



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

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

Заказчик – ООО «ННК-Саратовнефтегаздобыча»

Куговское месторождение. Обустройство скважины №1

Проектная документация

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

СНД/2021-0455-П-ТКР-01

Том 3

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	01-22	<i>А.С.Смирнов</i>	26.05.22
1	01-23	<i>А.С.Смирнов</i>	02.06.23



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

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

Заказчик – ООО ««ННК-Саратовнефтегаздобыча»»

**Куговское месторождение.
Обустройство скважины №1**

Проектная документация

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

СНД/2021-0455-П-ТКР-01

Том 3

Заместитель Генерального Директора

А.Ю. Чунарев

Главный инженер проекта

К.С. Кузнецов

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	01-22		26.05.22
1	01-23		02.06.23






2021

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

Обозначение	Наименование	Примечание
СНД/2021-0455-П-ТКР-01-С-РС03	Содержание тома 3	1
СНД/2021-0455-П-СП-РС03	Состав проектной документации	1
СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03	Текстовая часть	60
СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ОЛ-001-РС01	Опросный лист на кран шаровой с электроприводом	
СНД/2021-0455-П-ТКР-01-Ч-001-РС03	Схема технологическая принципиальная	
СНД/2021-0455-П-ТКР-01-Ч-002-РС03	План трассы газопровода. План трассы метаноопровода	
СНД/2021-0455-П-ТКР-01-Ч-003-РС01	Крановый узел №1	
СНД/2021-0455-П-ТКР-01-Ч-004-РС01	Крановый узел №2	
СНД/2021-0455-П-ТКР-01-Ч-005-РС01	Узел врезки метаноопровода на КУ-2 «Кудринский»	
СНД/2021-0455-П-ТКР-01-Ч-006-РС01	Защитный футляр (ННБ)	
СНД/2021-0455-П-ТКР-01-Ч-007-РС01	Защитный футляр	
СНД/2021-0455-П-ТКР-01-Ч-008-РС01	Узел защиты подземного кабеля	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	СНД/2021-0455-П-ТКР-01-С-РС03						Стадия	Лист	Листов
			1	-	Зам	01-23	<i>Климова</i>	06.23			
			Изм	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	П	1	
Инв. № подл.	Разраб.	Клычкова	<i>Климова</i>	10.21	Содержание тома 3	ООО «СВЗК»	П		1		
	Проверил	Юркин	<i>Юркин</i>	10.21							
	Н. контр.	Сизова	<i>Сизова</i>	10.21							
	ГИП	Кузнецов	<i>Кузнецов</i>	10.21							

Состав проектной документации смотреть том 1 – раздел 1 «Пояснительная записка»
СНД/2021-0455-П-ПЗ-01

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	СНД/2021-0455-П-СП-РС03						Стадия	Лист	Листов	
			Изм	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				
			1	-	Зам.	01-22		06.23	Состав проектной документации	П	1	1
			1	-	Зам.	01-22		05.22				
			Разраб.		Кузнецов		11.21					
			Н. контр.		Юркин		10.21	ООО «СВЗК»				
			ГИП		Кузнецов		10.21					

Содержание

1	Исходные данные и условия для разработки проектной документации	3
2	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта	4
2.1	Краткое описание района работ	4
2.1	Климат	5
2.2	Геоморфология и рельеф.....	8
2.3	Тектоника и сейсмичность	8
2.4	Геологическое строение района	9
2.5	Гидрография	9
2.6	Гидрогеологические условия.....	9
3	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта	11
4	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	12
4.1	Инженерно-геологические условия	12
4.2	Свойства грунтов	13
4.3	Специфические грунты	14
5	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта	15
6	Сведения о категории и классе линейного объекта.....	16
7	Сведения о пропускной способности линейного объекта	17
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.....	18
9	Описание технологической схемы	22
10	Обоснование необходимости применения антифрикционных присадок	23
11	Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации.....	24
11.1	Расчет трубопроводов на прочность, устойчивость и деформативность.....	24
11.2	Материальное исполнение трубопроводов	27
12	Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием	28
12.1	Проектируемые сооружения.....	28
12.2	Характеристика отдельных параметров технологического процесса	28
12.3	Линейные трубопроводы	30
12.3.1	Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях	31

Взам. инв. №		Подп. и дата					СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03				
1	-	Зам.	01-22		06.23						
1	-	Зам.	01-22		05.22						
Изм	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата		Текстовая часть ООО «СВЗК»				
Разраб.	Клычкова		10.21			Стадия				Лист	Листов
Проверил	Юркин		10.21			П				1	60
Н. контр.	Сизова		10.21								
ГИП	Кузнецов		10.21								

12.3.2 Узлы запорной арматуры	31
12.3.3 Переход через искусственные и естественные преграды и параллельное следование с инженерными сооружениями	32
12.3.4 Пересечения с инженерными коммуникациями	33
12.3.5 Монтаж и испытание трубопроводов.....	34
12.3.6 Защита от коррозии	35
12.3.7 Теплоизоляция	36
13 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	37
14 Перечень мероприятий по энергосбережению	38
15 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта	39
16 Защита от внутренней и наружной коррозии трубопроводов, от АСПО, гидратообразований и отложения солей, диагностике и внутренней очистке труб	41
17 Описание проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов и перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду.....	42
18 Описание вида, состава и объема отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями	43
19 Описание состава и количества выбросов (сбросов), перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)	44
20 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест	45
20.1 Количество и численность работающих	45
20.2 Организация и оснащение рабочих мест	45
20.3 Обслуживание рабочих мест.....	45
20.4 Режим труда и отдыха	46
21 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта	47
21.1 Основные требования по безопасности и эксплуатации объектов обустройства, технологические решения по обеспечению безопасности.....	47
21.2 Химические факторы воздействия на персонал	48
21.3 Характеристика и обоснование способов контроля за составом и качеством выбросов	50
21.4 Воздействие шума на персонал.....	51
21.5 Воздействие микроклимата на персонал.....	51
21.6 Воздействие фактора тяжести труда на персонал	52
21.7 Воздействие фактора напряженности труда на персонал	54
21.8 Защита персонала при возможных аварийных ситуациях	56
21.9 Выводы	57
22 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов для объектов производственного назначения	58
23 Приложения	59

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

1 Исходные данные и условия для разработки проектной документации

Основанием для проектирования объекта «Куговское месторождение. Обустройство скважины №1» является задание на проектирование, утвержденное генеральным директором ООО «ННК-Саратовнефтегаздобыча» А.В.Григорьевым.

Настоящий раздел разработан на основании:

- задания на проектирование объекта «Куговское месторождение. Обустройство скважины №1» (см. СНД/2021-0455-П-ПЗ-01);
- дополнения № 2 к заданию на проектирование «Куговское месторождение. Обустройство скважины № 1» утвержденному Генеральным директором ООО «ННК-Саратовнефтегаздобыча» Д.А. Есиповым 27.06.2023 г.
- изменения № 3 к заданию на проектирование «Куговское месторождение. Обустройство скважины № 1» утвержденному Генеральным директором ООО «ННК-Саратовнефтегаздобыча» Д.А. Есиповым 07.2023 г.
- технического отчета по инженерным изысканиям, выполненного ООО «СВЗК» в 2021 г.

Настоящий раздел разработан с учетом требований следующих документов:

- ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Сварка»;
- ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия»;
- 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»;
- ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование»;
- Постановления от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию»;
- 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 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- СП 18.13330.2011 «Генеральные планы промышленных предприятий». Актуализированная редакция СНиП II-89-80*;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 №534;
- Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Свидетельство № П2-54-2-0404 о допуске определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства.

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

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

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 двух районов: Марковского и Федоровского районов Саратовской области. Административный центр Федоровского района - рабочий поселок Мокроус находится в 21,2 км юго-восточнее района работ, административный центр Марковского района - г. Маркс находится в 47,5 км северо-западнее района работ.

Ближайшими населенными пунктами являются:

- п. Романовка, расположено в 2,9 км юго-востоку района работ;
- с. Пензенка, расположено в 6,0 км юго-западнее района работ;
- с. Вознесенка, расположено в 9,3 км севернее района работ;
- с. Воскресенка, расположен в 11,5 км юго-восточнее района работ.

Дорожная сеть в районе работ развита хорошо. Районные центры связаны автомобильным сообщением с областным центром и со всеми сельскими населенными пунктами района. В 18,6 км южнее участка работ проходит автодорога «Саратов–Озинки», в 14,6 км севернее участка работ проходит автодорога «Бородаевка-Первомайское-Федоровка».

Ближайшая железная дорога «Саратов–Уральск» проходит в 18,7 км южнее района работ. Ближайшая ж/д станция «Еруслан» расположена в 18,7 км южнее района работ.

Территория района находится в долине Волги и бассейна реки Большой Караман. На оврагах и балках располагаются многочисленные пруды, староречья, протоки.

Местность относится к подзоне сухих степей, характеризуется распространением ксерофитной злаковой растительности (ковыль, типчак) на темно-каштановых почвах и практически полным отсутствием древесной растительности. Территория подвержена интенсивному сельскохозяйственному освоению. Естественные степи почти не сохранились: пашней заняты до 80% земель.

Рельеф территории слабоволнистый, изрезан овражно-балочной сетью. Максимальные отметки - 77,40 м, минимальные – 63,82 м, относится к пойме р. Большой Караман.

В районе работ преобладают каштановые почвы, по своей структуре – глинистые.

Климат Саратовской области умеренно-континентальный. Для него характерно выраженность времен года: резкие температурные контрасты между холодным и теплым сезонами, быстрый переход от холодной зимы к жаркому лету, дефицитность влаги, интенсивность испарения и хорошее солнечное освещение.

Обзорная схема района работ приведена на рис. 1.1.

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

						СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03	Лист
							4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

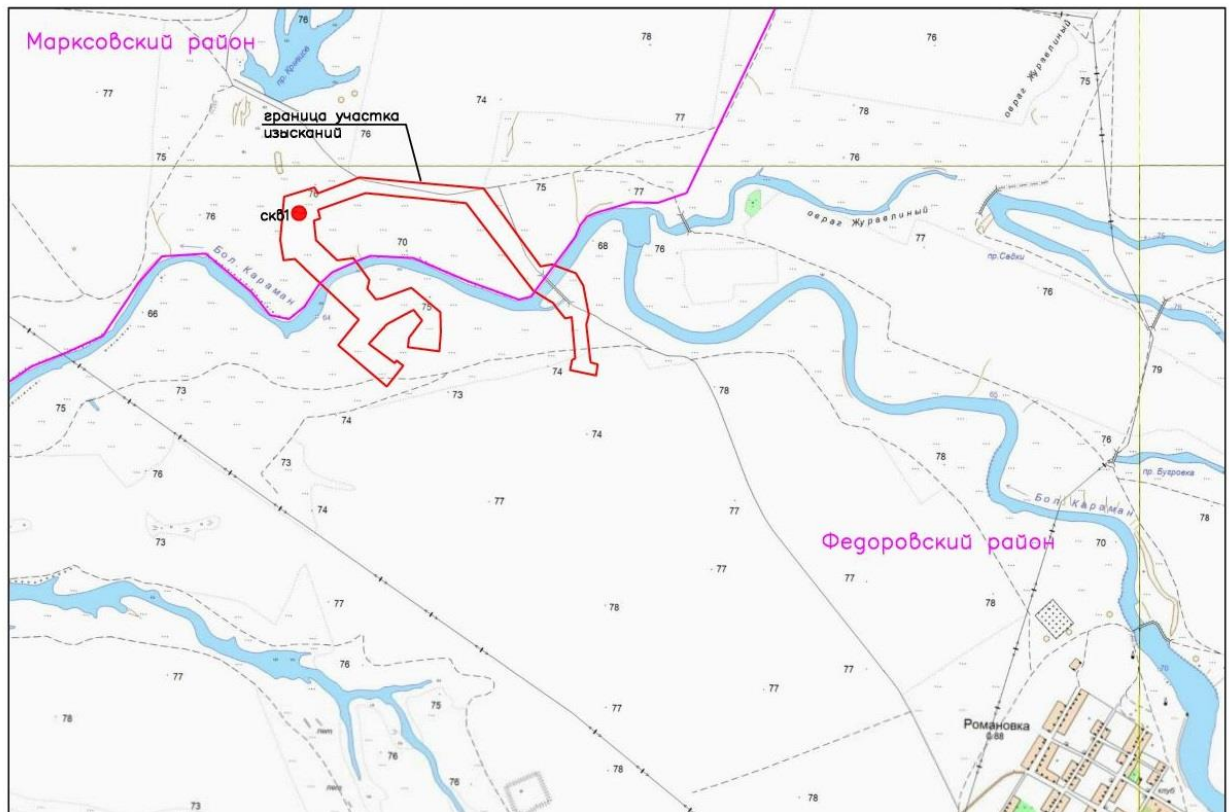


Рисунок 1.1 – Обзорная схема района работ

 - район проектируемых сооружений.

2.1 Климат

Для составления климатической характеристики территории изысканий использованы данные СП 131.13330.2018 «Строительная климатология», Научно-прикладного справочника «Климат России» и Научно-прикладного справочника по климату СССР.

По схематической карте климатического районирования территория изысканий относятся к зоне III В (СП 131.13330.2018, таблица Б1).

Температура воздуха на территории в среднем за год положительная и составляет 5,4 °С. Самым жарким месяцем является июль (плюс 22,3 °С), самым холодным – январь (минус 11,9 °С). Абсолютный максимум зафиксирован на отметке плюс 41,5 °С в 1971 г., абсолютный минимум – минус 40,7 °С в 1942 г. Годовой ход температуры воздуха представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.2.1 - Температура воздуха по МС Ершов, °С

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
средняя месячная температура												
-11,9	-11,7	-5,5	6,7	15,2	20,1	22,3	20,7	14,0	5,4	-2,3	-8,7	5,4
абсолютный максимум температуры												
7,3	4,8	20,1	31,6	35,6	40,1	41,5	41,2	36,1	28,1	16,1	8,6	41,5
абсолютный минимум температуры												
-40,7	-40,6	-30,7	-19,0	-6,2	-2,5	5,2	-0,2	-6,2	-15,5	-28,9	-36,8	-40,7

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

5

Изм. Кол.уч. Лист Недок. Подп. Дата

Согласно СП 131.13330.2018 по МС Саратов температура наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98 равна минус 32 °С, обеспеченностью 0,92 – минус 28 °С; расчетные значения наиболее холодной пятидневки равны соответственно минус 29 °С и минус 25 °С; средняя продолжительность периода со среднесуточной температурой ниже нуля составляет 134 дня.

Влажность воздуха характеризуется, прежде всего, упругостью водяного пара (парциальное давление) и относительной влажностью. Минимальные значения упругости водяного пара наблюдаются в январе – феврале (2,6 гПа), максимальные – в июле (13,9 гПа) (таблица 2.2). Среднегодовая относительная влажность воздуха составляет 70% (таблица 2.3). По схематической карте зон влажности участок работ относится к сухой зоне (СП 50.13330-2012).

Таблица 2.2.2 - Среднее месячное и годовое парциальное давление водяного пара по МС Ершов, гПа

Месяц												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
2,6	2,6	3,9	6,7	9,1	12,3	13,9	12,4	9,2	6,7	4,8	3,3	7,4

Таблица 2.3 - Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха по МС Ершов, %

Месяц												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
84	83	83	66	53	56	56	55	61	73	86	85	70

Атмосферные осадки на исследуемой территории составляют в среднем за год 389 мм (таблица 2.4). Главную роль в формировании стока играют осадки зимнего периода. Большая часть жидких осадков расходуется на испарение и просачивание. В годовом ходе на теплый период (апрель – октябрь) приходится 245 мм осадков, на холодный (ноябрь – март) – 143 мм. Максимальное суточное количество осадков на территории изысканий может достигать 62 мм (таблица 2.5).

Таблица 2.4 – Среднее месячное и годовое количество осадков по МС Ершов, мм

Месяц												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
30	23	23	26	29	42	40	33	41	35	35	32	389

Таблица 2.5 – Максимальное суточное количество осадков по МС Ершов, мм

Месяц												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
20	19	30	29	32	62	42	43	46	39	23	21	62

Среди атмосферных явлений метели возможны с октября по апрель (за год в среднем 14,12 дней), с наибольшей повторяемостью (до 4,5 дней) в январе.

Грозы регистрируются обычно с апреля по сентябрь с наибольшей частотой в июне и июле.

В течение всего года наблюдаются туманы (обычно 49,84 дня за год) с наибольшей частотой в холодный период.

По карте районирования территории по толщине стенки гололеда участок работ относится к третьей зоне – 10 мм (СП 20.13330.2016, карта 3).

Ветра на территории преобладают западной четверти. Годовая роза ветров (повторяемость направлений ветра) представлена на рисунке 2.1 и в таблице 2.6. Средняя годовая скорость ветра составляет 4,1 м/с (таблица 2.7). Максимально наблюденная – 34 м/с, порывы – 35 м/с.

По карте районирования территории по давлению ветра район работ относится к третьей зоне – 0,38 кПа (СП 20.13330.2016, карта 3).

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

6

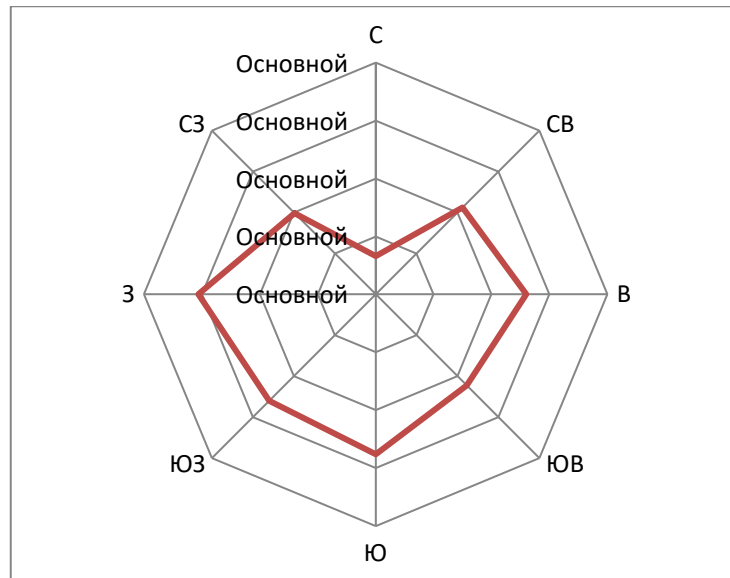


Рисунок 2.1 – Повторяемость направлений ветра по МС Ершов

Таблица 2.6 – Повторяемость направлений ветра и штилей по МС Ершов

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
3,3	10,6	13,0	11,1	13,8	13,0	15,3	9,9	3,7

Таблица 2.7 – Средняя месячная и годовая скорость ветра по МС Ершов, м/с

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

Снег появляется чаще всего в первой декаде ноября, но он обычно долго не держится и тает. Средняя дата образования устойчивого снегового покрова приходится на 4 декабря. Средняя декадная высота снежного покрова составляет 37 см, наибольшая 82 см, наименьшая 11 см. Окончательно снежный покров разрушается в первой декаде апреля. Средняя плотность снежного покрова составляет 243 кг/м³.

По карте районирования территории по весу снежного покрова участок работ относится к третьей зоне – 1,5 кН/м² (СП 20.13330.2016, карта 1).

Температура воздуха на территории в среднем за год положительная и составляет 7,9 °С. Абсолютный максимум зафиксирован на отметке плюс 67,2 °С в 2002 г., абсолютный минимум – минус 37 °С в 1987 г. Годовой ход температуры почвы представлен в таблице 2.8.

Таблица 2.8 - Температура почвы по МС Ершов, °С

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
средняя месячная температура												
-11,0	-11,0	-4,6	8,8	20,1	25,8	27,9	24,9	15,9	6,1	-1,7	-8,0	7,9
абсолютный максимум температуры												
5,8	4,0	27,2	48,1	61,0	65,1	67,2	66,6	50,7	37,2	17,1	7,7	5,8
абсолютный минимум температуры												
-37,0	-36,3	-30,5	-20,8	-7,1	-1,0	4,5	0,0	-6,0	-13,0	-26,0	-36,1	-37,0

Промерзание грунтов зависит от их физических свойств (тип, механический состав, влажность и пр.), растительности, а в зимнее время и от наличия снежного покрова. Оказывают

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

7

влияние и местные условия: микрорельеф, экспозиция склонов. Нормативная глубина промерзания грунта определена по данным МС Ершов согласно СП 22.13330.2016 (п.п. 5.5.2-5.5.3) (таблица 2.9):

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

, где

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

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

Таблица 2.9 - Нормативная глубина промерзания грунтов, м

Грунт			Глубина промерзания, м
Суглинки, глины	40,1	0,23	1,46
Супесь, песок пылеватый или мелкий		0,28	1,77
Пески гравелистые, крупные, средней крупности		0,30	1,9
Крупнообломочный грунт		0,34	2,15

Из опасных метеорологических явлений по МС Ершов на территории изысканий возможны: один день с опасными гололедно-изморозевыми отложениями (диаметр отложений на проводах стандартного гололедного станка 20 мм и более, для сложного отложения и налипания мокрого снега – 35 мм и более).

2.2 Геоморфология и рельеф

В геоморфологическом отношении территория изысканий находится на правобережном склоне долины р. Большой Караман. Рельеф территории ровный, умеренно-изрезан овражно-балочной сетью, с уклоном в юго-западном направлении. Абсолютные отметки земной поверхности изменяются от 62,5 до 77,42 м.

2.3 Тектоника и сейсмичность

Рассматриваемая территория находится в южной части Волго-Уральской антеклизы в Пачелмско-Саратовском авлакогене.

В соответствии с картой общего сейсмического районирования (ОСР-2015) уровень расчетной сейсмической интенсивности в баллах шкалы MSK-64 для н.п. Мокроус составляет:

- карта ОСР-2015-А (10% вероятность превышения) – 5 баллов;
- карта ОСР-2015-В (5% вероятность превышения) – 5 баллов;
- карта ОСР-2015-С (1% вероятность превышения) – 6 баллов.

вероятности возможного превышения в течении 50 лет, в баллах шкалы MSK-64, карт ОСР-2015.

Категория грунтов по сейсмическим свойствам – II, III.

Согласно СП 115.13330.2016 землетрясения на данной территории относятся к категории умеренно опасных.

На участке проектируемых работ инженерно-геологические явления и процессы имеют умеренное развитие, активизации опасных физико-геологических явлений и процессов, при правильном соблюдении технологии строительства и эксплуатации, быть не может.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

8

2.4 Геологическое строение района

Геологическое строение исследуемого участка на глубину 3-16 м определяется развитием четвертичных аллювиальных отложений (аQ), с поверхности перекрытых современными образованиями: почвенно-растительным слоем (eQIV) мощностью 0,0-0,2 м.

Аллювиальные отложения литологически представлены глинами и суглинками. Вскрытая мощность слоя 2,8-15,8 м.

2.5 Гидрография

В гидрологическом отношении территория изысканий принадлежит бассейну р. Волга (Волгоградское вдхр) и представлена р. Бол. Караман.

Река Бол. Караман начало на отрогах Общего Сырта в восточной части Марковского района Саратовской области южнее с. Яблоня и впадает в Волгоградское водохранилище слева в 1035 км от устья. Длина реки составляет 198 км, площадь водосбора – 4260 км². Район работ приурочен к верхней части водосбора.

Водосбор по характеру рельефа представляет волнистую равнину, сложенную глинистыми и суглинистыми грунтами, пересеченную долинами притоков, балками, оврагами, лощинами. Растительность степная, лишь на отдельных небольших участках встречается кустарник и лес.

Долина реки узкая, характеризующаяся неглубоким врезом, имеет пологие, сглаженные слабо террасированные склоны, сложенные рыхлыми суглинистыми легко денудирруемыми породами.

Овражно балочная сеть территории изысканий представлена небольшими безымянными оврагами, которые пересекаются автодорогой на правом склоне долины.

Пойма двусторонняя, шириной 2-4 км. Поверхность сильно пересечена старицами и озерами, местами частично заболочена. Растительность луговая и кустарниковая. Грунты суглинистые, местами супесчаные. В период высокого половодья в районе работ пойма затопливается на глубину 3-4 м.

Русло реки извилистое, преимущественно неразветвленное. Ширина русла в районе работ составляет 20-30 м, глубина 1-2,5 м. Скорость течения незначительная и не превышает 0,1-0,2 м/с. Берега русла высотой 3-4 м, средней крутизны, заросшие луговой, кустарниковой и местами лесной растительностью.

2.6 Гидрогеологические условия

На территории района работ в толще отложений в сфере взаимодействия проектируемого объекта с геологической средой выделяется аллювиальный четвертичный водоносный комплекс.

Питание водоносного горизонта происходит путем инфильтрации в грунт атмосферных осадков. Разгрузка подземных вод происходит в пониженные части рельефа, в овраги и балки. Водовмещающие грунты – мягкопластичные, коричневые суглинки. Водоупором служат одновозрастные суглинки и глины.

По химическому составу грунтовые воды гидрокарбонатно-сульфатные, натриево-кальциевые, слабосоленоватые, очень жесткосткие 30,9-36,0 °Ж (жесткость карбонатная), с минерализацией 0,5-0,8 г/л.

Питание горизонта осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и паводковых вод.

Непосредственно на участке изысканий подземные воды до глубины 3,0-16,0 м вскрыты скважинами №№ 4, 5, 8-11, в месте перехода проектируемых трасс через р. Большой Караман, на глубине 5,5-10,80 м и установились на глубине 3,9-8,5 м, что соответствует абсолютным отметкам 62,33-68,16 м.

Отмеченный изысканиями (июль 2021 г.) уровень грунтовых вод близок к низкому положению его в годовом цикле сезонных колебаний. Зимой и летом возможно сезонное повышение отмеченного уровня на 0,5-1,5 м.

Согласно приложению И часть II СП 11-105-97 тип территории по потенциальной подтопляемости на площадке обустройства скважины и по трассе следования линейных

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

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

9

сооружений рекомендуется принять как неподтопляемые в силу геологических, гидрогеологических и других причин (подтопление отсутствует и не прогнозируется в будущем) III-A-1.

На участках переходов линейных сооружений через р. Большой Караман в районе скважин №№ 4, 5, 8-11 (с учетом глубины прокладки трубопровода и глубины заложения фундаментов опор при надземной его прокладке) рекомендуется принять как потенциально подтопляемые в результате экстремальных природных ситуаций (в многоводные воды) II-A2.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

3 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта

Под действием *боковой эрозии* слабо подмываются уступы пойменных террас в долинах р. Бол. Караман. У рек подмываются правые склоны, русла часто меняют свое направление, образуя многочисленные петлеобразные извилины.

С *глубинной эрозией* связано образование оврагов и промоин на склонах речных долин, вторичных врез в днищах оврагов и балок. Наиболее интенсивно глубинная эрозия проявляется в приводораздельных частях склонов. Здесь овраги V-образной формы, с отвесными крутыми стенками глубиной 8-10 м, ветвящиеся в плане. Часто овраги в верховьях имеют вид балок корытообразной формы.

В соответствии с картой общего сейсмического районирования (ОСР-2015) уровень расчетной сейсмической интенсивности в баллах шкалы MSK-64 для н.п. Мокроус составляет:

- карта ОСР-2015-А (10% вероятность превышения) – 5 баллов;
- карта ОСР-2015-В (5% вероятность превышения) – 5 баллов;
- карта ОСР-2015-С (1% вероятность превышения) – 6 баллов.

вероятности возможного превышения в течении 50 лет, в баллах шкалы MSK-64, карт ОСР-2015.

Категория грунтов по сейсмическим свойствам – II, III.

Согласно СП 115.13330.2016 землетрясения на данной территории относятся к категории умеренно опасных.

На участке проектируемых работ инженерно-геологические явления и процессы имеют умеренное развитие, активизации опасных физико-геологических явлений и процессов, при правильном соблюдении технологии строительства и эксплуатации, быть не может.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									11
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03			

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

4.1 Инженерно-геологические условия

В геоморфологическом отношении территория изысканий находится на правобережном склоне долины р. Большой Караман. Рельеф территории ровный, умеренно-изрезан овражно-балочной сетью, с уклоном в юго-западном направлении. Абсолютные отметки земной поверхности изменяются от 62,5 до 77,42 м.

По результатам выполненных инженерно-геологических изысканий (июль 2021г.) в геологическом строении участка в пределах изученной глубины 3,0-16,0 м принимают участие аллювиальные четвертичные отложения (аQ), представленные глинами и суглинками, с поверхности перекрытых современными образованиями: почвенно-растительным слоем (еQIV) мощностью 0,0-0,2 м.

На основании анализа пространственной изменчивости литологического строения, а также показателей физико-механических свойств, в соответствии с ГОСТ 25100-2011 и ГОСТ 20522-2012 в пределах исследуемой территории выделено четыре инженерно-геологических элемента. Ниже в таблице 4.1.

Таблица 4.1-Сводный инженерно-геологический разрез

Геол. возраст	Номер ИГЭ	Описание	Мощность, м	
			от	до
(аQ)	1	Глина коричневая, твердая, слабо песчанистая.	2,8	4,9
(аQ)	2	Суглинок коричневый, полутвердый	1,3	7,4
(аQ)	3	Суглинок коричневый, тугопластичный	0,9	4,6
(аQ)	4	Суглинок серый, мягкопластичный, с прослойками суглинка тугопластичного	3,2	5,4

Основанием фундамента на исследуемых площадках будут служить грунты ИГЭ-1,2,3,4.

Грунты на площадке изысканий непросадочные и ненабухающие.

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали по ГОСТ 9.602-2016, – от средней до высокой (17,1-26,7).

По содержанию сульфатов по СП 28.13330.2017, грунты ИГЭ-1, 2 являются неагрессивными ко всем маркам бетонов, содержание сульфатов 298-476 мг/кг.

По содержанию хлоридов по СП 28.13330.2017, грунты ИГЭ-1, 2 являются неагрессивными ко всем маркам бетонов, содержание хлоридов 21-170 мг/кг.

Расчетная глубина промерзания глинистых грунтов в рассматриваемом районе равна 1,46 м, согласно СП 22.1330.2016.

По относительной деформации пучения, согласно п. 6.8 СП 22.13330.2011, глина твердая ИГЭ-1 – слабопучинистая ($R_f \cdot 10^2$ - соответствует 0,25), суглинок полутвердый ИГЭ-2 – слабопучинистая ($R_f \cdot 10^2$ - соответствует 0,13), суглинок тугопластичный ИГЭ-3 – сильнопучинистый ($R_f \cdot 10^2$ - соответствует 0,46), суглинок мягкопластичный ИГЭ-4 – чрезмернопучинистый ($R_f \cdot 10^2$ - соответствует 1,45).

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

По трудности разработки грунты соответствуют следующим пунктам классификации, согласно ГЭСН-81-02-01-2017:

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

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

12

- почвенно-растительный слой – п.п.9а;
- глина твердая – п.п.8г;
- суглинок полутвердый – п.п.35вг;
- суглинок тугопластичный – п.п.35б;
- суглинок мягкопластичный - п.п.35а.

4.2 Свойства грунтов

Нормативные и расчетные значения физико-механических характеристик грунтов определены путем статистической обработки лабораторных определений показателей и представлены в томе ИГИ, приложениях Г, Д.

Средние значения характеристик физических свойств грунтов, определенные в результате статистической обработки лабораторных исследований грунтов, представлены в таблице 4.2

Нормативные и расчетные значения показателей физико-механических свойств грунтов приведены в таблице 4.3 по результатам лабораторных исследований.

Таблица 4.2 - Нормативные значения характеристик физических свойств грунтов

Номер инженерно-геологического элемента	Природная влажность W_0 , %	Плотность, г/см ³			Плотность, г/см ³ , при доверительной вероятности		Коэффициент пористости e	Коэффициент водонасыщения S_r	Влажность, %		Число пластичности I_p , %	Показатель текучести I_L
		грунта ρ	сухого грунта ρ_d	частиц грунта ρ_s	0,85	0,95			на границе текучести W_L	на границе раската W_p		
1	18,87	1,99	1,67	2,74	1,98	1,97	0,641	0,81	38,83	19,51	19,32	-0,03
2	18,79	2,05	1,73	2,73	2,04	2,04	0,581	0,88	31,69	17,22	14,47	0,11
3	22,78	2,01	1,64	2,73	2,00	1,99	0,661	0,94	31,69	17,09	14,60	0,39
4	25,83	1,99	1,58	2,73	1,97	1,96	0,72	0,98	31,28	16,82	14,46	0,62

Таблица 4.3 - Расчетные значения физико-механических характеристик грунтов

№ ИГЭ	Наименование грунта	Удельный вес, кН/м ³			Удельное сцепление, кПа			Угол внутреннего трения, градус			Модуль деформации $E_{есм}$, Мпа
		γ_n	γ_{II}	γ_I	C_n	C_{II}	C_I	φ_n	φ_{II}	φ_I	
1	Глина твердая	19,9	19,8	19,7	58	56	55	31	29	27	21
2	Суглинок полутвердый	20,5	20,4	20,4	28	26	25	22	21	21	22
3	Суглинок тугопластичный	20,1	20,0	19,9	27	26	25	19	18	18	16
4	Суглинок мягкопластичный	19,9	19,7	19,6	17	16	16	15	14	13	10

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Модули деформации для грунтов ИГЭ-1,2,3,4 приняты по результатам статической нагрузкой грунтов штамп-опытами.

4.3 Специфические грунты

На участке изысканий специфических видов грунтов по СП 50-101-2004 (многолетнемерзлые, набухающие, органогенно-минеральные и органические, засоленные) не отмечаются.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									14
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03			

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

Грунтовые воды на участке изысканий до глубины 3,0-16,0 м вскрыты скважинами №№ 4, 5, 8-11, в месте перехода проектируемых трасс через р. Большой Караман, на глубине 5,5-10,80 м и установились на глубине 3,9-8,5 м, что соответствует абсолютным отметкам 62,33-68,16 м.

Отмеченный изысканиями (июль 2021 г) уровень грунтовых вод близок к низкому положению его в годовом цикле сезонных колебаний. Зимой и летом возможно сезонное повышение отмеченного уровня на 0,5-1,5 м.

Согласно приложению И часть II СП 11-105-97 тип территории по потенциальной подтопляемости на площадке обустраиваемой скважины и по трассе следования линейных сооружений рекомендуется принять как не подтопляемые, в силу геологических, гидрогеологических и других причин (подтопление отсутствует и не прогнозируется в будущем) III-A-1.

На участках переходов линейных сооружений через р. Большой Караман в районе скважин №№ 4, 5, 8-11 (с учетом глубины прокладки трубопровода и глубины заложения фундаментов опор при надземной его прокладке) рекомендуется принять как потенциально подтопляемые в результате экстремальных природных ситуаций (в многоводные воды) II-A2.

Согласно СП 28.13330.2017 грунтовые воды оцениваются как слабоагрессивные к бетонам марки W4-W8 и неагрессивные к маркам W10-W20 (содержание SO_4^{2-} от 381 до 402 мг/кг) и неагрессивные к арматуре железобетонных конструкций по всем показателям (содержание Cl^- от 100 до 126 мг/кг).

По отношению к железобетонным конструкциям согласно СП 28.13330.2017 «СНиП 2.03.11-85 Защита строительных конструкций от коррозии.», грунтовая вода неагрессивная при постоянном погружении и слабоагрессивная при периодическом смачивании.

Степень агрессивности грунтовой воды по СП 28.13330.2017 к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода - среднеагрессивная, pH = 7,5-7,4.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

15

6 Сведения о категории и классе линейного объекта

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

Схема технологическая принципиальная представлена на чертеже СНД/2021-0455-П-ТКР-01-Ч-001.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 газопровод от скв. №1, относится II классу, категории трубопровода и участков «С». Категория продукта 4 по ГОСТ Р 55990-2014.

Согласно п.3.9 ГОСТ Р 55990-2014 проектируемый газопровод является газопроводом-шлейфом, так как предназначен для транспортирования пластовой смеси от скважины месторождения до установки комплексной подготовки газа.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 метаноопровод на скв. №1, относится к III классу, категории II, что соответствует категории «С». Категория продукта 6 по ГОСТ Р 55990-2014.

План расположения площадок и трасс инженерных коммуникаций приведен на чертежах СНД/2021-0455-П-ТКР-01-Ч-002.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

7 Сведения о пропускной способности линейного объекта

Проектная мощность, пропускная способность, рассчитанная по максимальному режиму перекачки (условие максимальное давление в системе – не выше 20,0 МПа) и средняя скорость движения газа по проектируемому трубопроводу.

Производительность скважины №1 «Куговская» принята в соответствии с техническим заданием на проектирование:

- по газу – 150 тыс. м³/сут.;
- по стабильному конденсату - 1÷10 т/сут.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									17
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03			

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

Мольное содержание компонентов в добываемом газе на скв. №1 Куговская: наибольшее содержание - метан – 92,67 %, сероводород – отсут., углекислый газ – 1,67 %. Относительная плотность газа по воздуху 0,606 доли ед. (таблица 8.1).

Компонентный состав конденсата, см. таблицу 8.2-8.3

Таблица 8.1 – Компонентный состав газа

Компонент	ГОСТ	Весь газ		
		%, моль	%, масс.	
H ₂ S (сероводород)	31371.7-2008	0,00	0,00	
CO ₂ (диоксид углерода)		1,67	4,18	
N ₂ (азот)		0,98	1,57	
CH ₄ (метан)		92,68	84,51	
C ₂ H ₆ (этан)		3,01	5,14	
C ₃ H ₈ (пропан)		1,22	3,06	
iC ₄ H ₁₀ (изо-бутан)		0,16	0,53	
nC ₄ H ₁₀ (норм. бутан)		0,07	0,23	
iC ₅ H ₁₂ (изо-пентан)		0,06	0,25	
nC ₅ H ₁₂ (норм. пентан)		0,04	0,16	
ц-C ₅ H ₁₂ (цикло-пентан)		0,00	0,00	
nC ₆ H ₁₄ (гексаны)		0,03	0,15	
nC ₇ H ₁₆ (гептаны)		0,03	0,17	
C ₈ H ₁₈ (октаны)		0,007	0,05	
He (гелий)		0,04	0,01	
H ₂ (водород)		0,00	0,00	
Всего			100,00	100,00
Плотность при 0°C, кг/м ³			0,785	
Плотность при 20°C, кг/м ³			0,732	
Молярная масса, кг/кмоль			17,59	
Относительная плотность		0,606		
Сод.сероводорода, г/м ³	22387.2-2014	отс.		
Сод.меркаптанов, г/м ³		0,00011		
Число Воббе, Мдж/м ³	Высшее 62,723/56,597 Низшее			
Теплота сгорания высшая/низшая, 20°C, Мдж/м ³	38,095 \ 34,374			

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

18

Таблица 8.2 – Компонентный состав конденсата (при 20°C)

<i>Компонент</i>	конденсат	
	%,масс	%, моль
H2S	0,00	0,00
CO2	0,00	0,00
N2	0,00	0,00
CH4	0,00	0,00
C2H6	0,06	0,21
C3H8	0,61	1,46
iC4H10	0,25	0,45
nC4H10	1,69	3,06
j C5H12	0,94	1,37
nC5H12	2,49	3,63
nC6H14	6,75	8,25
nC7H16	9,09	9,55
C8+	78,12	72,01
Всего:	100,00	100,00
Плотность, кг/м3	776,00	
Мол.масса, г/моль	135,31	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

19

Таблица 8.3 – Анализ конденсата

№ п/п	Наименование параметров	ГОСТ	Единица измерен.	Величина		Примечание
				до обезв.	после обезв.	
1	Плотность при 20 °С	3900-85	г/см ³	0,776	-	
2	Вязкость кинемат. при 20 °С	33-2000	Сст	1,81	-	
3	Вязкость динамич. при 20 °С	33-2000	МПа сек.	1,40	-	
4	Вода по методу Дина и Старка	2477-14	масс%	отс.	-	
5	Механические примеси	6370-83	масс. %	0,0064	-	
6	Содержание хлористых солей	21534-76	мг/дм ³	81,81	-	
7	Давление насыщенных паров	1756-2000	мм.рт.ст.	103,04	-	
8	Температура за стывания	20297-91	°С	-32,0	-	
9	Содержание серы	1437-85	масс. %	0,0257	-	
10	Содержание парафина	11851-85	масс. %	12,89	-	
11	Температура плавления парафинов	11851-85	°С	+12,0	-	
12	Содержание сероводорода	17323-71	млн ⁻¹	отс.	-	
13	Содержание метил-этилмеркаптанов	17323-71	млн ⁻¹	6,27	-	
14	Содержание асфальтенов	11858-66	масс.%	отс.	-	
15	Содержание смол	11858-66	масс.%	0,09	-	
16	Разгонка нефти по Энглеру	2177-99			-	
	а) Температура начала кипения		°С	60,61	-	
	б) Перегоняется (выход фракций) от Т нач. кипения до Т °С					
	100		объем %	8,0	-	
	120			15,0	-	
	140			24,0	-	
	150			28,0	-	
	160			33,0	-	
	180			40,0	-	
	200			47,0	-	
	220			56,0	-	
	240			62,0	-	
	260			70,0	-	
	280			78,0	-	
	300			84,0	-	
	в) Остаток			15,0	-	
	г) Потери			1,0	-	



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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

20

Таблица 8.4 - Класс, категория, группа по взрывопожарной и пожарной опасности для технологических сооружений

Наименование здания, сооружения	Наименование веществ, определяющих категорию и группу взрывопожароопасных смесей	Категория и группа взрывоопасной смеси по ПУЭ (ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002), основание Ф3-123	Класс взрывоопасной или пожароопасной зоны по (ПУЭ) ГОСТ 30852.9-2002	Категория наружной установки по пожарной опасности (ст. 25, №123-ФЗ, СП 12.13130.2012)	Класс конструктивной пожарной опасности (ст. 31, 87 №123-ФЗ, СП 12.13130.2012)	Условия работы обслуживающего персонала
Приустьевая площадка скв.№1	Газ, метанол	IIA-T2	2 (B-1r)	АН	-	на открытом воздухе
Крановый узел №1, 2	газ	IIA-T3	2 (B-1r)	АН	-	на открытом воздухе
Узел врезки метанопровода на КУ-2 «Кудринский»	Газ, метанол	IIA-T2	2 (B-1r)	АН	-	на открытом воздухе

Размеры взрывоопасных зон определены в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» составляют:

Зона 0 - открытые пространства радиусом 1,5 м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважин, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся газы (свечи дыхания емкостей);

Зона 0 - пространство внутри открытых и закрытых технических устройств и емкостей, содержащих нефть, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества;

Зона 1 - закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, узлы регулирующих, контролирующих, отключающих устройств, содержащие нефть и горючие газы, где образование взрывоопасных смесей возможно только в случае поломки или неисправности оборудования (АГЗУ);

Зона 1 - открытые пространства: радиусом 1,5 м от зоны 0 по п. 1; вокруг любых отверстий (двери, окна и прочее) из помещений зоны 1 по п. 3, ограниченные расстояниями 3 м во все стороны; вокруг отверстий вытяжной вентиляции из зоны 1 по п. 3, ограниченные радиусом 3 м; вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны;

Зона 2 - открытые пространства вокруг закрытых и открытых технических устройств, оборудования в соответствии с классом и границами зон взрывоопасности 5 м;

Зона 2 - полузакрытые пространства, в которых расположена фонтанная арматура, в пределах ограждения;

Зона 2 - открытые пространства вокруг окончания отводов газов из закрытых технических устройств, емкостей, аппаратов в соответствии с классом и границами зон взрывоопасности 5 м.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

21

9 Описание технологической схемы

В соответствии с заданием на проектирование (см. СНД/2021-0455-П-ПЗ-01) настоящей проектной документацией предусматривается сбор, учет и транспорт продукции скважины №1 Куговского месторождения.

Согласно техническому заданию объектами проектирования являются:

- обустройство площадки скважина №1 (см. том ИЛО5-07);
- газопровод от скважины №1 «Куговская» до УКПГ «Вознесенская»;
- метанолопровод от КУ-2 «Кудринский» до скв. №1 «Куговская»;
- подъездная дорога категории IVв, от существующей грунтовой дороги до площадки скважины №1 «Куговская» (см. том ИЛО2-01);

Настоящим разделом проекта рассмотрено проектирование линейных объектов:

- Газопровод от скважины №1 Куговского месторождения до врезки на территории УКПГ «Вознесенская» в существующий газопровод от скв. 1, 3 Вознесенского месторождения;
- обустройство крановых узлов №1, 2 на переходе через р. Большой Караман. Крановый узел №2 одновременно будет являться узлом охранной отключающей арматуры в соответствии с п.9.2.1 ГОСТ Р 55990-14. Размещение КУ №2 предусмотрено не ближе 100мм от границы территории УКПГ «Вознесенская»;
- метанолопровод от КУ-2 «Кудринский» до скв. №1 «Куговской».

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

В соответствии с РД 39-0148311-605-86 настоящей проектной документацией для сбора продукции с обустраиваемых скважин принята напорная однотрубная герметизированная система сбора нефти и газа.

Схема технологическая принципиальная представлена на чертеже СНД/2021-0455-П-ТКР-01-Ч-001.

Продукция проектируемой скважины по газопроводу Ду80мм под давлением, развиваемым за счет энергии пласта, будет поступать в проектируемый подземный газопровод $\varnothing 89 \times 9$, $\varnothing 114 \times 10$ из ст.09Г2С и далее в существующий газопровод от скв.1, 3 Вознесенского месторождения на УКПН «Вознесенская». При переходе гаопровода через реку Большой карман на каждой стороне установлены крановые узлы КУ-1, КУ-2. Также на узле подключения проектируемого газопровода установлен шаровый кран КШ-5 для отключения скважины от существующей системы сбора.

Расчетный объем транспортируемого газа по газопроводу от скв.1 Куговская до УКПГ «Вознесенская» составляет 150 тыс м³/сут., по стабильному конденсату - 1÷10т/сут.

Замер дебита газа, осуществляется с помощью передвижной замерной установки.

Для борьбы с гидратообразованием предусматривается подача метанола в газопровод на обвязке устья скважины. Ввод метанола предусматривается от проектируемого метанолопровода $\varnothing 57 \times 7$ из ст.09Г2С, который подключается к существующему метанолопроводу на КУ-2 «Кудринский».

Суммарный объем поступающего газа на УКПГ, с учетом проектируемой скважины и существующих скважин, не превысит проектную производительность УКПГ «Вознесенская».

Давление на устье проектируемой скважины не превышает 20МПа. Прочностной расчет выполнен на максимальное давление (20МПа), установка предохранительного клапана и ГФУ не требуется.

Проектные решения приняты и разработаны в соответствии с Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

22

10 Обоснование необходимости применения антифрикционных присадок

В данном проекте антифрикционные присадки не используются.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.

11 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. Расчет толщины стенки и выбор материального исполнения трубопровода осуществлен в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 по методике, представленной в разделе 6.6 данного документа.

11.1 Расчет трубопроводов на прочность, устойчивость и деформативность

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

Исходные данные и результаты расчета толщины стенки выкидных трубопроводов приведен в таблице 12.1.1.

Таблица 12.1.1 - Исходные данные и результаты расчета толщины стенки

Наименование параметра	Значение параметра		
	Газопровод	Метаноопровод	Метаноопровод
Назначение трубопровода	Газопровод	Метаноопровод	Метаноопровод
Нормативный документ, в соответствии с которым выполнен расчет	ГОСТ Р 55990-2014		
Наружный диаметр D , мм	114	89	57
ГОСТ или ТУ на трубы	ТУ 14-3Р-1128-2007		
Марка стали, класс прочности	09Г2С		
Нормативный предел прочности σ_u , МПа	470		
Нормативный предел текучести σ_y , МПа	290 (изменение №1 к ТУ, табл.4а)		
Рабочее (нормативное) давление p , МПа	20,0	20,0	25,0
Давление испытания на прочность $p_{исп.}$, МПа	25,0	25,0	31,25
Категория участка трубопровода	С	С	С
Коэффициенты надежности:			
- по ответственности трубопровода γ_n	1,10	1,10	1,10
- по условиям работы трубопроводов γ_{ds}	0,767	0,767	0,767
- по материалу при расчете по прочности γ_{mu}	1,40	1,40	1,55
- по материалу при расчете по текучести γ_{my}	1,15	1,15	1,15
- по нагрузке (внутреннему давлению) γ_{fp}	1,10	1,10	1,15
Расчетное сопротивление материала труб по прочности R_u , МПа	211,4	211,4	211,4
Расчетное сопротивление материала труб по текучести R_y , МПа	175,8	175,8	175,8
Расчетная толщина стенки t_d , мм	6,46	5,82	4,66

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

24

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Наименование параметра	Значение параметра		
Прибавка на минусовое отклонение толщины стенки C_1 , мм (12,5%)	1,25	1,13	0,88
Прибавка на коррозию и износ C_2 , мм	2,0	2,0	1,0
Номинальная толщина стенки t_n , мм	9,71	8,95	6,54
Принятая толщина стенки, мм	10,0	9,0	7,0

Для обеспечения срока службы трубопроводов расчетом предусматривается прибавка на коррозию и износ, определяемая исходя из допустимой скорости коррозии $0,1 \div 0,2$ мм/год.

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

Исходные данные и результаты расчета выкидных трубопроводов на прочность и устойчивость приведен в таблице 12.1.2.

Таблица 12.1.2 - Исходные данные и результаты расчетов на прочность и устойчивость

Наименование параметра	Значение параметра		
Назначение трубопровода	Газопровод		Метанолопровод
Наружный диаметр трубопровода D , мм	114	89	57
Толщина стенки, мм	10	9	7
Внутренний диаметр трубопровода $D_{вн}$, мм	94	71	43
Марка стали, класс прочности	09Г2С		
ГОСТ или ТУ на трубы	ТУ 14-3Р-1128-2007		
Нормативный предел прочности δ_u , МПа	470	470	470
Нормативный предел текучести δ_y , МПа	290	290	290
Коэффициент линейного расширения α , град ⁻¹	0,000012	0,000012	0,000012
Модуль упругости E , МПа	2,06x10 ⁵	2,06x10 ⁵	2,06x10 ⁵
Коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона) μ	0,30	0,30	0,30
Расчетный температурный перепад Δt , °С	30*	30*	30*
Радиус упругого изгиба R , м	250	200	150
Кольцевые напряжения от внутреннего давления σ_h , МПа	131,10	113,72	117,05
Продольное напряжение в трубопроводе на упругоизогнутых участках от расчетных нагрузок и воздействий σ_l , МПа:			
σ_l^1	-81,8	-85,88	-78,18
σ_l^2	12,14	5,79	0,10
Эквивалентное напряжение σ_{eq} , МПа:			
σ_{eq}^1	125,47	110,94	117,01
σ_{eq}^2	192,38	187,50	201,30

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Наименование параметра	Значение параметра		
Расчетные коэффициенты для проверки условия прочности: для эквивалентных напряжений f_{eq}	0,90	0,90	0,90
Контрольное значение для проверки условия прочности: для эквивалентных напряжений B , МПа	261	261	261
Эквивалентное продольное усилие в сечении трубопровода S , МН	0,31	0,20	0,10
Коэффициент учета высоты засыпки, K	3	3	3
Предельная несущая способность грунта при выпучивании трубопровода q_s^* , МН/м	0,005	0,004	0,003
Предельное сопротивление перемещениям трубопровода вверх, q^* , МН/м	0,006	0,004	0,003
Критическое продольное усилие N_{cr} , МН: для крутоизогнутых участков	0,53	0,33	0,16
для прямолинейных участков	10,65	8,27	5,25
Коэффициент запаса общей устойчивости $k_{u.b.}$	1,30	1,30	1,30
Контрольное значение для проверки общей устойчивости крутоизогнутых участков трубопровода C , МН: для крутоизогнутых участков	0,41	0,25	0,12
для прямолинейных участков	8,19	6,36	4,04
* Разность между температурой продукта и температурой монтажа (сварка последнего стыка).			

Условие прочности подземных трубопроводов для продольных и эквивалентных напряжений:

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

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

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

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

Все условия выполнены.

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

Для упругоизогнутых участков выкидных трубопроводов определены минимальные радиусы упругого изгиба оси трубопровода, при котором соблюдаются условия прочности.

Минимальный радиус упругого изгиба газопровода DN 100 принят 250 м, DN 80 - 200 м.

Минимальный радиус упругого изгиба метаноопровода DN 50 принят 150 м.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

26

11.2 Материальное исполнение трубопроводов

Материальное исполнение трубопроводов принято из труб стальных бесшовных хладостойких для обустройства газовых месторождений из стали 09Г2С по ТУ 14-3Р-1128-2007. Допускается применение стальных труб из других марок стали повышенной эксплуатационной надежности, изготовленных по другой технологии изготовления, из стали класса прочности не ниже К48.

Запорная арматура для газопровода принимается в коррозионном исполнении К1 (СО₂ до 6%). Сероводород в составе добываемого газа отсутствует.

Запорная арматура предусматривается из стали 20ГЛ (либо аналог), герметичность затвора класса А, с ручным приводом.

Задвижка шибберная ЗШС 80х250 с ручным управлением, устанавливаемая на КУ №1. Шаровый кран КШ 80х250, устанавливаемый на КУ №2, для обеспечения дистанционного управления КШ предусмотрен с электроприводом и ручным дублером (см. ОП-001).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									27
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03			

12 Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием

12.1 Проектируемые сооружения

В соответствии с Задаaniem на проектирование объекта и техническими требованиями предусматриваются проектируемые здания и сооружения:

Проектируемые здания и сооружения скважины №1 (см. том ИЛО5-07):

- приустьевая площадка газовой скважины (поз. 1.1);
- площадка арматурного блока обвязки скважины (поз. 1.9);
- площадка обслуживания (поз. 1.2);
- площадка под ремонтный агрегат (поз. 1.3);
- пожарный щит, 2шт. (поз. 1.4);
- аншлаг (поз. 1.5);
- пост управления кнопочный (ПКУ). (поз. 1.6).

В состав газопровода от скв. №1 до УКПГ «Вознесенская» входит:

- подземный газопровод $\varnothing 89 \times 9$ и $\varnothing 114 \times 10$ ст. 09Г2С протяженностью 1189,1м;
- крановый узел №1, 2 (см. лист 3);

В состав метанолопровода входит:

- подземный метанолопровод $\varnothing 57 \times 7$ ст. 09Г2С протяженность 287,2м;
- узел врезки метанолопровода на КУ-2 «Кудринский» (см. лист 5);

12.2 Характеристика отдельных параметров технологического процесса

При выполнении проекта «Куговское месторождение. Обустройство скважины №1» в соответствии с ПУЭ (ГОСТ 30852.9-2002) и по Федеральному закону от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» определены классы взрывоопасных зон и их размеры на сооружениях системы сбора и транспорта продукции скважины №1 Куговского месторождения.

К основным параметрам технологического процесса относятся давление, температура и производительность. Рабочее давление системы сбора составляет 10,5 МПа, температура +5...+20 °С.

К источникам утечек, возникающих при нормальной работе проектируемого объекта, относятся утечки от неплотностей технологического оборудования и запорной арматуры.

Размеры взрывоопасных зон определены в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» составляют:

Зона 0 - открытые пространства радиусом 1,5 м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважин, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся газы (свечи дыхания емкостей);

Зона 0 - пространство внутри открытых и закрытых технических устройств и емкостей, содержащих нефть, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества;

Зона 1 - закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, узлы регулирующих, контролирующих, отключающих устройств, содержащие нефть и горючие газы, где образование взрывоопасных смесей возможно только в случае поломки или неисправности оборудования (АГЗУ);

Зона 1 - открытые пространства: радиусом 1,5 м от зоны 0 по п. 1; вокруг любых отверстий (двери, окна и прочее) из помещений зоны 1 по п. 3, ограниченные расстояниями 3 м во все стороны; вокруг отверстий вытяжной вентиляции из зоны 1 по п. 3, ограниченные радиусом 3 м; вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

28

Зона 2 - открытые пространства вокруг закрытых и открытых технических устройств, оборудования в соответствии с классом и границами зон взрывоопасности 5 м;

Зона 2 - полузакрытые пространства, в которых расположена фонтанная арматура, в пределах ограждения;

Зона 2 - открытые пространства вокруг окончания отводов газов из закрытых технических устройств, емкостей, аппаратов в соответствии с классом и границами зон взрывоопасности 5 м.

Класс, категория, группа по взрывопожарной и пожарной опасности для технологических сооружений приведены в п.8.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									29
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03			

12.3 Линейные трубопроводы

Разработка технологического процесса транспортирования сред, применение технологического оборудования, выбор типа запорной арматуры и мест ее установки, средств контроля и противоаварийной защиты обоснованы с учетом результатов анализа риска (СНД/2021-0455-П-ПРБ-01).

Проектной документацией предусматривается строительство газопровода от скв.№1 до точки врезки в газопровод от скв. №1, 3 Вознесенского месторождения на территории УКПГ «Вознесенская» и строительство метанолопровода от КУ-2 «Кудринский» до скв. №1 Куговская.

Запорная арматура на газопроводе и метанолопроводе устанавливается в обвязке устья скважины, в точках врезки в существующие трубопроводы, на проектируемых крановых узлах на газопроводе.

Крановые узлы, устанавливаемые на подводном переходе газопровода, размещаются, согласно п.9.2 ГОСТ 55990 на отметках не ниже ГВВ 10% обеспеченности и не менее, чем на 0,2м выше отметки наивысшего уровня ледохода. ГВВ 10% обеспеченности, согласно результатам изысканий (см. том ИГМИ), составляет - 67,4м.

Крановый узел №1 устанавливается на ПК2+95,60-ПК2+98,30 трассы газопровода, отметка площадки – 74,30м. В качестве запорной арматуры к установке предусмотрена шибберная задвижка ЗШС DN 80 Ру250.

Крановый узел №2 - на ПК7+14,35-ПК7+17,20, отметка площадки - 71,10м. В качестве запорной арматуры на газопроводе к установке предусмотрен электроприводной шаровый кран КШ DN 80 Ру250 (см. ОЛ-001).

Предусматриваемые в проектной документации материалы, изделия и оборудование (технические устройства) сертифицированы и декларированы на соответствие требованиям промышленной безопасности в установленном законодательством Российской Федерации порядке о техническом регулировании: «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013), технического регламента «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011).

Декларации и сертификаты соответствия представлены в Приложениях А.

Согласно п.29 «Руководства безопасности факельных систем» пр. №779 от 26.12.12 Ростехнадзора, периодические и аварийные сбросы легких газов (плотностью не более 0,8 по отношению к плотности воздуха), относящихся к горючим, рекомендуется направлять через сбросную трубу в атмосферу. Относительная плотность добываемого газа 0,606. Опасные вещества, такие как сероводород в составе газа отсутствуют.

В соответствии с п.9.2.5 ГОСТ Р 55990-2014, для стравливания газа после остановки газопровода перед ремонтом или при аварии, на крановых узлах предусматривается установка продувочных свечей из трубы Ø57х6мм на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры.

Схема технологическая принципиальная приведена на СНД/2021-0455-П-ТКР-01-Ч-001.

Планы расположения площадок и трасс трубопроводов приведены на чертежах СНД/2021-0455-П-ТКР-01-Ч-002.

Описание технологических сооружений и оборудования, входящих в инфраструктуру проектируемых трубопроводов (обвязка устья скважины), приведены в Томе 4.5.7.1 (СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07).

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 газопровод от скв. №1, относится II классу, категории трубопровода и участков «С». Категория продукта 4 по ГОСТ Р 55990-2014.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 метанолопровод на скв. №1, относится к III классу, категории II, что соответствует категории «С». Категория продукта 6 по ГОСТ Р 55990-2014.

Номинальное давление принято:

- газопровода - 20,0 МПа

- метанолопровода – 21,0 МПа.

Проектируемые трубопроводы приняты из труб стальных бесшовных хладостойких для обустройства газовых месторождений из стали 09Г2С по ТУ 14-3Р-1128-2007:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

30

- Газопровод - $\varnothing 89 \times 9$ мм и $\varnothing 114 \times 10$ мм протяженность составляет 1189,1 м,
- метанолопровод - $\varnothing 57 \times 7$ мм, протяженность составляет – 287,2 м.
 - подземные участки – с заводским наружным двухслойным полимерным покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98;
 - надземные участки, отводы крутоизогнутые штампованные – без покрытия.

Допускается применение стальных труб из других марок стали повышенной эксплуатационной надежности, из стали класса прочности не ниже К48.

Повороты линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях выполнены упругим изгибом сваренной нитки, монтажом отводов крутоизогнутых с радиусом гиба 1,5DN или вставок из гнутых отводов R=15м.

Трубопроводы укладывается в грунт на глубину не менее 1,6 м до верхней образующей трубы.

По трассе газопровода и метанолопровода устанавливаются опознавательные знаки - на углах поворота трассы.

Кроме того, по трассе газопровода устанавливаются опознавательные знаки:

- при пересечении газопроводом подземных коммуникаций;
- при переходе через водную преграду установка постоянного репера на одном берегу при ширине преграды до 75м.

В начале и конце трубопроводов установить КИК (см. том ИЛО5-11), а также на расстоянии 500м на всем протяжении трубопроводов совместно с опознавательными знаками, для контроля целостности трубопровода и определения места его прохождения приборным методом.

Знаки должны содержать информацию:

- наименование трубопровода или входящего в его состав сооружения;
- местоположение оси трубопровода от основания знака;
- привязка знака на трассе (км);
- охранная зона трубопровода;
- телефоны и адрес организации, эксплуатирующей данный участок трубопровода.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов вдоль трассы газопровода и метанолопровода установлена охранная зона по аналогии с магистральными трубопроводами, в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

12.3.1 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях

На участке изысканий специфических видов грунтов по СП 50-101-2004 (многолетнемерзлые, набухающие, органогенно-минеральные и органические, засоленные) не отмечаются.

Грунты на площадке изысканий непросадочные и ненабухающие.

По относительной деформации пучения, согласно п. 6.8 СП 22.13330.2011, глина твердая ИГЭ-1 – слабопучинистая ($R_f \cdot 10^2$ - соответствует 0,25), суглинок полутвердый ИГЭ-2 – слабопучинистая ($R_f \cdot 10^2$ - соответствует 0,13), суглинок тугопластичный ИГЭ-3 – сильнопучинистый ($R_f \cdot 10^2$ - соответствует 0,46), суглинок мягкопластичный ИГЭ-4 – чрезмернопучинистый ($R_f \cdot 10^2$ - соответствует 1,45).

Прокладка газопровода и метанолопровода открытым способом осуществляется в грунте ИГЭ-1, глина твердая, слабопучинистая. Расчетная глубина промерзания глинистых грунтов в рассматриваемом районе равна 1,46 м, согласно СП 22.1330.2016.

Трубопроводы укладывается в грунт на глубину не менее 1,6 м до верхней образующей трубы ниже глубины промерзания. Предусмотрена подсыпка песком под трубопроводы слоем 10см и обсыпка 20см песком.

12.3.2 Узлы запорной арматуры

По трассе газопровода предусмотрено обустройство крановых узлов №1, 2 на переходе через р. Большой Караман.

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

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

31

Крановые узлы, устанавливаемые на подводном переходе газопровода, размещаются, согласно п.9.2 ГОСТ 55990 на отметках не ниже ГВВ 10% обеспеченности и не менее, чем на 0,2м выше отметки наивысшего уровня ледохода.

Крановый узел №2 одновременно является узлом охранной отключающей арматуры в соответствии с п.9.2.1 ГОСТ Р 55990-14. Размещение КУ №2 предусмотрено не ближе 100мм от границы территории УКПГ «Вознесенская»;

В качестве запорной арматуры на крановом узле №2 к установке предусмотрен электроприводной шаровый кран КШ DN 80 Ру250 (см. ОЛ-001).

На газопроводе от скважины №1 «Куговская» до УКПГ «Вознесенская» технические средства автоматизации обеспечивают:

- местное измерение давления газа в газопроводе до и после задвижки на площадке КУ-1;
- местное измерение давления газа в газопроводе до и после шарового крана КШ-1 на площадке КУ-2;
- дистанционное измерение давления газа в газопроводе после шарового крана КШ-1 на площадке КУ-2;
- телесигнализацию превышения или занижения давления после шарового крана КШ-1;
- автоматическое закрытие шарового крана КШ-1 на площадке КУ-2 при превышении или занижении давления ниже или выше предельных значений после КШ-1;
- телесигнализацию общей неисправности шарового крана КШ-1;
- передачу данных о состоянии и управлении шаровым краном КШ-1.

Также данным проектом предусматривается подключение проектируемого оборудования на площадке кранового узла № 1 (КУ-2) к существующему шкафу АСУ ТП в блок-боксе «Операторная» в УКПГ Вознесенский. Схема структурная приведена в томе СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09.

Трасса проектируемого газопровода проложена параллельно существующим газопроводу и метанолопроводу.

Согласно п.9.2.3 при параллельной прокладке подземных трубопроводов узлы линейной запорной арматуры должны быть смещены на расстояние не менее 50м, принимаемое по радиусу относительно друг друга.

Расстояние между трассами трубопроводов более 60м, таким образом расстояние по смещению линейной запорной арматуры на трубопроводах соблюдается.

12.3.3 Переход через искусственные и естественные преграды и параллельное следование с инженерными сооружениями

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

Ближайшими населенными пунктами являются:

- п. Романовка, расположено в 2,9 км юго-востоку района работ;
- с. Пензенка, расположено в 6,0 км юго-западнее района работ;
- с. Вознесенка, расположено в 9,3 км севернее района работ;
- с. Воскресенка, расположен в 11,5 км юго-восточнее района работ.

Потенциально-опасные объекты (кладбища) в непосредственной близости к объектам строительства – отсутствуют.

Проектируемый газопровод пересекает реку Большой Караман, шириной по урезу воды ~50м. Длина перехода составляет 222м.

Пересечение проектируемого трубопровода с р. Большой Караман выполнено методом Наклонно-направленного бурения (бестраншейная прокладка трубопровода) в защитном футляре из трубы диаметром и толщиной стенки 325x8 мм из стали 20 группы В по ГОСТ 10704-91 «Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент», ГОСТ 10705-80 «Трубы стальные

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

электросварные. Технические условия» с заводским наружным защитным покрытием усиленного типа 3У на основе экструдированного полиэтилена по ТУ 1390-005-11928001-2009.

Сварные стыки футляра, укладываемого закрытым способом, покрыть защитным покрытием на основе термоусаживающейся манжеты «ТЕРМА-СТАР» по ТУ 2245-037-82119587-2009. Перед нанесением противокоррозионного покрытия поверхность металла очистить от продуктов коррозии, обезжирить, обеспылить. Степень очистки поверхности металла – «четвертая» по ГОСТ 9.402-2004. Работы проводить в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя.

На одном конце футляра предусмотрена установка вытяжной свечи высотой 5м.

Предельный размыв р. Б.Караман возможен от настоящего положения дна на глубину 0,96м, до отметки 61,55м (согласно п.7.4 том ИГМИ). Согласно п. 10.1.23 ГОСТ 55990-14 проектная отметка верха футляра на переходе через водную преграду принята на 2м ниже отметки прогнозного предельного профиля деформации русла.

На обеих сторонах подводного перехода устанавливаются крановые узлы №1, №2.

В качестве запорной арматуры на крановом узле №2 к установке предусмотрен электроприводной шаровый кран КШ DN 80 Ру250 (см. ОП-001), который одновременно является охранным.

Крановые узлы, устанавливаемые на подводном переходе **газопровода**, размещаются, согласно п.9.2 ГОСТ 55990 на отметках не ниже ГВВ 10% обеспеченности и не менее, чем на 0,2м выше отметки наивысшего уровня ледохода.

Прокладка проектируемого газопровода и метаноопровода в пределах 200м от площадки скважины осуществляется в одной траншее, расстояние между укладываемыми трубопроводами 0,60м.

Трасса проектируемого газопровода и метаноопровода проложена параллельно существующим газопроводу $\varnothing 114$ мм и метаноопроводу $\varnothing 57$ мм, расстояние при параллельной прокладке составляет от 47м до 67м.

Трасса проектируемого газопровода проложена параллельно существующим газопроводам $\varnothing 114$ мм и $\varnothing 159$ мм, расстояние при параллельной прокладке составляет 55м.

Согласно табл. 7 ГОСТ Р 55990-2014 минимальные расстояния между строящимися и действующими трубопроводами при параллельной прокладке должно быть не менее 5м для трубопроводов Ду 150мм, и 8м – для трубопроводов Ду150-300мм.

12.3.4 Пересечения с инженерными коммуникациями

~~Прокладка проектируемого газопровода и метаноопровода в пределах 200м от площадки скважины осуществляется в одной траншее, расстояние между укладываемыми трубопроводами 0,60м.~~

~~Параллельное следование с существующими подземными коммуникациями отсутствует.~~

Проектируемый **газопровод** пересекает существующие газопровод и метаноопровод. Расстояние в свету при пересечении с трубопроводами составляет не менее 350мм. Угол пересечения составляет не менее 60°.

Из-за невозможности прокладки проектируемого **газопровода** над существующими трубопроводами, проектируемый **газопровод** заключается в защитный футляр с выводом концов на расстояние по 10м в обе стороны от пересекаемого метаноопровода, согласно п.8.3 ГОСТ Р 55990-14. На одном конце футляра предусмотрена установка вытяжной свечи высотой 5м.

Проектируемый **газопровод** пересекает анодный кабель. В месте пересечения проектируемым газопроводом действующего кабеля, кабель заключить в кожух из швеллера №14. Расстояние в свету при пересечении с кабелем принято не менее 0,6м от низа защитного футляра до верхней образующей проектируемого трубопровода.

При пересечении с существующими коммуникациями, траншею разрабатывать вручную согласно ТУ собственников, но не менее 1 метра в каждую сторону от боковой стенки и не менее 1 метра над верхом пересекаемой коммуникации в присутствии представителя эксплуатирующей организации.

Пересечение и параллельное следование с ВЛ отсутствует.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

33

12.3.5 Монтаж и испытание трубопроводов

Строительство и монтаж трубопроводов предусматривается в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014.

По окончании строительно-монтажных работ производится контроль качества сварных соединений трубопроводов:

- систематический пооперационный контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки;
- визуальный контроль и обмер геометрических параметров готовых сварных соединений;
- проверку сварных швов неразрушающими методами контроля.

Контролю физическими методами (радиографический или ультразвуковой) подвергаются 100 % сварных стыков газопровода и метаноопровода.

По окончании строительно-монтажных работ трубопроводы промываются водой. Работы производятся по специальной рабочей инструкции на очистку полости и испытания трубопровода с учетом местных условий производства работ, составленной на основании ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация».

По окончании очистки трубопроводы испытывается на прочность и герметичность гидравлическим способом в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 и с последующим освобождением от воды. Пневматическое испытание трубопроводов с рабочим давлением выше 11,8МПа не допускается.

Проверку на герметичность участка или трубопровода в целом проводят после испытания на прочность при снижении испытательного давления до проектного рабочего и выдержки трубопровода в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12ч.

Величина давления испытания газопровода категории «С»:

- на прочность – $P_{исп.}=1,25P_{раб.}=25,0$ МПа в верхней точке, но не более заводского давления испытания в нижней точке;
- на герметичность – $P_{исп.}=P_{раб.}=20,0$ МПа.

Величина давления испытания метаноопровода категории «С»:

- на прочность – $P_{исп.}=1,25P_{раб.}=31,25$ МПа в верхней точке, но не более заводского давления испытания в нижней точке;
- на герметичность – $P_{исп.}=P_{раб.}=25,0$ МПа.

Линейные трубопроводы относятся к категории «С» включают отдельные участки той же категории, подлежащие испытаниям в два этапа, допускается испытывать в один этап на давление, соответствующее давлению испытаний первого этапа, согласно п.8 примечания табл.21 ГОСТ Р 55990-14.

Испытание газопровода на переходе через водную преграду выполняется в два этапа:

- первый этап – переход через водную преграду методом ННБ, $P_{исп.}=1,25P_{раб.}$;
- второй этап – одновременно с испытанием газопровода, $P_{исп.}=1,25P_{раб.}$.

Испытание газопроводов на свечу производится при давлении $P_{исп.}=0,2$ атм.

Гидравлические испытания проводятся при температуре окружающего воздуха не ниже 5 °С.

Перед началом работ по очистке и испытаниям трубопроводов должны быть определены и обозначены предупредительными знаками в соответствии с ГОСТ Р 12.4.026 опасные зоны, в которых запрещено находиться людям во время указанных работ.

Согласно п. 903 Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в таблице 12.1 установлены опасные зоны при гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний.

При проведении испытаний должны быть предусмотрены места для безопасного удаления жидкости из трубопровода и ее утилизации см. СНД/2021-0455-П-ПОС-01.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

34

Таблица 12.1 - Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов

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

12.3.6 Защита от коррозии

Выбор способа защиты трубопровода от почвенной коррозии, тип и конструкция изоляционных определяется проектом в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, РД 39-132-94 и ГОСТ Р 55990-14.

Критериями опасности коррозии подземного трубопровода являются:

- коррозионная активность среды (грунта, грунтовых вод) по отношению к металлу трубы;
- опасное действие постоянного и переменного блуждающих токов от соседних трубопроводов, проложенных в общем коридоре.

Для защиты от почвенной коррозии предусматривается:

- применение труб из стали 09Г2С по ТУ 14-3Р-1128-2007 с заводской изоляцией усиленного типа УЗ в соответствии с ГОСТ Р 51164-98;
- сварные стыки и детали трубопроводов покрываются гидроизоляцией усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98.

В зоне перехода надземных участков трубопроводов в подземные - надземные участки покрываются гидроизоляцией усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 на высоту 0,3 м.

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.

Конструкция изоляции в соответствии с ГОСТ 51164-98 для подземных стальных трубопроводов по ТУ 2293-006-94274904-2007:

- грунтовка «Праймер ПРИЗ» – 1 слой;
- лента полиэтиленовая «ПРИМА» толщиной 2,2 мм – 1 слой;
- лента «ТОЗ» толщиной 1,2 мм – 1 слой -для деталей трубопровода.
- Муфта ИЗТМ – для сварных стыков.

Сварные стыки футляра на переходе через водоток покрываются манжетами ТЕРМА-СТАР 325x650x2 по ТУ 2245-04382119587-2012.

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 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. Степень очистки «четвертая» по ГОСТ 9.402-2004.

Рекомендуемая конструкция покрытия:

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

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

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

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

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

35

Применяемые средства защиты от возможных видов коррозии обеспечивают безаварийное функционирование проектируемых трубопроводов в соответствии с условиями эксплуатации.

Изоляционные и лакокрасочные материалы должны иметь сертификаты качества, пожарный сертификат, гигиенические заключения.

Предусмотрена электрохимзащита трубопроводов, см. том ИЛО5-11.

12.3.7 Теплоизоляция

Для сохранения температурного режима и продления времени безопасной остановки трубопроводных систем надземные участки газопровода, соединительные детали и арматура на обвязке скважины, на узлах линейной запорной арматуры теплоизолируются.

Для теплоизоляции надземных участков газопровода применяется теплоизоляция самоклеящаяся по ГОСТ Р 56729-15 толщиной 20мм с покрытием из алюминиевой фольги.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

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

Предусматривается автоматизация, телемеханизация и оснащение КИП следующих объектов:

- Обустройство площадки скважины №1;
- Газопровод от скважины №1 «Куговская» до УКПГ «Вознесенская».

Объем контроля и автоматизации проектируемых сооружений принят в соответствии с требованиями нормативных документов и обеспечивает работу объектов без присутствия дежурного персонала у технологического оборудования.

На площадке скважины № 1 технические средства автоматизации обеспечивают:

- местное измерение давления и температуры газа в газопроводе от скважины №1 до и после штуцерной задвижки;
- дистанционное измерение давления и температуры газа в газопроводе от скважины №1 до и после штуцерной задвижки;
- местное измерение давления метанола в метанолпроводе до скважины №1 «Куговская»;
- дистанционное измерение давления метанола в метанолпроводе до скважины №1 «Куговская»;
- дистанционное измерение расхода метанола в метанолпроводе до клапана отсекателя.

На газопроводе от скважины №1 «Куговская» до УКПГ «Вознесенская» технические средства автоматизации обеспечивают:

- местное измерение давления газа в газопроводе до и после задвижки на площадке КУ-1;
- местное измерение давления газа в газопроводе до и после шарового крана КШ-1 на площадке КУ-2;
- дистанционное измерение давления газа в газопроводе после шарового крана КШ-1 на площадке КУ-2;
- телесигнализацию превышения или занижения давления после шарового крана КШ-1;
- автоматическое закрытие шарового крана КШ-1 на площадке КУ-2 при превышении или занижении давления ниже или выше предельных значений после КШ-1.
- телесигнализацию общей неисправности шарового крана КШ-1;
- передачу данных о состоянии и управлении шаровым краном КШ-1.

В соответствии с техническими требованиями на проектирование, настоящим проектом предусматривается подключение проектируемых объектов в действующую систему УКПГ Вознесенский.

Проектом предусмотрен дистанционный телеметрический контроль давления и температуры газа в газопроводе от скважины №1 до и после штуцерной задвижки, а также дистанционный телеметрический контроль давления и расхода метанола в метанолпроводе с использованием беспроводных универсальных манометр-термометров МТУ и конвертера 4-20 мА LoRaWAN Beta ТП-11 с передачей данных по протоколу LoRaWAN на существующую БС LoRaWAN УКПГ Вознесенский.

Также данным проектом предусматривается подключение проектируемого оборудования на площадке кранового узла № 2 (КУ-2) к существующему шкафу АСУ ТП в блок-боксе «Операторная» в УКПГ Вознесенский.

Доработка программного обеспечения существующего АРМ оператора диспетчера будет выполнена на этапе пусконаладочных работ.

Подробное описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе на данном объекте, приведено в томе 4.5.7.3 (ИЛО5-09) «Автоматизация комплексная».

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

14 Перечень мероприятий по энергосбережению

Мероприятия по энергосбережению в проекте не разрабатываются

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03			

15 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 объектов определяется исходя из объемов работ, темпов строительства и эксплуатационной производительности машин и механизмов, принятых темпов работ и в соответствии с календарным графиком строительства.

Потребность строительства в грузовом и специализированном автотранспорте определена на максимально загруженный год с учетом норм грузоподъемности транспортных средств и расстояний транспортировки грузов.

Таблица 15.1 - Потребность в строительных машинах и механизмах

Наименование	Марка	Примечание	Тип двигателя	Кол-во, шт.
Экскаватор одноковшовый	ЭО-3322	Мощность 74 л.с. Масса 14 т. Сменные ковши 0,65 м ³ и 0,25 м ³	дизель	1
Экскаватор роторный траншейный	ЭТР-162	На базе трактора ДТ-75 (глубина разработки траншеи до 1,8 м, ширина траншеи по дну 0,7м). Мощность 58,8 кВт (80 л.с.)	дизель	1
Бульдозер	ДЗ-171	Мощность двигателя 170 л.с.	дизель	1
Бульдозер	ДЗ-42	Мощность двигателя 80 л.с.	дизель	1
Кран автомобильный	КС-6471	Грузоподъемность 40 т. Стрела до 22 м. Мощность 240 л.с.	дизель	1
Кран автомобильный	КС-3577А	Грузоподъемность 16 т. Стрела от 8 до 20 м. Мощность двигателя 240 л.с.	дизель	1
Тягач	МАЗ-6422	Масса 24 т. Мощность двигателя 330 л.с.	дизель	1
Трейлер	ЧМЗАП-99064	Максимальная грузоподъемность 38 т, масса 11,5 т	-	1
Трактор	ДТ-75	Мощность 58,8 кВт (80 л.с.)	дизель	1
Передвижная компрессорная станция	ПКСД-5.25	Производительность, м ³ /мин - 5,25; давление, кгс/см - 27	дизель	1
Электростанция	ДЭС-100	Мощность 100 кВт	дизель	1
Каток	ДУ-93	Ширина уплотняемой полосы 1,4 м	дизель	1
Автобетоносмеситель	АБС-4	Емкость смесительного барабана 4 м ³	дизель	1

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

39

Наименование	Марка	Примечание	Тип двигателя	Кол-во, шт.
Агрегат наполнительно-опрессовочный	АНО-161	Давление до 13 МПа, мощность двигателя 96 кВт	дизель	1
Бортовой автомобиль	КамАЗ 53212	Мощность двигателя - 210 л.с, Грузоподъемность 10 т	дизель	1
Автосамосвал	КамАЗ 55111	Мощность двигателя - 220 л.с, Грузоподъемность 13 т	дизель	1
Автобус	ПАЗ-3205	Количество мест - 25	бензин	1
Автоцистерна	АЦПТ-6.0	Емкость 6 м ³	дизель	1
Сварочный агрегат	САК-2	Мощность двигателя 37 кВт. 2 поста	дизель	1
Установка ГНБ	GD900-LS	Мощность двигателя 239 кВт	дизель	1

Все применяемые строительные машины, механизмы, оборудование и приборы должны быть паспортизированы, сертифицированы и технически освидетельствованы, а на месте производства работ должны быть в наличии копии их паспортов и сертификатов. Грузоподъемные механизмы, такелажное оборудование и оснастка должны подвергаться техническим освидетельствованиям в сроки, устанавливаемые инструкциями и ведомственными документами Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору России. Сроки, даты проверки, допустимые нагрузки, грузоподъемность указываются на регистрационных табличках, установленных на соответствующем оборудовании и механизмах.

Все электрооборудование должно быть использовано во взрывопожаробезопасном исполнении, в том числе строительные инструменты выполнены из искробезопасных или диэлектрических материалов.

Кроме того, грузоподъемные машины должны пройти регистрацию в Управлении по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзора и получить разрешения на пуск в работу.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

40

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

Для защиты трубопроводов от внутренней коррозии настоящим проектом предусматривается применение труб стальных бесшовных хладостойких для обустройства газовых месторождений по ТУ 14-ЗР-1128-2007 из стали 09Г2С класса прочности не ниже К48.

В технологических процессах добычи, подготовки и транспорта газа твердые газовые гидраты вызывают серьезные проблемы, связанные с нарушением указанных технологических процессов.

Традиционным и основным методом борьбы с гидратообразованием в газовой промышленности является использование ингибитора гидратообразования - метанола.

Вследствие охлаждения газожидкостного потока гидратообразование оказывается значительно более распространенным в системах сбора, чем в стволах скважин и может наблюдаться на южных месторождениях, особенно в холодное время года.

Использование метанола обусловлено относительно низкой его стоимостью, высокой технологичностью процесса ввода и распределения метанола, наивысшей среди известных ингибиторов антигидратной активностью, сохраняющейся даже при низких температурах, очень низкой температурой замерзания концентрированных растворов метанола и исключительно малой их вязкостью даже при температурах ниже -50°C , некоррозионностью метанола и его водных растворов.

Для борьбы гидратообразованием осуществляется ввод метанола в **газопровод** на обвязке устья скважины. Метанолопровод $\varnothing 57 \times 7$ из ст.09Г2С прокладывается подземно, точка подключения КУ-2 «Кудринский» от существующего метанолопровода.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									41
			СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

17 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 скважин, сокращения выбросов вредных веществ в окружающую среду проектной документацией предусмотрено:

- сбор продукции скважин осуществляется по напорной однострунной герметизированной системе;
- выбор оптимального диаметра трубопровода для транспорта продукции скважин в пределах технологического режима;
- выбор материального исполнения трубы в соответствии с коррозионными свойствами перекачиваемой продукции;
- установка электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;
- автоматический контроль параметров работы оборудования, средства сигнализации и автоматические блокировки;
- покрытие гидроизоляцией усиленного типа сварных стыков трубопроводов, деталей трубопроводов;
- защита оборудования и трубопровода 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 установлены опознавательные знаки.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

42

18 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» (СНД/2021-0455-П-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
			СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

19 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» (СНД/2021-0455-П-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 выкидных трубопроводов, деталей трубопровода;
- 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
			СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

20.1 Количество и численность работающих

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

Проектом предполагается к применению транспортно-бытовая машина КАМАЗ 43118 с санузлом или аналог.

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».

Для обслуживания скважин, выкидных трубопроводов и нефтесборного трубопровода дополнительного персонала не предусматривается.

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

20.2 Организация и оснащение рабочих мест

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.

20.3 Обслуживание рабочих мест

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.

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.

Для оказания первой медицинской помощи в служебно-бытовых помещениях предусмотрены аптечки. Оказание квалифицированной медицинской помощи осуществляется в медицинском учреждении 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

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

45

20.4 Режим труда и отдыха

В соответствии со статьей № 110 «Трудового кодекса РФ» непрерывный еженедельный отдых составляет не менее 42 часов.

Согласно статье № 154 «Трудового кодекса РФ» каждый час работы в ночное время оплачивается в повышенном размере по сравнению с работой в нормальных условиях, но не ниже размеров, установленных законами и иными нормативными правовыми актами.

В соответствии со «Списком производств, цехов, профессий и должностей с вредными условиями труда, работа в которых дает право на дополнительный отпуск и сокращенный рабочий день», работникам промысла к ежегодному отпуску 28 календарных дней (в соответствии с главой 19 «Трудового кодекса Российской Федерации»), операторам по добыче нефти и газа должен предоставляться дополнительный отпуск в размере шести рабочих дней (п. 14 б раздел IX); трубопроводчикам линейным - шести рабочих дней (п.107 раздел IX).

Согласно списку № 2 производств, работ, профессий, должностей и показателей с вредными и тяжелыми условиями труда, занятость в которых дает право на пенсию по возрасту (по старости) на льготных условиях и льготы на пенсионное обеспечение будут иметь операторы по добыче нефти и газа (п. 2130200 а – 15824 раздел XII), трубопроводчики линейные (п. 2130200 а - 19238 раздел XII).

На основании Приказа № 302Н от 12.04.2011 «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и порядка проведения обязательных и периодических осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах с вредными и (или) опасными условиями труда», все работники промысла обязаны проходить периодические медосмотры один раз в два года, кроме того, работники, работа которых связана с повышенной опасностью, должны проходить психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в пять лет, а также все работники при поступлении на работу в обязательном порядке проходят предварительный медицинский осмотр.

На основании Постановления Министерства труда и социального развития РФ от 17.12.2010

№ 11221Н «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи работникам смывающих и обезвреживающих средств, порядка и условий их выдачи» работникам промысла один раз в месяц бесплатно выдается:

- мыло – 300 г (мыло туалетное или 500 мл. жидкое);
- защитный крем для рук гидрофильного действия – 100 мл;
- очищающая паста для рук – 200 мл.

Рациональное чередование работы с перерывами на отдых способствует оптимальной напряженности трудовой деятельности. Рациональные режимы труда и отдыха устанавливаются с учетом сменности и длительности рабочих смен, перерывов на обед и с учетом специфики нефтедобывающей отрасли. Время предоставления перерыва и его конкретная продолжительность устанавливаются правилами внутреннего трудового распорядка промысла по соглашению между работодателем и работниками в соответствии с главой 18 статьи 108 «Трудового кодекса Российской Федерации».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

46

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

21.1 Основные требования по безопасности и эксплуатации объектов обустройства, технологические решения по обеспечению безопасности

Мероприятия по охране труда в проекте разработаны в соответствии с основами законодательства Российской Федерации об охране труда:

- Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- «Трудовой кодекс Российской Федерации»;
- Федеральный закон от 10.01.02 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;
- Федеральный закон Российской Федерации от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
- «Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте», утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 10.03.1999 № 263.

Все проектные решения направлены на обеспечение безопасности производства.

В проекте предусмотрены мероприятия, обеспечивающие санитарно-гигиенические условия труда обслуживающего персонала, безопасность обслуживания оборудования, безопасность выполнения ремонтных работ. Основные мероприятия, направленные на обеспечение безопасности труда:

- герметизация трубопроводов и оборудования технологического процесса;
- соединение трубопроводов на сварке, использование минимального количества фланцевых соединений;
- изготовление, монтаж и эксплуатация оборудования, арматуры и трубопроводов осуществлено с учетом физико-химических свойств и технологических параметров транспортируемой среды, а также требований действующих нормативно-технических документов;
- размещение технологического оборудования, трубопроводной арматуры и трубопроводов с учетом удобства и безопасности их эксплуатации, возможности проведения ремонтных работ и принятия оперативных мер по предотвращению аварийных ситуаций и локализации аварий;
- электрооборудование предусмотрено во взрывозащищенном исполнении;
- размещение электрооборудования в соответствии с правилами ПУЭ;
- блокировка оборудования и сигнализация при отклонении от нормальных условий эксплуатации объектов;

При этом обеспечены условия безопасного отсечения потоков:

- широкое внедрение телемеханизации и диспетчеризации в производственных процессах;
- применение надежного блочного оборудования заводского изготовления;
- работа технологических устройств без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

К работе на объектах допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью.

К основным мероприятиям, обеспечивающим соблюдение требований по охране труда работников при эксплуатации, относятся:

- применение прошедших обязательную сертификацию или декларирование соответствия в установленном законодательством Российской Федерации о техническом регулировании порядке средств индивидуальной и коллективной защиты;
- обеспечение оптимального режима труда и отдыха работников в соответствии с трудовым законодательством;
- обеспечение работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты, смывающими и обезвреживающими средствами,

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

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

47

прошедшими обязательную сертификацию или декларирование соответствия в установленном законодательством Российской Федерации о техническом регулировании порядке;

- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказанию первой медицинской помощи пострадавшим на производстве, проведение инструктажа по охране труда, стажировки на рабочем месте и проверки знания требований по охране труда;
- недопущение к работе лиц, не прошедших в установленном порядке обучение и инструктаж по охране труда, стажировку и проверку знаний требований по охране труда;
- постоянный контроль за состоянием условий труда на рабочих местах, а также за правильностью применения работниками средств индивидуальной и коллективной защиты;
- проведение аттестации рабочих мест по условиям труда с последующей сертификацией организации работ по охране труда;
- принятие мер по предотвращению аварийных ситуаций, сохранению жизни и здоровья работников при возникновении таких ситуаций, в том числе по оказанию пострадавшим первой помощи;
- санитарно-бытовое и лечебно-профилактическое обслуживание работников в соответствии с требованиями охраны труда, а также доставку работников, заболевших на рабочем месте, в медицинскую организацию, в случае необходимости оказания им неотложной медицинской помощи;
- ознакомление работников с требованиями охраны труда;
- разработка и утверждение правил и инструкций по охране труда для работников;
- пропаганда охраны труда;
- проведение расследования и учета несчастных случаев, а также нарушений правил охраны труда в установленном порядке в соответствии с действующим законодательством (ст. 227, 229, 230, 231 Трудового Кодекса Российской Федерации, Постановление Минтруда и социального развития РФ «Об утверждении форм документов, необходимых для расследования и учета несчастных случаев на производстве и положения об особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях» от 21.10.2002 г. № 73) с выявлением причин и принятием мер по их предотвращению.

21.2 Химические факторы воздействия на персонал

Природные горючие газы по токсикологической характеристике относятся к веществам 4-го класса опасности по ГОСТ 12.1.007.

Природные горючие газы относятся к группе веществ, способных образовывать с воздухом взрывоопасные смеси.

Концентрационные пределы воспламенения (по метану) в смеси с воздухом, объемные проценты: нижний - 5, верхний - 15, для природного газа конкретного состава концентрационные пределы воспламенения определяют в соответствии с ГОСТ 12.1.044.

Категория взрывоопасной смеси IIA-T1.

Предельно допустимая концентрация (ПДК) углеводородов природного газа в воздухе рабочей зоны равна 300мг/м в пересчете на углерод (ГОСТ 12.1.005).

В обычных условиях углеводороды группы C_{Н4}-С_{4Н10} являются газами; C_{5Н12}-С_{15Н32} – жидкостями и свыше – твердыми веществами. Они представляют определенную опасность для окружающей среды, оказывая негативное воздействие на человека, растительный и животный мир, попадающие в зону влияния объектов нефтедобычи.

Среди органических веществ предельные углеводороды отличаются большой стойкостью и малой химической активностью. В то же время они обладают сильным наркотическим действием на живые организмы, усиливающимся с увеличением атомов углерода.

Вследствие этого, наркотическое действие углеводородов, составляющих основную массу нефтяных газов, сравнительно слабее, чем воздействие от жидких углеводородов. Ослабление их воздействия связано с очень низкой растворимостью в воде и крови, вследствие чего опасность отравления этими веществами создается только при высоких концентрациях.

Значительно сильнее действуют пары менее летучих (жидких) компонентов нефти.

Под влиянием паров некоторых предельных углеводородов наблюдается неустойчивость реакций центральной нервной системы, такое воздействие проявляется не только при высоких концентрациях, но и при низких пороговых.

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

Запах бутана человек ощущает при концентрации в воздухе 328 мг/м³, пентана - 217 мг/м³. Постоянный контакт с предельными углеводородами вызывает покраснение, пигментацию кожи и зуд.

При концентрации суммы углеводородов порядка 0,3 мг/л, у работающих к концу вахты отмечалось снижение обоняния и возбудимости нервной системы, головная боль, слабость, сердцебиение.

Неоднократно имели место острые отравления с летальным исходом при несоблюдении правил техники безопасности при зачистке резервуаров, емкостей или цистерн из-под нефти. Вскрытие показало значительное полнокровие головного мозга, кровоизлияния в бронхах и отек легких. Опыт показывает, что концентрация паров нефти от 100 г/м³ опасна для жизни даже при вдыхании 5-10 минут. В связи с токсичной средой при обслуживании аппаратов и оборудования необходимо строго выполнять требования техники безопасности при проведении различных работ на объектах и сооружениях. Осмотр, чистка и ремонтные работы должны производиться только после полного освобождения аппаратов от продукта, отключения аппаратов заглушками, либо запорной арматурой, от всех трубопроводов, соединяющих их с другими аппаратами, в строгом соответствии с инструкцией, разработанной для этой цели и утвержденной органами технического надзора.

Исходя из гигиенических критериев, условия труда на месторождениях в зависимости от содержания в воздухе рабочей зоны вредных веществ, относятся к допустимым (класс условий труда второй) (ГН 2.2.5.1313-03). Кроме оценки условий труда аттестация рабочих мест включает в себя исследование обеспеченности работников средствами индивидуальной защиты и их эффективности от содержащихся в воздухе рабочей зоны вредных веществ, в частности, применение операторами при работе на объекте средств индивидуальной защиты (СИЗ) Для надёжной защиты органов дыхания, зрения и кожи лица от отравляющих веществ, обслуживающий персонал обеспечивается индивидуальными фильтрующими противогазами и фильтрующими коробками марки А, либо БФК, либо КД, объект – комплектом шланговых противогазов марки ПШ-1, ПШ-2 в соответствии с существующими нормами. Проведение перечисленных мероприятий повышает класс опасности по условиям труда до второго.

Таблица 21.2 - Уровень загрязнения атмосферного воздуха в районе проектируемых работ

Загрязняющее вещество	доля ПДКм.р.	ПДКр.з., мг/м ³
Метан	0,0456	0,00001
Углеводороды С1-С5	0,2700	0,00030
Углеводороды С6-С10	0,1335	0,00045
Бензол	0,0013	0,00009
Ксилол	0,0345	0,00069
Толуол	0,0008	0,00002
Метанол	0,0713	0,01426

Вывод: на рабочих местах обслуживающего персонала концентрация загрязняющих веществ не превышает предельно-допустимых концентраций. Условия труда с учётом проводимых мероприятий относятся к допустимым – класс 2.

Для борьбы гидратообразованием осуществляется ввод метанола в газопровод на обвязке устья скважины. Метанолопровод прокладывается от существующего КУ-2 «Кудринский».

Метанол (метиловый спирт) - бесцветная ядовитая жидкость. Особо опасная легковоспламеняющаяся жидкость. Температура вспышки 6 °С. Температура воспламенения 13 °С. Температура самовоспламенения 440 °С. Температурные пределы распространения пламени: нижний - 5 °С, верхний - 39 °С; концентрационные пределы распространения пламени 6,98%-35,5% (об.).

Категория и группа взрывоопасной смеси паров метанола с воздухом - IIA-T2 по ГОСТ 12.1.011.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

49

Метанол по степени воздействия на организм человека относится к умеренно опасным веществам (3-й класс опасности) по ГОСТ 12.1.005. Предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны - 5 мг/м, максимальная разовая концентрация в атмосферном воздухе населенных мест - 1 мг/м, среднесуточная - 0,5 мг/м.

Метанол обладает политропным действием с преимущественным воздействием на нервную систему, печень и почки. Обладает выраженным кумулятивным эффектом. Метанол представляет собой опасность, вплоть до смертельного исхода, при поступлении через желудочно-кишечный тракт. Острые отравления при вдыхании паров встречаются редко. Метанол обладает слабовыраженным местным действием на кожу, может проникать через неповрежденные кожные покровы (ПДУ загрязнения кожных покровов составляет 0.02 мг/см).

Симптомы отравления - головная боль, головокружение, тошнота, рвота, боль в желудке, общая слабость, раздражение слизистых оболочек, мелькание в глазах, а в тяжелых случаях - потеря зрения и смерть.

21.3 Характеристика и обоснование способов контроля за составом и качеством выбросов

Рекомендации по организации контроля за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу от проектируемого объекта, определение веществ, подлежащих контролю, методов и средств контроля за параметрами выбросов, изложены в соответствии с РД 52.04.186-89 и с «Методическим пособием по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух», С-Пб., 2005.

При организации контроля за соблюдением нормативов выбросов определяются категории источников выбросов для сочетания «источник – вредное вещество» для каждого k -ого источника и каждого выбрасываемого им j -ого загрязняющего вещества.

Для определения категории выбросов рассчитываются параметры $\Phi_{k,j}^k$ и $Q_{k,j}$, характеризующие влияние выброса j -го вещества из k -го источника на загрязнение воздуха прилегающих к предприятию территорий, по формулам

$$\Phi_{k,j}^k = \frac{M_{k,j}}{H_k \times \text{ПДК}_j} \times \frac{100}{100 - \text{К.П.Д.}_{k,j}}$$

$$Q_{k,j} = q_{r,k,j} \times \frac{100}{100 - \text{К.П.Д.}_{k,j}}$$

где $M_{k,j}$ – величина выброса j -ого загрязняющего вещества из k -ого источника, г/с;

ПДК_j – максимальная разовая предельно допустимая концентрация (а при ее отсутствии другие критерии качества воздуха), мг/м³;

$q_{r,k,j}$ – максимальная по метеоусловиям (скоростям и направлениям ветра) расчетная приземная концентрация данного (j -го) вещества, создаваемая выбросом из рассматриваемого (k -го) источника на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) или ближайшей жилой застройки, в долях ПДК_ж;

$\text{К.П.Д.}_{k,j}$ – средний эксплуатационный коэффициент полезного действия пылегазоочистного оборудования, установленного на k -м источнике при улавливании j -ого загрязняющего вещества, %;

H_k – высота источника: для отдаленных источников при $H_k < 10$ м принимается $H_k = 10$ м, за исключением случая, когда все источники на предприятии являются наземными и низкими, м.

На основе расчета параметров $\Phi_{k,j}^k$ и $Q_{k,j}$ определена категория выброса и составлен план-график контроля установленных величин ПДВ.

Более подробно способы и методики контроля содержания вредных веществ на территории санитарно-защитной зоны будут проектироваться на этапе расчета тома ПДВ и в проектах по обоснованию СЗЗ.

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

Таблица 21.3 – Категория выбросов загрязняющих веществ из источников и план-график контроля установленных величин ПДВ

Наименование источника	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р., мг/м ³	Выброс вещества, г/с	Высота источника, м	Значение Фкк.ж, м ² /с	Значение Qк.ж, м ² /с	Категория выброса вещества из источника	Периодичность контроля	Способ проведения контроля
Площадка скважины	Метан	50	4,13E-03	2	< 0,001	< 0,001	IV	1 раз в 5 лет	Расчетный
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	0,0124		< 0,001	< 0,001	IV	1 раз в 5 лет	Расчетный
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	60	7,19E-04		< 0,001	< 0,001	IV	1 раз в 5 лет	Расчетный
	Бензол	0,3	6,06E-05		< 0,001	< 0,001	IV	1 раз в 5 лет	Расчетный
	Ксилол	0,2	1,91E-05		< 0,001	< 0,001	IV	1 раз в 5 лет	Расчетный
	Толуол	0,6	3,81E-05		< 0,001	< 0,001	IV	1 раз в 5 лет	Расчетный
	Метилмеркаптан	0,00005	9,24E-09		< 0,001	< 0,001	IV	1 раз в 5 лет	Расчетный
	Ингибитор коррозии	0,2	0,0153		0,038	< 0,001	III	1 раз в год	Расчетный

21.4 Воздействие шума на персонал

В связи с отсутствием на проектируемом объекте источников постоянного звукового излучения расчет шумового воздействия в процессе эксплуатации проектируемого объекта нецелесообразен.

Таблица 21.4 – Уровень звука на постоянных рабочих местах

Расположение контрольной точки	Уровень звука ПДУ, дБ
Открытые площадки	Не превышает 80
Внутри помещения бригады	Не превышает 65

Организация производственных процессов и применение современного оборудования в совокупности с рациональной организацией труда должны обеспечивать воздействие шума не более установленных предельно допустимых уровней (ПДУ) по СН 2.2.4/2.1.8.562-96.

Вывод: на рабочих местах обслуживающего персонала уровень шума не превышает предельно допустимых уровней. Условия труда относятся к допустимым - класс 2.

21.5 Воздействие микроклимата на персонал

Характеристика микроклимата на рабочих местах представлена в таблице 22.5.

Таблица 21.5 – Характеристика микроклимата на рабочих местах открытых территорий

Холодный период года		
Помещения	Климатический район	Температура воздуха, °С
Открытая площадка	III	-13,1
Теплый период года		
Помещения	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	По ТНС – индексу (°С)
Открытая площадка	1б (140-174)	21,5 – 25,8

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

51

Изм. Кол.уч. Лист Недок. Подп. Дата

Теплоизоляция одежды не менее 0,51 °С Вт/м.

Характеристика микроклимата на рабочих местах в здании персонала приведена в таблице 22.6.

Таблица 21.6– Характеристика микроклимата на рабочих местах в здании дежурного персонала

Помещения	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Скорость движения воздуха, м/с	Влажность воздуха, %
		Диапазон допустимых величин	Для диапазона ниже опт.	
Допустимые условия				
Холодный период года				
Операторная	Іб (140-174)	19-24	0,1	15-75
Теплый период года				
Операторная	Іб (140-174)	20-28	0,1	15-75

Воздействие микроклимата произведено в соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96.

Вывод: на рабочих местах параметры микроклимата находятся в допустимых нормах. Условия труда относятся к допустимым – класс 2.

21.6 Воздействие фактора тяжести труда на персонал

Тяжесть трудового процесса оценивают в соответствии с Р 2.2.2006-05. Уровни факторов труда выражаются в эргометрических величинах, характеризующих трудовой процесс независимо от индивидуальных особенностей человека, участвующего в этом процессе.

Основными показателями тяжести трудового процесса являются:

- физическая динамическая нагрузка;
- масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную;
- стереотипные рабочие движения;
- статическая нагрузка;
- рабочая поза;
- наклоны корпуса;
- перемещения в пространстве.

Каждый из указанных выше факторов трудового процесса для количественного измерения требует своего подхода в зависимости от профессии и занимаемой должности участника трудового процесса.

Оценка тяжести трудового процесса произведена по сформированным группам и должностям:

Оператор по добыче нефти и газа

1 Физическая динамическая нагрузка

1.1 При региональной нагрузке (с преимущественным участием мышц рук и плечевого пояса) при перемещении груза на расстояние до 1 м перемещается до 5000 кг•м – допустимая (средняя физическая нагрузка) – класс 2.

2 Масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную

2.1 Подъем и перемещение (разовое) тяжести при чередовании с другой работой до 30 кг – допустимая (средняя физическая нагрузка) – класс 2.

2.2 Подъем и перемещение (разовое) тяжести постоянно в течение рабочей смены до 15 кг - допустимая (средняя физическая нагрузка) – класс 2.

2.3 Суммарная масса грузов, перемещаемых в течение каждого часа смены:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03	Лист
							52

2.3.1 С рабочей поверхности до 870 кг - допустимая (средняя физическая нагрузка) – класс 2.

2.3.2 С пола до 435 кг - допустимая (средняя физическая нагрузка) – класс 2.

3 Стереотипные рабочие движения

3.1 При локальной нагрузке (с участием мышц кистей и пальцев рук) до 40000 за смену - допустимая (средняя физическая нагрузка) – класс 2.

3.2 При региональной нагрузке (при работе с преимущественным участием мышц рук и плечевого пояса) до 20000 движений за смену - допустимая (средняя физическая нагрузка) – класс 2.

4 Статическая нагрузка

4.1 Одной рукой до 36000 кгс•с – допустимая (средняя физическая нагрузка) – класс 2.

4.2 Двумя руками до 70000 кгс•с - допустимая (средняя физическая нагрузка) – класс 2.

4.3 С участием мышц корпуса и ног до 100000 кгс•с - допустимая (средняя физическая нагрузка) – класс 2.

5 Рабочая поза

Периодическое, до 25 % времени смены, нахождение в неудобной (работа с поворотом туловища, неудобным размещением конечностей и др.) и/или фиксированной позе (невозможность изменения взаимного положения различных частей тела относительно друг друга). Нахождение в позе стоя до 60 % времени смены – допустимая (средняя физическая нагрузка) – класс 2.

6 Наклоны корпуса

Наклоны корпуса (вынужденные, более 30°), количество за смену 51-100 - допустимая (средняя физическая нагрузка) – класс 2.

7 Перемещения в пространстве

7.1 По горизонтали до 8 км - допустимая (средняя физическая нагрузка) – класс 2.

7.2 По вертикали до 2,5 км - допустимая (средняя физическая нагрузка) – класс 2.

Общая оценка тяжести трудового процесса у оператора допустимая (средняя физическая нагрузка) – класс 2.

Трубопроводчик линейный

1 Физическая динамическая нагрузка

1.1 При региональной нагрузке (с преимущественным участием мышц рук и плечевого пояса) при перемещении груза на расстояние до 1 м, перемещается до 2500 кг•м – оптимальная (легкая физическая нагрузка) – класс 1.

1.2 При общей нагрузке (с участием мышц рук, корпуса, ног):

1.2.1 При перемещении груза на расстояние от 1 до 5 м до 25000 кг•м; допустимая (средняя физическая нагрузка) – класс 2.

1.2.2 При перемещении груза на расстояние более 5 м до 46000 кг•м; допустимая (средняя физическая нагрузка) – класс 2.

2 Масса поднимаемого и перемещаемого груза вручну

Подъем и перемещение (разовое) тяжести при чередовании с другой работой – отсутствует.

3 Стереотипные рабочие движения

3.1 При локальной нагрузке (с участием мышц кистей и пальцев рук) до 20000 за смену - оптимальная (легкая физическая нагрузка) – класс 1.

3.2 При региональной нагрузке (при работе с преимущественным участием мышц рук и плечевого пояса) до 10000 движений за смену - оптимальная (легкая физическая нагрузка) – класс 1.

4 Статическая нагрузка

4.1 Одной рукой до 18000 кгс•с – оптимальная (легкая физическая нагрузка) – класс 1.

4.2 Двумя руками до 36000 кгс•с - оптимальная (легкая физическая нагрузка) – класс 1.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03	Лист
							53

4.3 С участием мышц корпуса и ног до 43000 кгс•с - оптимальная (легкая физическая нагрузка) – класс 1.

5 Рабочая поза

Рабочая поза в течение рабочей смены свободная, удобная, возможность смены рабочего положения тела – оптимальная – класс 1.

6 Наклоны корпуса

Наклоны корпуса (вынужденные, более 30о), количество за смену 51-100 - допустимая (средняя физическая нагрузка) – класс 2.

7 Перемещения в пространстве

7.1 По горизонтали до 8 км - допустимая (средняя физическая нагрузка) – класс 2.

7.2 По вертикали до 2,5 км - допустимая (средняя физическая нагрузка) – класс 2.

21.7 Воздействие фактора напряженности труда на персонал

Оператор по добыче нефти и газа

1 Интеллектуальные нагрузки

1.1 Содержание работы - решение простых задач по инструкциям. Допустимый класс условий труда – 2.

1.2 Восприятие сигналов и их оценка - восприятие сигналов с последующей коррекцией действий и операций. Допустимый класс условий труда – 2.

1.3 Распределение функций по степени сложности задания - обработка выполнения задания и его проверка. Допустимый класс условий труда – 2.

1.4 Характер выполняемой работы - работа по установленному графику с возможной его коррекцией по ходу деятельности. Допустимый класс условий труда – 2.

2 Сенсорные нагрузки

2.1 Длительность сосредоточенного наблюдения до 25 % от времени смены, плотность сигналов (световых, звуковых) и сообщений - в среднем за 1 час работы до 75 - оптимальные – класс 1.

2.2 Плотность сигналов (световых, звуковых) и сообщений в среднем за один час работы 76 - 175 определена допустимой – класс 2.

2.3 Число производственных объектов одновременного наблюдения 6 – 10 - допустимые – класс 2.

2.4 Размер объекта различения (при расстоянии от глаз работающего до объекта различения не более 0,5 м) более 5 мм при длительности сосредоточенного наблюдения (100 % времени смены). Оптимальные условия - класс 1.

2.5 Работа с оптическими приборами (микроскопы, лупы и т.п.) при длительности сосредоточенного наблюдения до 25 % времени смены. Оптимальные условия - класс 1.

2.6 Наблюдение за экранами видеотерминалов до 3 часов в смену - допустимое - 2 класс.

2.7 Нагрузка на слуховой анализатор при разборчивости слов и сигналов от 100 % до 90 % при отсутствии помех определена оптимальной – класс 1.

2.8 Нагрузка на голосовой аппарат при количестве наговариваемых часов в неделю до 16, определена оптимальной – класс 1.

3 Эмоциональные нагрузки

3.1 По степени ответственности за результат собственной деятельности – отнесены к допустимым - класс 2.

3.2 По степени риска для собственной жизни – отнесены к допустимым – класс 2.

3.3 По степени ответственности за безопасность других лиц – отнесены к оптимальным – класс 1.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

54

3.4 Количество конфликтных ситуаций, обусловленных профессиональной деятельностью, за смену – класс 1.

4 Монотонность нагрузок

4.1 По числу элементов (приемов), необходимых для реализации простого задания, или в многократно повторяющихся операциях не более 10 отнесены к оптимальным условиям класса 1.

4.2 По продолжительности (в секундах) выполнения простых производственных заданий или повторяющихся операций более 100 с отнесены к оптимальным условиям класса 1.

4.3 Время активных действий 20 % и более к продолжительности смены. В остальное время – наблюдение за ходом производственного процесса. Оптимальные условия - класс 1.

4.4 Монотонность производственной обстановки (время активного наблюдения за ходом техпроцесса в % от времени смены) 76 – 80 % от общей продолжительности смены, отнесена к допустимым условиям класса 2.

5 Режим работы

5.1 Фактическая продолжительность рабочего дня 8 часов – напряженные условия труда класса 3.1.

5.2 Сменность работы – нерегулярная сменность с работой в ночное время – напряженные условия труда класса 3.2.

5.3 Наличие регламентированных перерывов и их продолжительность – регламентированные перерывы достаточной продолжительности: 7 % и более – оптимальная напряженность труда - класс 1.

Вывод: общая оценка напряженности трудового процесса по рабочим местам, профессиям и должностям у оператора допустимая (средняя физическая нагрузка) – класс 2.

Трубопроводчик линейный

1 Интеллектуальные нагрузки

1.1 Содержание работы - решение простых задач по инструкциям. Допустимый класс условий труда – 2.

1.2 Восприятие сигналов и их оценка - восприятие сигналов с последующей коррекцией действий и операций. Допустимый класс условий труда – 2.

1.3 Распределение функций по степени сложности задания - обработка выполнения задания и его проверка. Допустимый класс условий труда – 2.

1.4 Характер выполняемой работы - работа по установленному графику с возможной его коррекцией по ходу деятельности. Допустимый класс условий труда – 2.

2 Сенсорные нагрузки

2.1 Длительность сосредоточенного наблюдения до 25 % от времени смены, плотность сигналов (световых, звуковых) и сообщений - в среднем за 1 час работы до 75 - оптимальные – класс 1.

2.2 Плотность сигналов (световых, звуковых) и сообщений в среднем за один час работы 76 - 175 определена допустимой – класс 2.

2.3 Число производственных объектов одновременного наблюдения до 5 - оптимальное – класс 1.

2.4 Размер объекта различения (при расстоянии от глаз работающего до объекта различения не более 0,5 м) более 5 мм при длительности сосредоточенного наблюдения (100 % времени смены). Оптимальные условия - класс 1.

2.5 Работа с оптическими приборами (микроскопы, лупы и т.п.) при длительности сосредоточенного наблюдения до 25 % времени смены. Оптимальные условия - класс 1.

2.6 Наблюдение за экранами видеотерминалов до 3 часов в смену - допустимое - 2 класс.

2.7 Нагрузка на слуховой анализатор при разборчивости слов и сигналов от 100 % до 90 % при отсутствии помех определена оптимальной – класс 1.

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

						СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		55

2.8 Нагрузка на голосовой аппарат при количестве наговариваемых часов в неделю до 16, определена оптимальной – класс 1.

3 Эмоциональные нагрузки

3.1 По степени ответственности за результат собственной деятельности – отнесены к допустимым - класс 2.

3.2 По степени риска для собственной жизни – отнесены к допустимым – класс 2.

3.3 По степени ответственности за безопасность других лиц – отнесены к оптимальным – класс 1.

3.4 Количество конфликтных ситуаций, обусловленных профессиональной деятельностью, за смену – класс 1.

4 Монотонность нагрузок

4.1 По числу элементов (приемов), необходимых для реализации простого задания, или в многократно повторяющихся операциях не более 10 отнесены к оптимальным условиям класса 1.

4.2 По продолжительности (в секундах) выполнения простых производственных заданий или повторяющихся операций более 100 с отнесены к оптимальным условиям класса 1.

4.3 Время активных действий 20 % и более к продолжительности смены. В остальное время – наблюдение за ходом производственного процесса. Оптимальные условия - класс 1.

4.4 Монотонность производственной обстановки (время активного наблюдения за ходом техпроцесса в % от времени смены) 76 – 80 % от общей продолжительности смены, отнесена к допустимым условиям класса 2.

5 Режим работы

5.1 Фактическая продолжительность рабочего дня 8 часов - допустимая напряженность труда - класс 2.

5.2 Односменная работа без ночной смены - оптимальная напряженность труда - класс 1.

5.3 Наличие регламентированных перерывов и их продолжительность – регламентированные перерывы достаточной продолжительности: 7 % и более – оптимальная напряженность труда - класс 1.

Вывод: общая оценка напряженности трудового процесса по рабочим местам, профессиям и должностям у трубопроводчика линейного допустимая (средняя физическая нагрузка) – класс 2.

Принятые классы условий труда работников по степени вредности и опасности сведены в итоговую таблицу 13.1. Из анализа таблицы видно, что условия труда относятся к допустимым – класс опасности 2.

21.8 Защита персонала при возможных аварийных ситуациях

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

- оповещение о возможной аварии и об угрозе чрезвычайной ситуации;
- удобный доступ персонала к технологическому оборудованию;
- наличие средств индивидуальной защиты (СИЗ);
- наличие средств пожаротушения;
- оснащение персонала спецодеждой;
- 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.

Кроме вводного и первичного инструктажа необходимо периодически, не реже одного раза в год, инструктировать обслуживающий персонал по правилам и приемам безопасного ведения работ, противопожарным мероприятиям и практическому использованию противопожарных средств.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Все работы по эксплуатации и обслуживанию объекта должны производиться в строгом соответствии с инструкциями, определяющими основные положения по эксплуатации, инструкциями по технике безопасности, эксплуатации и ремонту оборудования, составленными с учетом местных условий для всех видов работ, утвержденными соответствующими службами.

Эксплуатация автоматизированной системы управления должна производиться специально обученным оперативным технологическим персоналом.

Работы, выполняемые в зонах с вероятным присутствием сероводорода (других вредных веществ и газов), взрывоопасной концентрации углеводородов, должны сопровождаться постоянным ведением контроля за концентрацией этих газов в воздухе рабочей зоны. В зоне с вероятным присутствием взрывоопасных концентраций газов работа должна выполняться искробезопасным инструментом. Персонал, участвующий в ведении данных работ должен быть оснащен соответствующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ) органов дыхания.

21.9 Выводы

Проект выполнен в соответствии с требованиями СП 2.2.2.1327-03 и СП 1.1.1058-01.

Принятые технические решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил РФ по взрывопожарной и экологической безопасности, по охране труда, технике безопасности, промышленной санитарии и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объектов и сооружений при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектом.

Таблица 21.1 – Итоговая таблица по оценке условий труда работников по степени вредности и опасности

Профессия (должность)	Классы условий труда												Общая оценка труда	
	Химический	Биологический	Аэрозоли ПДФ	Шум	Инфразвук	Ультразвук	Вибрация общая	Вибрация локальная	Неионизирующее излучение	Микроклимат	Освещенность	Тяжесть труда		Напряженность труда
Оператор по добыче нефти и газа	2	-	-	2	-	-	-	-	-	2	2	2	2	2
Трубопроводчик линейный	2	-	-	2	-	-	-	-	-	2	2	2	2	2

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

22 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов для объектов производственного назначения

Мероприятия по защите опасного производственного объекта от террористических актов разработаны в соответствии с приказом от 31.03.2008 № 186 «Об утверждении и введении в действие общих требований по обеспечению антитеррористической защищенности опасных производственных объектов». В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. N 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (с изменением от 17.05.2017) в целях предупреждения и предотвращения несанкционированного доступа на объект физических лиц проектом предусматриваются следующие технические решения:

- подземную прокладку трубопроводов;
- наличие средств обнаружения несанкционированного доступа в КТП, в шкафы КИПиА;
- автоматизацию технологических процессов, обеспечивающую дистанционное управление и контроль за процессами из операторной;
- средства предупреждения и сигнализации о нарушениях параметров технологического процесса;
- опознавательные знаки закрепления трассы трубопровода на местности с указанием глубины заложения и расстояния охранной зоны от оси трубопровода;
- защитное ограждение технологических сооружений предупредительного типа.

На площадках скважин устанавливаются запрещающие знаки на въезд и вход. Запорная арматура и другое оборудование, установленное на открытом воздухе, должно быть защищено кожухами с замками или оборудовано специальными блокираторами затрудняющим доступ к добываемой нефтесодержащей жидкости.

Для предотвращения несанкционированного доступа посторонних лиц к проектируемому объекту и предупреждения террористических актов предусмотрены следующие инженерно-технические средства и мероприятия:

- периодический визуальный осмотр проектируемых сооружений обслуживающим персоналом, а также ведомственной службой безопасности;
- наличие средств оперативной радиотелефонной связи у обслуживающего персонала и ведомственной охраны.

Основными мероприятиями по предупреждению террористических акций на проектируемых объектах и сооружениях являются:

- ежедневные обходы и осмотр территории на предмет выявления взрывных устройств или подозрительных предметов;
- тщательный подбор и проверка кадров;
- организация и проведение совместно с сотрудниками правоохранительных органов инструктажей и практических занятий по действиям в ЧС.

Охрана месторождения осуществляется охранним предприятием на договорной основе.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

58

23 Приложения

Приложение А

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ					
СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ					
№ ЕАЭС RU C-RU.AE56.B.00202/20					
Серия RU № 0179675					
ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ					
продукции и услуг Общества с ограниченной ответственностью "Самарский центр испытаний и сертификации". Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности: 443029, Российская Федерация, Самарская область, г. Самара, ул. Шверника, 15. Регистрационный номер аттестата аккредитации RA.RU.10AE56 от 05.08.2015. Телефон +7(846)222-4884, адрес электронной почты info@certific.info					
ЗАЯВИТЕЛЬ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "АРМАТУРНЫЙ ЗАВОД". Место нахождения (адрес юридического лица): 450098, РОССИЯ, РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН, ГОРОД УФА, ПРОСПЕКТ ОКТЯБРЯ, ДОМ 132/3, ЭТАЖ 10, ПОМЕЩЕНИЕ 2-18. Адрес места осуществления деятельности: 453431, Россия, Республика Башкортостан, Благовещенский район, город Благовещенск, улица Комарова, дом 2, корпус 4. ОГРН: 1100280024107. Номер телефона +7(347)29-29-888, адрес электронной почты armz@arm-z.ru					
ИЗГОТОВИТЕЛЬ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "АРМАТУРНЫЙ ЗАВОД". Место нахождения (адрес юридического лица): 450098, РОССИЯ, РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН, ГОРОД УФА, ПРОСПЕКТ ОКТЯБРЯ, ДОМ 132/3, ЭТАЖ 10, ПОМЕЩЕНИЕ 2-18. Адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 453431, Россия, Республика Башкортостан, Благовещенский район, город Благовещенск, улица Комарова, дом 2, корпус 4					
ПРОДУКЦИЯ Арматура трубопроводная промышленная: краны шаровые стальные типа КШЛ, КШШ, КШК запорные, с шаром-пробкой в опорах, с плавающей пробкой, с разъемным и сварным корпусом, полнопроходные, с ручным приводом, под электропривод, под пневмопривод, тип присоединения - фланцевое, под приварку, муфтовое, цапковое, штуцерное, комбинированное: PN от 0,16 МПа до 40,0 МПа включительно, DN 2, 3, 4, 5, 6, 8, 10, 15, 20, 25, 30, 32, 40, 50, 60, 65, 70, 80, 90, 100, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 275, 300, 325, 350, 400, 450, 500, 550, 600, 650, 700, 800, 900, 1000, 1200, 1400. Продукция изготовлена в соответствии с "Краны шаровые. Технические условия". ТУ 3742-016-64164940-2011. Серийный выпуск					
КОД ТН ВЭД ЕАЭС 8481 80 819 9					
СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования"					
СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ Протокол испытаний № 205-2/690-2020 от 12.03.2020 года Испытательной лаборатории Общества с ограниченной ответственностью "Самарский центр испытаний и сертификации", уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.21AB46; Акт о результатах анализа состояния производства № 27612 от 31.01.2020 Органа по сертификации продукции и услуг Общества с ограниченной ответственностью "Самарский центр испытаний и сертификации". Документы, представленные заявителем в качестве доказательства соответствия продукции требованиям технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования" (Приложение № 1 на 1 листе, бланк № 0684952). Схема сертификации: 1с					
ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Условия хранения-4(Ж2), 7(Ж1), 6(ОЖ2) ГОСТ 15150-69. Назначенный срок службы -30 лет. Срок хранения до переконсервации - 3 года. Сведения о стандартах, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований ТР ТС 010/2011 (Приложение № 2 на 1 листе, бланк № 0684953). Место нанесения знака обращения на рынке: на изделия, на таре (упаковке), на сопроводительной технической документации					
СРОК ДЕЙСТВИЯ С 16.03.2020 ПО 15.03.2025 ВКЛЮЧИТЕЛЬНО					
Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации (подпись) Булгаков Сергей Станиславович (ф.и.о.)					
Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы)) (подпись) Петренко Виктор Васильевич (ф.и.о.)					

АО «Останко», Москва, 2019 г. «В». Лицензия № 05-05-003-003 ФНС РФ. Т3 № 350. Тел.: (495) 474-4747. E-mail: info@ostanko.ru

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

59

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ



СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ ЕАЭС RU C-RU.AE56.B.00187/20

Серия RU № 0179660

**ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ**

продукции и услуг Общества с ограниченной ответственностью "Самарский центр испытаний и сертификации". Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности: 443029, Российская Федерация, Самарская область, г. Самара, ул. Шверника, 15. Регистрационный номер аттестата аккредитации RA.RU.10AE56 от 05.08.2015. Телефон +7(846)222-4884, адрес электронной почты info@certific.info

ЗАЯВИТЕЛЬ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "АРМАТУРНЫЙ ЗАВОД". Место нахождения (адрес юридического лица): 450098, РОССИЯ, РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН, ГОРОД УФА, ПРОСПЕКТ ОКТЯБРЯ, ДОМ 132/3, ЭТАЖ 10, ПОМЕЩЕНИЕ 2-18. Адрес места осуществления деятельности: 453431, Россия, Республика Башкортостан, Благовещенский район, город Благовещенск, улица Комарова, дом 2, корпус 4. ОГРН: 1100280024107. Номер телефона +7(347)29-29-888, адрес электронной почты armz@arm-z.ru

ИЗГОТОВИТЕЛЬ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "АРМАТУРНЫЙ ЗАВОД". Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности: 450098, РОССИЯ, РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН, ГОРОД УФА, ПРОСПЕКТ ОКТЯБРЯ, ДОМ 132/3, ЭТАЖ 10, ПОМЕЩЕНИЕ 2-18. Адрес места осуществления деятельности: 453431, Россия, Республика Башкортостан, Благовещенский район, город Благовещенск, улица Комарова, дом 2, корпус 4

ПРОДУКЦИЯ Арматура промышленная трубопроводная: затворы дисковые стальные типа ЗДЛ, ЗДШ, ЗДК регулирующие, запорные и запорно-регулирующие, с ручным управлением, под электропривод, под пневмопривод, тип присоединения - фланцевое, под приварку, комбинированное, межфланцевое (стяжное): PN от 1,0 МПа до 40,0 МПа включительно DN 50, 65, 80, 100, 125, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 450, 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1200, 1400. Продукция изготовлена в соответствии с "Затворы дисковые. Технические условия". ТУ 3741-015-64164940-2011. Серийный выпуск

КОД ТН ВЭД ЕАЭС 8481 80 850 8

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования"

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ Протоколы испытаний № 186-2/690-2020, № 186.1-2/690-2020, № 186.2-2/690-2020 от 10.02.2020 года Испытательной лаборатории Общества с ограниченной ответственностью "Самарский центр испытаний и сертификации", уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.21AB46. Акт о результатах анализа состояния производства № 27554 от 14.01.2020 Органа по сертификации продукции и услуг Общества с ограниченной ответственностью "Самарский центр испытаний и сертификации". Документы, представленные заявителем в качестве доказательства соответствия продукции требованиям технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования" (Приложение № 1 на 1 листе, бланк № 0684920). Схема сертификации: 1с

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Условия хранения-4(Ж2), 7(Ж1), 6 (ОЖ2) ГОСТ 15150-69. Назначенный срок службы-30 лет. Срок хранения до переконсервации - 3 года. Сведения о стандартах, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований ТР ТС 010/2011 (Приложение № 2 на 1 листе, бланк № 0684921). Место нанесения знака обращения на рынке: на изделии, на таре (упаковке), на сопроводительной технической документации

СРОК ДЕЙСТВИЯ С 05.03.2020 ПО 04.03.2025
ВКЛЮЧИТЕЛЬНО

Руководитель (уполномоченное
лицо) органа по сертификации

(подпись)

Эксперт (эксперт-аудитор)
(эксперты (эксперты-аудиторы))

(подпись)



Бугаков Сергей Станиславович
(Ф.И.О.)

Петренко Виктор Васильевич
(Ф.И.О.)

АО «Оризон», Москва, 2019 г., «С». Лицензия № 05-05-003 ФНС РФ, Т3 № 309. Тел: (495) 725-47-42, www.cocert.ru

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

60

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ



СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ ЕАЭС RU C-RU.AE56.B.00204/20

Серия RU № 0179677



ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ

продукции и услуг Общества с ограниченной ответственностью "Самарский центр испытаний и сертификации". Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности: 443029, Российская Федерация, Самарская область, г. Самара, ул. Шверника, 15. Регистрационный номер аттестата аккредитации RA.RU.10AE56 от 05.08.2015. Телефон +7(846)222-4884, адрес электронной почты info@certific.info

ЗАЯВИТЕЛЬ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "АРМАТУРНЫЙ ЗАВОД". Место нахождения (адрес юридического лица): 450098, РОССИЯ, РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН, ГОРОД УФА, ПРОСПЕКТ ОКТЯБРЯ, ДОМ 132/3, ЭТАЖ 10, ПОМЕЩЕНИЕ 2-18. Адрес места осуществления деятельности: 453431, Россия, Республика Башкортостан, Благовещенский район, город Благовещенск, улица Комарова, дом 2, корпус 4. ОГРН: 1100280024107. Номер телефона +7(347)29-29-888, адрес электронной почты armz@arm-z.ru

ИЗГОТОВИТЕЛЬ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "АРМАТУРНЫЙ ЗАВОД". Место нахождения (адрес юридического лица): 450098, РОССИЯ, РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН, ГОРОД УФА, ПРОСПЕКТ ОКТЯБРЯ, ДОМ 132/3, ЭТАЖ 10, ПОМЕЩЕНИЕ 2-18. Адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 453431, Россия, Республика Башкортостан, Благовещенский район, город Благовещенск, улица Комарова, дом 2, корпус 4

ПРОДУКЦИЯ Арматура промышленная трубопроводная: клапаны (затворы) обратные поворотные стальные типа КОП и 30 тип присоединения - фланцевое, под приварку, комбинированное, муфтовое, штуцерное, цапковое, межфланцевое: PN от 1,6 МПа до 40,0 МПа включительно DN 8, 10, 12, 20, 25, 32, 40, 50, 60, 65, 70, 80, 90, 100, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 275, 300, 325, 350, 400, 450, 500, 600, 700, 800, 1000, 1200 и клапаны обратные подъемные (пружинные) стальные типа КПО тип присоединения - фланцевое, под приварку, комбинированное, муфтовое, штуцерное, цапковое: PN от 1,0 МПа до 40,0 МПа включительно DN 6, 10, 15, 20, 25, 30, 32, 40, 50, 60, 65, 70, 80, 90, 100. Продукция изготовлена в соответствии с "Затворы и клапаны обратные. Технические условия". ТУ 3742-009-64164940-2013. Серийный выпуск

КОД ТН ВЭД ЕАЭС 8481 30 910 8

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования"

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ Протокол испытаний № 206-2/690-2020 от 12.03.2020 года Испытательной лаборатории Общества с ограниченной ответственностью "Самарский центр испытаний и сертификации", уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.21AB46; Акт о результатах анализа состояния производства № 27612 от 31.01.2020 Органа по сертификации продукции и услуг Общества с ограниченной ответственностью "Самарский центр испытаний и сертификации". Документы, представленные заявителем в качестве доказательства соответствия продукции требованиям технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования" (Приложение № 1 на 1 листе, бланк № 0684956). Схема сертификации: 1с

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Условия хранения-4(Ж2), 7(Ж1), 6(ОЖ2) ГОСТ 15150-69. Назначенный срок службы -30 лет. Срок хранения до переконсервации - 3 года. Сведения о стандартах, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований ТР ТС 010/2011 (Приложение № 2 на 1 листе, бланк № 0684957). Место нанесения знака обращения на рынке: на изделии, на таре (упаковке), на сопроводительной технической документации

СРОК ДЕЙСТВИЯ С 16.03.2020 ПО 15.03.2025
ВКЛЮЧИТЕЛЬНО

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации

(подпись)

Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы))

(подпись)



Булгаков Сергей Станиславович (Ф.И.О.)

Петренко Виктор Васильевич (Ф.И.О.)

АО «Оризон», Москва, 2015 г., «Б», Лицензия № 05-05-05-003 ФНС РФ, ТЗ № 369, Тел.: (495) 726-47-43, www.orizon.ru

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

61

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ



№ ЕАЭС RU C-RU.AM02.B.00061/19

Серия RU № 0142092

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Орган по сертификации продукции Общество с ограниченной ответственностью «Брянский орган по сертификации». Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес (адреса) места осуществления деятельности: 241013, Россия, Брянская область, город Брянск, улица Литейная, дом 36А, офис 702; номер телефона: 84832400049; адрес электронной почты: info@bos-cert.ru, аттестат аккредитации № RA.RU.10AM02, дата регистрации 05.10.2017.

ЗАЯВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью «Арматурный Завод»
Основной государственный регистрационный номер: 1100280024107.
Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес (адреса) места осуществления деятельности: 450098, Россия, Республика Башкортостан, город Уфа, проспект Октября, дом 132, корпус 3.
Номер телефона: +7 (347)292-38-88. Адрес электронной почты: armz@arm-z.ru

ИЗГОТОВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью «Арматурный Завод»
Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес (адреса) места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 450098, Россия, Республика Башкортостан, город Уфа, проспект Октября, дом 132, корпус 3.

ПРОДУКЦИЯ Арматура промышленная трубопроводная: клапаны запорные серии 500, запорно-регулирующие серии 900, регулирующие серии 700, марки АРМЗ (тип затвора - односедельный, дисковый, шаровый). Продукция изготовлена в соответствии с техническими условиями ТУ 3742-028-64164940-2018 «Клапаны регулирующие, запорно-регулирующие, запорные».
Серийный выпуск.

КОД ТН ВЭД ЕАЭС 8481 10 990 8

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ Технического регламента Таможенного союза
ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования»

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ Протоколов испытаний №№ 2002-1-01, 2002-1-02, 2002-1-03 от 20.02.2019 Испытательного центра Общества с ограниченной ответственностью «МераТех», аттестат аккредитации № RA.RU.21AI62; акта анализа состояния производства № 4216/АП от 16.01.2019 органа по сертификации продукции Общества с ограниченной ответственностью «Брянский орган по сертификации», аттестат аккредитации № RA.RU.10AM02; обоснования безопасности 3742-028-64164940-2018 ОБ, паспорта оборудования, руководства по эксплуатации КР 374270 РЭ.
Схема сертификации – 1с.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Стандарты, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента: ГОСТ 21345-2005 «Краны шаровые, конусные и цилиндрические на номинальное давление не более PN 250. Общие технические условия», ГОСТ Р 53672-2009 «Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности», ГОСТ Р 53673-2009 «Арматура трубопроводная. Затворы дисковые. Общие технические условия», ГОСТ 12893-2005 «Клапаны регулирующие односедельные, двухседельные и клеточные. Общие технические условия». Условия хранения продукции в соответствии с ГОСТ 15150-69. Срок хранения – 3 года. Срок службы – 40 лет.

СРОК ДЕЙСТВИЯ С 15.03.2019 **ПО** 14.03.2024

ВКЛЮЧИТЕЛЬНО

Руководитель (уполномоченное
лицо) органа по сертификации

(подпись)

Эксперт (эксперт-аудитор)
(эксперты (эксперты-аудиторы))

(подпись)

Кузнецова Вера Алексеевна
(ф.и.о.)

М.П.

Галеулин Дамир Гайсович
(ф.и.о.)

АО «Орион», Москва, 2019 г., «В», Лицензия № 05-05-09-003 ФНС РФ, ТЗ № 62, Тел.: (495) 742-42-45, info@bos-cert.ru

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

62

Приложение Б Технические условия на пересечение

Утверждаю:
Начальник отдела капитального строительства
ООО «ННК-Саратовнефтегаздобыча»
Д.А. Семенов
«20» *августа* 2023г.



Технические условия на проектирование пересечений с коммуникациями ООО «ННК-Саратовнефтегаздобыча» по объекту «Куговское месторождение. Обустройство скважины №1».

Пересечение трубопроводов ООО «ННК-Саратовнефтегаздобыча» выполнить открытым методом, пересечение выполнять под углом не менее 60°, глубина прокладки под пересекаемыми коммуникациями должна приниматься не менее 350мм.

Согласно п.8.3 ГОСТ 55990-14, при взаимном пересечении газопроводы должны располагаться над другими трубопроводами, транспортирующие жидкие продукты. При невозможности соблюдения данного требования проектируемый трубопровод заключить в защитный футляр с выводом концов на расстояние не менее 10м в обе стороны от оси пересекаемой коммуникации.

В месте пересечения с анодной кабельной линией проектируемый газопровод проложить под кабелем на расстоянии в свету по вертикали между верхней образующей трубопровода и кабеля не менее 0,5м, при этом кабель защитить составным металлическим футляром. Защитный составной футляр изготовить из 2х швеллеров 12У ГОСТ 8240-97 и предусмотреть их стяжку.

Вскрытие траншеи по 2м в обе стороны от осей коммуникаций, эксплуатируемых ООО «ННК-Саратовнефтегаздобыча» производить только ручную, без применения ударных механизмов.

Все работы в охранной зоне трубопроводов (25м от оси в обе стороны) выполнять с письменного разрешения на производство работ и в присутствии ответственного представителя (ЦДНГ «Вознесенский», начальник цеха, Валюнин Дмитрий Юрьевич, +7-927-278-20-20).

Назначить приказом по предприятию, лицо ответственное за безопасное проведение работ в охранной зоне коммуникаций ООО «ННК-Саратовнефтегаздобыча».

Трассу в границах зоны производства работ закрепить знаками высотой 1,5-2м, с указанием фактической глубины заложения. До закрепления трассы ведение работ не допускается.

Запрещается проезд любой техники через действующие коммуникации в необорудованных для этих целей местах.

Срок действия технических требований и условий в части, касающейся проектирования и строительства - 2 года, по остальным пунктам - на период эксплуатации объекта.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Приложение В



410028, Россия, г. Саратов,
Советская улица, дом 4
Телефон: +7 (8452) 47 38 88
E-mail: nnk-saratovngd@ipc-oil.ru

Общество с ограниченной ответственностью
«ННК-Саратовнефтегаздобыча»

16.06.2023 № 1505с
На № 2225П/23 от 14.06.2023

Генеральному директору
ООО «СВЗК»

Н.А. Ховрину

*О предоставлении
информации для отработки замечаний*

Уважаемый Николай Анатольевич!

В ответ на Ваше письмо исх.№2225П/23 от 14.06.2023г. ООО «ННК-Саратовнефтегаздобыча» сообщает следующее:

1. В соответствии с положениями СП 132.13330.2011 для проектируемых сооружений обустройства скважины № 1 Куговского месторождения принять 3 класс значимости (низкая значимость ущерба в результате реализации террористических угроз).

2. Скорость коррозии трубопроводов и оборудования принять не более 0,1 мм/год.

3. Статическое давление на устье скважины не превышает 20МПа.

Также, прошу исключить решения по подключению проектируемого газопровода от скв.№1 Куговского месторождения к существующему газопроводу от скв.№1,2 Преображенского месторождения в районе УКПП «Вознесенская».

Диаметр проектируемого газопровода принять 89х9мм от скважины №1 «Куговская» до КУ-2 и газопровод диаметром 114х10мм от КУ-2 до УКПП «Вознесенская».

С уважением,
Генеральный директор

Есипов Д.А.

Исп.: И.В. Ершов
Тел.: 8 (8452) 47-38-88 (*60246)

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Лист

64

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений								
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	Измененных	Замененных	Новых	Аннулированных				
1	-	3	61	-	61-текстовая часть 8-графич. часть	01-22	<i>Handwritten signature</i>	26.05.22
1	-	Все	-	-	66 (71)	01-22	<i>Handwritten signature</i>	02.06.23

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ТЧ-РС03

Опросный лист
на кран шаровый с электроприводом Ду80 Ру250

Сведения об организации-заказчике

Наименование организации	ООО «ННК-Саратовнефтегазодобыча»
Месторасположение организации	410028, г. Саратов, ул. Советская, 4

Сведения об объекте:

Наименование оборудования	Кран шаровый с электроприводом
Название и место установки оборудования, месторождения	Саратовская область, Марковский район, Липовское муниципальное образование, Федоровский район, Калужское муниципальное образование
Количество оборудования	1

Сведения о проектной организации

Наименование организации	ООО «СВЗК»
Адрес, телефон	443090; г. Самара, ул. Ставропольская, д. 3, оф. 401; Тел. (846) 279-01-27; Факс (846) 279-01-26; Эл. почта svzk-project@mail.ru, project@mail.ru

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

						СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ОЛ-001-РС01			
						Куговское месторождение. Обустройство скважины №1			
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Технологические решения	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Мингалев			11.21		П	1	4
Пров.		Юркин			11.21	Опросный лист на кран шаровый с электроприводом DN80, PN 25,0	ООО «СВЗК»		
Н. контр.		Шешунова			11.21				
ГИП		Кузнецов			11.21				

1 ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ И ХАРАКТЕРИСТИКА ИЗДЕЛИЯ

1.1 Материал корпуса	Материал корпуса – сталь 09Г2С или аналог, Шпиндель – сталь 20Х13 Пробка – сталь 12Х18Н10Т, покрытие Cr-Ni Уплотнительные кольца, седло – сталь 09Г2С с наплавкой тип 20Х13
1.2 Количество заказываемого изделия, шт	1
1.3 Тип запорной арматуры	Кран шаровый фланцевый
1.4 Типа запорного органа	Шаровый
1.6 Установочное положение	Горизонтальное
1.7 Номинальный диаметр DN (Dy), мм	80
1.8 Номинальное давление PN (Py), МПа	25,0
1.9 Возможность зауженного прохода	Нет
1.10 Герметичность затвора по ГОСТ Р 54808-2011	Класс А
1.11 Присоединение к трубопроводу (под приварку, фланцевое)	Фланцевое
1.12 Исполнение уплотнительных поверхностей фланцев задвижек	по ГОСТ 33259-2015, тип J
1.13 Комплектация ответными фланцами (с прокладками и крепежом)	Нет
1.14 Материал ответных фланцев	-
1.15 Удлинитель штока	Нет
1.16 Расстояние от оси арматуры до оси штурвала, мм	-
1.17 Размеры стыкуемой трубы, мм	89x11
1.18 Материал трубопровода	09Г2С

2 ПРИВОД

2.1 Тип привода	По результатам тендера
2.2 Время закрытия, с	Не более 32
2.3 Управление приводом	Дистанционное и автоматическое: - по цифровому каналу связи RS-485 с протоколом MODBUS RTU; - дискретное управление (24 В постоянного тока). Наличие дискретного сигнала «Авария» (типа «сухой контакт»). Открыть, закрыть (2DO), открыт, закрыт (2DI), Режим «Местный, неисправность» (2DO)
2.4 Кабельный ввод	Для бронированного кабеля D=10÷32 мм: Для цепей управления и сигнализации – 2 шт.; Для цепей питания – 1 шт.
2.5 Тип дублера привода	Ручной
2.6 Мощность электродвигателя, кВт	5,4
2.7 Требование к электродвигателю по взрывозащите	Повышенной надежности против взрыва 2Exd
2.8 Тип оболочки	не ниже IP65
2.9 Электропитание: - напряжение, В; - количество фаз; - частота тока, Гц	380 3+N+PE 50
2.10 Управление (Отк./Зак./Стоп)	Отк./Зак./Стоп
2.11 Встроенное управление (кнопок), шт	3
2.12 Размещение пускателя	Встроенное

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

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ОЛ-001-РС01

Лист

2

2.13 Интерфейс связи						RS-485 с протоколом MODBUS RTU Slave с предоставлением карты адресов параметров	
2.14 Термозащита двигателя						Да	
3 ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ МЕХАНИЗМ							
3.1 Механический показатель положения						Да	
3.2 Маховик ручного привода						Да	
3.3 Реле положения						Да	
3.4 Датчик положения						Нет	
3.5 Местное отключение цепей питания и управления						Да	
3.6 Концевые выключатели положения: - замкнутое; - разомкнутое						Да Да	
3.7 Выключатели ограничители крутящего момента: - замкнутое; - разомкнутое						Да Да	
3.8 Переключение (дистанционное, выключено, местное)						Да, с фиксацией во всех положениях	
3.9 Маховик с автовозвратом к силовому управлению						Да	
4 ХАРАКТЕРИСТИКА СРЕДЫ							
4.1 Наименование среды						Природный газ, газовый конденсат	
4.2 Температура рабочей среды, °С: - минимальная; - максимальная						-60 40	
4.3 Мольное содержание сероводорода, %:						Отс.	
4.4 Плотность среды, кг/м ³ : - природный газ; - газовый конденсат						0,785 776	
4.6 Характеристика среды: - категория и группа взрывоопасности по ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002; - класс опасности по ГОСТ 12.1.005-88*						IIA-T3 III	
5 УСЛОВИЯ УПРАВЛЕНИЯ И ЭСПЛУАТАЦИИ							
5.1 Требуемый срок службы изделия, лет.						Не менее 10 лет	
5.2 Гарантийный срок работы с момента ввода в эксплуатацию должен быть не менее, лет						1	
5.3 Место расположения пункта управления технологическим процессом						-	
5.4 Место установки изделия (в помещении, на открытой площадке, надземное, подземное)						На открытой площадке, надземное	
5.5 Характеристика установки: - зоны класса по ГОСТ 30852.9-2002 (ПУЭ-2000, гл. 7,3); - категория наружных установок пожарной опасности по (СП12.13130.2009)						2 (В-1г) АН	
5.6 Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150						У1	
5.7 Средняя температура самой холодной пятидневки						Минус 38	
5.8 Температура окружающего воздуха, °С: - максимальная						Плюс 40	
5.9 Сейсмичность по 12-ти бальной шкале, балл						5	
5.10 Прочие требования по усмотрению составителя опросного листа						Привод должен иметь исполнение, не требующее дополнительных защитных устройств от осадков и солнечной радиации. Арматура должна быть испытана на заводе-изготовителе по программе методики испытаний, согласованной с заказчиком	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ОЛ-001-РС01	
							Лист
							3

5.11 Комплектность поставки				Кран шаровый в сборе, паспорт.													
5.13 Район, где установлена задвижка				Саратовская обл.,													
6. ТРЕБОВАНИЯ К РАЗРЕШИТЕЛЬНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ																	
6.1 Перечень разрешительных документов на изделие				<p>В объем поставки должна входить разрешительная документация:</p> <ul style="list-style-type: none"> - сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности; - разрешение на применение оборудования на опасном производственном объекте, выданное Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору; (для действующих разрешений выданных до 01.01 2014 года) 													
7. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ (обязательные)																	
<p>Документация, поставляемая с изделием должна представляться на русском языке и включать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - руководство по эксплуатации с описанием работы оборудования, - технический паспорт завода-изготовителя согласно Российским стандартам; - акт испытаний на заводе-изготовителе. <p>Документация должна быть представлена на бумажных носителях в 3-х экземплярах и в электронном виде.</p>																	
Инв. № подл.																	
										Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.															
СНД/2021-0455-П-ТКР-01-ОЛ-001-РС01																	

Участки по давлению

Обозначение	Рабочее давление, МПа	Номинальное давление, МПа
P1	21,0	25,0
P2	10,5	25,0
P3	21,0	25,0
P4	26,0	26,0

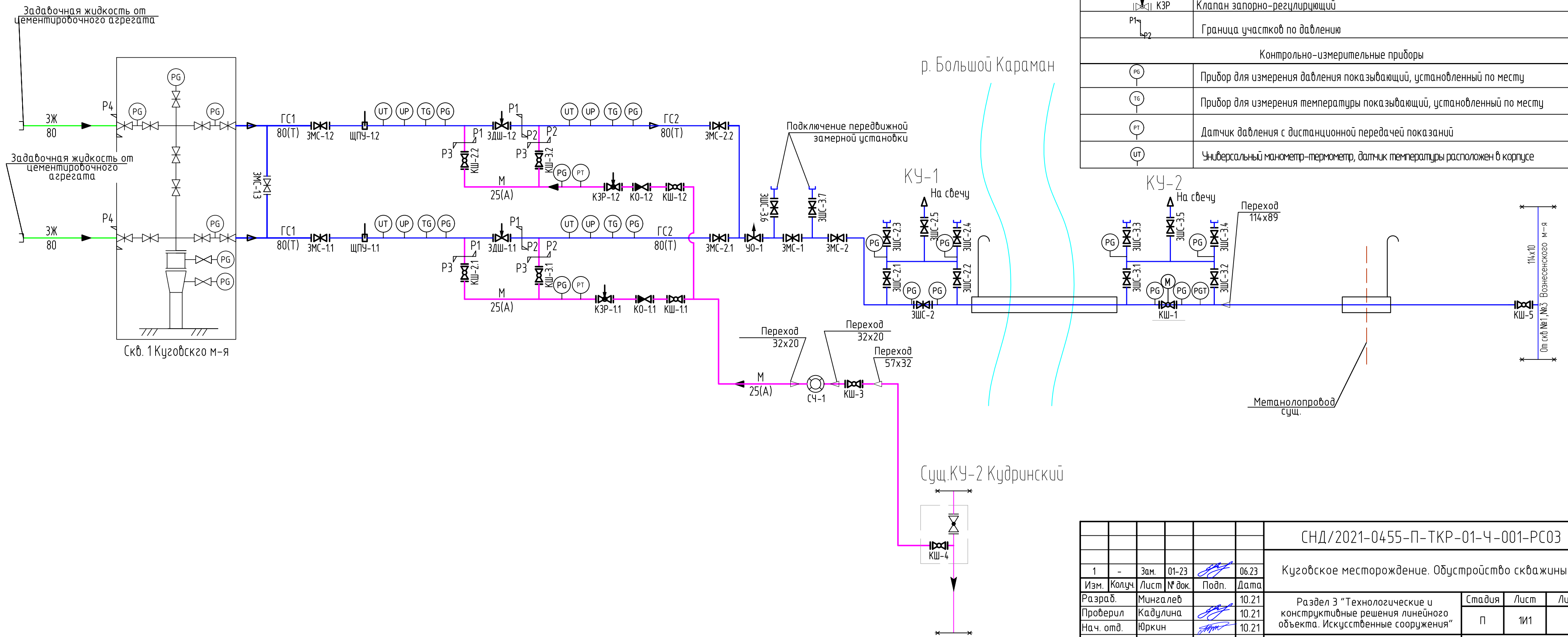
Экспликация оборудования и арматуры

Позиция	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
ЗМС-1.1.3	Задвижка шиберная маслonaполненная ЗМС	7	DN 80, PN 350	
ЗДШ-1.1.2	Задвижка дисковая штуцерная	2	DN 65, PN 350	
ЧО-1	Устройство отсекающее	1	DN 80, PN 250	
ЩПУ-1.1.2	Щелевое пробоотборное устройство	2	PN 250	
КШ-1.1.4	Кран шаровой	9	DN 25, DN50, DN100, PN 250	
КО-11,12	Клапан обратный	2	DN 25, PN 250	
КО-1.3,14	Клапан обратный	2	DN 80, PN 350	
СЧ-1	Счетчик жидкости	1	DN 25, PN 250	
КЗР-1.1.2	Клапан запорно-регулирующий	2	DN 25, PN 250	

Условные обозначения и изображения

Обозначение, изображение	Наименование
—	Граница оборудования
— ГС1 —	Трубопровод газа от скважины №1 до ЗДШ-1
— ГС2 —	Трубопровод газа от ЗДШ-1 на УКПГ
— ЗЖ —	Трубопровод задабочной жидкости
— М —	Трубопровод метанола
(Т)	Трубопровод в теплоизоляции
(А)	Трубопровод в антикоррозионной изоляции
▷ ◀	Направление потока газа, жидкости
—┌	Быстроразъемное соединение
┌┐┌ КШ	Кран шаровой с ручным приводом
┌┐┌ ЗШС	Задвижка шиберная с ручным приводом
┌┐┌ ЗМС	Задвижка шиберная маслonaполненная с ручным приводом
┌┐┌ ЗДШ	Задвижка дисковая штуцерная (регулятор давления механический)
┌┐┌ КО	Клапан обратный
┌┐┌ ЧО	Устройство отсекающее
┌┐┌ ЩПУ	Щелевое пробоотборное устройство
┌┐┌ СЧ	Счетчик жидкости
┌┐┌ КЗР	Клапан запорно-регулирующий
┌┐┌ P1	Граница участков по давлению
Контрольно-измерительные приборы	
┌┐┌ PG	Прибор для измерения давления показывающий, установленный по месту
┌┐┌ TG	Прибор для измерения температуры показывающий, установленный по месту
┌┐┌ PT	Датчик давления с дистанционной передачей показаний
┌┐┌ UT	Универсальный манометр-термометр, датчик температуры расположен в корпусе

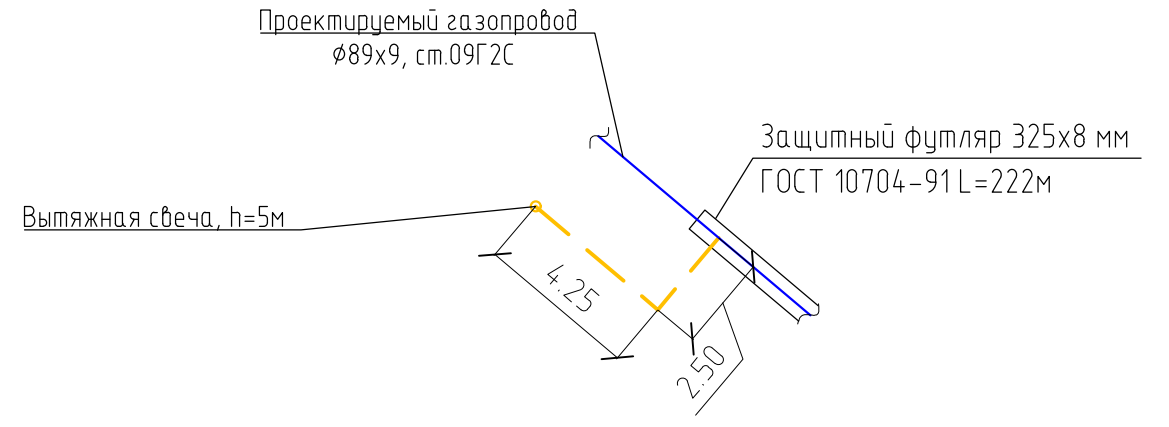
Схема технологическая принципиальная



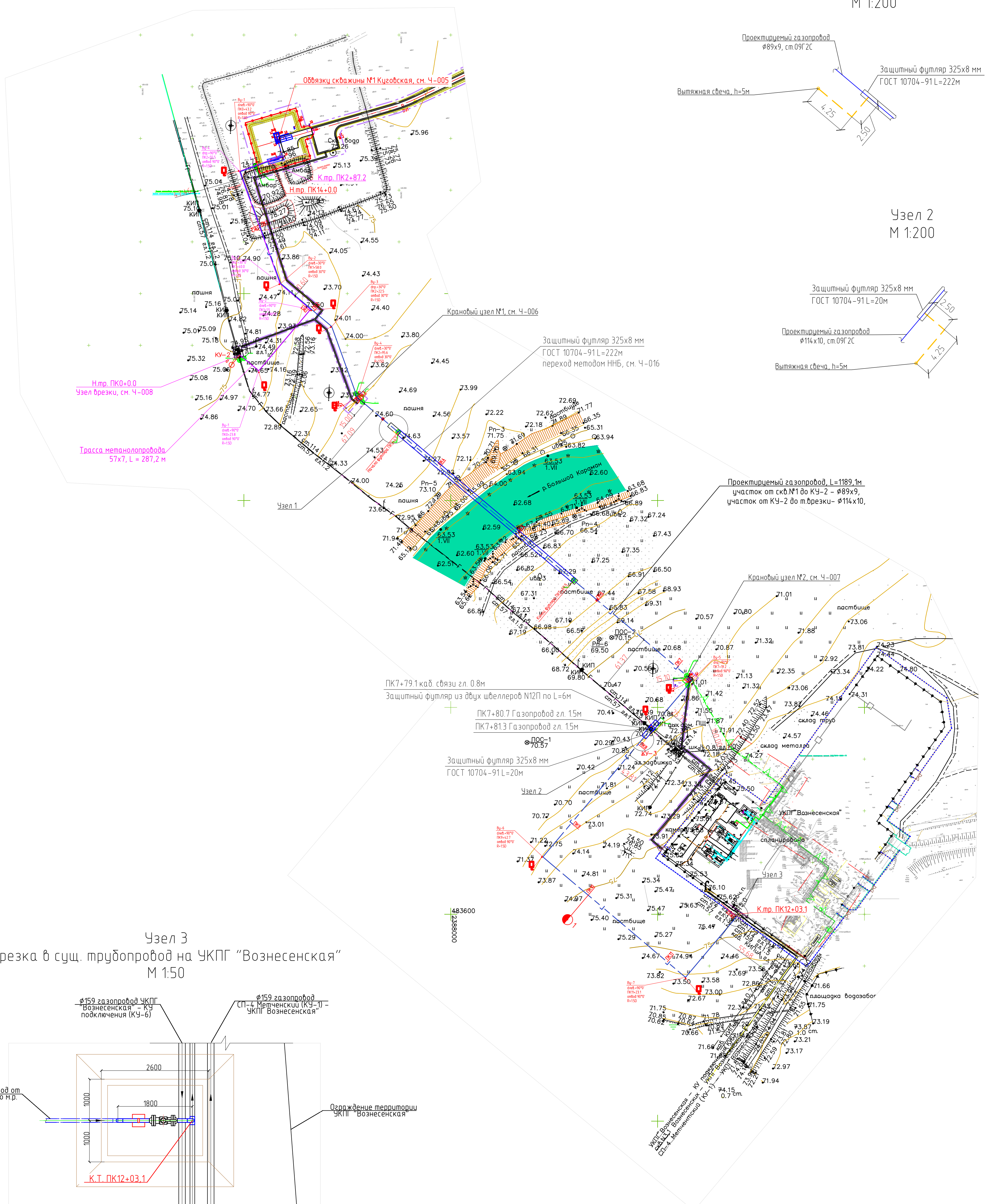
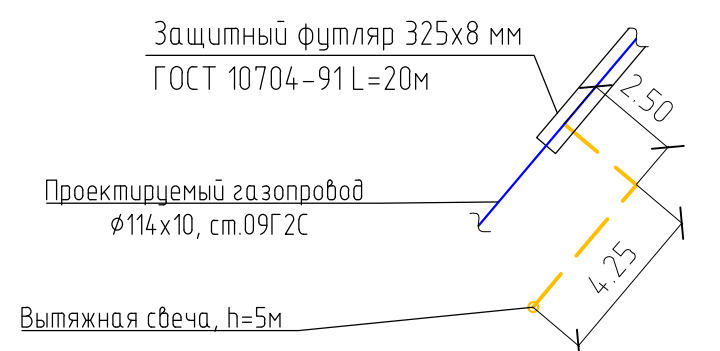
СНД/2021-0455-П-ТКР-01-Ч-001-РС03					
1	-	Зам.	01-23	06.23	Кузовское месторождение. Обустройство скважины №1
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Мингалев				10.21
Проверил	Кадулина				10.21
Нач. отд.	Юркин				10.21
Н. контр.	Шешунова				10.21
ГИП	Кузнецов				10.21
Схема технологическая принципиальная					000 "СВЗК"

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

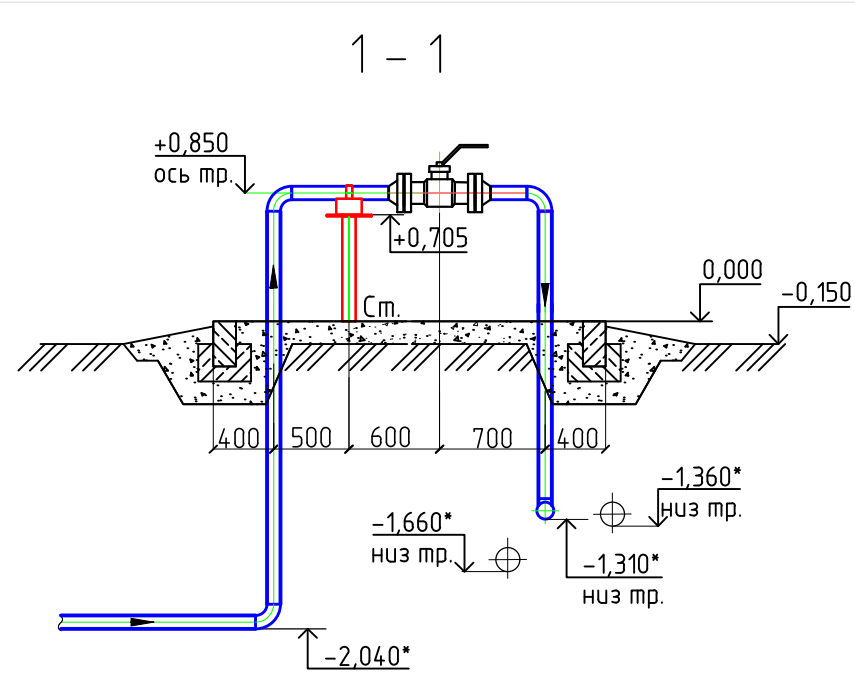
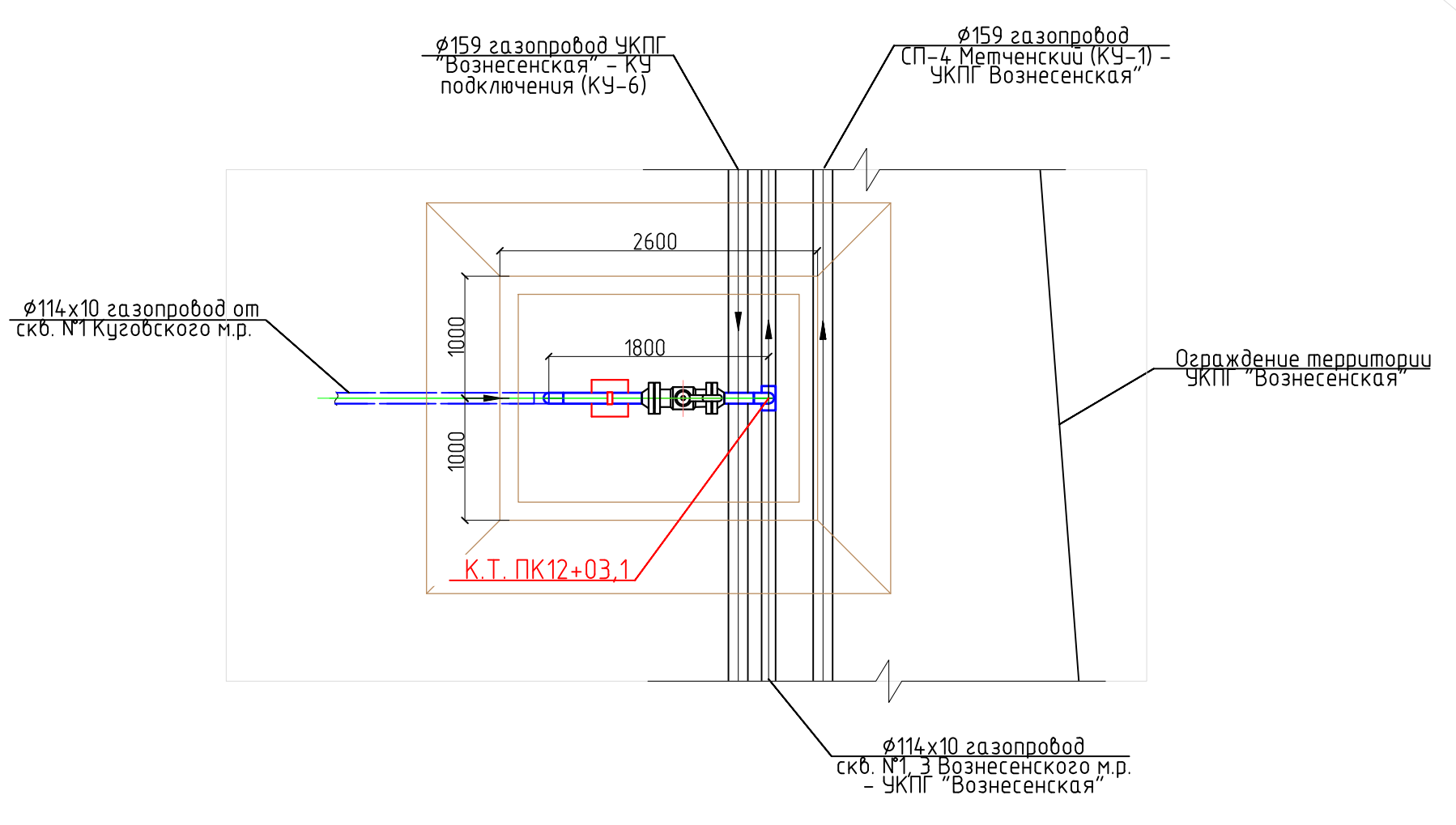
Узел 1
М 1:200



Узел 2
М 1:200



Узел 3
Врезка в сущ. трубопровод на УКПГ "Вознесенская"
М 1:50



Условные обозначения

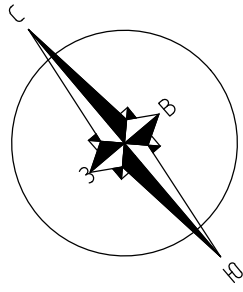
Обознач.	Наименование
	Проектируемый подземный газопровод
	Проектируемый подземный метанолопровод
	Указатель трассы трубопровода

1. Данный лист выполнен на основании СНД 2021-04-55-ИГ ДИ-01
2. Пикетаж разбит условно через 100 м, для проведения работ по монтажу проектируемого газопровода, метанолопровода по ходу течения продукта.
3. Установку знаков по трассе проектируемых трубопроводов выполнять в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014.
4. Трубопровод уложить в грунт на глубину не менее 1,6 м до верхней образующей трубы.
5. Переход трубопровода через водную преграду предусмотреть методом наклонно-направленного бурения с установкой защитного футляра.
6. При пересечении газопровода с коммуникациями прокладку предусмотреть открытым способом с установкой защитного футляра. Расстояние в свету между пересекаемыми коммуникациями не 350 мм.
4. 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.
5. На всех футлярах предусмотреть установку вытяжной свечи высотой 5 м.
6. Повороты линейной части трубопроводов в горизонтальной и вертикальной плоскости выполнять упругим изгибом, либо монтажом отводов круглоэллиптических по ГОСТ 17375-2001 и отводов згнутых по ГОСТ 24950-19.
7. Для контроля целостности трубопровода и определения места его прохождения приборным методом, в начале и конце трубопровода, а так же на расстоянии 500 м на всем протяжении трубопровода установить КИК, совместно с опознавательными знаками.

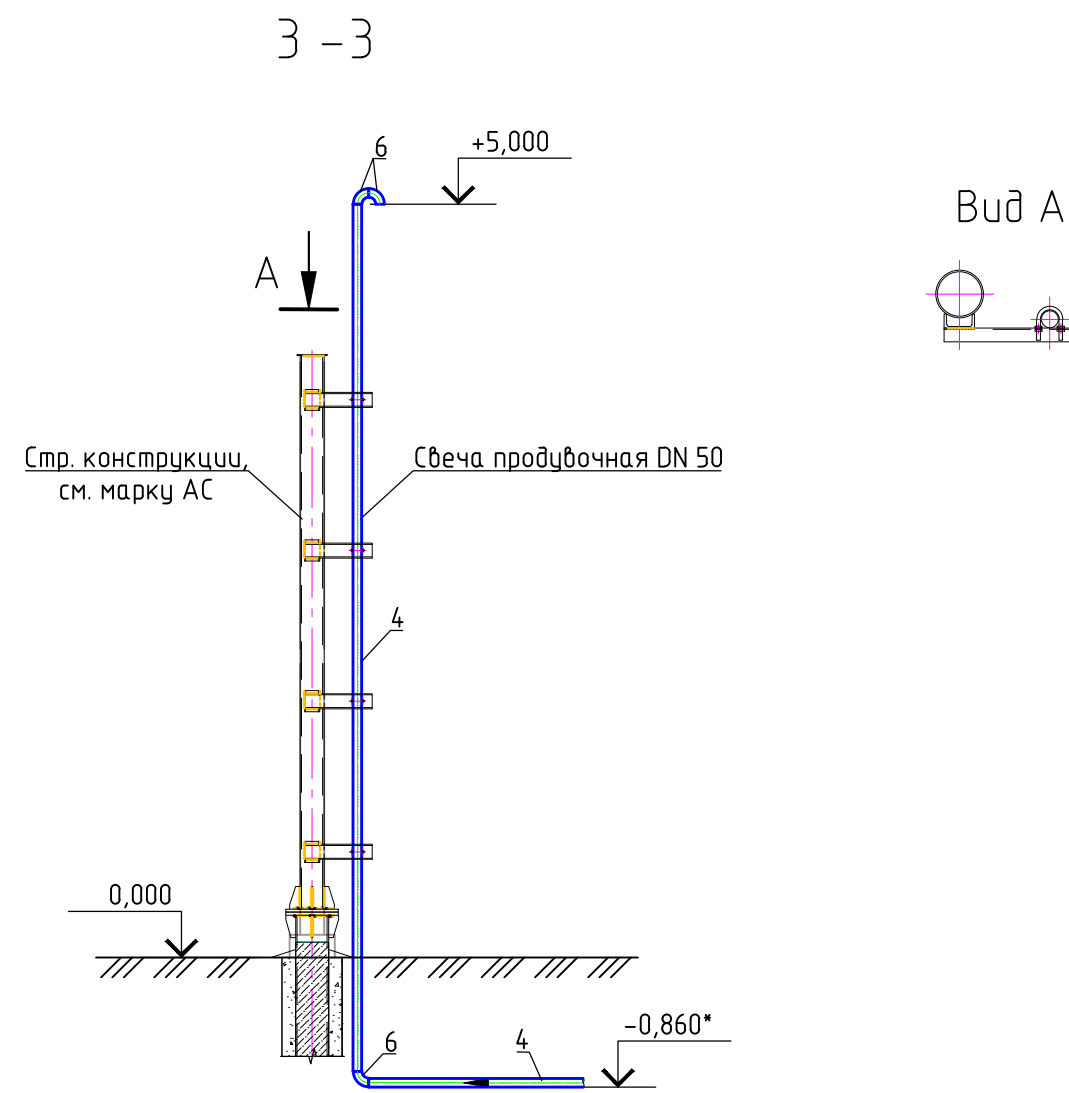
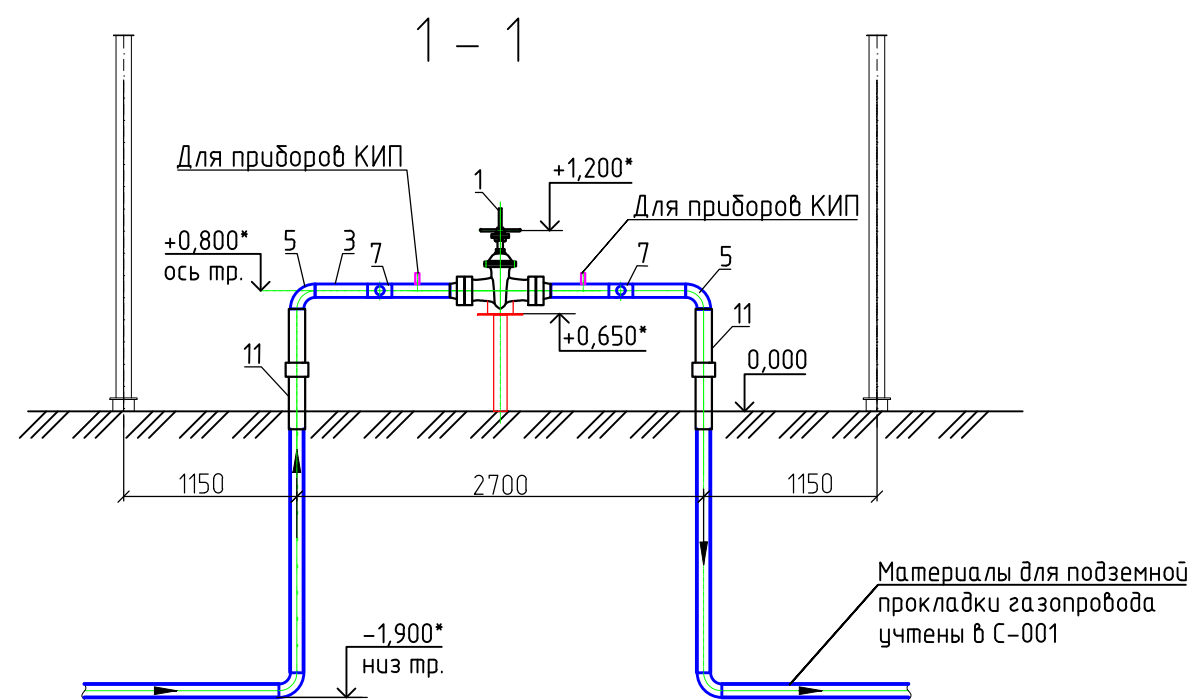
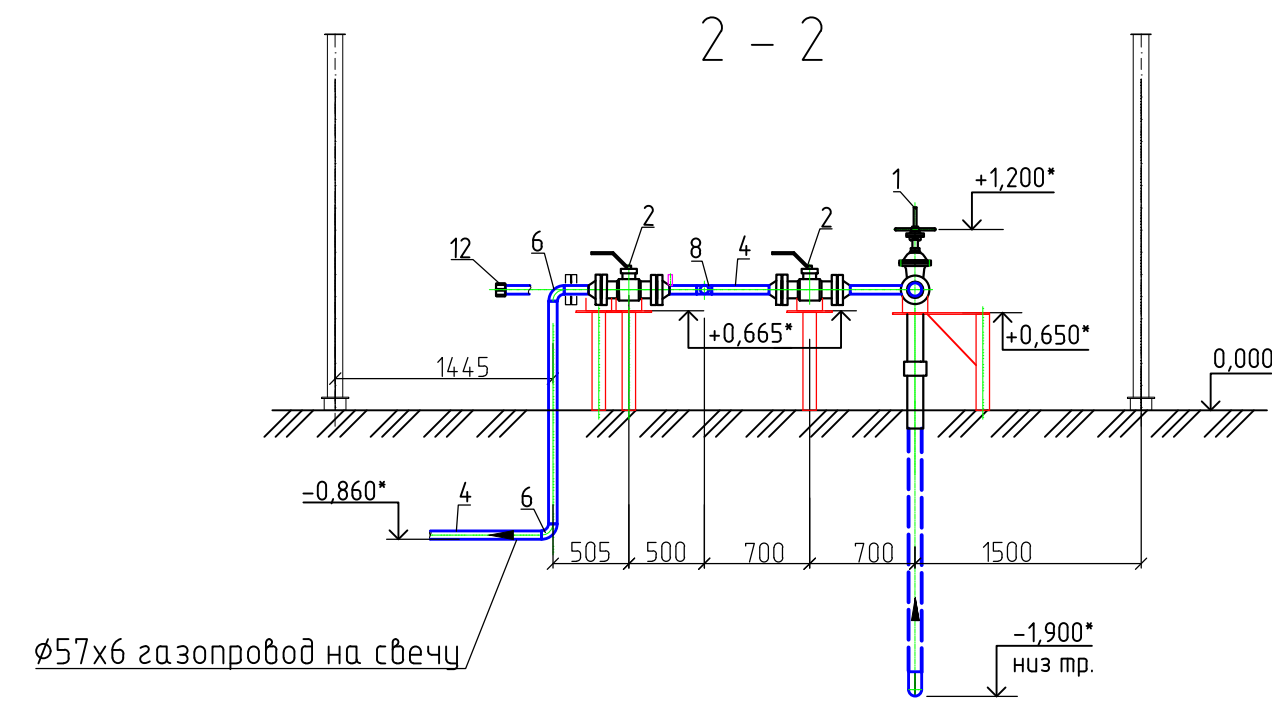
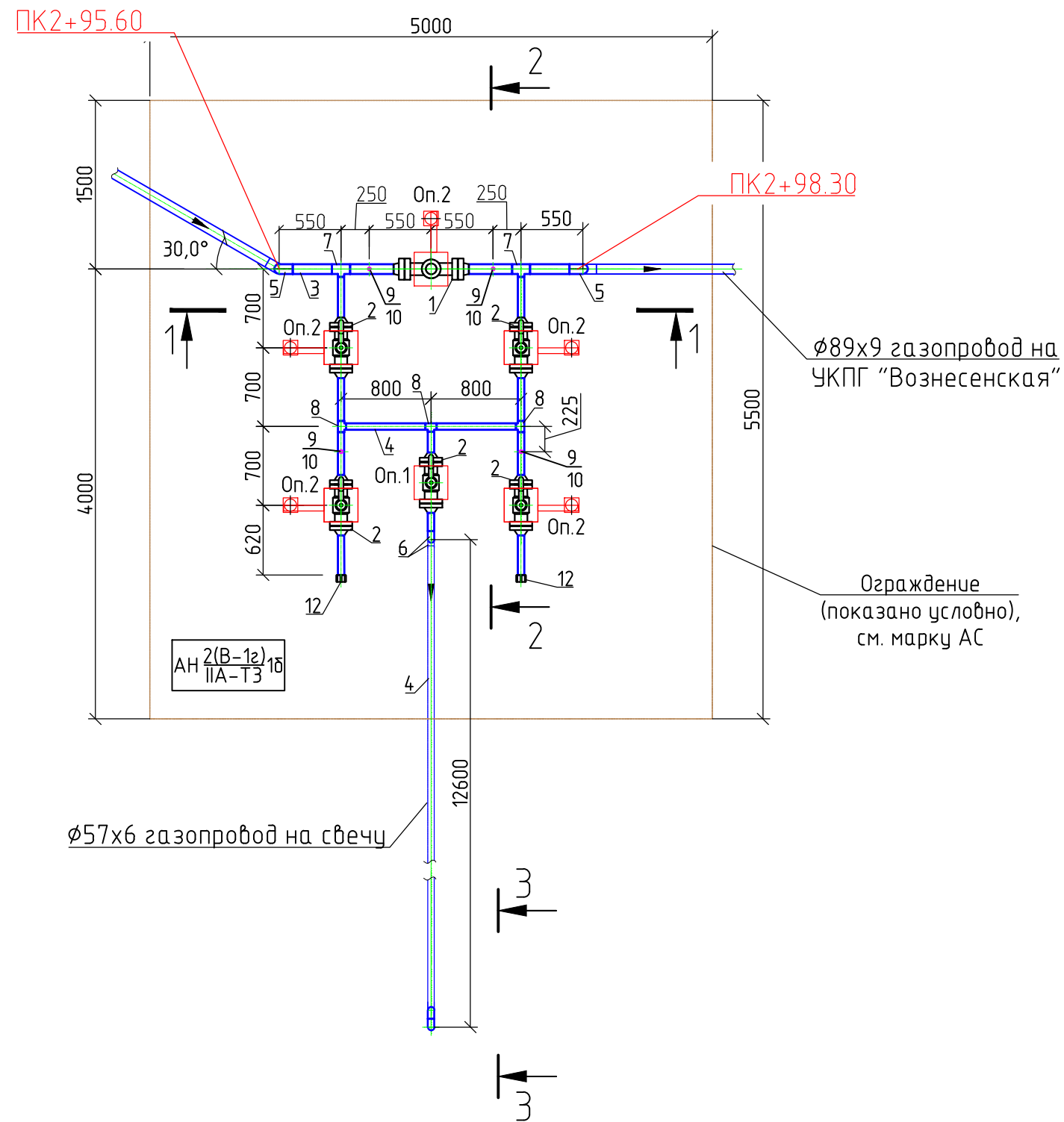
1:2000

СНД/2021-04-55-П-ТКР-01-Ч-002-РС03				Кугодское месторождение. Обустройство скважины №1		
1	-	Зам.	01-23	06.23	Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения"	Лист
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Спадья
Разраб.	Ключкова			01.22		Лист
Проб.	Яркин			01.22		21П
Н.контр	Шешунова			01.22	План трассы газопровода.	000 "СВЗК"
ГИП	Кузнецов			01.22	План трассы метанолопровода.	

Формат А1



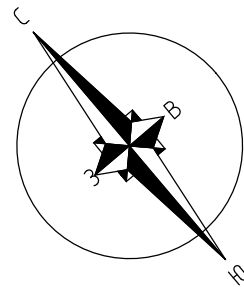
Крановый узел №1



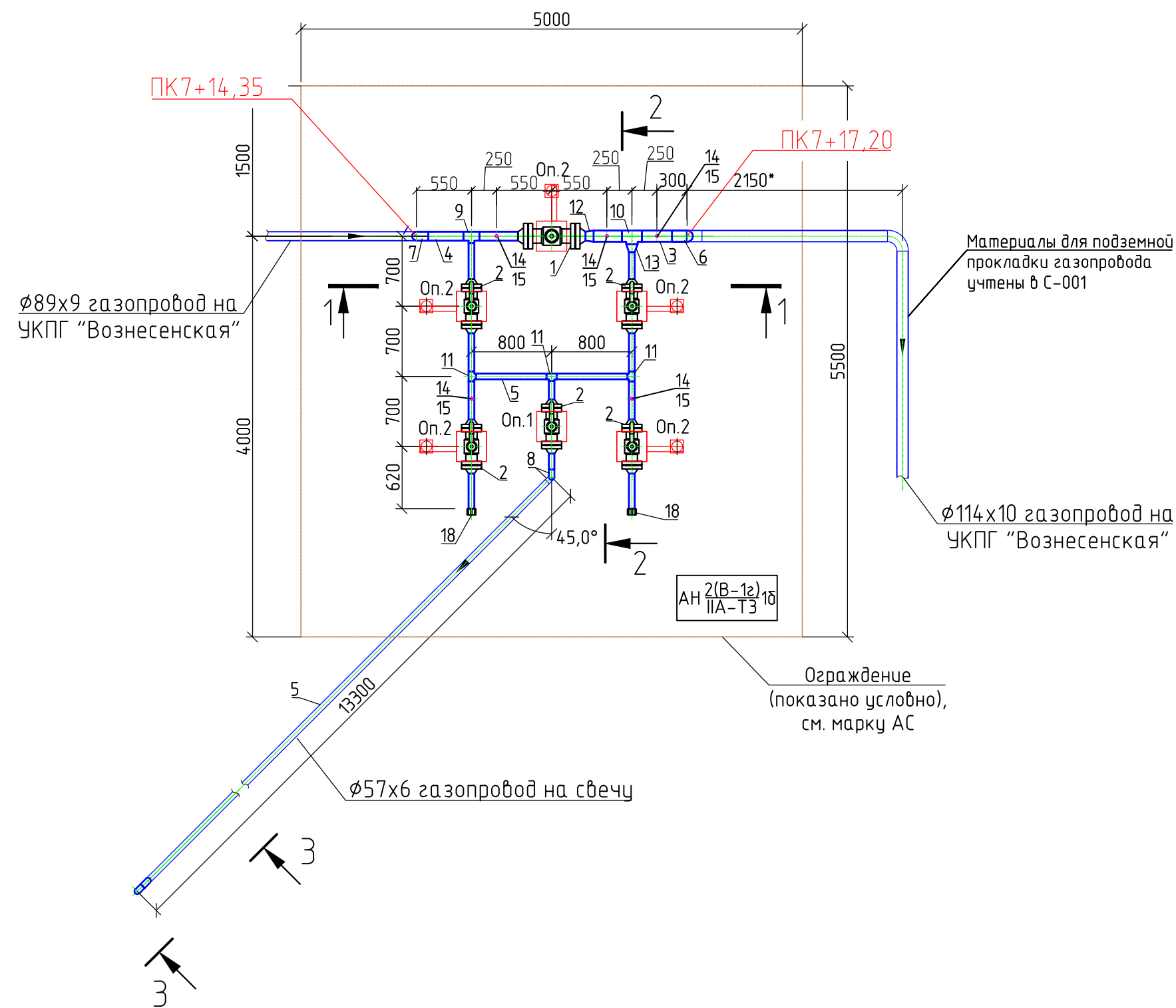
1. За отметку 0,000 принята отметка площадки - 74,30; План расположения крановых узлов и продувочных свечей, см. Ч-003.
2. Конструкцию опор, ограждений и площадок см. том марку АС.
3. На разрезах ограждение условно не показано.
4. Крепление хомутов опор по ОСТ 36-146-88 к трубопроводу выполнять через электроизолирующую прокладку из листа паронита по ГОСТ 481-80.

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-Ч-003-РС01						
Кузовское месторождение. Обустройство скважины №1						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Клычкова				01.22	
Проб.	Юркин				01.22	
Н.контр.	Шешунова				01.22	
ГИП	Кузнецов				01.22	
Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения"				Стадия	Лист	Листов
Крановый узел №1				п	3	
				000 "СВЗК"		

Согласовано	
Взакон инф.Н	
Подпись и дата	
Инф.Н подл.	



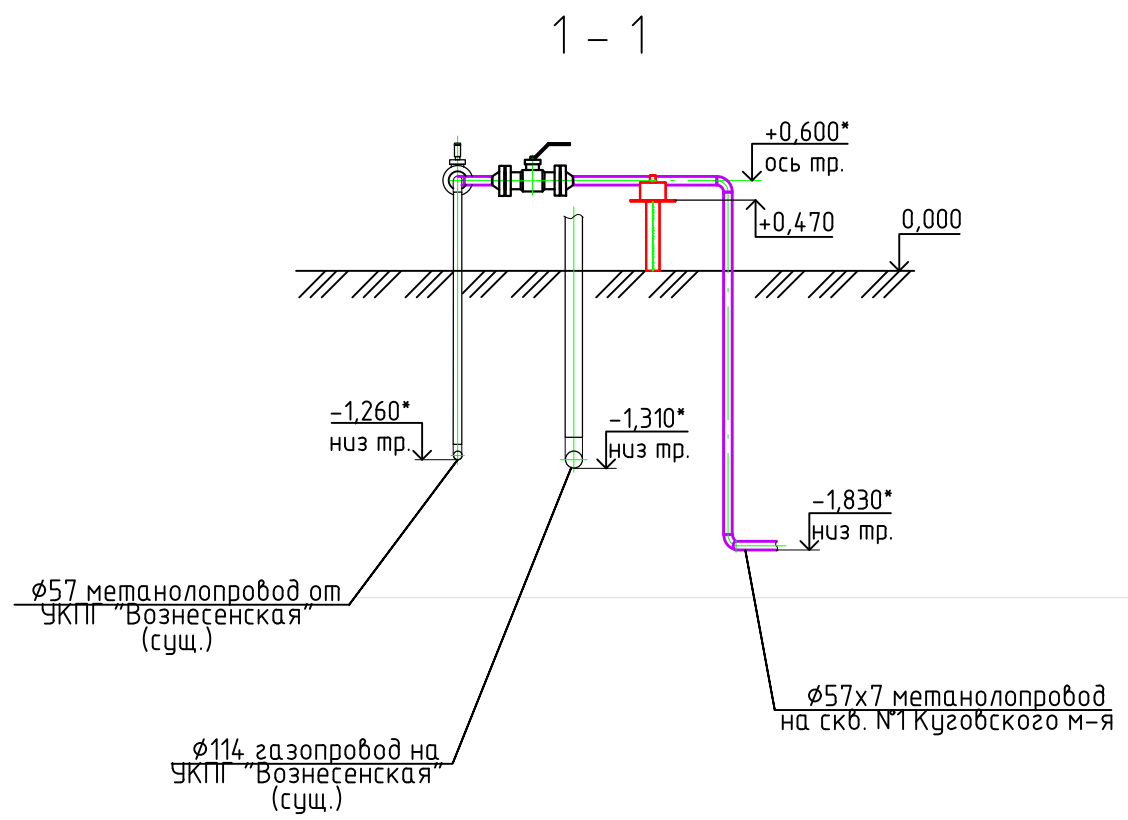
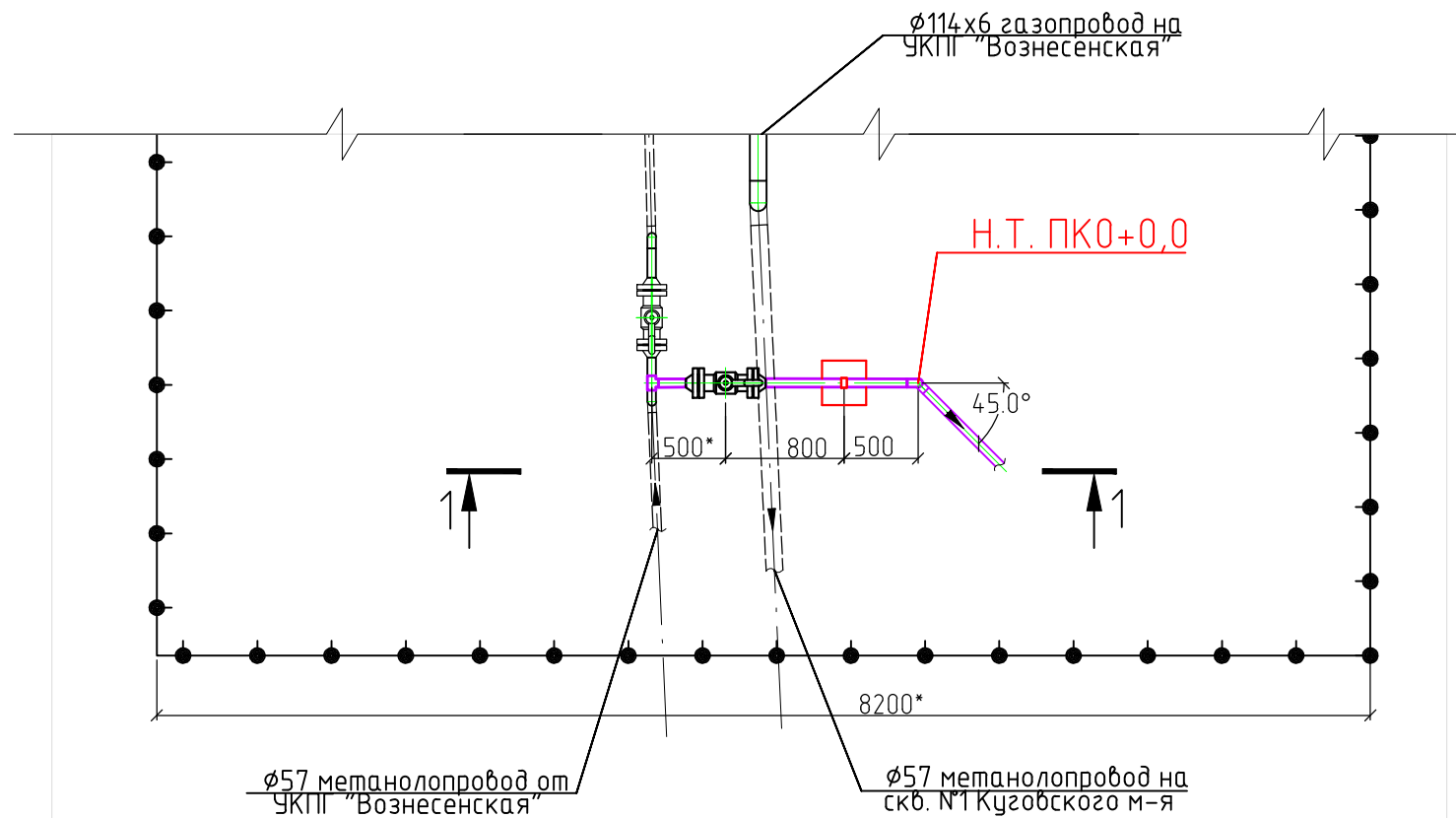
Крановый узел №2



СНД/2021-0455-П-ТКР-01-Ч-004-РС01				
Кузовское месторождение. Обустройство скважины №1				
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Дата
Разраб.	Клычкова	Юркин	0122	0122
Прод.	Юркин			
Н.контр	Шешунова	Кузнецов	0122	0122
Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения"			Стадия	Лист
Крановый узел №2			П	4
000 "СВЗК"				

Согласовано	
Взвешен инф. N	
Подпись и дата	
Инф. N подл.	

Площадка КУ-2 "Кудринский"
(сущ.)



1. За отметку 0,000 принята отметка площадки 74,90* (сущ.);
2. Конструкцию опор под трубопровод см. марку ИЛО4-01;
3. План расположения площадки см. лист 2

СНД/2021-0455-ТКР-01-Ч-005-РС01					
Кузовское месторождение. Обустройство скважины №1					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.	Клычкова			<i>[Signature]</i>	10.21
Проб.	Юркин			<i>[Signature]</i>	10.21
Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения"					
Стадия		Лист	Листов		
П		5			
Узел врезки метанолопровода на КУ-2 "Кудринский"					
000 "СВЗК"					
Н.контр	Шешунова			<i>[Signature]</i>	10.21
ГИП	Кузиева			<i>[Signature]</i>	10.21

1:50

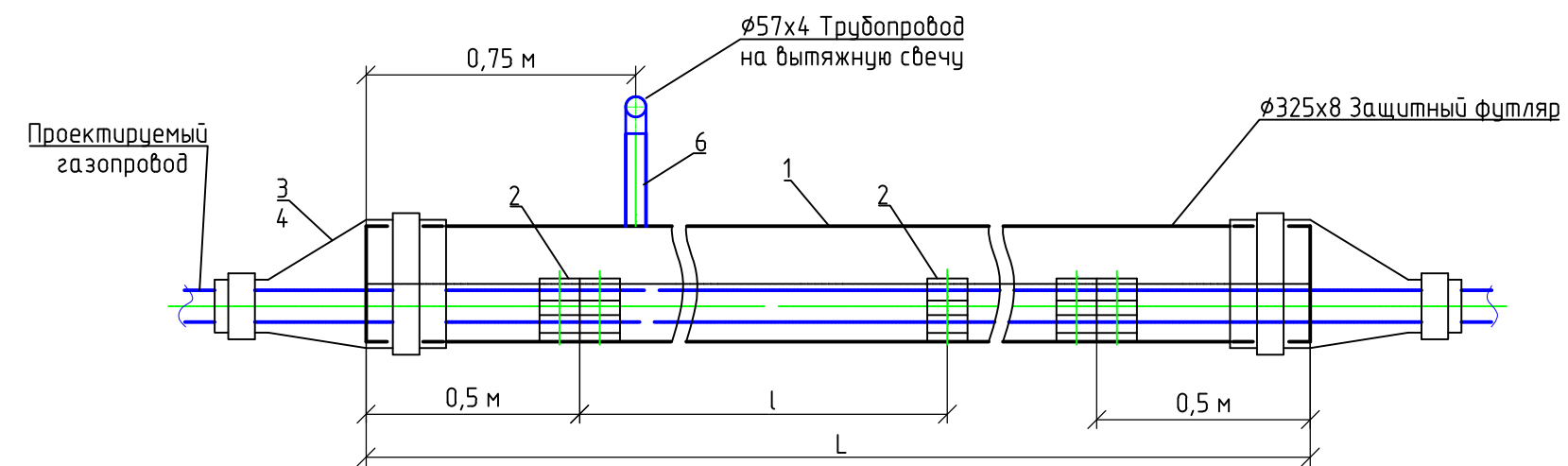
Согласовано

Взам. инв.№

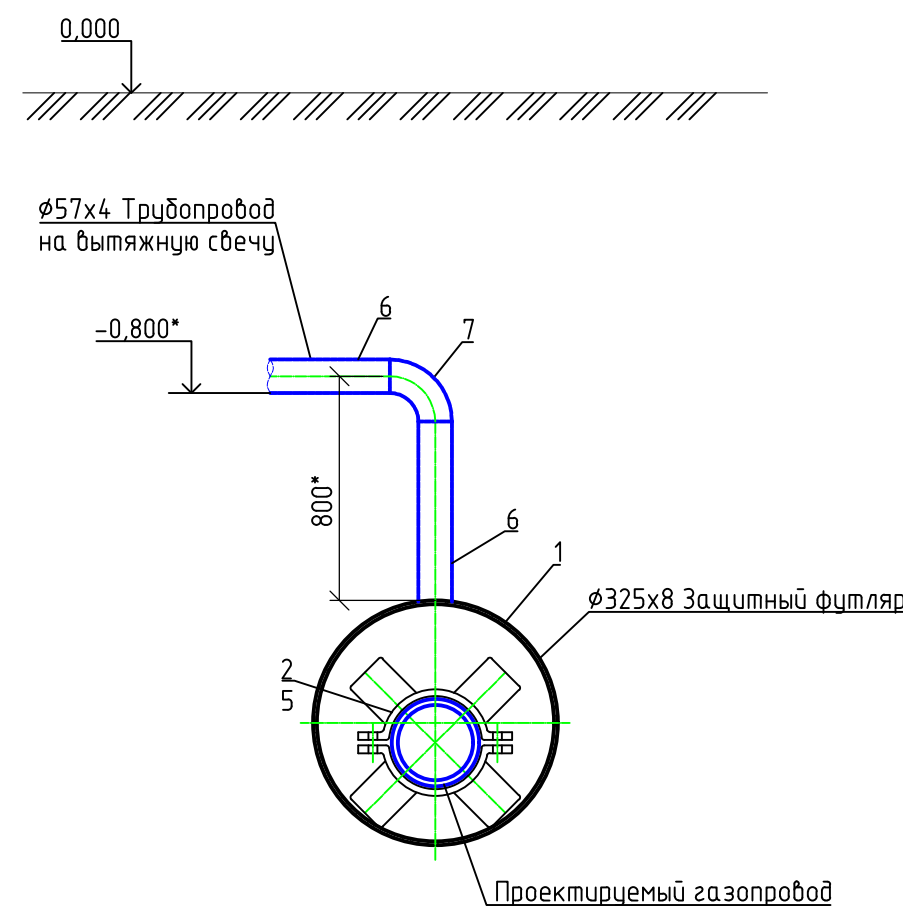
Подп. и дата

Инв.№ подл.

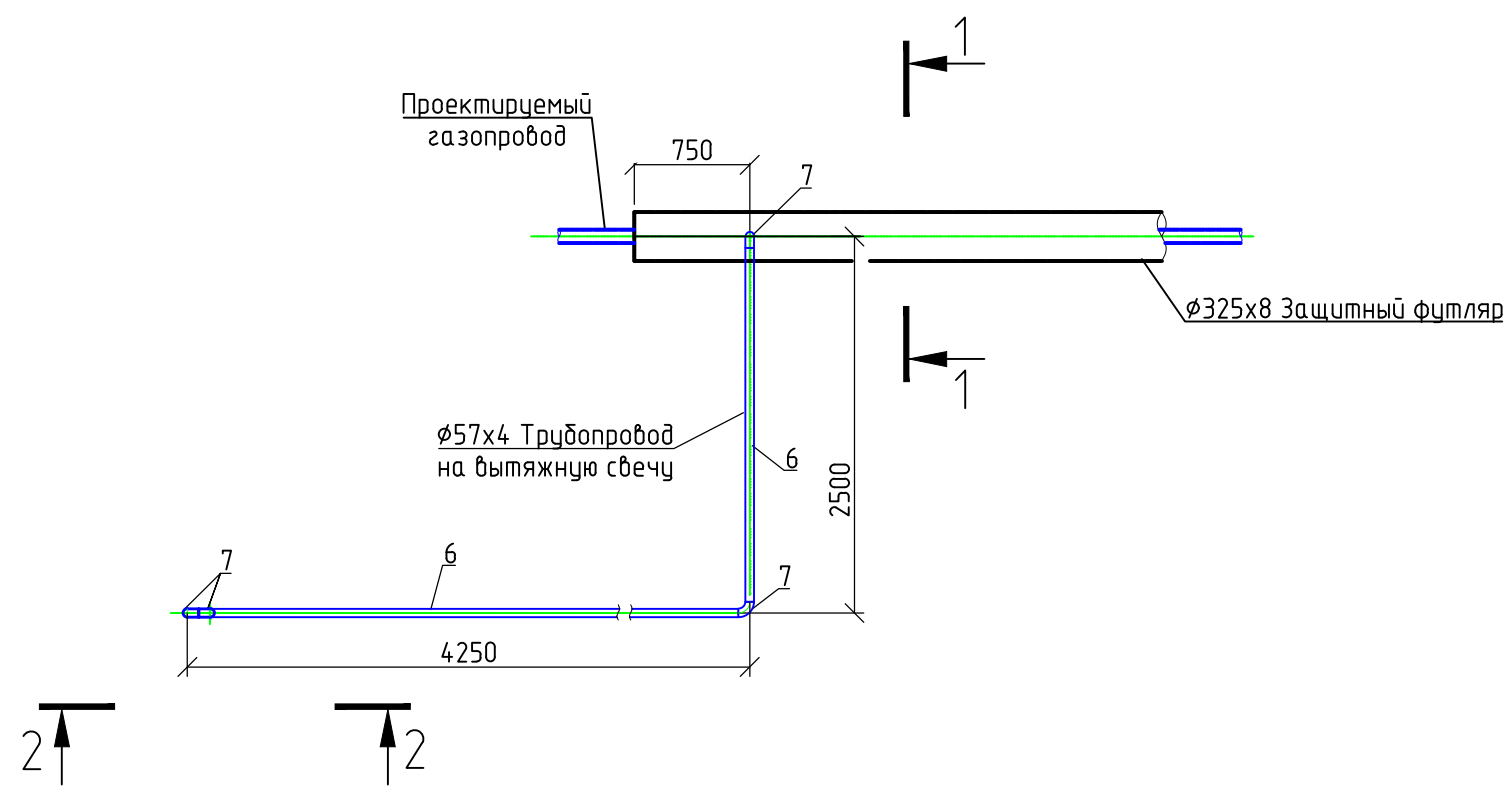
Конструкция защитного кожуха
1:20



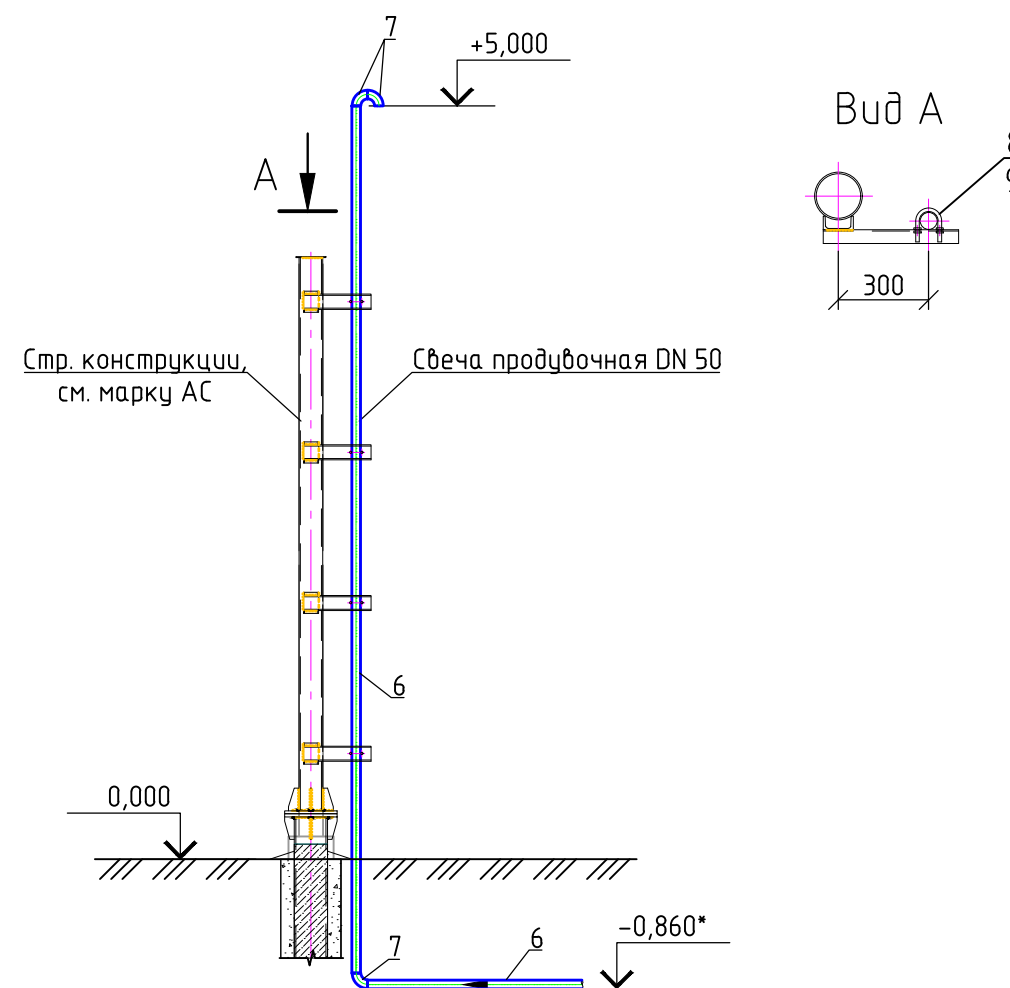
1-1 (1:10)



Вытяжная свеча



2-2



Размеры футляра

Диаметр защитного футляра, мм	Длина защитного футляра L, м	Расстояние между кольцами L, м	Кличество колец n, компл.	Кличество футляров, шт.
325x8	222,0	3,5	68	1

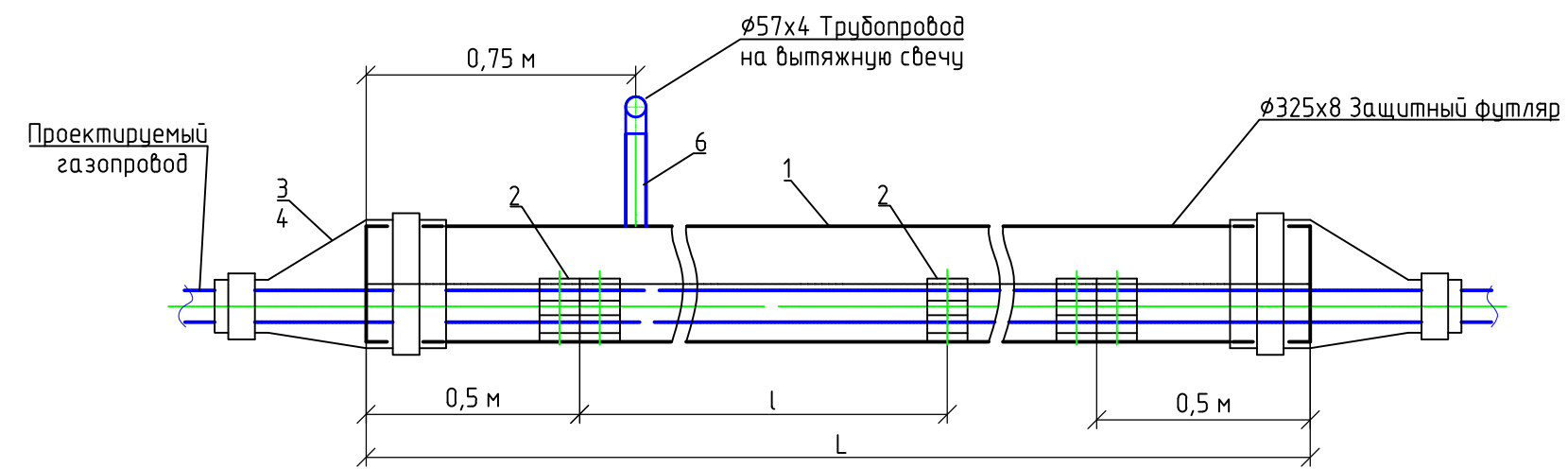
Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Футляр			
	ГОСТ 10704-91, ГОСТ 10705-80	Труба стальная электросварная из ст.20 гр.В с заводским наружным защитным покрытием усиленного типа ЗУ			
1		φ325x8	222	62,54	м
2	ТУ 1469-001-01297858-98	Роликовое опорно-направляющее кольцо РОНК 89/325	68	1,5	компл.
	ТУ 2531-007-01297858-2002	Манжета герметизирующая МГ			
3		89/325 А-3, тип 2 Р	2		шт.
	ТУ 2296-009-01297858-2005	Укрытие защитное манжеты			
4		герметизирующей (УЗМГ) 89 / 325	2		шт.
	ТУ 4834-004-17179339-2003	Защитная прокладка под РОНК 89			
5		из однослойного скального листа	68		шт.
		Вытяжная свеча			
	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Труба стальная бесшовная горяче-деформированная из стали 20 гр.В			
6		φ57x4	13,0	5,23	м
	ГОСТ 17375-2001	Отвод крутоизогнутый из ст.20			
7		90-57x4	5	0,7	шт.
	ОСТ 36-146-88	Опора			
8		57-ХБ-А	4	0,40	
	ГОСТ 481-80	Паронит			
9		ПЭ 4,0x300x400	4	0,96	

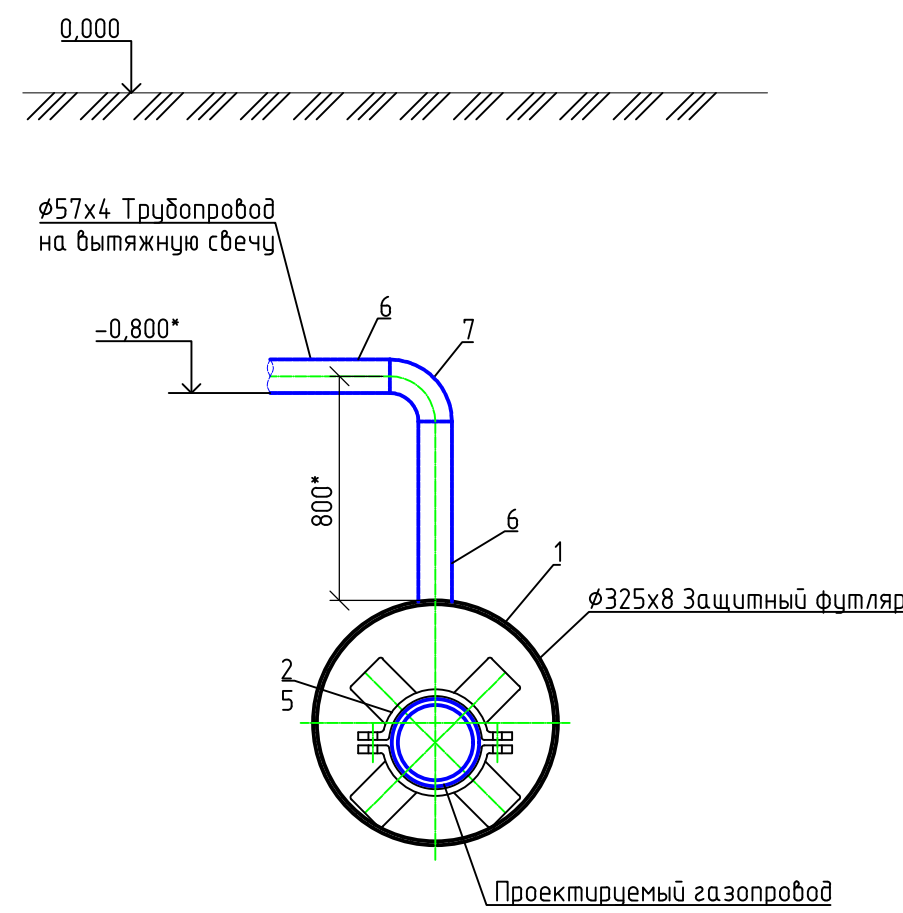
1. Монтаж диэлектрических колец произвести согласно ТУ 2291-034-00203803-2005.
2. На выходах трубной плети из кожуха монтировать по два опорно-направляющих кольца.
3. Для защиты от почвенной коррозии наружную поверхность защитного футляра покрыть изоляцией усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии".
4. Электрохимзащиту футляров см. марку ЭХЗ, стойка предусмотрена маркой АС.
5. Переходы и расположение вытяжной свечи, см. Ч-002.

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-Ч-006-РС01				
Кузовское месторождение. Обустройство скважины №1				
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Дата
Разраб.	Клычкова			01.22
Проверил	Юркин			01.22
Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения"				
Защитный футляр (ННБ)				
000 "СВЗК"				
Н. контр.	Шешунова			01.22
ГИП	Кузнецов			01.22

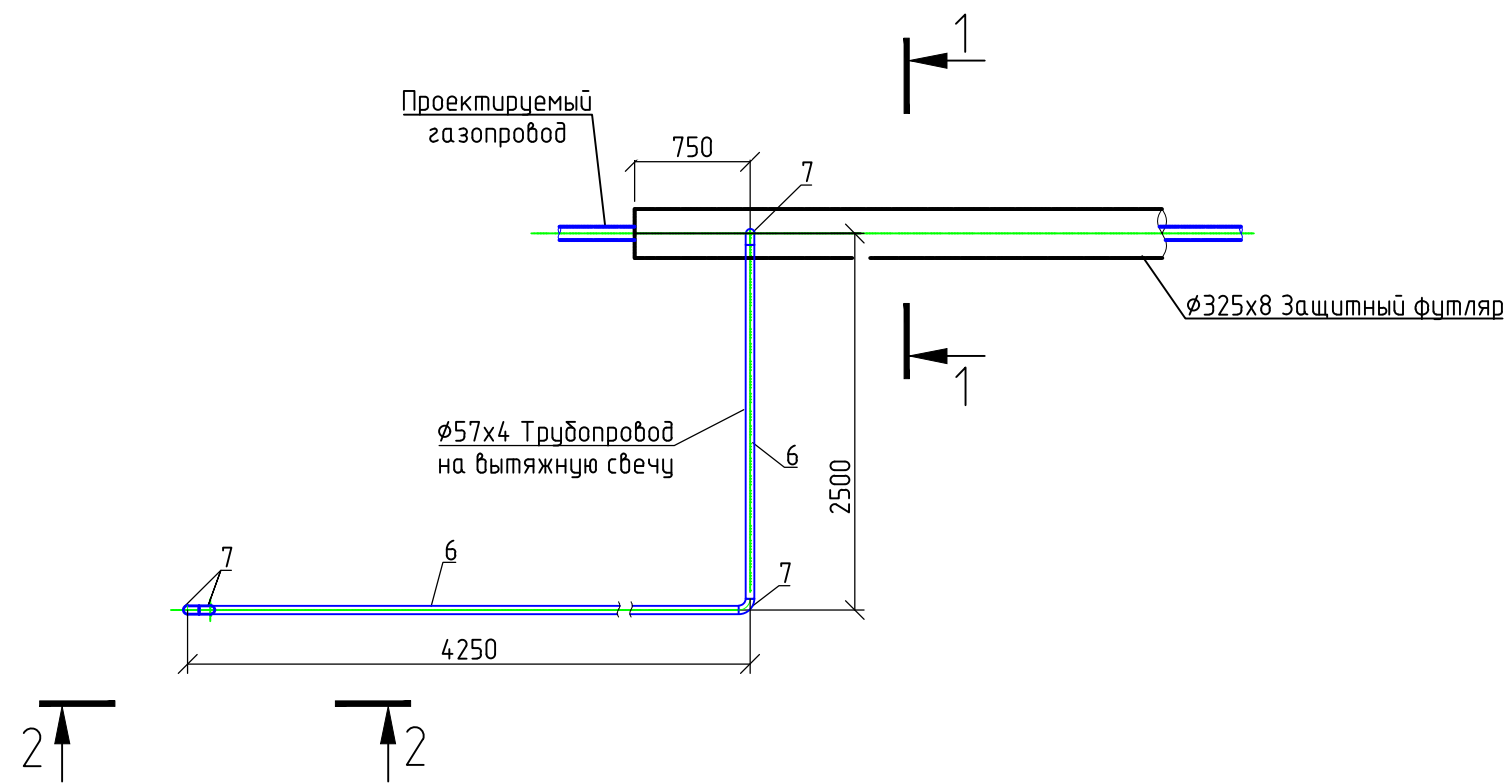
Конструкция защитного кожуха
1:20



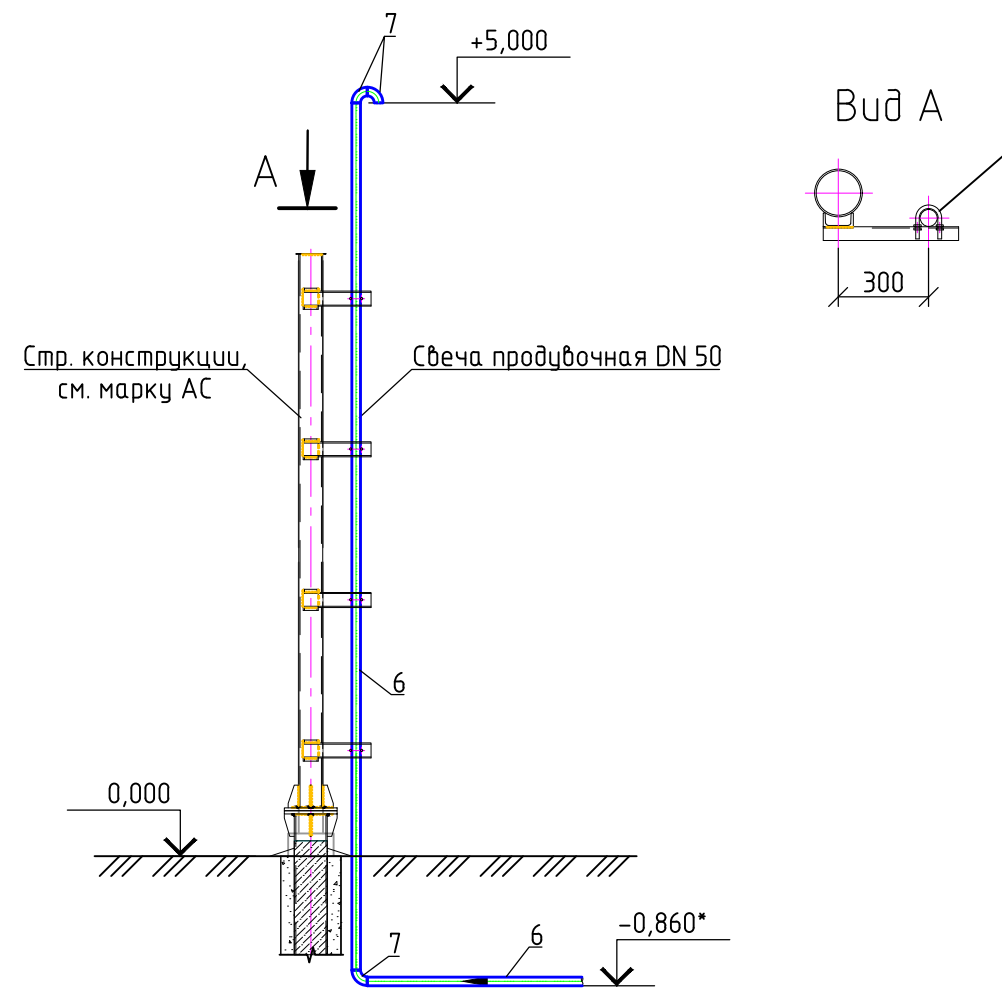
1-1 (1:10)



Вытяжная свеча



2-2



Размеры футляра

Диаметр защитного футляра, мм	Длина защитного футляра L, м	Расстояние между кольцами L, м	Кличество колец n, компл.	Кличество футляров, шт.
325x8	20,0	3,5	9	1

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Футляры			
	ГОСТ 10704-91, ГОСТ 10705-80	Труба стальная электросварная из ст.20 гр.В с заводским наружным защитным покрытием усиленного типа ЗУ			
1		φ325x8	20	62,54	м
2	ТУ 1469-001-01297858-98	Роликовое опорно-направляющее кольцо РОНК 114/325	9	1,5	компл.
	ТУ 2531-007-01297858-2002	Манжета герметизирующая МГ			
3		114/325 А-3, тип 2 Р	2		шт.
	ТУ 2296-009-01297858-2005	Укрытие защитное манжеты			
4		герметизирующей (УЗМГ) 114 / 325	2		шт.
	ТУ 4834-004-17179339-2003	Защитная прокладка под РОНК 114			
5		из однослойного скального листа	9		шт.
		Вытяжные свечи			
	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Труба стальная бесшовная горяче-деформированная из стали 20 гр.В			
6		φ57x4	13,0	5,23	м
	ГОСТ 17375-2001	Отвод крутоизогнутый из ст. 20			
7		90-57x4	5	0,7	шт.
	ОСТ 36-146-88	Опора			
8		57-ХБ-А	4	0,40	
	ГОСТ 481-80	Паронит			
9		ПЗ 4,0x300x400	4	0,96	

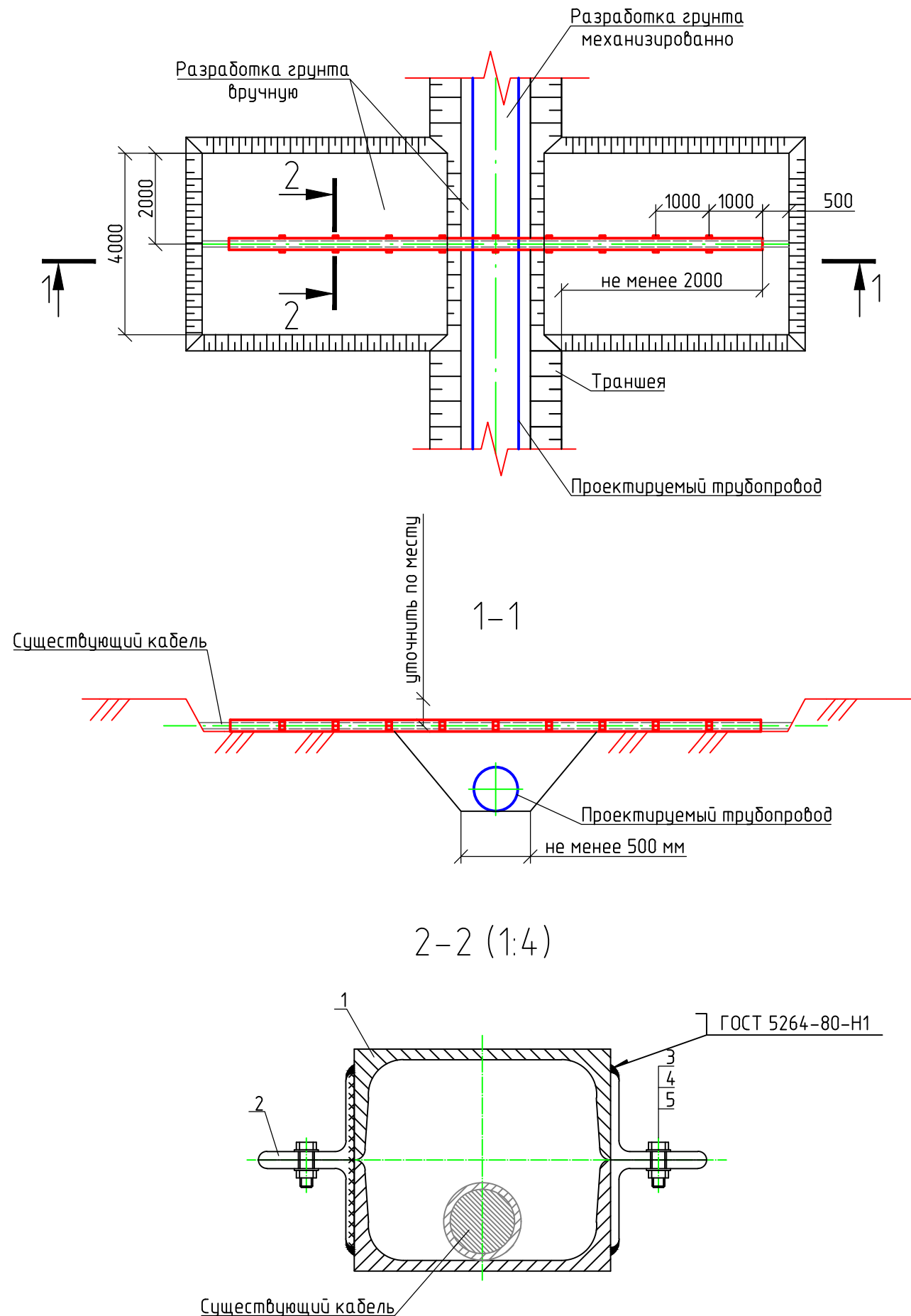
1. Монтаж диэлектрических колец произвести согласно ТУ 2291-034-00203803-2005.
2. На выходах трубной плети из кожуха монтировать по два опорно-направляющих кольца.
3. Для защиты от почвенной коррозии наружную поверхность защитного футляра покрыть изоляцией усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии".
4. Электрохимзащиту футляров см. марку ЭХЗ, стойка предусмотрена маркой АС.
5. Переходы и расположение вытяжных свечей см. Ч-003.

СНД/2021-0455-П-ТКР-01-Ч-007-РС01					
Кузовское месторождение. Обустройство скважины №1					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Клычкова				01.22
Проверил	Юркин				01.22
Н. контр.	Шешунова				01.22
ГИП	Кузнецов				01.22
Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения"				Стадия	Лист
Защитный футляр				п	7
				000 "СВЗК"	

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

Спецификация

Схема закрепления кабеля



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол	Масса ед., кг	Примечание
1		Швеллер ^{14П ГОСТ 8240-97} С245 ГОСТ 27772-88 L=6000	2	73,8	
2		Уголок ^{50x50x5 ГОСТ 8509-93} Ст3сп5 ГОСТ 535-2005 L=100	20	0,38	
3	ГОСТ 7798-70	Болт М12х20 ГОСТ 7798-70	10	0,033	
4	ГОСТ 5915-70	Гайка М12 ГОСТ 5915-70	10	0,016	
5	ГОСТ 11371-78	Шайба 12	20	0,01	

1. При пересечении проектируемого трубопровода с существующими кабелями все работы производить в соответствии с техническими условиями, выданными владельцами. Кабели заключить в металлический футляр, состоящий из двух швеллеров №14 по ГОСТ 8240-97. Для защиты от коррозии внутри и снаружи кожух покрыть антикоррозийным составом. Полость футляра засыпать песком. Кожух по всей длине соединить болтовыми соединениями на расстоянии не более одного метра с каждой стороны. Для установки болтовых соединений приварить петли. Для недопущения провисания кабеля с коробом, при необходимости, под короб установить опоры и закрепить их на грунте. Края футляра обработать от острой кромки. Величину откоса принимать в зависимости от вида грунта. Засыпку траншеи производить песчаным грунтом послойно, толщиной не более 0,1 м с тщательным уплотнением грунта.
2. Над защищенным кабелем в местах пересечений проложить сигнальную ленту с надписью: "Внимание кабель связи! Копать запрещено!".
3. Подрядчик обязан согласовать сроки производства строительных работ с организацией, в ведении которой находится кабель, и известить ее о начале и окончании работ в месте пересечения.
4. Вскрытие кабеля и установка защитного футляра должны производиться в присутствии представителя организации, в ведении которой находится кабель.
5. Работы по строительству трубопровода, включая рытье траншеи под трубопровод, разрешается производить только после сооружения футляра.
6. Спецификация дана на один футляр.

СНД/2021-0455-ТКР-01-Ч-008-РС01					
Куговское месторождение. Обустройство скважины №1					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Клычкова			<i>[Signature]</i>	10.21
Проверил	Юркин			<i>[Signature]</i>	10.21
Н. контр.	Шешунова			<i>[Signature]</i>	10.21
ГИП	Кузнецов			<i>[Signature]</i>	10.21
Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения"				Стадия	Лист
				П	8
Узел защиты подземного кабеля				000 "СВЗК"	

Согласовано	
Взам. инб. №	
Подп. и дата	
Инб. №подл.	