



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«Средневолжская землеустроительная компания»**

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

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

**Сбор нефти и газа со скважины № 1  
Новолекаревского месторождения  
Залесского участка недр**

**Проектная документация**

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

**022.1-П-185.000.000-ТКР-01**

Том 3

**2023**



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«Средневолжская землеустроительная компания»**

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

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

**Сбор нефти и газа со скважины № 1  
Новолекаревского месторождения  
Залесского участка недр**

**Проектная документация**

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

**022.1-П-185.000.000-ТКР-01**

Том 3

**Заместитель Генерального Директора**

**К.С. Кузнецов**

**Главный инженер проекта**

**С.Л. Понасенко**




**2023**

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

Обозначение	Наименование	Примечание
022.1-П-185.000.000-ТКР-01-С	Содержание тома 3	2
022.1-П-185.000.000-СП	Состав проектной документации	1
022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ	Текстовая часть	
022.1-П-185.000.000-ТКР-01-Ч-001	Схема технологическая принципиальная	
022.1-П-185.000.000-ТКР-01-Ч-002	Ситуационный план	
022.1-П-185.000.000-ТКР-01-Ч-003	План трасс выкидного трубопровода от скв. №1 до АГЗУ-101 и нефтесборного коллектора от АГЗУ-101 до места врезки ПК0+00.00-ПК20+00.00	
022.1-П-185.000.000-ТКР-01-Ч-004	План трассы нефтесборного коллектора от АГЗУ-101 до места врезки ПК20+00.00-ПК37+75.57	
022.1-П-185.000.000-ТКР-01-Ч-005	Продольный профиль трассы выкидного трубопровода от скв. №1 до АГЗУ-101	
022.1-П-185.000.000-ТКР-01-Ч-006	Продольный профиль трассы нефтесборного коллектора от АГЗУ-101 до места врезки ПК0+00.00-ПК20+00.00	
022.1-П-185.000.000-ТКР-01-Ч-007	Продольный профиль трассы нефтесборного коллектора от АГЗУ-101 до места врезки ПК20+00.00-ПК37+78.73	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	022.1-П-185.000.000-ТКР-01-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	Понасенко				04.23	ООО «СВЗК»					

Состав проектной документации смотреть том 1 – раздел 1 «Пояснительная записка» 022.1-П-185.000.000-ПЗ-01.

Инв. № подл.	Подп. и дата					022.1-П-185.000.000-СП	Стадия	Лист	Листов
	Взам. инв. №								
Инв. № подл.	Изм	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Состав проектной документации	П	1
	Разраб.	Понасенко			04.23				
	Н. контр.	Юркин			04.23				
	ГИП	Понасенко			04.23				
							ООО «СВЗК»		

## Содержание

<b>1</b>	<b>Исходные данные и условия для разработки проектной документации .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта .....</b>	<b>5</b>
2.1	Краткое описание района работ .....	5
2.2	Климат .....	6
2.3	Геоморфология и рельеф.....	14
2.4	Тектоника и сейсмичность .....	14
2.5	Геологическое строение района .....	14
2.6	Гидрография .....	14
2.7	Гидрогеологические условия.....	15
<b>3</b>	<b>Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта (сейсмичность, мерзлые грунты, опасные геологические процессы и др.) .....</b>	<b>16</b>
<b>4</b>	<b>Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта .....</b>	<b>17</b>
4.1	Свойства грунтов .....	18
<b>5</b>	<b>Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта .....</b>	<b>19</b>
<b>6</b>	<b>Сведения о категории и классе линейного объекта.....</b>	<b>20</b>
<b>7</b>	<b>Сведения о пропускной способности линейного объекта .....</b>	<b>21</b>
<b>8</b>	<b>Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта. Сведения о классе зон взрывопожароопасности технологических объектов и характеристик перекачиваемых жидкостей, категории наружных установок по пожарной опасности.....</b>	<b>22</b>
<b>9</b>	<b>Описание технологической схемы .....</b>	<b>23</b>
<b>10</b>	<b>Гидравлический расчет.....</b>	<b>25</b>
<b>11</b>	<b>Обоснование необходимости применения антифрикционных присадок .....</b>	<b>25</b>
<b>12</b>	<b>Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации.....</b>	<b>28</b>
12.1	Расчет трубопроводов на прочность, устойчивость и деформативность.....	28
12.1.1	Материальное исполнение трубопроводов .....	31
<b>13</b>	<b>Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, а также методов управления оборудованием.....</b>	<b>33</b>
13.1	Проектируемые сооружения.....	33
13.2	Характеристика отдельных параметров технологического процесса .....	33
13.3	Выкидной трубопровод и нефтесборный коллектор .....	35
13.3.1	Монтаж и испытание трубопроводов.....	36
13.3.2	Защита от коррозии .....	38
13.4	Переходы через искусственные и естественные преграды и параллельное следование с инженерными сооружениями .....	39
13.5	Пересечения с коммуникациями.....	39
<b>14</b>	<b>Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта .....</b>	<b>41</b>
<b>15</b>	<b>Перечень мероприятий по энергосбережению .....</b>	<b>42</b>
<b>16</b>	<b>Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта .....</b>	<b>43</b>

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

17 Защита от внутренней и наружной коррозии трубопроводов, от АСПО, гидратообразования и отложения солей, диагностике и внутренней очистке труб .....44

18 Описание проектных решений направленных на соблюдение требований технологических регламентов и перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду .....45

19 Описание вида, состава и объема отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями .....46

20 Описание состава и количества выбросов (сбросов), перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов) .....47

21 Результаты расчетов количества и состава вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники .....48

22 Выбор трассы и размещение оборудования.....49

23 Опасные участки трасс трубопроводов, на которых предусмотрены дополнительные меры, направленные на снижение риска аварий .....50

24 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности.....51

25 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта .....52

26 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов .....54

27 Обоснование безопасного расстояния от оси трубопровода до населенных пунктов, инженерных сооружений, а также при параллельном прохождении трубопровода с указанными объектами .....55

28 Приложения .....56

    Приложение А Сертификат соответствия комплекта оборудования коррозионного мониторинга требованиям технического регламента таможенного союза «О безопасности машин и оборудования».....56

    Приложение Б Таможенный союз. Сертификат соответствия задвижек клиновых требованиям технического регламента «О безопасности машин и оборудования» .....57

    Приложение В Ведомость пересечений трасс с инженерными коммуникациями .....58

Таблица регистрации изменений .....60

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

# 1 Исходные данные и условия для разработки проектной документации

Настоящий раздел разработан на основании:

- задания на проектирование объекта «Сбор нефти и газа со скважины № 1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр» (см. 022.1-П-185.000.000-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. №							Лист
									4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ			

## 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 на территории Асекеевского муниципального района Оренбургской области. Райцентр с. Асекеево находится в 6,9 км севернее района работ, областной центр г. Оренбург расположен в 235 км к юго-востоку.

Асекеевский район расположен на северо-западе Оренбургской области и граничит с севера с Абдулинским районом, с востока и юго-востока — Матвеевским районом, с юга — Грачёвским районом, с запада и северо-запада — с Бугурусланским районом.

Ближайшими населенными пунктами являются:

- с. Рязановка, расположено в 5,6 км восточнее района работ;
- с. Сосновка, расположено в 8,7 км северо-западнее района работ;
- д. Козловка, расположено в 11,3 км юго-западнее района работ;
- п. Юдинка, расположен в 15,1 км северо-западнее района работ.
- с. Воздвиженка, расположено в 12,0 км юго-западнее района работ.

Участок проектируемых работ находится на территории разрабатываемых объектов нефтедобычи.

Дорожная сеть в районе работ развита хорошо. В 0,43 км северо-восточнее участка работ проходит автодорога «Заглядино-Рязановка», автодорога «Курбанай-Троицкое» расположена на границе юго-восточной части инженерных изысканий, межпоселковые асфальтированные автодороги, а также сеть проселочных дорог к указанным выше селам.

Ближайшая Куйбышевская железная дорога проходит в 5,9 км северо-западнее района работ. Ближайшая ж/д станция «Заглядино» расположена в 7,4 км северо-западнее района работ.

Участок изысканий расположен в северо-западной части Оренбургской области, в пределах Восточно-Европейской равнины, в Заволжско-Предуральской лесостепной провинции, на левом берегу реки Большой Кинель.

Район расположен в зоне лесостепи. Леса занимают 3,1 % территории, в которых произрастают в основном дуб, береза, осина, липа. В направлении с севера на юг травянистая растительность меняется с разнотравно-луговой на разнотравно-типчакowo-ковыльную. На территории района 266 га особо охраняемых земель, где произрастает лекарственная трава (ландыш майский).

Территория района в геоморфологическом отношении представляет собой водоразделы рек Большой Кинель, Малый Кинель, Мочегай, Кисла, Ереуз в виде сыртов широкого направления, с крутыми и обрывистыми южными и пологими северными склонами, расчлененными протоками рек и овражно - балочной сетью. Почвенный покров представлен чернозёмами типичными — 43,7 %, чернозёмами обыкновенными — 20,4, в поймах рек — лугово-чернозёмными почвами. По механическому составу почвы глинистые и тяжелосуглинистые, по содержанию гумуса — средне-гумусные.

Рельеф территории представляет собой слабоволнистую равнину, изрезанную оврагами и балками, с углом наклона поверхности до 9°. Минимальные отметки рельефа 96,18 м к востоку, максимальные отметки рельефа 159,32 м западнее.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ

Лист

5



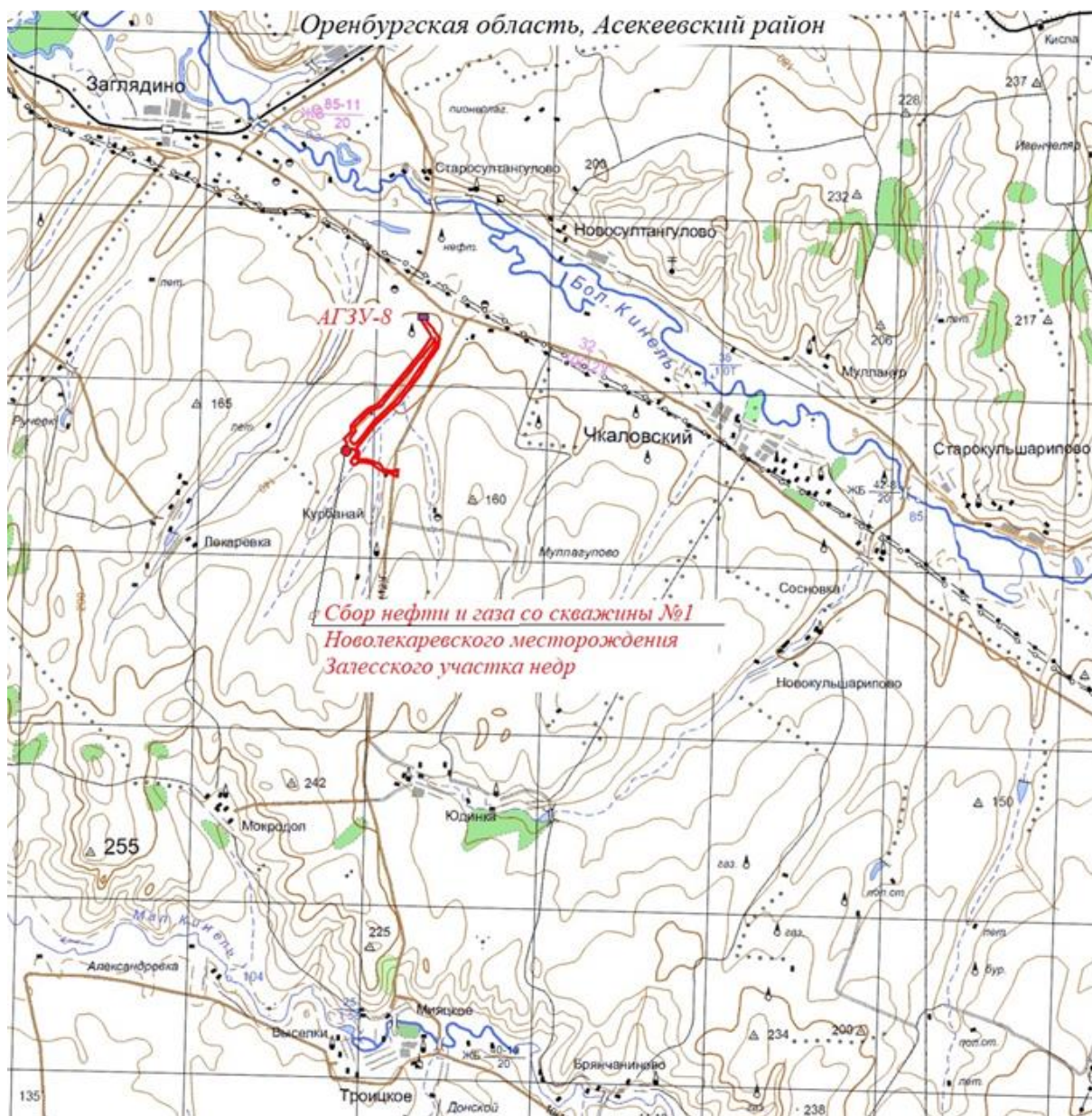


Рисунок 2.1 – Обзорная схема района работ

- район выполнения инженерных изысканий.

## 2.2 Климат

Климатическая характеристика составлена по данным многолетних наблюдений на МС Кинель-Черкассы согласно справкам, выданным ФГБУ «Приволжское УГМС» и приведенной в Приложении Д, С привлечением данных по СП 131.13330.2020 «Строительная климатология». Согласно ГОСТ 16350-80, район изысканий расположен в макроклиматическом районе с умеренным климатом, климатический район – умеренный II<sub>5</sub>. Согласно СП 131.13330.2020 (рисунок 1) территория изысканий относится к климатическому району I В.

**Температура воздуха.** Температура воздуха на территории по данным МС Кинель-Черкассы в среднем положительная и составляет 4,6°C (таблица 3.4). Самым жарким месяцем является июль (плюс 20,8 °С), самым холодным – январь (минус 12,6°C). Абсолютный максимум зафиксирован на отметке плюс 40,5°C, абсолютный минимум – минус 43,3°C. Средний из ежегодных абсолютных максимумов составляет плюс 35,9°C, средний из ежегодных абсолютных минимумов – минус 34,5°C. Средняя месячная максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июля) равна плюс 27,7 °С. Температура холодного периода (средняя температура наиболее холодной части

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ

Лист

6

отопительного периода) равна минус 17,2 °С. В таблицах 3.1-3.4 представлены температурные параметры воздуха района изысканий.

**Таблица 3.1 - Температура воздуха, °С**

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Средняя месячная температура воздуха (Приложение Д) МС Кинель-Черкассы (1966-2019 гг.)												
-12,6	-12,1	-5,3	6,3	14,7	18,9	20,8	18,7	12,5	4,7	-2,7	-9,2	4,6
Абсолютный максимум температуры воздуха (МС Кинель-Черкассы (1964-2019 гг.)												
+4,0	+5,5	+17,9	+31,2	+35,0	+39,2	+40,4	+40,5	+35,6	+23,1	+16,4	+6,4	+40,5
Абсолютный минимум температуры воздуха (МС Кинель-Черкассы (1964-2019 гг.)												
-43,3	-41,6	-35,0	-21,2	-8,2	-2,0	+3,0	-0,2	-6,6	-19,7	-33,2	-40,8	-43,3

Температурные параметры холодного периода на МС Кинель-Черкассы приведены в таблице 3.2. Температурные параметры теплого периода года на МС Кинель-Черкассы, опубликованные в СП 131.13330.2018 отсутствуют. Данные приняты по МС Самара и представлены в таблице 3.6.

**Таблица 3.2 - Температурные параметры холодного периода года (МС Кинель-Черкассы 1966-2019 гг.)**

Параметр	Значение	
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С, обеспеченностью	0,98	-40
	0,92	-36
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью	0,98	-34
	0,92	-30
Средний из абсолютных минимумов температуры воздуха за год, °С (1964 – 2019 гг)	-34,5	
Средний из абсолютных максимумов температуры воздуха за год, °С (1964 – 2019 гг)	35,9	

**Таблица 3.3 - Температурные параметры теплого периода года, МС Самара (СП 131.13330.2020)**

Температура воздуха, °С, обеспеченностью	Температура воздуха, °С, обеспеченностью	Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	Среднесуточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С
0,95	0,98	27,5	40	10,7
25	29			

Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ниже 0°С составляет 146 дня, выше 0°С – 219 дней, ниже 5°С – 103 дней, ниже 10°С – 73 дней.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Средние даты перехода среднесуточной температуры воздуха через заданные значения приведены в таблице 3.4-3.5.

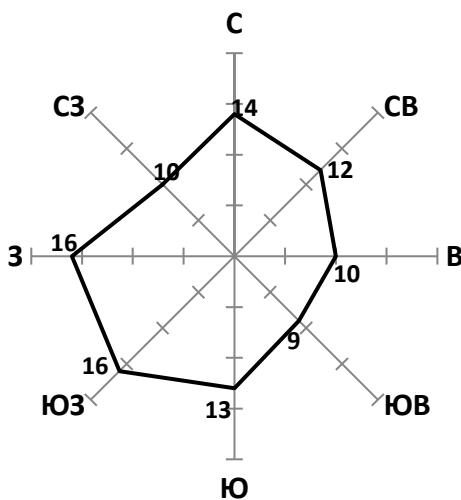
**Таблица 3.4 – Даты перехода средней суточной температуры воздуха через пределы 0,0°C, +5,0 °C, +10,0 °C весной и осенью (1964-2019 гг.) – МС Кинель-Черкассы**

Даты перехода средней суточной температуры воздуха через					
весна			Осень		
0°C	+5,0°C	+10,0°C	0°C	+5,0°C	+10,0°C
1.IV	15.IV	26.IV	06.XI	13.X	27.IX

**Таблица 3.5 – Даты перехода средней суточной температуры воздуха через пределы 0,0°C, -5,0 °C, -10,0 °C, 15°C весной и осенью (1964-2019 гг.) – МС Кинель-Черкассы**

Даты перехода средней суточной температуры воздуха через							
весна				Осень			
0°C	-5,0°C	-10,0°C	-15,0°C	0°C	-5,0°C	-10,0°C	-15,0°C
1.IV	13.III	20.II	19.I	06.XI	30.XI	09.XII	14.XII

**Ветер.** Ветер на территории преобладает западной четверти (42% повторяемости, рисунок 3.1), штиль за год составляет 16 %. Скорость ветра, вероятность превышения которой составляет 5% равна 5м/сек. В таблицах 3.5 - 3.9 представлены основные характеристики ветрового режима района изысканий.



**Рисунок 3.1 - Годовая повторяемость направлений ветра, % (Кинель-Черкассы)**

**Таблица 3.5 – Средняя месячная и годовая скорость ветра (МС Кинель-Черкассы (1993-2019 гг.), м/с**

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

**Таблица 3.6 – Годовая повторяемость направления ветра и штилей, % (1993-2019 гг) по МС Кинель-Черкассы**

Направление							
С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
14	12	10	9	13	16	16	10

**Таблица 3.7 – Повторяемость скорости ветра по градациям, % МС Кинель-Черкассы (1993-2019 гг.)**

Месяц										
0-1	2-3	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13	14-15	16-17	18-20	21-24
46,8	38,0	11,2	3,3	0,6	0,05	0,01	0	0,001	0	0

**Таблица 3.8 - 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

**Таблица 3.8 - Среднее число дней с сильным ветром МС Кинель-Черкассы, м/с, 1933-2019 гг**

Скорость ветра	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
≥8	16,8	15,2	18,4	22,3	24,6	20,9	21,1	20,3	18,7	19,8	16,8	16,6	232,0
≥15	1,6	1,9	2,7	3,2	3,8	2,0	1,5	1,0	1,4	1,4	1,7	1,9	24,0

Характеристики ветра района изысканий за холодный и теплый период года представлены по данным МС Самара.

**Таблица 3.9 - 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 ≤8°C	Преобладающее направление ветра за июнь-август	Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с
В	3,5	2,9	З	2,3

По карте районирования (карта 2, СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия») территория изысканий по давлению ветра относится к III району со значением показателя 0,38 кПа.

По картам районирования (ПУЭ-7) территория изысканий находится в IV ветровом районе со значением показателя 0,8 кПа (36 м/с), в зоне с частой и интенсивной пляской проводов (частота повторяемости пляски более 1 раз в 5 лет).

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

**Влажность воздуха.** Средняя месячная относительная влажность воздуха представлена в таблице 3.10. 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 3.10- Средняя месячная и годовая относительная влажность (%) воздуха (1964-2019 гг) МС Кинель-Черкассы**

I	II	II	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
82	80	81	69	58	65	67	67	71	78	85	84	74

Данные о среднемесячной относительной влажности воздуха за холодный и теплый периоды года приведены по данным МС в г. Самара по СП 131.13330.2020 и приведены в таблице 3.11.

**Таблица 3.11 - Средняя месячная относительная влажность воздуха, Самара (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	80	63	48

**Атмосферные осадки.** Осадки на территории составляют в среднем за год 470 мм (таблица 3.12). Главную роль в формировании стока играют осадки зимнего периода, большая часть жидких осадков расходуется на испарение и просачивание. Максимальное суточное наблюденное количество осадков на МС Кинель-Черкассы отмечено июле – 59 мм (таблица 3.12). Суточный максимум осадков 1% вероятности превышения принят по МС Кинель-Черкассы равен 65,3 мм.

**Таблица 3.12 - Среднее месячное и годовое количество осадков, мм (МС Кинель-Черкассы (1966-2019 гг.)**

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
38	31	28	31	32	53	47	41	44	44	41	40	470

**Таблица 3.13– Наибольшее суточное количество осадков, мм (1962-2019 гг) – МС Кинель-Черкассы**

Месяц											
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
24	43	43	40	27	45	59	51	37	32	26	24

В таблице 3.14 представлены данные о числе дней с осадками  $\geq 1,0$ мм (1966-2019 гг) – МС Кинель-Черкассы.

**Таблица 3.14– Число дней с осадками  $\geq 1,0$ мм (1966-2019 гг) – МС Кинель-Черкассы**

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
9,3	7,3	6,5	6,0	5,9	7,8	6,9	6,4	7,5	8,2	8,2	9,5	90

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

В таблице 3.15 представлены данные о количестве твердых, жидких и смешанных осадков за год.

**Таблица 3.15 – Количество твердых, жидких и смешанных осадков за год, МС Кинель-Черкассы**

Месяц	Количество осадков (мм)			% от общего количества осадков		
	жидкие	смешанные	твердые	жидкие	смешанные	твердые
1		12,5	29,7		29,6	70,4
2		13,0	22,2		37,1	62,9
3	0,8	24,4	8,9	2,2	71,7	26,1
4	22,5	10,5	0,5	67,2	31,4	1,4
5	37,6	0,5		98,8	1,2	
6	53,3			100,0		
7	47,9			100,0		
8	38,7			100,0		
9	44,6	0,1		99,9	0,1	
10	34,2	10,6	0,7	75,3	23,3	1,5
11	12,7	19,8	8,0	31,4	48,9	19,7
12	1,2	18,3	24,9	2,6	41,2	56,2
год	293,3	109,8	94,8	58,9	22,1	19,0

**Гололедно-изморозевые образования.** Гололедно-изморозевые отложения наблюдаются в период с сентября по март. По Карте 3 Районирование территории Российской Федерации по толщине стенки гололеда (СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия») район изысканий относится ко III району. Для данного района толщина стенки гололеда (b), превышаемая один раз в 5 лет, на элементах кругового сечения диаметром 10 мм, расположенных на высоте 10 м над поверхностью земли, равна 10 мм.

По нормативной толщине стенки гололеда  $b_z$  плотностью 0,9 г/см<sup>3</sup> (п. 2.5.46 ПУЭ 7) рассматриваемая территория изысканий находится в IV гололедном районе с нормативной толщиной равной 25 мм.

Среди **атмосферных явлений** на территории фиксируются туман, гроза, метель, пыльная буря (таблица 3.16). Согласно Карте районирования территории Российской Федерации по среднегодовой продолжительности гроз в часах земли (ПУЭ-7), интенсивность грозовой деятельности района изысканий составляет от 60 до 80 часов с грозой в год.

**Таблица 3.16 – Число дней с атмосферными явлениями МС Кинель-Черкассы**

	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Туман (1964-2019 гг)													
Среднее	1	2	3	1	0,5	0,4	0,6	0,7	2	2	3	1	17
Наибольшее	4	5	10	7	3	5	4	4	5	8	12	6	28

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

	Месяц												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Гроза (1993-2019 гг)													
Среднее	-	-	-	0,4	4	7	8	9	1	0,1	-	-	25
Наибольшее	-	-	-	2	10	13	14	13	5	1	-	-	41
Метель (1993-2019 гг)													
Среднее	2	3	1	0,1	-	-	-	-	-	0,1	0,2	2	8
Наибольшее	6	10	5	1	-	-	-	-	-	2	3	9	16
Пыльная буря (1993-2019 гг)													
Среднее							0,04						0,04

**Снежный покров.** Снег появляется чаще всего в первой декаде ноября, но он обычно долго не держится и тает. Средняя дата образования устойчивого снежного покрова приходится на 23 ноября. Максимальной мощности снег достигает к концу первой марта начале апреля. В начале апреля происходит его активное таяние, уплотнение и, как следствие, уменьшение высоты (таблицы 3.17 - 3.20). Окончательно снежный покров разрушается в начале второй декады апреля (средняя дата 10 апреля) (таблица 3.19). Расчетная высота снежного покрова 5 % вероятности превышения составляет 81 см.

**Таблица 3.17 – Средняя высота снежного покрова по постоянной рейке, см (1993-2019 гг) МС Кинель-Черкассы**

X			XI			XII			I			II			III			IV			Наибольш ие		
1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	Средн	Макс	Мин
-	-																						
		1	1	2	5	10	15	22	28	35	40	46	49	50	50	47	40	23	4		56	76	23

**Таблица 3.18 - Число дней со снежным покровом, даты появления и образования снежного покрова МС Кинель-Черкассы, 1993-2019 гг**

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 3.19 - Даты разрушения и схода снежного покрова МС Кинель-Черкассы, 1993-2019 гг**

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 3.20– Плотность снежного покрова МС Кинель-Черкассы, 1993-2019 гг

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																											
				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	

По карте районирования территория изысканий по нормативному значению веса снегового покрова земли относится к IV району (СП 20.13330.2016, карта 1) со значением показателя 2,0 кПа.

**Температура почвы.** Данные о средней месячной и годовой температуре поверхности почвы представлены в таблице 3.21. 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.

Таблица 3.21 – 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. Кинель-Черкассы представлена в таблице 3.22.

Таблица 3.22 – Максимальная за зиму глубина промерзания почвы, см (1970-2019 гг) МС Кинель-Черкассы

Глубина промерзания почвы, см	XI	XII	I	II	III	IV
Максимальная	54	92	121	138	143	136

Нормативная глубина промерзания грунта определена согласно СП 22.13330.2016 (п.п. 5.5.2-5.5.3) (таблица 3.23):

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

$$d_{fn} = d_0 \sqrt{M_t}, \text{ где} \quad (3)$$

$M_t$  - 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 3.23 - Нормативная глубина промерзания грунтов, м

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				





отношению к проектируемым сооружениям река протекает севернее. Минимальное расстояние до русла реки составляет 2,8 км.

Водосбор реки Бол. Кинель представляет собой полого-увалистую равнину, расположенную в области плато Высокого Заволжья. Бассейн реки асимметричен по форме: правый берег относительно высокий, левобережье отличается мягкостью очертаний. Долина реки на исследуемом участке хорошо выражена, трапецеидальной формы, шириной около 4 км. Склоны асимметричны: правый крутой (10-20 градусов), левый пологий (2-5 градуса). Пойма реки преимущественно двухсторонняя с наличием озер и стариц. Преобладающая растительность поймы – древесная смешанных пород (дуб, осина). Значительные участки поймы покрыты лугами, отдельные пространства заболочены.

Русло р. Бол. Кинель активно меандрирующее с выраженным плесово-перекатным характером. Приурезовая часть русла к концу вегетационного периода зарастает камышом, осокой. Берега в основном крутые (45-50 градусов), высотой 2-4 м, иногда до 8 м. На отдельных участках берега обрывистые со следами активного подмыва. Дно реки песчаное, на перекатах галечное, на плесах заиленное. Скорости течения в среднем составляют 0,2 м/с.

Река Кутлумбет (в верховье Уртачат) является левобережным притоком р. Бол. Кинель. Река берет начало юго-западнее с. Курбанай в 3,85 км близ ур. Султангуловский, протекает с юго-запада на северо-восток и впадает в старицу Старый Кинель в районе н.п. Новосултангулово. Длина водотока по картам М1:25000 составляет 12,5 км. Долина реки здесь выработанная, с пологими постепенно сливающимися с окружающей местностью склонами. Пойменное дно долины преобладает ровное, заросшее влаголюбивой растительностью, кустарником и деревьями. Ширина поймы изменяется от 20 до 150 м, русло реки меандрирующее, местами разветвленное на рукава. В естественных условиях представляет собой цепочку озеровидных расширений (шириной от 3 до 16 м) и пересыхающих участков. В районе устья р. Турчат зарегулировано земляной плотиной длиной около 70 м и шириной – 10-13м. характер берегов преимущественно спокойный. Берега высотой 1-1,5 м, заросшие кустарниковой растительностью. Открытые незадернованные участки и следы подмыва встречаются редко. Течение отсутствует.

Река Турчат – левобережный приток р. Кутлумбет. Берет начало юго-восточнее с. Лекаревка на расстоянии 2,36 км. Общая длина водотока составляет 5 км. Река течет в общем северо-восточном направлении. Район проектирования приурочен к нижней части водосбора реки. Пойма здесь двусторонняя, шириной до 150 м. Поверхность поймы покрыта травянистой растительностью. Русло умеренно извилистое в верхнем и нижнем течении пересыхающее. Вода может сохраняться в отдельных понижениях, но течения не образует. Берега реки умеренно крутые, высотой около 1 м. задернованы.

*Водоемы* в исследуемом районе представлены во множестве и приурочены в основном к пойменному дну долины р. Бол. Кинель и руслу малых рек. Ближайший водоем устроен на р. Кутлумбет в районе устья р. Турчат. Водоем образован земляной плотиной длиной около 70 м и шириной 10-13 м. Площадь водного зеркала составляет 0,039 км<sup>2</sup>.

## 2.7 Гидрогеологические условия

Подземные воды на период проведения полевых работ (сентябрь 2022 г) вскрыты локально, скважинами №№ 3-4, 6-7 появилась на глубине 3,0 м, установилась 31,9-2,1 м.

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

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ

Лист

15

### 3 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) категории инженерно-геологических условий:

1.1.1 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.

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

В административном отношении участок работ расположен на территории Асекеевского муниципального района Оренбургской области. Райцентр с. Асекеево находится в 6,9 км севернее района работ, областной центр г. Оренбург расположен в 235 км к юго-востоку.

В геоморфологическом отношении территория изысканий приурочен в основном к левобережному склону долины р. Бол. Кинель.

В геологическом строении участка на глубину до 10,0 м принимают участие аллювиальные четвертичные отложения (аQIV), перекрытые с поверхности современным почвенно-растительным слоем (еQIV).

В результате анализа пространственной изменчивости геологического строения, лабораторных данных и в соответствии с требованиями ГОСТ 20522-2012 в геолого-литологическом разрезе рассматриваемого участка изысканий до глубины 10,0 м выделен 1 инженерно-геологический элемент (приложение В).

ИГЭ-1 аQIV Глина коричневая, легкая, твердая, с дресвой и щебнем до 10%.

С поверхности отложения перекрыты почвенно-растительным слоем (еQIV) мощностью 0,2-0,3 м и насыпным грунтом толщиной 0,3 м.

На участке изысканий до глубины 10,0 м подземные воды на момент изысканий (сентябрь 2022 г.) вскрыты локально, скважинами №№ 3-4, 6-7 на глубине 3,0 м, установилась 1,9-2,1м.

По химическому составу вода гидрокарбонатно-сульфатная магниево-кальциевая, пресная, умеренно жёсткая (жёсткость карбонатная). Минерализация 0,5 г/л. общей жесткостью 5,92-5,97 мг-экв/дм<sup>3</sup>, рН 7,2-7,4.

Подземные воды неагрессивные к бетонам марки по водонепроницаемости W4 (группа цементов по сульфатостойкости I). Содержание 194,52-195,96 мг/дм<sup>3</sup> при содержании HCO<sub>3</sub>=198,32-200,15 мг-экв/дм<sup>3</sup>.

Согласно ГОСТ 31384-2008 грунтовые воды оцениваются как неагрессивные к бетонам всех марок. К железобетонным конструкциям слабоагрессивные при постоянном смачивании и периодическом смачивании.

Степень агрессивности грунтовых вод к металлическим конструкциям согласно СП 28.13330.2017 средняя по всем показателям.

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

Величина удельного электрического сопротивления изменяется в пределах 16,5-19,5 Ом\*м. Согласно ГОСТ 9.602-2016 коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали – высокая.

Согласно СП 28.13330.2017 табл. В.1, В.2 грунты по содержанию сульфатов (SO<sub>4</sub><sup>2</sup> 173,0-216,5 мг на кг грунта) неагрессивные к обычному бетону на портландцементе.

По содержанию хлоридов (Cl 43,8-78,0 мг на кг грунта) неагрессивные к арматуре железобетонных конструкций.

Грунт непросадочный, ненабухающий, незасоленный.

Нормативная глубина промерзания глин в регионе – 149 см.

По относительной деформации пучения: глина твердая – слабопучинистая.

Категории грунтов по трудности разработки соответствуют следующим пунктам классификации согласно ГЭСН 81-02-Пр-2020, таблица 1-1:

- почвенно-растительный слой – 9 а;
- глина твердая – 8 д.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## 4.1 Свойства грунтов

Естественным основанием проектируемых сооружений будут служить вышеописанные грунты, объединенные в инженерно-геологические элементы: ИГЭ-1.

Почвенно-растительный слой и насыпной слой основанием проектируемых сооружений являться не будет, поэтому его физико-механические свойства не изучались.

Результаты лабораторных исследований грунтов приведены в приложениях Г и Д.

Модули деформации для грунтов приняты по результатам трехосных испытаний, так как этот метод определения считается наиболее достоверным.

Прочностные характеристики даны по лабораторным данным.

Средние значения характеристик физических свойств грунтов, определенные в результате статистической обработки лабораторных исследований грунтов, представлены в таблицах 5.2.1.

Нормативные и расчетные значения показателей физико-механических свойств грунтов приведены в таблице 5.2.2 по результатам лабораторных исследований.

Таблица 5.2.1 - Нормативные и расчетные характеристики физических свойств грунтов

Номер инженерно-геологического элемента	Природная влажность $W_0, \%$	Плотность, $g/cm^3$			Плотность, $g/cm^3$ , при доверительной вероятности		Коэффициент пористости $e$	Коэффициент водонасыщения $S_r$	Влажность, %		Число пластичности $I_p, \%$	Показатель текучести $I_L$
		грунта $\rho$	сухого грунта $\rho_d$	частиц грунта $\rho_s$	0,85	0,95			на границе текучести $W_L$	на границе расквата $W_p$		
ИГЭ-1 Глина твердая	20,02	2,00	2,74	1,66	1,99	1,99	0,648	0,85	41,77	21,0	20,7	-0,05

Таблица 5.2.2 - Нормативные и расчетные значения показателей физико-механических свойств грунтов

Номер инженерно-геологического элемента	Наименование грунта	Удельный вес, $kN/m^3$			Удельное сцепление, МПа			Угол внутреннего трения, градус			Модуль деформации $E$ , МПа	
		$\gamma_0$	$\gamma_1$	$\gamma_2$	$C_n$	$C_{II}$	$C_I$	$\varphi_n$	$\varphi_{II}$	$\varphi_I$	компрессионный	по стабилометру
ИГЭ-1	Глина твердая	20,0	19,9	19,9	65	64	63	20	20	20	23	22

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

## 5 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 (сентябрь 2022 г) вскрыты локально, скважинами №№ 3-4, 6-7 появилась на глубине 3,0 м, установилась 31,9-2,1 м.

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ						19
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				







## 8 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта. Сведения о классе зон взрывопожароопасности технологических объектов и характеристик перекачиваемых жидкостей, категории наружных установок по пожарной опасности

Физико-химические свойства нефти приведены в таблицах 8.1.

Таблица 8.1 – Физико-химические свойства нефти пласта Б2

Наименование характеристики	Значение
Плотность нефти	0,887
Плотность жидкости	-
Вязкость при 20°С, мПа*с	36,37
Содержание сероводорода, %	1,44
Температура застывания нефти, гр С.	-31
Массовое содержание, % :	
Серы	2,81
Смол силикагелевых	4,90
Асфальтенов	1,60
Парафинов	5,30

Класс, категория, группа по взрывопожарной и пожарной опасности для технологических сооружений указаны в томе 4.5.7.1 022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ	Лист
							22

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.

## 9 Описание технологической схемы

В соответствии с заданием на проектирование (см. 022.1-П-185.000.000-ПЗ-01) настоящей проектной документацией предусматривается сбор и транспорт продукции скважины №1 Новолекаревского месторождения.

Выбор трасс и размещение проектируемых объектов произведен 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 производственных объектов, а также с учетом транспортных путей и коммуникаций, которые оказывают негативное влияние на безопасность проектируемых объектов.

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).

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

Комплект оборудования коррозионного мониторинга «АкКорД+» состоит из:

- устройство ввода РАСТ.298070.000 из ст. 09Г2С;
- ручка съемная РАСТ.301314.011;
- зонд ОСК РАСТ.040000.402-10-040;
- комплект плоских образцов-свидетелей коррозии (ОСК) РАСТ.427490.001;
- комплект крепления ОСК РАСТ.040030.001.

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 скважины № 1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр» предусматривается:

- обустройство проектируемой площадки скважины №1 Новолекаревского месторождения;
- строительство выкидного трубопровода от проектируемой скважины №1 Новолекаревского месторождения до АГЗУ-101;
- строительство нефтесборного коллектора от АГЗУ-101 до места врезки в нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-8.

Схема технологическая принципиальная сбора нефти и газа приведена на чертеже 022.1-П-185.000.000-ТКР-01-Ч-001.

Продукция скважины №1 под устьевым давлением, развиваемым погружным электронасосом, по проектируемому выкидному трубопроводу DN 80 поступает на проектируемую замерную установку АГЗУ-101, где осуществляется автоматический замер дебита скважины.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Далее продукция скважины № 1 Новолекаревского месторождения поступает в проектируемый нефтегазосборный трубопровод и далее по существующей системе сбора направляется на подготовку.

Технологическое оборудование и трубопроводы, предназначенные для эксплуатации в условиях контакта с агрессивными и коррозионно-опасными веществами, должны быть оснащены приборами и устройствами для контроля за коррозией и коррозионным растрескиванием.

Приборы и средства автоматизации приведены в томе 4.5.7.3 (022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02).

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 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.

## 10 Гидравлический расчет

### 10.1 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 трубопроводе от скважины № 1.

В настоящем разделе представлен расчёт пропускной способности проектируемых трубопроводов.

### 10.2 Исходные данные для расчета

В расчете были использованы следующие исходные данные:

- дебит и обводненность продукции скважины № 1 Новолекаревского месторождения (табл. 7.1), год максимальной добычи жидкости;
- прокладка трубопровода – подземная, без теплоизоляции, с покрытием, на глубине не менее 1,0 м от верхней образующей трубы;
- температура грунта принята 5 °С;
- давление в точке врезки на нефтегазосборном трубопроводе составляет 1,1 МПа;
- режим работы трубопроводов 365 суток.

Схема гидравлического расчета приведена на рис. 10.1.

Исходные данные и результаты расчета приведены в таблицах 10.1 – 10.3.

**Таблица 10.1 – Физико-химические свойства проектируемой скважины**

Скважины	Плотность, кг/м <sup>3</sup>		Обводненность, объемное содержание, %	Относительная плотность газа	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Вязкость нефти, сПз	
	нефти	воды				при 20 °С	при 5 °С
Скв. 1 Новолекаревского м/р	887	1179	7,53	1,227	96	36,37	72,7

**Таблица 10.2 – Исходные данные по трубопроводу**

Участок		Длина, м	Трубопровод		Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Пласт
			диаметр, мм	Перепад высот		
начало	конец					
Скв. 1	АГЗУ-101	194	89	6,7	61,5	Б2
АГЗУ-101	Т.вр	3779	159	-22,6	61,5	Б2

**Таблица 10.3 – Результаты гидравлического расчета**

Участок		Q м <sup>3</sup> /сут	Диаметр, мм	Длина, м	P <sub>н</sub> , МПа	P <sub>к</sub> , МПа	Потери давления, МПа/км	Скорость W, м/с
начало	конец							
Скважина № 1 Новолекаревского м/р	АГЗУ-101	61,5	89x6	194	1,08	1,06	0,10	0,54
АГЗУ-101	Т.вр.	61,5	159 x6	3779	1,06	1,1	-0,01	0,11

Взам. инв. №

Подп. и дата

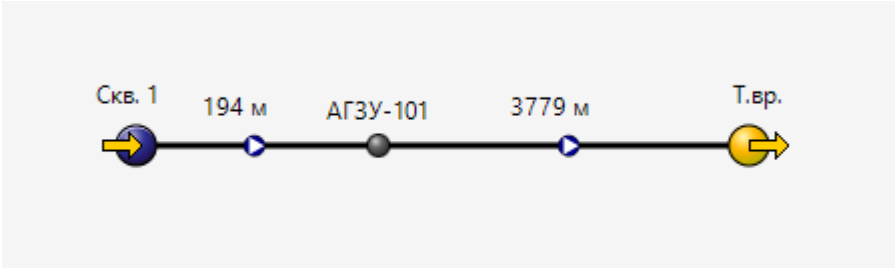
Инв. № подл.

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

022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ

Лист

25



**Рисунок 10.1 – Схема гидравлического расчета**

Результаты расчета показали, что максимальное избыточное давление на устье скважины № 1 составляет 1,08 МПа (10,8 кгс/см<sup>2</sup>) в следствии отрицательного перепада высот.

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

- от скважины № 1 до АГЗУ-101 – DN 80;
- от АГЗУ-101 до точки врезки – DN 150.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ

## 11 Обоснование необходимости применения антифрикционных присадок

В данном проекте антифрикционные присадки не используются.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.

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

Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода не проводилось. Расчёт толщины стенки и выбор материального исполнения трубопровода осуществлён в соответствии с [ГОСТ Р 55990-2014](#) по методике, представленной в разделе 12 данного документа.

### 12.1 Расчет трубопроводов на прочность, устойчивость и деформативность

Настоящий расчет выполняется согласно [ГОСТ Р 55990-2014](#). Определение толщины стенки для промышленных трубопроводов (участков) выполнено на категории С (средняя), В (высокая) и максимальное рабочее давление  $P_{раб} = 4,0$  МПа.

Исходные данные и результаты расчета толщины стенки выкидного трубопровода приведены в таблице 12.1.

**Таблица 12.1 – Исходные данные и результаты расчета толщины стенки**

Наименование параметра	Значение параметра
Назначение трубопровода	Выкидной трубопровод, Нефтеcборный коллектор
Нормативный документ, в соответствии с которым выполнен расчет	<a href="#">ГОСТ Р 55990-2014</a>
Диаметр $d_e$ , мм	89; 159
ГОСТ или ТУ на трубы	<a href="#">ГОСТ 31443-2012</a>
Класс прочности	не ниже КП360
Временное сопротивление $R_{un}$ , МПа	460
Предел текучести $R_{yn}$ , МПа	360
Рабочее (нормативное) давление $P_n$ , МПа	4,0
Давление испытания на прочность, МПа	4,4
Категория трубопровода	С/В*
Парциальное давление сероводорода, МПа	0,0384
Коэффициенты надежности:	
- по ответственности трубопровода $\gamma_n$	1,10
- по условиям работы трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты $\gamma_{ds}$	0,637/0,510*
- по материалу при расчете по прочности $\gamma_{mi}$	1,4

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ

Лист

28

Наименование параметра	Значение параметра
- по материалу при расчете по текучести $\gamma_{ту}$	1,15
- надежности по давлению $\gamma_{fp}$	1,20
- по условиям работы $\gamma_d$	0,767/0,637*
Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по текучести материала труб для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты $R_{ys}$ , МПа	123,4/98,8*
Расчетная толщина стенки трубы $t$ , мм	1,8/2,2*; 2,4/2,6*
Прибавка на минусовое отклонение толщины стенки $C_1$ , мм	0,75
Прибавка на коррозию и износ $C_2$ , мм	2,0
Расчетная толщина стенки	4,5/5,0*; 5,5/5,8*
Номинальная толщина стенки $t_{ном}$ , мм	4,5/5,0*; 5,5/5,8*
Принятая толщина стенки, мм	6,0
Расчетный срок службы, лет	20

\* - в числителе приведены значения для участков трубопровода, относящихся к категории «Н», в знаменателе – для участков трубопровода, относящихся к категории «С».

Для обеспечения срока службы трубопровода не менее 20 лет расчетом предусматривается прибавка на коррозию и износ, определяемая исходя из допускаемой скорости коррозии 0,1 ÷ 0,2 мм/год.

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 12.2.

**Таблица 12.2 – Исходные данные и результаты расчетов на прочность и устойчивость**

Наименование параметра	Значение параметра
Назначение трубопровода	Выкидной трубопровод, Нефтеcборный коллектор
Наружный диаметр трубопровода $D_n$ , мм	89; 159
Толщина стенки, мм	6
Внутренний диаметр трубопровода $D_{вн}$ , мм	77; 147
Класс прочности	не ниже КП360

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

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



		Наименование параметра	Значение параметра				
		Временное сопротивление $R_{un}$ , МПа	460				
		Предел текучести $R_{yn}$ , МПа	360				
		Коэффициент линейного расширения $\alpha$ , град-1	0,000012				
		Модуль упругости $E$ , МПа	$2,06 \times 10^5$				
		Коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона) $\mu$	0,30				
		Расчетный температурный перепад $\Delta t$ , °С	50*				
		Продольное напряжение в трубопроводе на упругоизогнутых участках от расчетных нагрузок и воздействий, $\sigma_l$ МПа:					
		$\sigma_l^1$	-51,81; -22,64				
		$\sigma_l^2$	-174,03; -186,41				
		Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления $\sigma_{кц}$ , МПа	76,13; 77,44				
		Эквивалентные напряжения, МПа	194,30; 225,05				
		Расчетные коэффициенты для проверки условия прочности:					
		- для продольных напряжений $f_l$	-				
		- для эквивалентных напряжений $f_{eq}$	0,90				
		Контрольное значение для проверки условия прочности:					
		- для продольных напряжений, $A$ , МПа	-				
		- для эквивалентных напряжений, $B$ , МПа	221				
		Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода $S$ , МН	0,20				
		Коэффициент учета высоты засыпки, К	3,00				
		Предельная несущая способность грунта при выпучивании трубопровода, $q_s^*$ , МН/м	0,0072; 0,0129				
		Предельное сопротивление перемещениям трубопровода вверх, $q^*$ , МН/м	0,0073; 0,0131				
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ				30
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Наименование параметра	Значение параметра
Значение критического продольного усилия, МН: - для крутоизогнутых участков $N_{CR}^1$ - для прямолинейных участков, $N_{CR}^2$	0,41; 0,98 13,67; 24,43
Коэффициент запаса общей устойчивости $k_{u.b.}$	1,30
Контрольное значение для проверки общей устойчивости крутоизогнутых участков трубопровода, $C$ , МН: - для крутоизогнутых участков, $C_1$ - для прямолинейных участков, $C_2$	0,32; 0,75 10,51; 18,80

\* - в числителе приведены значения для участков трубопровода, относящихся к категории «С», в знаменателе – для участков трубопровода, относящихся к категории «В».

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.

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

Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопроводов DN 80 – 150 м, DN 150 – 200 м.

Принятый срок службы проектируемого трубопровода составляет 20 лет.

### 12.1.1 Материальное исполнение трубопроводов

Материальное исполнение трубопровода – стандартное или стойкое к СКР, выбиралось с учетом параметров технологического процесса, характеристики коррозионно-агрессивной среды согласно таблице № 1 приложения 2 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

В продукции скважины № №1 Новолекаревского месторождения отсутствует сероводород.

Материальное исполнение выкидного трубопровода принято из стали 20 группа А повышенной эксплуатационной надежности, класса прочности не ниже КП360, с заводским

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ	Лист
							31

двухслойным наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа в соответствии с [ГОСТ Р 51164-98](#) при подземной прокладке и без покрытия при надземной прокладке.

Допускается применение стальных труб из других марок стали повышенной коррозионной стойкости, изготовленных по другой технологии изготовления, из стали класса прочности не ниже КП360.

На выкидном трубопроводе в обвязке узла подключения проектируемого трубопровода к существующему, предусматривается установка запорной арматуры из стали низколегированной повышенной коррозионной стойкости, герметичность затвора класса А, с ручным приводом (30с15нж).

Срок службы проектируемого оборудования и технических устройств (трубопроводов, арматуры) составляет не менее 20 лет.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.



безопасности» определены классы взрывоопасных зон и их размеры на сооружениях системы сбора и транспорта продукции скважины №1 Новолекаревского месторождения.

К основным параметрам технологического процесса относятся давление, температура и производительность. Давление системы сбора составляет 4,0 МПа, температура +5...+20 °С.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Лист
34

### 13.3 Выкидной трубопровод и нефтесборный коллектор

Проектной документацией предусматривается:

- Подземная прокладка от скважины №1 Новолекаревского месторождения до АГЗУ-101 длиной 193,78 м;
- Подземная прокладка от нефтесборного коллектора от АГЗУ-101 до места врезки в нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-8 длиной 3775,57 м.

Строительство и монтаж нефтепроводов предусматривается в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014, [СП 284.1325800.2016](#).

Схема технологическая принципиальная сбора нефти и газа представлена на чертеже 022.1-П-185.000.000-ТКР-01-Ч-001.

План нефтепроводов приведен на чертеже 022.1-П-185.000.000-ТКР-01-Ч-003.

В соответствии с п. 6.2 табл. 1 [ГОСТ Р 55990-2014](#) жидкость, транспортируемая по выкидному трубопроводу от скважины №1 Новолекаревского месторождения до АГЗУ-101 и нефтесборному коллектору от АГЗУ-101 до места врезки в нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-8 относится к категории 6.

В соответствии с п. 7.1.3 и п. 7.1.7 [ГОСТ Р 55990-2014](#) выкидной трубопровод от проектируемой скважины №1 Новолекаревского месторождения до АГЗУ-101 и нефтесборный коллектор от АГЗУ-101 до места врезки в нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-8 относятся к III классу, категории «С».

К категории «В» относятся:

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

Выкидной трубопровод от скважины №1 Новолекаревского месторождения до АГЗУ-101 запроектирован из труб стальных бесшовных горячедеформированных нефтегазопроводных по [ГОСТ 31443-2012](#) наружным диаметром 89 мм, толщиной стенки 6,0 мм, длиной 9800 мм (мерная длина), повышенной точности изготовления, из стали марки 20, изготавливается по группе А [ГОСТ 31443-2012](#), класса прочности не ниже КП360 по ГОСТ 31443-2012, повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности:

- 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.

Нефтесборный коллектор от АГЗУ-101 до места врезки в нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-8 запроектирован из труб стальных бесшовных горячедеформированных нефтегазопроводных по [ГОСТ 31443-2012](#) наружным диаметром 159 мм, толщиной стенки 6,0 мм, длиной 9800 мм (мерная длина), повышенной точности изготовления, из стали марки 20, изготавливается по группе А [ГОСТ 31443-2012](#), класса прочности не ниже КП360 по ГОСТ 31443-2012, повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности:

- 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 стальных труб из других марок стали повышенной коррозионной стойкости, изготовленных по другой технологии изготовления, из стали класса прочности не ниже КП360.

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.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ						Лист
															35







Согласно п. 903 Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в таблице 13.3 установлены опасные зоны при гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний.

**Таблица 13.2 – 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 13.3 – Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов**

Условный диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны при давлении испытания 82,5 кгс/см <sup>2</sup> в обе стороны от оси трубопровода, м	Радиус опасной зоны при давлении испытания 82,5 кгс/см <sup>2</sup> в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м	Радиус опасной зоны при давлении испытания свыше 82,5 кгс/см <sup>2</sup> в обе стороны от оси трубопровода, м	Радиус опасной зоны при давлении испытания свыше 82,5 кгс/см <sup>2</sup> в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м
100–300	75	600	100	900

### 13.3.2 Защита от коррозии

Для защиты проектируемых трубопроводов от внутренней коррозии предусматривается:

- применение труб повышенной коррозионной стойкости;
- применение устройства контроля скорости коррозии в соответствии с требованиями п. 48 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», устанавливаемым на подходе врезки проектируемого трубопровода к существующему трубопроводу.

Для защиты от почвенной коррозии предусматривается:

- строительство трубопроводов из труб, поверхность которых покрыта гидроизоляцией с наружным двухслойным полиэтиленовым защитным покрытием, выполненной в заводских условиях;
- покрытие сварных стыков трубопроводов комплектом изоляционных материалов «ПИК» конструкция № 2 по ТУ 2293-006-94274904-2007;
- покрытие наружной поверхности деталей трубопроводов, труб для изготовления гнутых отводов комплектом изоляционных материалов «ПИК» конструкция № 1 по ТУ 2293-006-94274904-2007.

Комплект изоляционных материалов «ПИК» конструкция № 2:

- Праймер ПРИЗ;
- Лента ПРИМА летняя 90x2,2 мм – 1 слой;
- Муфта ИЗТМ 89x450 мм – 1шт.;

Комплект изоляционных материалов «ПИК» конструкция № 1:

- Праймер ПРИЗ;
- Лента ПРИМА летняя толщиной 2,2 мм шириной 90 мм – 1 слой;
- Лента ТОЗ либо полимерная липкая оберточная лента 90x1,2 мм – 1 слой.

В зоне перехода надземных участков трубопроводов в подземные - надземные участки покрываются гидроизоляцией усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» на высоту 0,3 м.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ	Лист
							38

Перед нанесением гидроизоляции поверхность металла очищается от продуктов коррозии, обезжиривается, обеспыливается. Степень очистки поверхности металла – «третья» по [ГОСТ 9.402-2004](#). 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.

Для защиты от атмосферной коррозии наружная поверхность трубопроводов, арматуры и металлоконструкций очищается от продуктов коррозии, обезжиривается, наносится система покрытий общей толщиной 200 мкм в соответствии с СП 28.13330.2012.

Рекомендуемая конструкция покрытия:

- грунт ГФ-021 (ГОСТ 25129-82) - 1 слой;
- эмаль ПФ-115 (ГОСТ 6465-76) - 2 слоя.

Степень очистки поверхностей - «вторая» по ГОСТ 9.402-2004.

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».

Покрытия должны соответствовать [ГОСТ Р 51164-98](#) «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии», [СП 245.1325800.2015](#) «Защита от коррозии линейных объектов и сооружений в нефтегазовом комплексе. Правила производства и приемки работ».

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

Применяемые средства защиты от возможных видов коррозии обеспечивают безаварийное функционирование ПТ в соответствии с условиями и сроком эксплуатации с п. 76 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной в нефтяной и газовой промышленности».

Лакокрасочные материалы должны иметь сертификаты качества, пожарный сертификат, гигиенические заключения.

Мероприятий по защите трубопроводов от увеличения температуры транспортируемой жидкости выше допустимой не требуется.

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

Переход трубопровода через подъездную дорогу осуществляются открытым способом в защитном футляре из труб стальных электросварных прямошовных 325х10 из стали 20, гр. В по ГОСТ 10704-91, ГОСТ 10705-80 с наружным заводским полиэтиленовым покрытием усиленного типа 3У по ТУ 1390-004-32256008-03. Концы футляров, устанавливаемые на участках переходов трубопровода через грунтовые дороги, выводятся на 5 м от бровки земляного полотна.

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

### 13.5 Пересечения с коммуникациями

Ведомость пересечений, проектируемых нефтепровода с существующими инженерными коммуникациями приведена в приложении (см. Приложение В).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

В месте пересечения проектируемого трубопровода с подземными кабелями связи последние заключаются в защитные футляры из швеллера 14П, длиной равной ширине траншеи +2 метра с каждой стороны траншеи, торцы футляров заделаны гидроизоляционными материалами. Расстояние в свету между верхней образующей проектируемых трубопроводов и нижней образующей защитных футляров составляет не менее 0,5 м, пересечения выполняются под углом не менее 60°.

При пересечении трубопровода с инженерными коммуникациями расстояние в свету от нижней образующей каждого существующего трубопровода до верхней образующей проектируемого трубопровода должно быть не менее 0,35 м, пересечения выполняются под углом не менее 60°.

При пересечении траншеи с подземными коммуникациями разработка грунта механизированным способом разрешается на расстоянии не менее 2 метров от оси и не менее 1 метра над верхом коммуникации. Грунт, оставшийся после механизированной разработки, должен дорабатываться вручную, без применения ударных инструментов. Засыпку траншеи в местах пересечения трубопроводов производить слоями грунта толщиной не более 0,1 м с тщательным уплотнением.

По трассе трубопровода, в местах его пересечений с подземными коммуникациями, устанавливаются закрепляющие знаки, высотой 1,5-2 м, содержащие информацию о местоположении оси трубопровода, пикете трассы, номера телефона эксплуатирующей организации.

В соответствии с требованиями ПУЭ Издание 7 таблица 2.5.40 расстояние при пересечении от подземной части опоры или заземлителя ВЛ-10 кВ до проектируемого трубопровода не менее 5 м.

При пересечении трубопровода с проектируемой ВЛ-10 кВ работы в охранной зоне (по 10 м в каждую сторону от крайних проводов) выполнять под непосредственным руководством лица, ответственного за безопасное производство работ, при условии соблюдения требований организационных и технических мероприятий по обеспечению электробезопасности по ГОСТ Р 12.1.019-2009. При этом расстояние по воздуху от машины (механизма) или от ее выдвижной или поднимаемой части, а также от рабочего органа или поднимаемого груза в любом положении (в том числе и при наибольшем подъеме или вылете) до ближайшего провода, находящегося под напряжением, должно быть не менее 2 м для ВЛ-10 кВ.

При невозможности соблюдения данных требований, работы проводить по согласованию с эксплуатирующей организацией, только при снятом напряжении.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ						40
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

Объем автоматизации линейного объекта выполнен согласно техническим требованиям на системы автоматизации и связи объекта «Сбор нефти и газа со скважины № 1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр» (см. 022.1-П-185.000.000-ПЗ-01).

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.

Подробное описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе на данном объекте, приведено в томе 4.5.7.3 022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02 «Автоматизированная комплексная».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ	Лист
							41	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

# 15 Перечень мероприятий по энергосбережению

Мероприятия по энергосбережению в проекте не разрабатываются.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ

## 16 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства 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. 022.1-П-185.000.000-ПОС-01).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ			43

## 17 Защита от внутренней и наружной коррозии трубопроводов, от АСПО, гидратообразований и отложения солей, диагностики и внутренней очистке труб

Защита трубопроводов от почвенной и внутренней коррозии приведена в разделе 13.3.2.

Для защиты трубопроводов от внутренней коррозии настоящим проектом предусматривается применение труб стальных бесшовных повышенной эксплуатационной надежности из стали 20 класса прочности не ниже К42, по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-74.

Для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) на выкидном трубопроводе предусматривается подача пара от передвижного агрегата ППУ через рукав, подключаемый к арматуре в обвязке устья проектируемых скважин.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## 18 Описание проектных решений направленных на соблюдение требований технологических регламентов и перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

Для обеспечения безаварийной эксплуатации сооружений системы сбора продукции скважины, сокращения выбросов вредных веществ в окружающую среду проектной документацией предусмотрено:

- сбор продукции скважины осуществляется по напорной однострунной герметизированной системе;
- выбор оптимального диаметра трубопроводов для транспорта продукции скважины в пределах технологического режима;
- выбор материального исполнения труб в соответствии с коррозионными свойствами перекачиваемой продукции;
- установка электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;
- автоматический контроль параметров работы оборудования, средства сигнализации и автоматические блокировки;
- автоматическое отключение электродвигателя глубинного насоса скважины при отклонениях давления в выкидном трубопроводе - выше и ниже допустимого значения;
- покрытие гидроизоляцией усиленного типа сварных стыков трубопроводов, деталей трубопроводов;
- обвалование устья скважины с целью предотвращения растекания нефтесодержащей жидкости по поверхности земли;
- 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, на пересечении с подземными коммуникациями и дорогой установлены опознавательные и запрещающие знаки.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нормальном режиме работы проектируемых объектов представлены в томе 7.1 «Мероприятия по охране окружающей среды» (022.1-П-185.000.000-ООС-01).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ



## 19 Описание вида, состава и объема отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями

Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов представлены в томе 7.1 «Мероприятия по охране окружающей среды» (022.1-П-185.000.000-ООС-01).

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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## 20 Описание состава и количества выбросов (сбросов), перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нормальном режиме работы проектируемых объектов представлены в томе 7.1 «Мероприятия по охране окружающей среды» (022.1-П-185.000.000-ООС-01).

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## 21 Результаты расчетов количества и состава вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при регламентированном режиме работы проектируемого объекта «Сбор нефти и газа со скважины № 1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр» представлены в томе 7.1 «Мероприятия по охране окружающей среды» (022.1-П-185.000.000-ООС-01).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									48
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ			

## 22 Выбор трассы и размещение оборудования

Выбор трасс и размещение проектируемых объектов произведен на основе результатов количественного анализа риска аварий (см. 022.1-П-185.000.000-ПРБ-01) с учетом следующих параметров:

- рельефа местности, с учетом возможности прохождения трасс по наиболее благоприятным участкам спокойного рельефа, исключающие возможность попадания в лесные полосы и места постоянных водотоков;
- существующей инфраструктуры коммуникаций на участке прохождения трасс проектируемых нефтепроводов, для возможности прокладки трубопроводов, обеспечивающей удобство обслуживания, соблюдение нормативных разрывов от существующих объектов нефтедобычи и транспортировки;
- археологической изученности района строительства нефтепроводов;
- возможности строительства нефтепроводов на землях собственников по трассе прокладки трубопроводов;
- размещения проектируемых объектов на безопасных расстояниях до населенных пунктов;
- возможности размещения средств электрохимической защиты.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									49
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ			

## 23 Опасные участки трасс трубопроводов, на которых предусмотрены дополнительные меры, направленные на снижение риска аварий

В соответствии 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 выкидного трубопровода отсутствуют.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ						50
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

## 24 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащённости

Перечень профессий и квалификационный состав обслуживающего персонала принят в соответствии с [ОК 016-94](#) «Общероссийский классификатор профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов».

Расчет численности, необходимой для эксплуатации проектируемых сооружений, определен в соответствии с «Типовыми нормативами численности рабочих нефтегазодобывающих управлений нефтяной промышленности».

Обслуживание добывающих скважин будут осуществлять операторы по добыче нефти и газа. Обслуживание трубопроводов будут осуществлять трубопроводчики линейные.

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.

Оснащение рабочих мест обеспечивает:

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

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.

Место постоянного нахождения персонала: на площадке ЦДНГ СГМ (пос. Первомайский) Оренбургской области на расстоянии 12 км от проектируемой скважины.

Обслуживание трубопроводов будет осуществляться существующей бригадой ООО «ННК-Оренбургнефтегаз», без увеличения численности. Места постоянного нахождения рабочего персонала обеспечены теплом, электроэнергией, питьевой водой и др.

Помещения бригады находятся в здании со всеми инженерными коммуникациями помещений. В здании предусмотрены служебно-бытовые помещения, а также комната для сушки спецодежды, склад, помещение для приема пищи, комната отдыха, раздевалка для спецодежды.

Ремонтные работы и уборка 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-Оренбургнефтегаз».

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.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

## 25 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта

Технологический процесс сбора и транспорта продукции скважины связан с рядом опасных факторов: высокое давление, большие объемы взрывопожароопасных веществ – попутного нефтяного газа и нефти, их токсичность.

К самостоятельной работе допускаются лица, достигшие восемнадцатилетнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью.

Обслуживающий персонал должен проходить обучение, инструктаж, и проверку знаний по охране труда.

Основными мероприятиями, обеспечивающими защиту персонала при возможных аварийных ситуациях, являются:

- оповещение о возможной аварии и об угрозе чрезвычайной ситуации;
- наличие средств индивидуальной защиты (СИЗ). Для надежной защиты органов дыхания, зрения и кожи лица от отравляющих веществ, обслуживающий персонал должен обеспечиваться индивидуальными фильтрующими противогазами и фильтрующими коробками марки А либо БКФ, либо КД, объект – комплектом шланговых противогазов марки ПШ-1, ПШ-2 в соответствии с существующими нормами;
- наличие средств пожаротушения;
- оснащение персонала спецодеждой и спецобувью;
- комплексное защитное устройство для защиты персонала от поражения электрическим током;
- наличие медицинской аптечки для оказания первой медицинской помощи пострадавшим;
- обучение персонала безопасным приемам и методам работы на опасном производстве, проведение инструктажа по технике безопасности, пожарной безопасности.

Защита от статического электричества и молниезащита обеспечивают безопасное обслуживание и ремонт оборудования, электроустановок, приборов и щитов.

Для исключения возможных аварийных ситуаций, взрывов, пожаров, травмирования людей необходимо соблюдение правил безопасного ведения технологического процесса.

Для обеспечения безопасной эксплуатации системы сбора и транспорта продукции скважины предусматривается автоматическое и дистанционное управление технологическим процессом.

Необходимо проведение систематического осмотра (по графику) трассы с целью контроля состояния линейной части, арматуры и сооружений.

При эксплуатации сооружений системы сбора продукции скважины необходимо строгое соблюдение следующих требований пожарной безопасности:

- запрещается использование противопожарного инвентаря и первичных средств пожаротушения для других нужд, не связанных с их прямым назначением;
- запрещается загромождение и засорение дорог, проездов, проходов с площадок и выходов из помещений;
- запрещается курение и разведение открытого огня на территории устья скважины, замерной установке;
- запрещается обогрев трубопроводов, заполненных горючими и токсичными веществами, открытым пламенем;
- запрещается движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов системы сбора, где возможно образование взрывоопасной смеси, без оборудования выхлопной трубы двигателя искрогасителем;
- запрещается производство каких-либо работ при обнаружении утечек газа и нефти, немедленно принимаются меры по их ликвидации.

При проведении ремонтных работ рабочие должны быть соответственно экипированы, а рабочие места подготовлены в соответствии с требованиями техники безопасности.

Производство огневых работ должно осуществляться по наряду-допуску на проведение огневых работ.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Перед началом проведения огневых работ на трубопроводах необходимо продуть открытую траншею, взять анализ воздуха для определения возможности ведения в ней огневых работ.

Места производства работ, установки сварочных аппаратов должны быть очищены от горючих материалов в радиусе 5 метров. Расстояние от сварочных аппаратов и баллонов с пропаном и кислородом до места производства работ должно быть не менее 10 метров. Баллоны с пропаном и кислородом должны находиться в вертикальном положении, надежно закрепляться не ближе 5 м друг от друга.

Места проведения огневых работ должны быть обеспечены необходимыми средствами пожаротушения.

При производстве сварочных работ запрещается:

- производить сварку, резку и нагрев открытым огнем аппаратов, трубопроводов с горючими и токсичными веществами, находящимися под давлением;
- пользоваться при огневых работах одеждой и рукавицами со следами масел, жиров, бензина, керосина и других горючих материалов.

Принятые в проектной документации решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил РФ и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию трубопровода при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				





## 27 Обоснование безопасного расстояния от оси трубопровода до населенных пунктов, инженерных сооружений, а также при параллельном прохождении трубопровода с указанными объектами


Расстояния от проектируемого выкидного трубопровода до населенных пунктов, инженерных сооружений при параллельном следовании или сближении приняты в зависимости от класса и диаметра трубопроводов, с учетом обеспечения безопасности существующих объектов (расчетов оценки риска от воздействия промышленных трубопроводов, являющихся опасными объектами, на населенные пункты и другие существующие объекты) в соответствии с таблицей 6 [ГОСТ Р 55990-2014](#).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## 28 Приложения

## Приложение А

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

<b>ТАМОЖЕННЫЙ СОЮЗ</b>					
<b>СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ</b>					
№ ТС <u>RU.C-RU.ГБ08.A.02499</u>					
Серия RU № <b>0408728</b>					
<p><b>ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ</b> Взрывозащищенного Оборудования Закрытого Акционерного Общества Испытательный Центр Технических Измерений, Безопасности и Разработок (ОС ВО ЗАО ТИБЕР). 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 Горькоостательная, дом 1, строение А. Регистрационный номер RA.RU.11ГБ08, дата регистрации аттестата аккредитации органа по сертификации 01.04.2016. Телефон: 8 (495) 280-16-56, адрес электронной почты: rpv@tiber.ru, info@tiber.ru.</p>					
<p><b>ЗАЯВИТЕЛЬ</b> Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «СОНАР», ОГРН 1175835000769. Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности: 440056, город Пенза, улица Терновского, дом 135, Российская Федерация. Телефон: +78005506551, адрес электронной почты: akkord@sonar.penza.com.ru</p>					
<p><b>ИЗГОТОВИТЕЛЬ</b> Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «СОНАР», ОГРН 1175835000769. Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 440630, город Пенза, улица Гагарина, дом 11а, Российская Федерация.</p>					
<p><b>ПРОДУКЦИЯ</b> Комплект оборудования коррозионного мониторинга "АкКорД+" РАСТ.366640.002, изготовленного в соответствии с техническими условиям РАСТ.366640.002 ТУ. Иные сведения о продукции, обеспечивающие ее идентификацию, смотри Приложение (бланки №№ 0352708, 0352709, 0352710, 0352711, 0352712). Партия (наименование оборудования и количество указано в Приложении, бланк № 0352707). Реквизиты товаросопроводительной документации: Накладная № 1 от 31.03.2017 на передачу готовой продукции в места хранения.</p>					
<p><b>КОД ТН ВЭД ТС</b> согласно Приложения (бланк № 0352707)</p>					
<p><b>СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ</b> Технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011).</p>					
<p><b>СЕРТИФИКАТ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ</b> Протокола испытаний № 2418/2292-Ех от 18.05.2017. Испытательной лабораторией взрывозащищенного оборудования Закрытого акционерного общества Испытательный Центр Технических Измерений, Безопасности и Разработок, регистрационный номер аттестата аккредитации RA.RU.21ГБ08. Технической документации изготовителя. Схема сертификации Зс.</p>					
<p><b>ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ</b> Сведения о стандартах, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента, приведены в Приложении (бланк № 0352714). Условия и сроки хранения, срок службы (годности) приведены в Приложении (бланк № 0352710).</p>					
<p><b>СРОК ДЕЙСТВИЯ</b> С <u>24.05.2017</u> ПО <u>не установлен</u> <b>ВКЛЮЧИТЕЛЬНО</b></p>					
<p> Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации <u>Полосарев Михаил Валерьевич</u> (подпись)</p>					
<p>Эксперт (эксперт-аудитор) <u>Ермаков Андрей Александрович</u> (подпись) (эксперты (эксперты-аудиторы))</p>					

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ

Лист

56

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

<b>ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ</b>					
<b>СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ</b>					
№ ЕАЭС RU C-RU.MH10.B.00186/19					
Серия RU № 0131755					
<p><b>ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ</b> продукции и услуг "Башкирский центр сертификации и тестирования" Общества с ограниченной ответственностью "АРТГРУПП". Адрес места нахождения: Российская Федерация, 450005, Республика Башкортостан, город Уфа, улица 50-летия Октября, дом 24, офис 309. Регистрационный номер аттестата аккредитации RA.RU.10MH10 от 24.06.2015. Телефон +7(347)2460717, адрес электронной почты artgrupp10@rambler.ru.</p> <p><b>ЗАЯВИТЕЛЬ</b> Акционерное общество "Благовещенский арматурный завод". Адрес места нахождения: улица Седова, дом 1, город Благовещенск, Республика Башкортостан, Российская Федерация, 453430. ОГРН: 1020201699715. Номер телефона +7(34766)2-13-78, адрес электронной почты baz@omk.ru.</p> <p><b>ИЗГОТОВИТЕЛЬ</b> Акционерное общество "Благовещенский арматурный завод". Адрес места нахождения: улица Седова, дом 1, город Благовещенск, Республика Башкортостан, Российская Федерация, 453430.</p> <p><b>ПРОДУКЦИЯ</b> Задвижки клиновые с выдвигным шпинделем, DN от 50 до 800; PN от 1,6 до 25,0 МПа (от 16 до 250 кгс/см<sup>2</sup>).          Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 3741-006-07533604-01 "Задвижки клиновые на PN 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 10,0; 12,5; 16,0; 25,0 МПа (16; 25; 40; 63; 100; 125; 160; 250 кгс/см<sup>2</sup>). Технические условия".          Серийный выпуск.</p> <p><b>КОД ТН ВЭД ЕАЭС</b> 8481 80 690 0</p> <p><b>СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ</b> ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования"</p> <p><b>СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ</b> Протокола испытаний № 171.719.32.01 от 10.06.2019 Независимого испытательного центра "ТЕСТ-ЕВРАЗИЯ" Общества с ограниченной ответственностью "Квалитет-Эксперт", аттестат аккредитации № RA.RU.21ЧС73, акта о результатах анализа состояния производства № 116ТС-19 от 17.05.2019, паспорта ЗКП 80-16 ПС от 15.05.2019, руководства по эксплуатации БА 11060-050 РЭ от 07.08.2017, обоснования безопасности 3741-006-07533604-2014 ОБ от 27.03.2014, силового и прочностного расчета ЗК 80-16 РР1 от 05.04.2019, сборочного чертежа БА 11139-080 СБ от 19.03.2015, протокола № 530027-250-2019 прямо-сдаточных испытаний задвижки клиновой от 17.05.2019, свидетельства об аттестации технологии сварки №АЦСТ-5-05140 от 12.07.2018, свидетельства об аттестации сварочного оборудования №АЦСО-5-02244 от 06.08.2018, аттестационного удостоверения сварщика № БР-1ГАЦ-I-47350 от 11.08.2017, квалификационного удостоверения № 0005-03-7480 от 09.08.2017.          Схема сертификации: 1с.</p> <p><b>ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ</b> Перечень стандартов, в результате применения которых обеспечивается соблюдение требований технического регламента: ГОСТ 12.2.063-2015 "Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности" (взамен ГОСТ Р 53672-2009 "Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности"), ГОСТ 5762-2002 "Арматура трубопроводная промышленная. Задвижки на номинальное давление не более PN 250. Общие технические условия", ГОСТ 9544-2015 "Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов". Условия хранения, срок хранения без переконсервации и срок службы в соответствии с технической документацией изготовителя.</p> <p><b>СРОК ДЕЙСТВИЯ С</b> 14.06.2019 <b>ПО</b> 13.06.2024  <b>ВКЛЮЧИТЕЛЬНО</b></p> <p>Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации <i>Е.Винокурова</i> (подпись) Винокурова Елена Павловна (Ф.И.О.)</p> <p>Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы)) <i>А.Щавадин</i> (подпись) Щавадин Александр Геннадьевич (Ф.И.О.)</p>					

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ

Лист

57

## Приложение В

### Ведомость пересечений трасс с инженерными коммуникациями

№ п/п	Пикетажное значение пересечения ПК+	Наименование коммуникации	Диаметр трубы, мм	Глубина до верха трубы, м	Угол пересечения, градус	Владелец коммуникации адрес или № телефона	Примечание
<b>Трасса выкидной линии от проектируемой скважины N1 до АГЗУ 101 Новолекаревского месторождения</b>							
1	Пересечений нет						
<b>Трасса нефтесборного коллектора от АГЗУ-101 Новолекаревского м-я до места врезки в нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-8 до места врезки в нефтесборный тру-д АГЗУ-99</b>							
1	ПК3+39,7	ВЛ-110кВ+6пр	-	-	84	Филиал ПАО «Россети Волга»- «Оренбургэнерго» Асекеевский РЭС	НПС Чкаловская
2	ПК4+17,4	ВЛ-35кВ+3пр	-	-	66		
3	ПК26+31,4	Нефтепровод	89	1,6	80	ООО «ННК-Оренбургнефтегаз»	нед.
4	ПК34+17,3	Нефтепровод	89	1,2	59		
5	ПК34+25,9	ВЛ-6кВ+3пр.	-	-	55		Ф-99 НСУ-99 ПС-35/6кВ КПС-2
6	ПК34+94,4	Нефтепровод	89	1,4	82		
7	ПК35+37,9	Нефтепровод	89	1,3	66		
8	ПК36+87,9	Нефтепровод	89	1,2	86		нед.
9	ПК37+35,3	Нефтепровод	89	1,4	62		
10	ПК37+38,2	Нефтепровод	89	0,7	69		нед.
11	ПК37+41,8	Нефтепровод	114	1,2	75		
12	ПК37+46,5	Нефтепровод	159	1,2	74		
13	ПК37+49,0	Нефтепровод	89	1,0	81		нед.
14	ПК37+53,5	ВЛ-0,4кВ +2каб	-	-	82		
15	ПК37+70,8	Нефтепровод	-	1,3	60		

### Ведомость пересечения автомобильных дорог

№	Местоположение по трассе, 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
<b>Трасса выкидной линии от проектируемой скважины N1 до АГЗУ 101 Новолекаревского месторождения</b>										
1	Пересечений нет									
<b>Трасса нефтесборного коллектора от АГЗУ-101 Новолекаревского м-я до места врезки в нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-8 до места врезки в нефтесборный тру-д АГЗУ-99</b>										

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ

Лист

58

1	2	27	75,5	дорога грунтовая	71°	грунт	-	3,0		
2	3	34	10,1	дорога грунтовая	67°	грунт	-	3,0		
<b>Трасса линии ВЛ-6 кВ</b>										
1	0	0	20,7	дорога грунтовая	71°	грунт	-	3,0		
2	0	0	45,7	дорога грунтовая	22°	грунт	-	3,0		
3	1	16	27,3	дорога грунтовая	6°	грунт	-	3,0		
4	2	26	42,0	дорога грунтовая	79°	грунт	-	3,0		
5	3	33	85,7	дорога грунтовая	54°	грунт	-	3,0		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ТКР-01-ТЧ

Лист

59

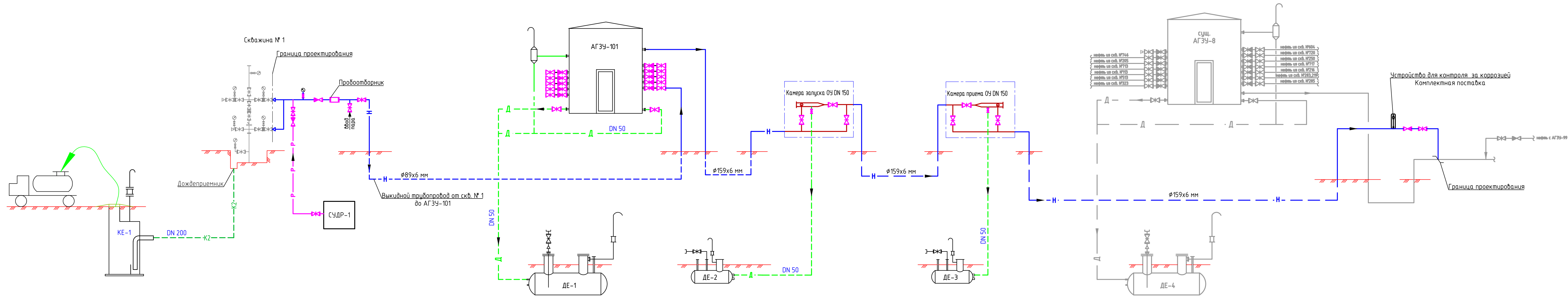


### Экспликация оборудования

Поз.	Наименование	Кол	Характеристика
Проектируемое оборудование			
АГЗУ-101	Автоматизированная групповая замерная установка	1	
КЕ-1	Канализационная емкость	1	V = 5 м³
СУДР-1	Скважинная установка дозирования реагента	1	
ДЕ-1	Дренажная емкость	1	V = 8 м³
ДЕ-2	Дренажная емкость	1	V = 1,5 м³
ДЕ-3	Дренажная емкость	1	V = 8 м³
КЗ ОУ	Камера запуска очистных устройств	1	
КП ОУ	Камера приема очистных устройств	1	
Существующее оборудование			
АГЗУ-8	Автоматизированная групповая замерная установка	1	
ДЕ-4	Дренажная емкость	1	V=6,0 м³, P=0,07 МПа

### Условные обозначения

Обознач.	Наименование
— Н —	Проектируемый нефтепровод
— Д —	Дренажный трубопровод
— К2 —	Канализационный трубопровод
	Клапан обратный
	Задвижка клиновья
	Переход
	Устройство для контроля за коррозией
	Пробоотборник
	Вентиль под манометр
	Огнепреградитель



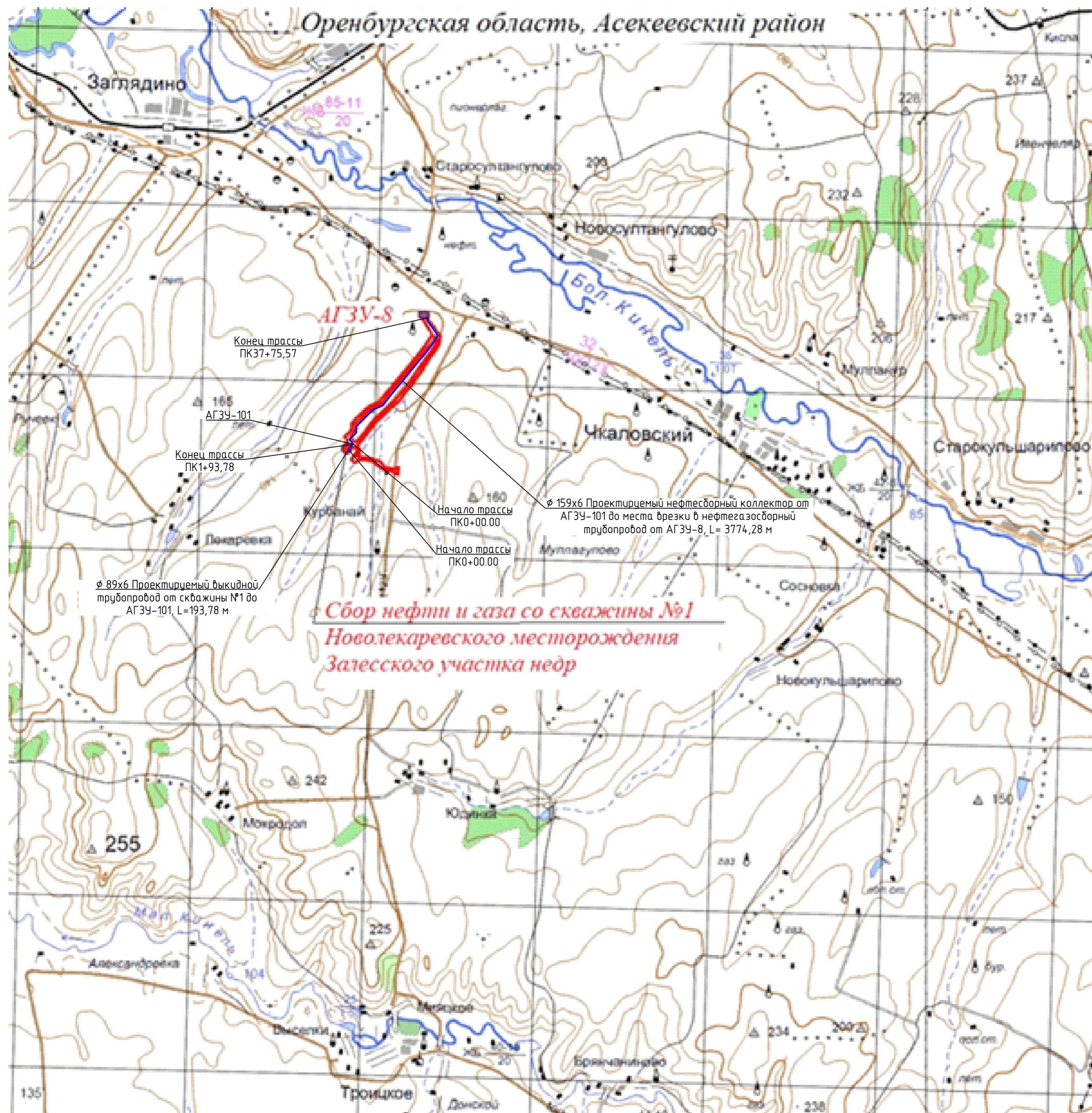
- Фонтанная арматура устья скважины учтена в проекте на бурение и показана условно.
- Основной линией показаны проектируемые сооружения, тонкой - существующие.

022.1-П-185.000.000-ТКР-01-Ч-001					
"Сбор нефти и газа со скважины №1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр"					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Сечина				04.23
Проверил	Кавулина				04.23
Нач. отд.	Кавулина				04.23
Н. контр.	Шешунова				04.23
ГИП	Понасенко				04.23
					000 "СВЗК"

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



Оренбургская область, Асекеевский район



Условные обозначения

— трасса нефтепроводов

**AGZU-8**

Конец трассы  
ПК37+75,57

AGZU-101

Конец трассы  
ПК1+93,78

Начало трассы  
PK0+00,00

Начало трассы  
PK0+00,00

φ 159x6 Проектируемый нефтесборный коллектор от  
AGZU-101 до места брезки в нефтегазосборный  
трубопровод от AGZU-8, L= 3774,28 м

φ 89x6 Проектируемый выкидной  
трубопровод от скважины №1 до  
AGZU-101, L=193,78 м

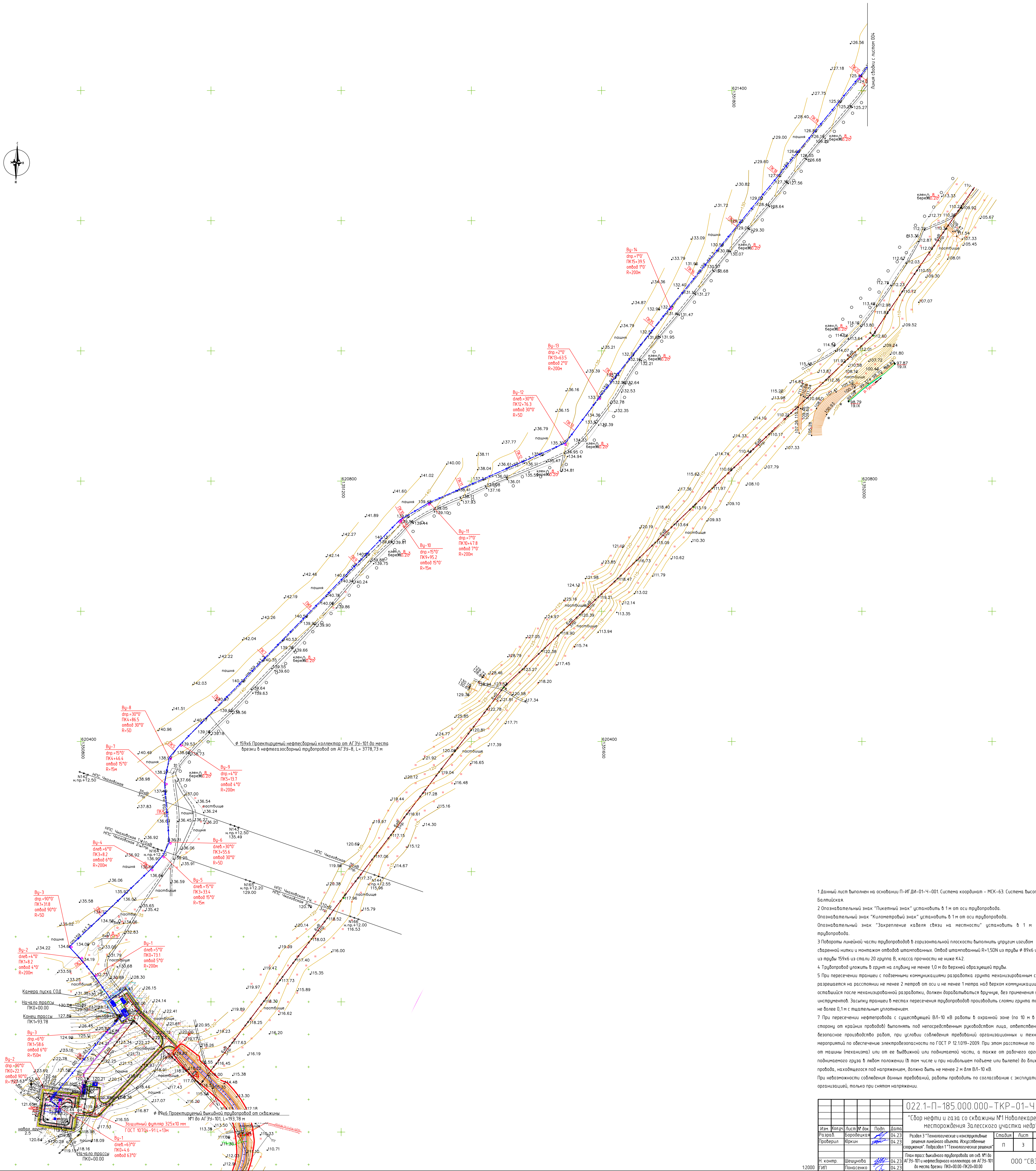
**Сбор нефти и газа со скважины №1  
Новолекаревского месторождения  
Залесского участка недр**

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

022.1-П-185.000.000-ТКР-01-Ч-002					
"Сбор нефти и газа со скважины №1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр"					
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Бородецкая				04.23
Проверил	Юркин				04.23
Нач. отд.	Юркин				04.23
Н. контр.	Шешунова				04.23
ГИП	Понасенко				04.23
Ситуационный план				000 "СВЗК"	

Служебные обозначения

Обознач.	Наименование
	Проектируемый подземный нефтепровод
	Опознавательный знак

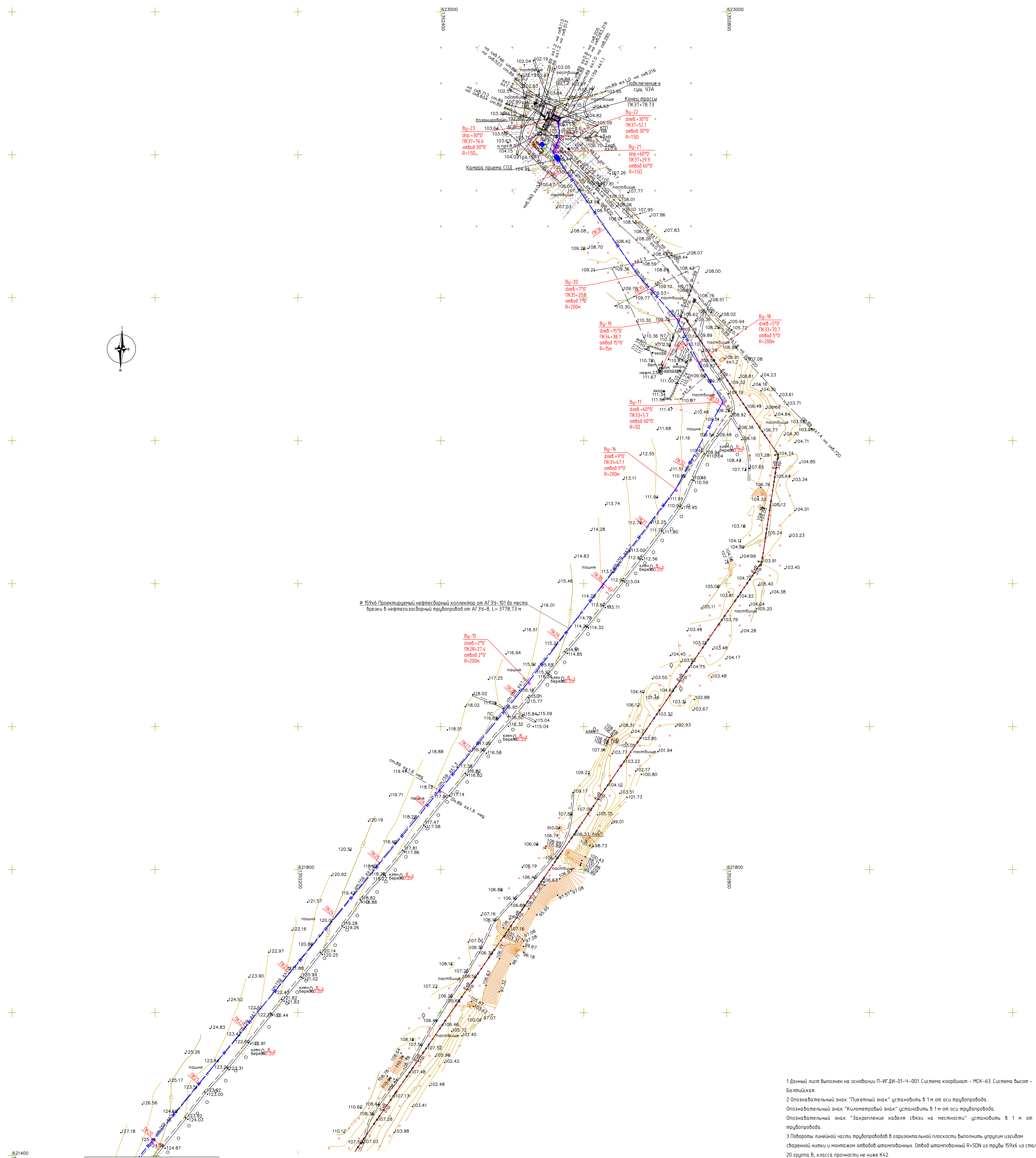


- 1 Данный лист выполнен на основании ПИ-ДН-01-4-001 Система координат - МСК-63 Система высот - Балтийская.
- 2 Опознавательный знак "Пикетный знак" установить в 1 м от оси трубопровода. Опознавательный знак "Километровый знак" установить в 1 м от оси трубопровода. Опознавательный знак "Закрепление кабеля связи на местности" установить в 1 м от оси трубопровода.
- 3 Повороты линейной части трубопровода в горизонтальной плоскости выполнять упрямым изгибом стальной нитки и монтажом отводов штампованных. Отвод штампованный R=1,5DN из трубы  $\Phi$  89х6 и R=5DN из трубы  $\Phi$  108х6.
- 4 Трубопровод уложить в грунт на глубину не менее 1 м от верхней образующей трубы.
- 5 При пересечении траншеи с подземными коммуникациями разработка грунта механизированным способом разрешается на расстоянии не менее 2 метров от оси и не менее 1 метра над верхом коммуникации. Грунт, оставшийся после механизированной разработки, должен дорабатываться вручную, без применения ударных инструментов. Засыпка траншеи в местах пересечения трубопроводов производить слоями грунта толщиной не более 0,1 м с тщательным уплотнением.
- 6 При пересечении нефтепровода с существующей ВЛ-10 кВ работы в охранной зоне (по 10 м в каждую сторону от крайних проводов) выполнять под непосредственным руководством лица, ответственного за безопасное производство работ, при условии соблюдения требований организационных и технических мероприятий по обеспечению электробезопасности по ГОСТ Р 12.1019-2009. При этом расстояние по воздуху от машины (механизма) или от ее выдвинутой или подвешенной части, а также от рабочего органа или подвижного груза в любом положении (в том числе и при наибольшем подъеме или вылете) до близлежащего провода, находящегося под напряжением, должно быть не менее 2 м для ВЛ-10 кВ.
- 7 При невозможности соблюдения данных требований, работы проводить по согласованию с эксплуатирующей организацией, только при снижении напряженности.

022.1-П-185.000.000-ТКР-01-4-003			
"Свар нефти и газа со скважины М1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр"			
Изм.	Контр.	Лист № док.	Дата
Разраб.	Бороздина	04.23	
Проверил	Орлов	04.23	
И. контр.	Шешурова	04.23	
Г.ИП	Понясенко	04.23	

Служебные обозначения

Обознач.	Наименование
	Проектируемый подземный нефтепровод
	Опознавательный знак



Ф 159х6 Проектируемый нефтяной коллектор от АГ 33-101 до места  
врезки в нефтяной коллектор трубопровод от АГ 33-8, L= 3778,73 м

Линия свободки с листом 003

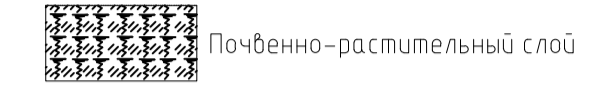
- 1 Данный лист выполнен на основании П-ИГ-ДИ-01-4-001 Система координат - МСК-63 Система высот - Балтийская.
  - 2 Опознавательный знак "Пикетный знак" установить в 1 м от оси трубопровода. Опознавательный знак "Километровый знак" установить в 1 м от оси трубопровода. Опознавательный знак "Закрепление кабеля связи на местности" установить в 1 м от оси трубопровода.
  - 3 Поборты линейной части трубопроводов в горизонтальной плоскости выполнять упрочен изгибом стальной шпильки и монтажом отбойков штампованных. Отбой штампованный R=50N из стали 159х6 из стали 20 группы В, класса прочности не ниже К42.
  - 4 Трубопровод уложить в грунт на глубину не менее 1,0 м до верхней образующей трубы.
  - 5 При пересечении траншеи с подземными коммуникациями разработка грунта механизированным способом разрешается на расстоянии не менее 2 метров от оси и не менее 1 метра над верхом коммуникации. Грунт, оставшийся после механизированной разработки, должен дорабатываться вручную, без применения ударных инструментов. Засыпка траншеи в местах пересечения трубопроводов производить слоями грунта толщиной не более 0,1 м с тщательным уплотнением.
  - 7 При пересечении нефтепровода с существующей ВЛ-10 кВ работы в охранной зоне (по 10 м в каждую сторону от крайних проводов) выполнять под непосредственным руководством лица, ответственного за безопасное производство работ, при условии соблюдения требований организационных и технических мероприятий по обеспечению электробезопасности по ГОСТ Р 12.1019-2009. При этом расстояние по воздуху от машины (механизма) или от ее выдвинутой или подвижной части, а также от рабочего органа или подвижного органа в любом положении (в том числе и при наибольшем подъеме или вылете) до ближайшего провода, находящегося под напряжением, должно быть не менее 2 м для ВЛ-10 кВ.
- При невозможности соблюдения данных требований, работы проводить по согласованию с эксплуатирующей организацией, только при снижении напряженности.

022.1-П-185.000.000-ТКР-01-4-004					
"Сбор нефти и газа со скважины М1Новолекрейского месторождения Залесского участка недр"					
Изм.	Кому	Лист	№ док.	Дата	
Разраб.	Боровикова	04.23			Результат "Технологические и конструктивные решения линейной области Искусственные сооружения". Подраздел 1 "Технологические решения"
Проверил	Юркин	04.23			
И. контр.	Шестина	04.23			План трассы нефтяного коллектора от АГ 33-101 до места врезки ПК 20+000-ПК 37+78.73
	Понсенко	04.23			

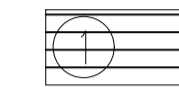
Ведомость кривых искусственного гнутья

Местоположение вершины угла		Плоскость поворота	Величина угла поворота		Радиус гайки гнутого отвода	Количество типоразмер отводов
КМ	ПК		град	мин		
1	0+4.6	совм.	63	16	150	63°x1
1	0+22.1	совм.	89	59	150	90°x1

Условные обозначения



Почвенно-растительный слой



Глина

1 Номер инженерно-геологического элемента (ИГЭ)

aQIV Возраст

83 Группа по трудности разработки (ТР)

Обозначение состояния грунта	Консистенция глинистых грунтов		Степень влажности песчаных грунтов
	глина и суглинок	супесь	
	твердая	твердая	малая степени водонасыщения
	полутвердая	—	—
	тугопластичная	—	—

Г Р А Н И Ц Ы

стратиграфическая

литологическая

Установившийся уровень подземных вод

образец грунта с ненарушенной структурой и его лоб, номер

Место отбора валовой пробы грунта

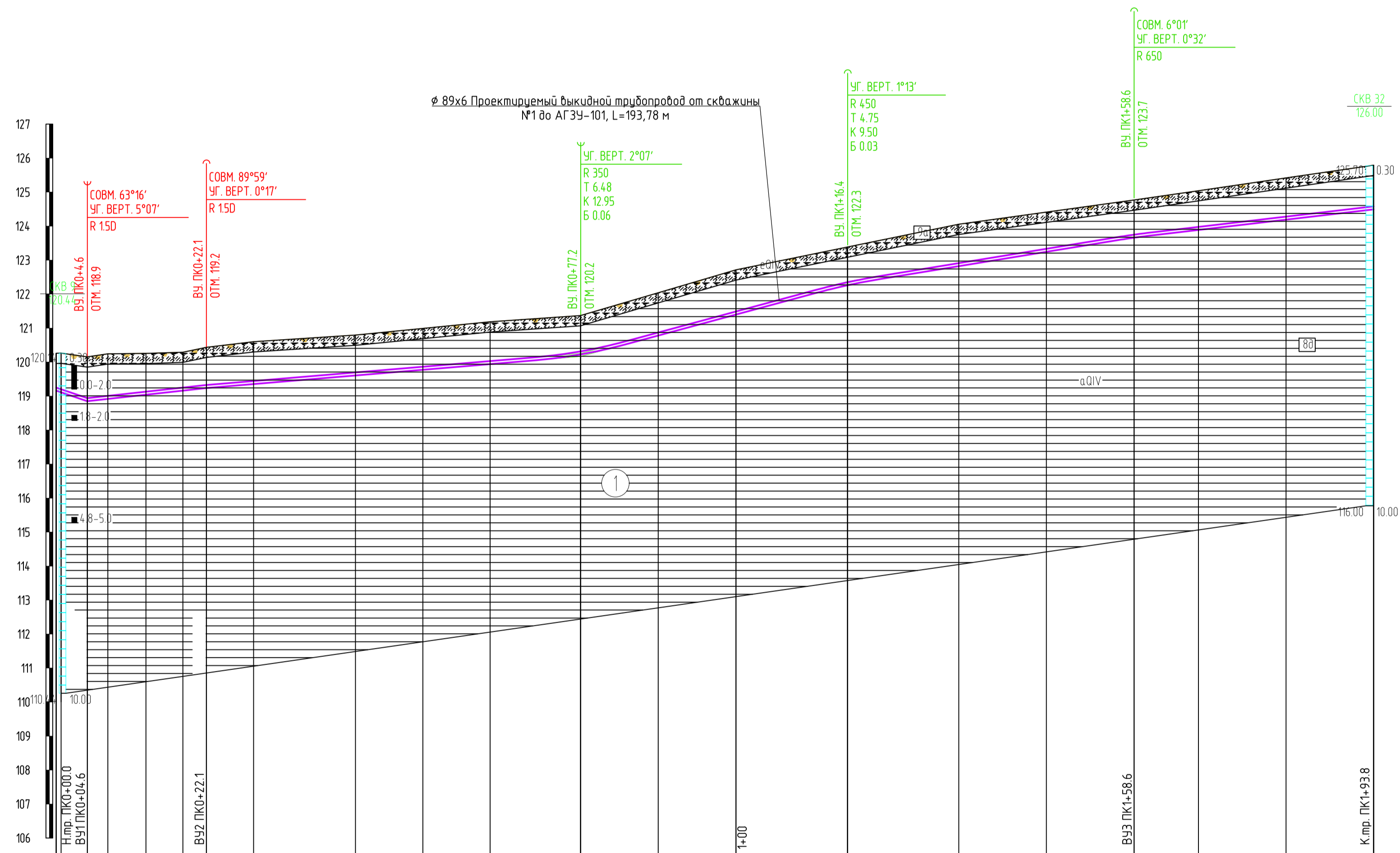
проба воды и ее номер

2.0 (100.40) абсолютная отметка уровня грунтовых вод, м

21.09.2022 дата замера

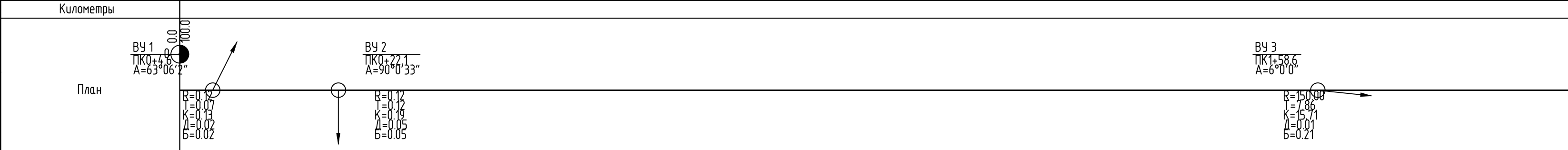
Геол.9 Геологическая скважина: в числителе - ее номер, в знаменателе - абс. отм. устья, м

1 Линия и номер инженерно-геологического разреза



МАСШТАБЫ  
Гориз. 1:500  
Верт. 1:100  
Геолог. 1:100

Обозначение трубы	Труба 89x6,0 стальная бесшовная горячедеформированная нефтегазопроводная из стали 20 группа А класс прочности КТ360 по ГОСТ 31443-2012																			
Тип изоляции	Усиленная антикоррозионная изоляция липкой лентой "Полилен 40-М-63, 6 один слой с защитной оберткой "Полилен-06 40-06-63" 6 один слой L=194 м																			
Защитное покрытие	Забодское двухслойное наружное защитное покрытие из экструдированного полиэтилена усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98																			
Категория участка тр-да	Н																			
Контроль сварных стыков																				
Способ разработки	Экскаватором																			
Обратная засыпка	Бульдозером																			
Крутизна откосов	1:0.50																			
Ширина дна, м	0.8																			
Траншея	Глубина	1.0	1.30	1.33	1.22	1.13	1.21	1.25	1.19	1.22	1.24	1.17	1.11	1.16	1.23	1.30				
Основание под трубу	Естественное																			
Способ укладки трубопровода	Трубоукладчиком																			
Уклоны	Расстояния	4.6	0.0673	0.0220	17.5	0.0169	55.1	0.0540	39.3	0.0328	42.1	0.0234	35.2							
Натурные отметки земли	Расстояния	3.8	3.0	5.6	5.4	3.4	7.0	15.0	9.9	9.9	13.3	11.4	11.4	16.4	16.4	12.9	12.9	9.5	12.9	12.9
Отметки низа трубы	Расстояния	3.8	3.0	5.6	5.4	3.4	7.0	15.0	9.9	9.9	13.3	11.4	11.4	16.4	16.4	12.9	12.9	9.5	12.9	12.9
Пикеты	Километры																			
Пикеты	Километры																			



1. Данный лист выполнен на основании 022.1-П-185.000.000-ИГИ.
2. План трассы трубопровода см. листы 3.
3. Повороты линейной части трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскости выполнять упругим изгибом сваренной нитки (радиусом не менее 150 м) или монтажом отводов R=150Н.
4. Трубопровод уложить по рельефу местности с заглублением не менее 1,0 м до верхней образующей трубы.
5. Глубина траншеи дана без учета предварительной срезы плодородного слоя.

022.1-П-185.000.000-ТКР-01-Ч-005				"Сбор нефти и газа со скважины №1 Новолекаребского месторождения Залесского участка недр"		
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия
Разраб.	Бородавская	Юркин	04.23	04.23	04.23	Лист
Проверил	Юркин	Юркин	04.23	04.23	04.23	Листов
Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения". Подраздел 1 "Технологические решения"						5
Н. контр.	Шешунова	Понасенко	04.23	04.23	04.23	000 "СВЗК"
ГИП	Понасенко	Понасенко	04.23	04.23	04.23	



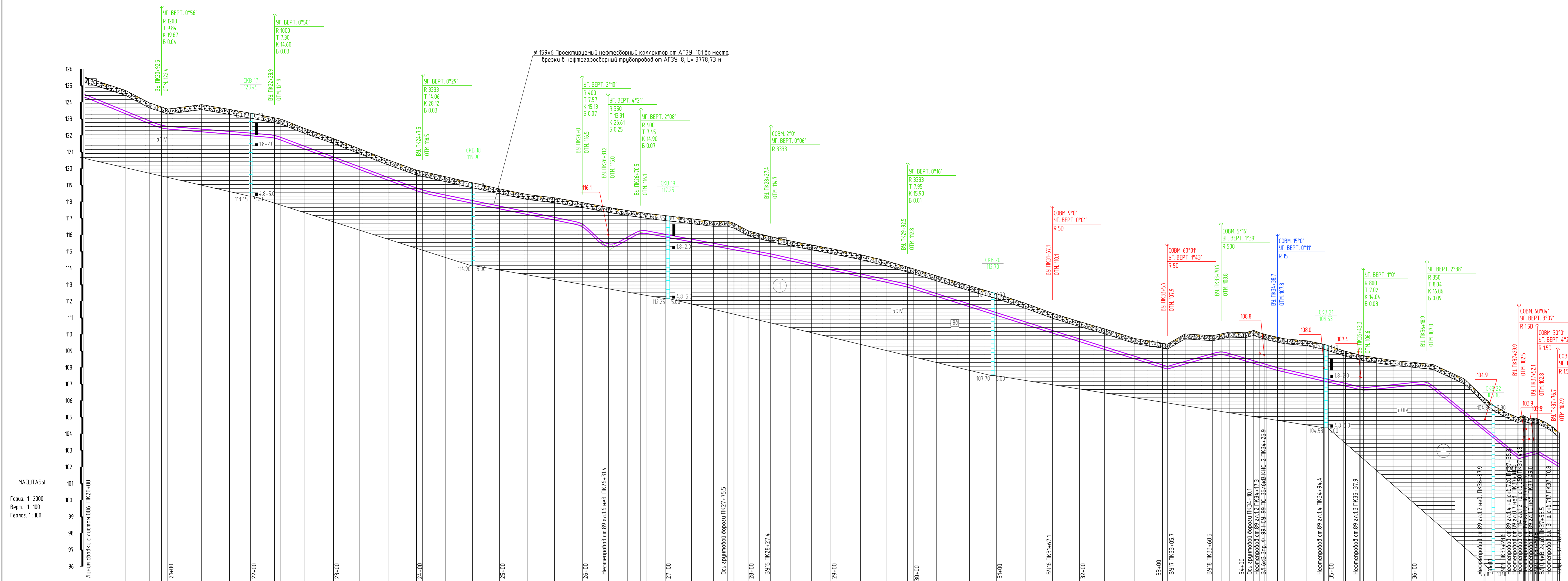
Ведомость кривых искусственного гнущья

Местоположение вершины угла	Плоскость поворота	Величина угла поворота		Радиус изгибного отвода	Количество типоразмер отводов
		град	мин		
4	31+67.1	совм	9	0	5D
4	33+5.7	совм	60	01	5D
4	34+38.7	совм	15	0	15
4	37+29.9	совм	60	04	15D
4	37+52.1	совм	30	0	15D
4	37+76.7	совм	30	08	15D

- Условные обозначения
- Почво-растительный слой
  - Глина
  - 1 - номер инженерно-геологического элемента (ИГЭ)
  - aIV - Возраст
  - TR - Группа по трудности разработки (ТР)

Обозначение состояния грунта	Консистенция глинистых грунтов	Степень влажности песчаных грунтов
	глина и сугиллок	сухая
	твердая	ниже степени водонасыщения
	полутвердая	—
	пластичная	—

- Г Р А Н И Ц Ы стратиграфическая литологическая
- Условно-высшая отметка подземных вод
- образец грунта с ненарушенной структурой и его лоб-номер
- Место отбора дилатометрической пробы грунта
- проба воды и ее номер
- 20,00/400 абсолютная отметка уровня грунтовых вод, м
- 210,0/2022 дата замера
- Геологическая скважина, в числителе - ее номер, в знаменателе - абсолютная отметка устья, м
- Линия и номер инженерно-геологического разреза



Обозначение трубы Труба 159х6 стальная бесшовная с нормоформированной нефтесборной из стали 20 группы А класс прочности КП360 по ГОСТ 3143-2012

Тип изоляции Усиленная антикоррозионная изоляция алкидной эмалью "Полден-06-40-63" в один слой "Полден-06-40-63" в один слой L=1779 м

Защитное покрытие Заблеще двухслойное наружное защитное покрытие из экструдированного полиуретана усиленного типа по ГОСТ Р 51964-98

Способ разработки	Экскаватор		Бульдозер	
	28.4	34.4	28.4	34.4
Категория участка тр-да	1:0.50			
Контроль сварных стыков	0.8			
Способ укладки трубопровода	Трубоукладчик			
Уклоны	0.0205, 0.0041, 0.0087, 0.0102, 0.0481, 0.0280, 0.0093, 0.0111, 0.0159, 0.0142, 0.0175, 0.0102, 0.0053, 0.0407, 0.0462			
Надпирные отметки земли	125.50	124.72	123.96	123.59
Отметки низа трубы	102.29	102.31	102.71	102.38
Расстояния	48.6	29.1	22.4	40.9

- Данный лист выполнен на основании 022.1-П-185.000.000-ИГИ.
- План трассы трубопровода см. листы 2, 3.
- Повороты линейной части трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскости выполнять упрощенным способом сваренной нитки (радиусом не менее 200 м) или монтажом отводов R=5D.
- Трубопровод уложить по рельефу местности с увеличением не менее 1,0 м до верхней образующей трубы.
- Глубина траншеи дана без учета предвартельной заделки плодородного слоя.

022.1-П-185.000.000-ТКР-01-4-007				
"Сбор нефти и газа со скважины М1Новолекаревское месторождения Залесского участка недр"				
Изм.	Колч.	Лист	№ док.	Подп.
Разраб.	Бороздецкий	04.23	Решение 3 "Технологическая и конструктивные решения линейного объекта Искусственные сооружения". Показан 1 "Технологические решения"	Стадия
Проверил	Варкин	04.23		Лист
Н контр.	Щешинова	04.23	Пробный проект трассы нефтегазосборного коллектора от АГЗУ-101 до места брезки ПК20.00-ПК37.7873	П
ГИП	Понасенко	04.23		Лист
000 "СВЗК"				