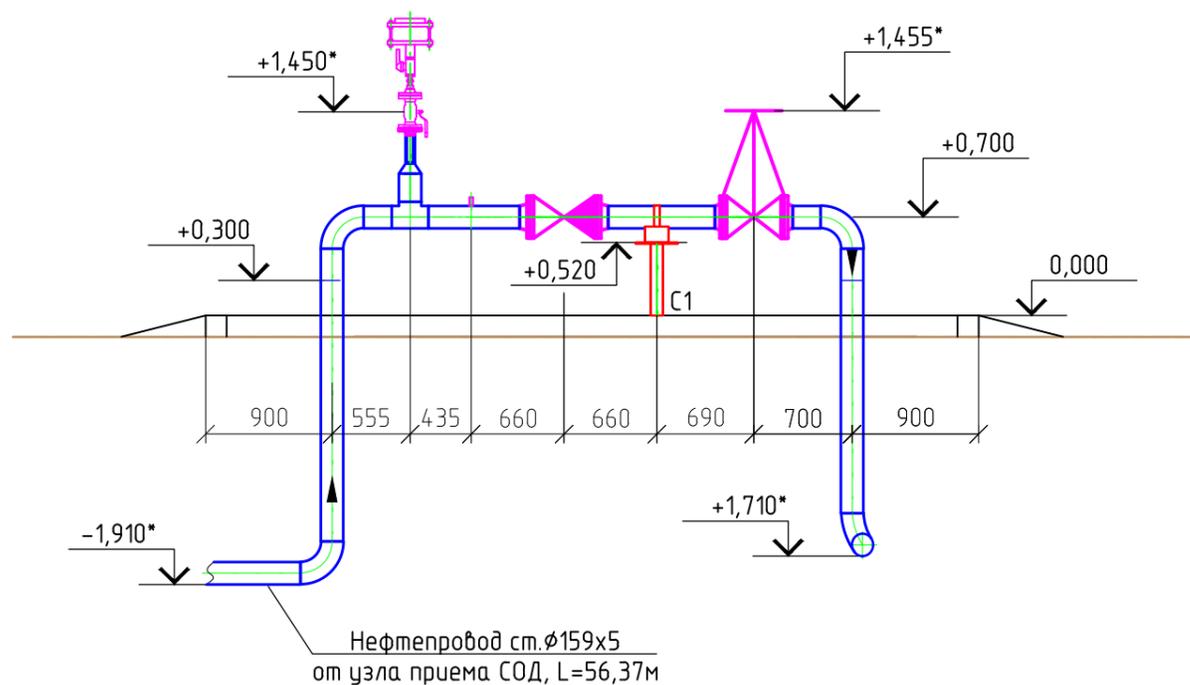
Табличка
"Номер задвижки"



Щит МЩ-2
для нанесения направления потока
(1:5)



1-1



Нефтепровод ст. $\phi 159 \times 5$
от узла приема СОД, L=56,37м

1. За отметку 0,000 принята планировочная отметка верха площадки 247,65.
2. Расположение узла запорной арматуры см. план трассы нефтепровода Ч-006.
3. Конструкцию опор и ограждение площадки см. том ИЛО4.
4. На разрезе ограждение условно не показано.
5. Надпись о направлении потока жидкости выполнить красным цветом.
6. Крепление хомутов опоры 159-КХ-А11 по ОСТ 36-146-88 к трубопроводу выполнить через электроизолирующую прокладку из листа паронита по ГОСТ 481-80 лист ПЭ 4,0x400x300.
7. * Размеры уточнить при монтаже.

Согласовано

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

ПИР0001.001-ТКР-Ч-007					
Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7 Родинского месторождения					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.	Клычкова				03.23
Проб.	Юркин				03.23
Том 3 - Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения"					
Узел запорной арматуры				Стадия	Лист
				П	7
				000 "СВЗК"	
Н.контр	Шешунова				03.23
ГИП	Драгина				03.23