



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

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

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

**Федоровское месторождение.  
Обустройство скважины №1**

**Проектная документация**

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

**СНД/2022-0266-П-ТКР-01**

**Том 3**

Изм.	№ док.	Подп.	Дата



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

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

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

**Федоровское месторождение.  
Обустройство скважины №1**

**Проектная документация**

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

**СНД/2022-0266-П-ТКР-01**

**Том 3**

**Заместитель Генерального Директора**

**А.Ю. Чунарев**

**Главный инженер проекта**





**К.С. Кузнецов**

Изм.	№ док.	Подп.	Дата




**2022**

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

Обозначение	Наименование	Примечание
СНД/2022-0266-П-ТКР-01-С-РС01	Содержание тома 3	1
СНД/2022-0266-П-СП-РС01	Состав проектной документации	1
СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01	Текстовая часть	60
СНД/2022-0266-П-ТКР-01-Ч-001-РС01	Схема технологическая принципиальная	
СНД/2022-0266-П-ТКР-01-Ч-002-РС01	План трассы газопровода	
СНД/2022-0266-П-ТКР-01-Ч-003-РС01	План трассы метанолопровода ПК0+0,0 – ПК20+0,0	
СНД/2022-0266-П-ТКР-01-Ч-004-РС01	План трассы метанолопровода ПК20+0,0 – ПК34+15,4	
СНД/2022-0266-П-ТКР-01-Ч-005-РС01	Крановый узел	
СНД/2022-0266-П-ТКР-01-Ч-006-РС01	Узел врезки метанолопровода на площадке скв.№1 Куговская	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	СНД/2022-0266-П-ТКР-01-С-РС01						Стадия	Лист	Листов
			Изм	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Разраб.	Клычкова		11.22	Содержание тома 3	П		1	
			Проверил	Юркин		11.22					
			Н. контр.	Сизова		11.22		ООО «СВЗК»			
			ГИП	Кузнецов		11.22					

Состав проектной документации смотреть том 1 – раздел 1 «Пояснительная записка»  
СНД/2022-0266-П-ПЗ-01

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №	СНД/2022-0266-П-СП-РС01			
	Изм	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.					Дата
	Разраб.	Кузнецов		11.22	Состав проектной документации			Стадия	Лист	Листов
								П	1	1
	Н. контр.	Юркин		11.22	ООО «СВЗК»					
	ГИП	Кузнецов		11.22						



12.3.3	Монтаж и испытание трубопроводов.....	31
12.3.4	Защита от коррозии .....	32
12.3.5	Теплоизоляция .....	33
<b>13</b>	<b>Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта .....</b>	<b>34</b>
<b>14</b>	<b>Перечень мероприятий по энергосбережению .....</b>	<b>35</b>
<b>15</b>	<b>Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта .....</b>	<b>36</b>
<b>16</b>	<b>Защита от внутренней и наружной коррозии трубопроводов, от АСПО, гидратообразований и отложения солей, диагностике и внутренней очистке труб .....</b>	<b>38</b>
<b>17</b>	<b>Описание проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов и перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду.....</b>	<b>39</b>
<b>18</b>	<b>Описание вида, состава и объема отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями .....</b>	<b>40</b>
<b>19</b>	<b>Описание состава и количества выбросов (сбросов), перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов) .....</b>	<b>41</b>
<b>20</b>	<b>Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест .....</b>	<b>42</b>
20.1	Количество и численность работающих .....	42
20.2	Организация и оснащение рабочих мест .....	42
20.3	Обслуживание рабочих мест.....	42
20.4	Режим труда и отдыха .....	43
<b>21</b>	<b>Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта .....</b>	<b>44</b>
21.1	Основные требования по безопасности и эксплуатации объектов обустройства, технологические решения по обеспечению безопасности.....	44
21.2	Химические факторы воздействия на персонал .....	45
21.3	Характеристика и обоснование способов контроля за составом и качеством выбросов .....	47
21.4	Воздействие шума на персонал.....	48
21.5	Воздействие микроклимата на персонал.....	48
21.6	Воздействие фактора тяжести труда на персонал .....	49
21.7	Воздействие фактора напряженности труда на персонал .....	51
21.8	Защита персонала при возможных аварийных ситуациях .....	53
21.9	Выводы .....	54
<b>22</b>	<b>Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов для объектов производственного назначения .....</b>	<b>55</b>
<b>Приложения .....</b>		<b>56</b>
	Приложение А Сертификаты соответствия .....	56
	Приложение Б .....	60
	Гидравлический расчет системы сбора продукции Федоровского месторождения .....	60

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01						2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

# 1 Исходные данные и условия для разработки проектной документации

Основанием для проектирования объекта «Федоровское 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 «Федоровское месторождение. Обустройство скважины №1» (см. СНД/2022-0266-П-ПЗ-01);
- технического отчета по инженерным изысканиям, выполненного ООО «СВЗК» в 2022 г.

Настоящий раздел разработан с учетом требований следующих документов:

- ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых 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\*;
- СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;
- 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.	Подп.	Дата	СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01	Лист
							3

## 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 22 км юго-восточнее района работ, административный центр Марковского района - г. Маркс находится в 48,5 км северо-западнее района работ

Ближайшими населенными пунктами являются:

- п. Романовка, расположен в 4,5 км юго-востоку от скв.№1;
- с. Пензенка, расположено в 6,5 км юго-западнее от КУ-2;
- с. Вознесенка, расположено в 8,4 км севернее района от скв.№1;
- с. Воскресенка, расположен в 11,5 км юго-восточнее от скв.№1.

Дорожная сеть в районе работ развита хорошо. Районные центры связаны автомобильным сообщением с областным центром и со всеми сельскими населенными пунктами района. В 19,1 км южнее участка работ проходит автодорога «Саратов–Озинки» (А-298), в 13,0 км севернее участка работ проходит автодорога «Бородаевка-Первомайское-Федоровка», в 3,4 км южнее участка работ проходит автодорога «Бородаевка-Первомайское-Федоровка»-Тамбовка.

Ближайшая железная дорога «Саратов–Уральск» проходит в 19,4 км южнее района работ. Ближайшая ж/д станция «Еруслан» расположена в 19,4 км южнее района работ.

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 – 78,68 м, минимальные – 67,48 м.

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.

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

Участок находится на правом берегу реки Большой Караман, притоке реки Волга. Река Большой Караман расположена на границе инженерных изысканий. Относительно проектируемых сооружений пр. Кравцов находится севернее проектируемых сооружений на расстоянии 0,5 км, овраг Журавлиный – юго-восточнее в 1,0 км, овраг Солёный– южнее в 1,8 км.

Пересечения через водные преграды проектом не предусмотрены.

Обзорная схема района работ приведена на рис. 1.1.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

4





Рисунок 1.1 – Обзорная схема района работ

 - район проектируемых сооружений.

## 2.2 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 относится 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 2.2.1.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

5

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

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 2.2.2). 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												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
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 2.2.3 - Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха по МС Ершов, %

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
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 2.2.4 – Среднее месячное и годовое количество осадков по МС Ершов, мм

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

Таблица 2.2.5 – Максимальное суточное количество осадков по МС Ершов, мм

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
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.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

6

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

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 наблюдаемая – 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).

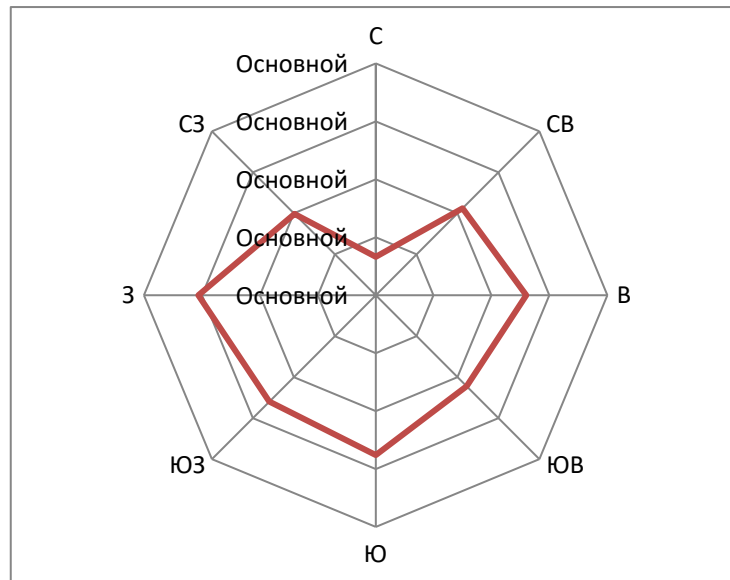


Рисунок 2.1 – Повторяемость направлений ветра по МС Ершов

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 снежного 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/м<sup>3</sup>.

По карте районирования территории по весу снежного покрова участок работ относится к третьей зоне – 1,5 кН/м<sup>2</sup> (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.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

7

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 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:

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

– 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
Супесь, песок пылеватый или мелкий		0,28
Пески гравелистые, крупные, средней крупности		0,30
Крупнообломочный грунт		0,34
		Глубина промерзания, м
		1,46
		1,77
		1,9
		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).

## 2.1 Геоморфология и рельеф

В геоморфологическом отношении территория изысканий находится на правобережном склоне долины р. Большой Караман.

Рельеф территории ровный, умерено-изрезан овражно-балочной сетью, с уклоном в юго-западном направлении. Абсолютные отметки по устьям скважин изменяются от 73,70 до 78,40 м (по устьям скважин).

## 2.2 Тектоника и сейсмичность

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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

8



Овраг без названия №1 берет начало в 5,76 км северо-западнее с. Романовка Марковского района Саратовской области и впадает в реку Бол. Караман с правого берега. Длина оврага около 4 км. Общее направление – юго-западное. По результатам рекогносцировочного обследования профиль в районе работ V-образной формы. Склоны пологие, высотой около 2 м, задернованные преимущественно травянистой растительностью. На период выполнения полевых работ тальвег был сухим.

Овраг без названия №2 берет начало северо-западнее с. Романовка Марковского района Саратовской области в 3,8 км и впадает в реку Бол. Караман с правого берега. Длина оврага менее 1 км. Общее направление – южное. Район работ приучен к средней части водосбора.

Трасса метанолопровода пересекает овраг без названия №1 на расстоянии 0,42 км от устья.

На основании Водного кодекса РФ, ширина водоохранной зоны р. Бол. Караман составляет 200 м, водотока в овраг Журавлиный – 50 м, ширина прибрежных защитных полос данных водотоков – по 50 м. Проектируемые сооружения (метанолопровод и автодорога) частично попадают в водоохранную зону р. Бол. Караман (см. том ИГМИ).

## 2.5 Гидрогеологические условия

Подземные воды на период проведения полевых работ (июль 2022 г) вскрыты скважинами №№ 1-6, 10, 12, 13 на глубине 3,0-4,6 м. Установившийся уровень зафиксирован на глубине 2,9-4,5 м.

Согласно (СП 11-105-97. Часть II, приложения И) описываемая территория относится к типу II-A-1 потенциально подтопляемые.

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

Трасса метанолопровода пересекает овраг без названия №1 на расстоянии 0,42 км от устья. Борта пересекаемого оврага без названия №1 является пологими (крутизной до 2,1 градусов). Склоны задернованы травянистой растительностью, сложены суглинком. Следов обрушений не выявлено. В этой связи деформационные процессы (смещение бровок) здесь не выражены. Глубинный размыв выражен слабо, т.к. максимальные скорости течения размывающей силы не имеют. Тем не менее, глубинный размыв возможен на величину почвенно-растительного слоя (0,2-0,3 м).

На основании отчета ИГМИ трасса метанолопровода в зону затопления не попадает, за исключением участка перехода через овраг без названия №1 на ПК10+50.0 – ПК11+50.0.

**Таблица 2.5.1 – Расчетные максимальные уровни воды**

Название водотока	Отметка тальвега, м	Расчетные максимальные уровни воды, м, вероятности превышения Р			
		1 %	3 %	5 %	10 %
овраг без названия №1	71,9	72,44	72,41	72,39	72,36

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

10

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

На исследуемой территории наблюдаются следующие процессы: боковая и глубинная эрозия, плоскостной смыв.

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 врезов 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.

Подземные воды на период проведения полевых работ (июль 2022 г) вскрыты скважинами №№ 1-6, 10, 12, 13 на глубине 3,0-4,6 м. Установившийся уровень зафиксирован на глубине 2,9-4,5 м.

Согласно (СП 11-105-97. Часть II, приложения И) описываемая территория относится к типу II-A-1 потенциально подтопляемые.

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

11

## 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, умерено-изрезан овражно-балочной сетью, с уклоном в юго-западном направлении. Абсолютные отметки по устьям скважин изменяются от 73,70 до 78,40 м (по устьям скважин).

В геологическом строении участка изысканий на изученную глубину 5,0-10,0 м принимают участие делювиальные четвертичные отложения (dQ) представленные суглинками.

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

ИГЭ-1 Суглинок коричневый, полутвердый, с включениями соединений марганца, известковистый, ожелезненный. Вскрытая мощность 1,3-4,8 м.

ИГЭ-2 Суглинок тугопластичный, с прослоями суглинка мягкопластичного, с включениями соединений марганца, известковистый, ожелезненный. Вскрытая мощность 0,8-10,0 м.

Почвенно-растительный слой (eQIV) распространен повсеместно на всем участке изысканий. Мощность слоя 0,2-0,4 м. Основанием для фундамента являться не будет и подлежит полной прорезке или выемке из-под фундамента.

Подземные воды на период проведения полевых работ (июль 2022 г) вскрыты скважинами №№ 1-6, 10, 12, 13 на глубине 3,0-4,6 м. Установившийся уровень зафиксирован на глубине 2,9-4,5 м.

Грунты непросадочные, ненабухающие, незасоленные.

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 22.13330.2016, суглинки полутвердые (ИГЭ-1) – слабопучинистые, суглинки тугопластичные (ИГЭ-2) – среднепучинистые.

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

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

- почвенно-растительный слой – 9а;
- суглинок полутвердый – 35в;
- суглинок тугопластичный – 35б.

### 4.2 Свойства грунтов

Естественным основанием проектируемых сооружений будут служить вышеописанные грунты, объединенные в инженерно-геологический элемент ИГЭ-1 и ИГЭ-2.

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.

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

						СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		12



Таблица 4.2 - Нормативные значения характеристик физических свойств грунтов

Номер инженерно-геологического элемента	Природная влажность $W_0$ , %	Плотность, г/см <sup>3</sup>			Плотность, г/см <sup>3</sup> , при доверительной вероятности		Коэффициент пористости $e$	Коэффициент водонасыщения $S_r$	Влажность, %		Число пластичности $I_p$ , %	Показатель текучести $I_L$
		грунта $\rho$	сухого грунта $\rho_d$	частиц грунта $\rho_s$	0,85	0,95			на границе текучести $W_L$	на границе раската $W_p$		
1	20,7	2,00	1,66	2,73	1,99	1,99	0,649	0,87	34,0	18,4	15,6	0,15
2	24,5	1,99	1,60	2,73	1,98	1,98	0,705	0,95	34,2	18,3	15,9	0,39

Таблица 4.3 - Расчетные значения физико-механических характеристик грунтов

№ ИГЭ	Наименование грунта	Удельный вес, кН/м <sup>3</sup>			Удельное сцепление, кПа			Угол внутреннего трения, градус			Модуль деформации $E_{ест.}$ Мпа
		$\gamma_n$	$\gamma_{II}$	$\gamma_I$	$C_n$	$C_{II}$	$C_I$	$\varphi_n$	$\varphi_{II}$	$\varphi_I$	
1	Суглинок полутвердый	20,0	19,9	19,9	28	27	26	24	23	22	20
2	Суглинок тугопластичный	19,9	19,8	19,8	25	24	23	21	20	19	15

### 4.3 Специфические грунты

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

13

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

Подземные воды на период проведения полевых работ (июль 2022 г) вскрыты скважинами №№ 1-6, 10, 12, 13 на глубине 3,0-4,6 м. Установившийся уровень зафиксирован на глубине 2,9-4,5 м.

Согласно (СП 11-105-97. Часть II, приложения И) описываемая территория относится к типу II-A-1 потенциально подтопляемые.

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

По химическому составу вода гидрокарбонатно-сульфатная кальциево-натриевая, слабосолоноватая, очень жёсткая (жёсткость карбонатная). Минерализация 1,7-1,9 г/л.

Согласно СП 28.13330.2017 грунтовые воды оцениваются как неагрессивные к бетонам и неагрессивные к арматуре железобетонных конструкций по всем показателям.

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 и периодическом смачивании.

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

Согласно СП 28.13330.2017, степень агрессивности грунтов к бетону марки W4 оценивается как неагрессивные ( $SO_4$  198,0-322,0 мг/кг грунта). К арматуре железобетонных конструкций грунты неагрессивны (Cl 21,0-94,0 мг/кг грунта).

Величина удельного электрического сопротивления грунта 14,7-19,4 Ом·м. Согласно ГОСТ 9.602-2005 коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистой стали – высокая.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## 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/2022-0266-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.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 метанолопровод на скв. №1, относится к III классу, категории II, согласно таблице 1 СП 284.132588-16 (что соответствует категории «С» по ГОСТ 55990-14). Категория продукта 6 по ГОСТ Р 55990-2014.

План расположения площадок и трасс инженерных коммуникаций приведен на чертежах СНД/2022-0266-П-ТКР-01-Ч-002-4.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									15
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01			

## 7 Сведения о пропускной способности линейного объекта

Проектная мощность, пропускная способность, рассчитанная по максимальному режиму перекачки (условие максимальное давление в системе – не выше 10,5 МПа) и средняя скорость движения газа по проектируемому трубопроводу.

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

- по газу – 150 тыс. м<sup>3</sup>/сут.;
- по стабильному конденсату - 1÷10 т/сут.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

Мольное содержание компонентов в добываемом газе на скв. №1 Федоровская: наибольшее содержание - метан – 93,7 % моль (85,57% масс), сероводород – отсут., углекислый газ – 0,66% моль (1,65% масс). Относительная плотность газа по воздуху 0,607 доли ед. (таблица 8.1).

Анализ конденсата, см. таблицу 8.2.

Таблица 8.1 – Компонентный состав газа

Компонент	ГОСТ	Весь газ		
		%, моль	% масс	
H <sub>2</sub> S (сероводород)	31371.7- 2008	0,00	0,00	
CO <sub>2</sub> (диоксид углерода)		0,66	1,65	
N <sub>2</sub> (азот)		0,96	1,54	
CH <sub>4</sub> (метан)		93,70	85,57	
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> (этан)		2,50	4,28	
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> (пропан)		1,16	2,91	
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> (изо-бутан)		0,13	0,43	
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> (норм. бутан)		0,35	1,16	
iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub> (изо-пентан)		0,10	0,41	
nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub> (норм. пентан)		0,12	0,49	
nC <sub>6</sub> H <sub>14</sub> (гексаны)		0,16	0,78	
nC <sub>7</sub> H <sub>16</sub> (гептаны)		0,09	0,51	
C <sub>8</sub> H <sub>18</sub> (октаны)		0,04	0,26	
He (гелий)		0,03	0,01	
H <sub>2</sub> (водород)		0,00	0,00	
Всего		100,00	100,0	
Плотность при 0°С, кг/м <sup>3</sup>			0,784	
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup>			0,731	
Молярная масса, кг/кмоль			17,57	
Относительная плотность		0,607		
Число Воббе, МДж/м <sup>3</sup>		64,2910/58,0337		
Теплота сгорания высшая/низшая, 20°С, Мдж/м <sup>3</sup>		38,9916/35,1966		
Сод.сероводорода, г/м <sup>3</sup>	22387.2-	отс		
Сод.меркаптанов, г/м <sup>3</sup>	2014	отс		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

17

Таблица 8.2 – Анализ конденсата

№ п/п	Наименование параметров	ГОСТ	Единица измерен.	Величина		Примечание
				до обезв.	После обезв.	
1	Плотность при 20 °С	3900-85	г/см <sup>3</sup>	0,722	-	
2	Вязкость кинемат. при 20 °С	33-2000	сСт	0,70	-	
3	Вода по методу Дина и Старка	2477-14	масс. %	отс.	-	
4	Механические примеси	6370-83	масс. %	отс.	-	
5	Содержание хлористых солей	21534-76	мг/дм <sup>3</sup>	21,88	-	
6	Давление насыщенных паров	1756-2000	мм.рт.ст.	250,24	-	
7	Температура помутнения	5066-91	°С	ниже -67	-	
8	Содержание серы	1437-85	масс. %	0,0136	-	
9	Содержание парафина	11851-85	масс. %	0,98	-	
10	Температура плавления парафинов	11851-85	°С	-4,0	-	
11	Содержание асфальтенов	11858-66	масс. %	0,10	-	
12	Содержание смол	11858-66	масс. %	0,32	-	
13	Разгонка нефти по Энглеру	2177-99				
	а) Температура начала кипения		°С	39,60	-	
	б) Перегоняется (выход фракций) от T нач. кипения до T °С					
	100		объем %	40,0	-	
	120			63,0	-	
	140			78,0	-	
	150			82,0	-	
	160			84,0	-	
	180			86,0	-	
	200			88,0	-	
	220			90,0	-	
	240			92,0	-	
	260			94,0	-	
	280			96,0	-	
	300			98,0	-	
	в) Остаток			1,0	-	
	г) Потери			1,0	-	

Молекулярная масса = 144,72 г/моль



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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

18

**Таблица 8.3 - 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 ФЗ-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	Газ	IIA-T3	2 (B-1r)	АН	-	на открытом воздухе
Узел врезки метанопровода на площадке скв. №1 Куговская	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 - полужакрытые 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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

19

## 9 Описание технологической схемы

В соответствии с заданием на проектирование (см. Снд/2022-0266-П-ПЗ-01) настоящей проектной документацией предусматривается сбор, учет и транспорт продукции скважины №1 Федоровского месторождения.

Согласно техническому заданию объектами проектирования являются:

### I этап:

- автомобильная дорога категории IVв до площадки скважины №1 Федоровская (см. том ИЛО2-02);

### II этап:

- обустройство площадки скважина №1 (см. том ИЛО5-07);

- газопровод-шлейф от скважины №1 «Федоровская» до узла подключения к внутрипромысловому газопроводу от КУ-1 до УКПГ «Вознесенская»;

- узел подключения к внутрипромысловому газопроводу;

- метанолопровод от скв. №1 «Куговская» до скважины №1 «Федоровская»;

- система телеметрии, оборудование для передачи информации с площадки скважины №1 «Федоровская» в операторную УКПГ «Вознесенская» (см. том ИЛО5-09);

Настоящим разделом проекта рассмотрено проектирование линейных объектов:

- газопровод от скважины №1 Федоровского месторождения до узла подключения к внутрипромысловому газопроводу от КУ-1 до УКПГ «Вознесенская»;
- обустройство узла подключения в точке врезки к внутрипромысловому газопроводу;
- метанолопровод от точки подключения к метанолопроводу на скв. №1 «Куговская» до скважины №1 «Федоровская»;

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 однострунная герметизированная система сбора нефти и газа.

Схема технологическая принципиальная представлена на чертеже Снд/2022-0266-П-ТКР-01-Ч-001.

Продукция проектируемой скважины по газопроводу Ду80мм под давлением, развиваемым за счет энергии пласта, будет поступать в проектируемый подземный газопровод  $\varnothing 89 \times 9$  из ст.09Г2С и далее в существующий внутрипромысловый газопровод на УКПН «Вознесенская». Гидравлический расчет системы сбора продукции Федоровского месторождения приведен в Приложении Б.

Расчетный объем транспортируемого газа по газопроводу от скв.1 Федоровская до УКПГ «Вознесенская» составляет 150м<sup>3</sup>/сут., по стабильному конденсату - 1÷10т/сут.

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 площадке скв.№1 «Куговская».

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

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Снд/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

20



## 10 Обоснование необходимости применения антифрикционных присадок

В данном проекте антифрикционные присадки не используются.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

## 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	Метанолопровод
Назначение трубопровода	Газопровод	Метанолопровод
Нормативный документ, в соответствии с которым выполнен расчет	ГОСТ Р 55990-2014	
Наружный диаметр $D$ , мм	89	57
ГОСТ или ТУ на трубы	ТУ 14-3Р-1128-2007	
Марка стали, класс прочности	09Г2С	
Нормативный предел прочности $\sigma_u$ , МПа	470	
Нормативный предел текучести $\sigma_y$ , МПа	290 (изменение №1 к ТУ, табл.4а)	
Рабочее (нормативное) давление $p$ , МПа	10,5	21,0
Давление испытания на прочность $p_{исп.}$ , МПа	13,13	26,25
Категория участка трубопровода	С	С
Коэффициенты надежности:		
- по ответственности трубопровода $\gamma_n$	1,10	1,10
- по условиям работы трубопроводов $\gamma_{ds}$	0,767	0,767
- по материалу при расчете по прочности $\gamma_{mu}$	1,55	1,55
- по материалу при расчете по текучести $\gamma_{my}$	1,15	1,15
- по нагрузке (внутреннему давлению) $\gamma_{fp}$	1,10	1,15
Расчетное сопротивление материала труб по прочности $R_u$ , МПа	211,4	211,4
Расчетное сопротивление материала труб по текучести $R_y$ , МПа	175,8	175,8
Расчетная толщина стенки $t_d$ , мм	2,92	3,91

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

22

Наименование параметра	Значение параметра	
Прибавка на минусовое отклонение толщины стенки $C_1$ , мм (12,5%)	1,13	0,88
Прибавка на коррозию и износ $C_2$ , мм	2,0	2,0
Номинальная толщина стенки $t_n$ , мм	6,05	6,8
Принятая толщина стенки, мм	9,0	7,0

Для обеспечения срока службы трубопроводов расчетом предусматривается прибавка на коррозию и износ, определяемая исходя из допускаемой 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	89	57
Толщина стенки, мм	9	7
Внутренний диаметр трубопровода $D_{вн}$ , мм	71	43
Марка стали, класс прочности	09Г2С	
ГОСТ или ТУ на трубы	ТУ 14-3Р-1128-2007	
Нормативный предел прочности $\delta_u$ , МПа	470	470
Нормативный предел текучести $\delta_y$ , МПа	290	290
Коэффициент линейного расширения $\alpha$ , град <sup>-1</sup>	0,000012	0,000012
Модуль упругости $E$ , МПа	2,06x10 <sup>5</sup>	2,06x10 <sup>5</sup>
Коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона) $\mu$	0,30	0,30
Расчетный температурный перепад $\Delta t$ , °С	50*	50*
Радиус упругого изгиба $R$ , м	200	150
Кольцевые напряжения от внутреннего давления $\sigma_h$ , МПа	57,11	98,33
Продольное напряжение в трубопроводе на упругоизогнутых участках от расчетных нагрузок и воздействий $\sigma_l$ , МПа:		
$\sigma_l^1$	-60,63	-54,96
$\sigma_l^2$	-152,30	-133,24
Эквивалентное напряжение $\sigma_{eq}$ , МПа:		
$\sigma_{eq}^1$	101,98	134,51
$\sigma_{eq}^2$	187,50	201,30

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

23

Изм. Кол.уч. Лист №док. Подп. Дата

Наименование параметра	Значение параметра	
Расчетные коэффициенты для проверки условия прочности: для эквивалентных напряжений $f_{eq}$	0,90	0,90
Контрольное значение для проверки условия прочности: для эквивалентных напряжений $B$ , МПа	261	261
Эквивалентное продольное усилие в сечении трубопровода $S$ , МН	0,30	0,15
Коэффициент учета высоты засыпки, $K$	3	3
Предельная несущая способность грунта при выпучивании трубопровода $q_S^*$ , МН/м	0,0056	0,0036
Предельное сопротивление перемещениям трубопровода вверх, $q^*$ , МН/м	0,0058	0,0037
Критическое продольное усилие $N_{cr}$ , МН: для крутоизогнутых участков	0,43	0,21
для прямолинейных участков	10,78	6,86
Коэффициент запаса общей устойчивости $k_{u.b.}$	1,30	1,3
Контрольное значение для проверки общей устойчивости крутоизогнутых участков трубопровода $C$ , МН: для крутоизогнутых участков	0,33	0,16
для прямолинейных участков	8,29	5,27
* 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 80 - 200 м.

Минимальный радиус упругого изгиба метаноопровода DN 50 принят 150 м.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

24

## 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 (СО<sub>2</sub> до 6%). Сероводород в составе добываемого газа отсутствует.

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

Задвижка шиберная ЗШС 100х250, 80х250 с ручным управлением, устанавливаемая на крановом узле, который расположен на врезке в существующий газопровод.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									25
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01			

## 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);
- площадка обслуживания (поз. 2);
- площадка под ремонтный агрегат (поз. 3);
- аншлаг (поз. 4);

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

- подземный газопровод  $\varnothing 89 \times 9$  ст. 09Г2С протяженностью 953,6м (см. лист 2);
- площадка кранового узла (поз. 5);

В состав метанолопровода входит:

- подземный метанолопровод  $\varnothing 57 \times 7$  ст. 09Г2С протяженность 3415,4м (см. лист 3-4);
- узел врезки метанолопровода на скв. №1 «Куговская» (см. лист 5);

### 12.2 Характеристика отдельных параметров технологического процесса

При выполнении проекта «Федоровское 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 Федоровского месторождения.

К основным параметрам технологического процесса относятся давление, температура и производительность. 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;

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;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01	Лист
							27

## 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/2022-0266-П-ПРБ-01).

Проектной документацией предусматривается строительство газопровода от скв.№1 до точки врезки во внутрипромысловый газопровод на УКПГ «Вознесенская» и строительство метанолопровода от площадки скв. №1 Куговская до скв.№1 Федоровская.

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

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.

Схема технологическая принципиальная приведена на СНД/2022-0266-П-ТКР-01-Ч-001.

Планы расположения площадок и трасс трубопроводов приведены на чертежах СНД/2022-0266-П-ТКР-01-Ч-002-4.

Описание технологических сооружений и оборудования, входящих в инфраструктуру проектируемых трубопроводов (обвязка устья скважины), приведены в Томе 4.5.7.1 (СНД/2022-0266-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, согласно таблице 1 СП 284.132588-16 (что соответствует категории «С» по ГОСТ 55990-14). Категория продукта 6 по ГОСТ Р 55990-2014.

Номинальное давление принято:

- газопровода - 10,5 МПа;
- метанолопровода – 21,0МПа.

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

- газопровод -  $\varnothing 89 \times 9$ мм протяженность составляет 953,6м,
- метанолопровод -  $\varnothing 57 \times 7$  мм, протяженность составляет –3415,4м.

- 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 K48.

Повороты линейной части трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях выполнены упругим изгибом сваренной нитки, монтажом отводов крутоизогнутых с радиусомгиба 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 трубопроводов устанавливаются опознавательные знаки:

- при пересечении с подземными коммуникациями;
- при пересечении проектируемой автодороги.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

28



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.

В соответствии с п. 7.3 СП 284.1325800.2016 для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов вдоль трассы газопровода и метаноопровода 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 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 промысловых 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, расположен в 4,5 км юго-востоку от скв.№1;
- с. Пензенка, расположено в 6,5 км юго-западнее от КУ-2;
- с. Вознесенка, расположено в 8,4 км севернее района от скв.№1;
- с. Воскресенка, расположен в 11,5 км юго-восточнее от скв.№1.

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

Трасса метаноопровода пересекает овраг без названия №1. На основании отчета ИГМИ трасса метаноопровода в зону затопления не попадает, за исключением участка перехода через овраг без названия №1 на ПК10+50.0 – ПК11+50.0.

Тальвег оврага в меженный период сухой. Прокладка метаноопровода осуществляется открытым (траншейным) способом.

Проектируемый метаноопровод пересекает трассу проектируемой автодороги, предназначенной для обслуживания скважин Федоровского и Куговского месторождений.

При строительстве автодороги предусмотреть закладку защитного футляра из трубы диаметром и толщиной стенки 273х10 мм из стали 10 группы В по ГОСТ 10704-91 «Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент», ГОСТ 10705-80 «Трубы стальные электросварные. Технические условия» с заводским наружным защитным покрытием усиленного типа ЗУ на основе экструдированного полиэтилена по ТУ 1390-005-11928001-2009.

Для защиты трубопровода при протаскивании в футляр предусмотрены опорно-направляющие кольца РОНК-57 по ТУ 1469-001-01297858-98. На концах футляра установить герметизирующие манжеты 273/57 АЗ тип II по ТУ 2531-007-01297858-2002.

Пересечение метаноопроводом полосы лесопосадки и проектируемой автодороги предусмотрено закрытым способом методом ГНБ, с установкой футляра 273х10 мм (ПК32+40,5 – ПК32+82,5).

### 12.3.2 Пересечения с инженерными коммуникациями

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°.

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

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

29

Таблица 12.3.1 - Ведомость пересечения трасс с инженерными коммуникациями

№ п/п	Пикетажное значение пересечения ПК+	Наименование коммуникации	Диаметр трубы, мм	Глубина до верха трубы, м	Угол пересечения, градус	Владелец коммуникации адрес или № телефона	Примечание
<b>Трасса метанолопровода на скв. N1 Федоровского м-я</b>							
1	ПК31+49,7	Газопровод	219	1,7	80	ПАО «Русснефть» Северный ЦДНГ №2	
2	ПК31+58,3	Нефтепровод	159	1,5	82		
3	ПК31+87,3	Кабель связи	-	0,8	76		
4	ПК32+18,4	ВЛ-10кВ	-	-	86	Приволжское ПО Филиал ПАО «Россети Волга» «Саратовские РС»	
<b>Трасса газопровода от скв. N1 Федоровского м-я</b>							
1	ПК7+98,6	ВЛ-10кВ	-	-	89	Приволжское ПО Филиал ПАО «Россети Волга» «Саратовские РС»	
2	ПК8+28,4	Газопровод	219	1,6	89	ПАО «Русснефть» Северный ЦДНГ №2	
3	ПК8+43,5	Нефтепровод	159	1,6	90		
4	ПК9+18,7	ВЛ-10кВ	-	-	86	ПАО «Русснефть»	

Пересечение газопроводом полосы лесопосадки и существующих трубопроводов предусмотрено закрытым способом методом ГНБ, с установкой футляра (ПК8+4,5 – ПК8+53,5), с выводом концов на расстояние по 10м в обе стороны от пересекаемых нефтепроводов, согласно п.8.3 ГОСТ Р 55990-14. На одном конце футляра предусмотрена установка вытяжной свечи высотой 5м.

Защитный футляр из трубы диаметром и толщиной стенки 325x8 мм из стали 10 группы В по ГОСТ 10704-91 «Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент», ГОСТ 10705-80 «Трубы стальные электросварные. Технические условия» с заводским наружным защитным покрытием усиленного типа 3У на основе экструдированного полиэтилена по ТУ 1390-005-11928001-2009.

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

Проектируемый метанолопровод пересекает коридор коммуникаций. Пересечение проектируемого метанолопровода с существующими коммуникациями выполнено открытым (траншейным) способом в защитный футляр из трубы диаметром и толщиной стенки 273x8 мм из стали 10 группы В по ГОСТ 10704-91 «Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент», ГОСТ 10705-80 «Трубы стальные электросварные. Технические условия» с заводским наружным защитным покрытием усиленного типа 3У на основе экструдированного полиэтилена по ТУ 1390-005-11928001-2009.

Для защиты трубопровода при протаскивании в футляр предусмотрены опорно-направляющие кольца РОНК-57 по ТУ 1469-001-01297858-98. На концах футляра установить герметизирующие манжеты 273/57 АЗ тип II по ТУ 2531-007-01297858-2002.

В месте пересечения проектируемым метанолопроводом 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

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

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

30

метра над верхом пересекаемой коммуникации в присутствии представителя эксплуатирующей организации.

В местах пересечения проектируемого газопровода и метанолопровода с существующими линиями электропередач предусматривается подземная прокладка трубопровода. Угол пересечения проектируемых трубопроводов с ВЛ 35кВ и ниже согласно п.2.5.287 ПУЭ не нормируется.

Расстояние от проектируемого газопровода до заземлителя или подземной части (фундамента) опор при пересечении и сближении приняты согласно табл. 2.5.40 и табл. 2.4.4 ПУЭ 7-е издание.:

- ВЛ 10 кВ, 35 кВ - не менее 5 м.

Строительно-монтажные работы в охранных зонах электрических сетей производить только по наряду-допуску с письменного согласия организаций, в ведении которых находятся эти сети.

### 12.3.3 Монтаж и испытание трубопроводов

Строительство и монтаж трубопроводов предусматривается в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014, СП 284.1325800.2016.

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 метанолопровода.

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 СП 284.1325800.2016 и 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 СП 284.1325800.2016 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 –  $R_{исп.}=1,25R_{раб.}=13,13$  МПа в верхней точке, но не более заводского давления испытания в нижней точке;
- на герметичность –  $R_{исп.}=R_{раб.}=10,5$  МПа.

Величина давления испытания метанолопровода категории «С»:

- на прочность –  $R_{исп.}=1,25R_{раб.}=26,25$  МПа в верхней точке, но не более заводского давления испытания в нижней точке;
- на герметичность –  $R_{исп.}=R_{раб.}=21,0$  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,  $R_{исп.}=1,25R_{раб.}$ ;
- второй этап – одновременно с испытанием газопровода,  $R_{исп.}=1,25R_{раб.}$ .

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01	Лист
										31

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.

**Таблица 12.1 - Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов**

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

### 12.3.4 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.

Покртия 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».

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

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.

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.

### 12.3.5 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. №							Лист
			СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01						33
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

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 Федоровского месторождения;
- дистанционное измерение давления метанола в метанолпроводе до скважины №1 «Куговская»;
- дистанционное измерение расхода метанола в метанолпроводе до штуцерной задвижки.

На газопроводе от скважины №1 «Федоровская» до УКПП «Вознесенская» технические средства автоматизации обеспечивают:

- местное измерение давления газа в газопроводе до задвижки на площадке КУ.
- Температуру (по месту) предусматривается контролировать с помощью термометра биметаллического показывающего.
- Давление (по месту) предусматривается контролировать с помощью манометра показывающего.
- Давление и температуру предусматривается контролировать с помощью универсального манометр-термометра МТУ-6 с передачей данных по радиоканалу.
- Температуру предусматривается контролировать с помощью преобразователя температуры МТУ-7 с передачей данных по радиоканалу.
- Для измерения расхода предусматривается ротаметр цельнометаллический электроконтактный совместно с конвертером 4-20 мА LoRaWAN Vega ТП-11 с передачей данных по радиоканалу.
- Для контроля состояния воздушной среды при обслуживании предусматривается газоанализатор портативный переносной ПГА-8.
- Манометры, термометры, датчики давления устанавливаются на трубопроводах, с помощью закладных конструкций, предусмотренных маркой ТХ.

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

34

# 14 Перечень мероприятий по энергосбережению

Мероприятия по энергосбережению в проекте не разрабатываются

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

## 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 <sup>3</sup> и 0,25 м <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup>	дизель	1

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

36



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 <sup>3</sup>	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/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

37

## 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 14-3Р-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°С, 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 площадка скв.№1 «Куговская» от метанолопровода по проекту СНД/2021-0455.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

## 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/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

## 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/2022-0266-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/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01						40
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/2022-0266-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
									41
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01			

## 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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

42

## 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/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

43

## 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
Инва. № подл.						

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

44



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<sub>Н4</sub>–C<sub>4Н10</sub> являются газами; C<sub>5Н12</sub>-C<sub>15Н32</sub> – 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
Инд. № подл.						

Запах бутана человек ощущает при концентрации в воздухе 328 мг/м<sup>3</sup>, пентана - 217 мг/м<sup>3</sup>. 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/м<sup>3</sup> 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 <sup>3</sup>
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/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

46

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 к-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 к-го источника на загрязнение воздуха прилегающих к предприятию территорий, по формулам

$$\Phi_{k,j}^k = \frac{M_{k,j}}{H_k \times ПДК_j} \times \frac{100}{100 - К.П.Д_{k,j}}$$
$$Q_{k,j} = q_{r,k,j} \times \frac{100}{100 - К.П.Д_{k,j}}$$

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

$ПДК_j$  – максимальная разовая предельно допустимая концентрация (а при ее отсутствии другие критерии качества воздуха), мг/м<sup>3</sup>;

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

$К.П.Д_{k,j}$  – средний эксплуатационный коэффициент полезного действия пылегазоочистного оборудования, установленного на к-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.

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

Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					
СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01					
Лист					
47					

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 <sup>3</sup>	Выброс вещества, г/с	Высота источника, м	Значение Фкк.ж, м <sup>2</sup> /с	Значение Qк.ж, м <sup>2</sup> /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 <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	50	0,0124		< 0,001	< 0,001	IV	1 раз в 5 лет	Расчетный
	Углеводороды C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	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

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01	Лист
							48

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:

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

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

						СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01	Лист
							49
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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 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.

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.

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

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

## 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 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.

# 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.

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

51

#### 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.

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

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

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

52



### 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.

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.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инав. № подл.	СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01	Лист
										53

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

54

## 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/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

# Приложения

## Приложение А Сертификаты соответствия

<b>ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ</b>					
<b>ЕАЭС</b>		<b>СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ</b>			
№ ЕАЭС RU C-RU.AE56.B.00202/20					
Серия <b>RU</b> № <b>0179675</b>					
<b>ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ</b>					
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					
<b>ЗАЯВИТЕЛЬ</b> 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					
<b>ИЗГОТОВИТЕЛЬ</b> 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					
<b>ПРОДУКЦИЯ</b> 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					
<b>КОД ТН ВЭД ЕАЭС</b> 8481 80 819 9					
<b>СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ</b> ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования"					
<b>СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ</b> 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					
<b>ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ</b> 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					
<b>СРОК ДЕЙСТВИЯ С</b> 16.03.2020 <b>ПО</b> 15.03.2025 <b>ВКЛЮЧИТЕЛЬНО</b>					
Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации (подпись) <b>Булгаков Сергей Станиславович</b> (Ф.И.О.)					
Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы)) (подпись) <b>Петренко Виктор Васильевич</b> (Ф.И.О.)					
					

АО "Останко", Москва, 2019 г. «Б». Лицензия № 05-05-09-0303 ФНС РФ. Т3 № 369. Тел.: 8 (495) 709-0000

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

56



## 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/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

57



## 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  
ВКЛЮЧИТЕЛЬНОРуководитель (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, Т3 № 969, Тел.: (495) 726-47-43, www.orizon.ru

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

58



## 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

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

*(подпись)*  
*(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/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

59

## Приложение Б

### Гидравлический расчет системы сбора продукции Федоровского месторождения

В соответствии п. 6.2.6.2 ГОСТ Р 58367-2019 гидравлический расчет трубопроводов системы сбора выполнен по методике гидравлического расчета трубопроводов и систем трубопроводов при транспорте газовых смесей с помощью программы «PIPESIM».

Целью расчета является:

определение зависимости изменения рабочих параметров существующей системы сбора от применяемого диаметра трубопроводов Федоровского месторождения скв. №1.

- Расчетная схема системы сбора продукции скважин Федоровского месторождения приведена на рисунке (см. Рис. 1).

Исходные данные и результаты расчета приведены в таблицах 1 - 2.

**Таблица 1 – Компонентный состав газа, молярная доля**

	Федоровское месторождение	Западно-Преображенское месторождение	Преображенское месторождение
Метан	92,916	90,718	91,814
Этан	2,684	2,800	3,060
Пропан	1,324	1,350	1,540
Изобутан	0,132	0,120	0,155
н-Бутан	0,415	0,460	0,520
изо-Пентан	0,161	0,093	0,118
2,2-Диметилбутан	0,009	0,000	0,001
Циклопентан	0,018	0,001	0,001
2-Метилпентан	0,076	0,031	0,033
3-Метилпентан	0,094	0,068	0,064
н-Гексан	0,027	0,011	0,012
Метилциклопентан	0,031	0,018	0,016
Циклогексан	0,001	0,001	0,001
2-Метилгексан	0,324	0,382	0,307
3-Метилгексан	0,249	0,381	0,202
3-Этилпентан	0,280	0,286	0,193
Н-Гептан	0,028	0,035	0,032
Метилциклогексан	0,031	0,079	0,017
Азот	0,708	2,050	1,020

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

60

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата



	Федоровское месторождение	Западно-Преображенское месторождение	Преображенское месторождение
Углекислый газ	0,285	0,900	0,690
Гелий	0,024	0,058	0,042

Таблица 2 – Результаты гидравлического расчета

Участок		Q м3/сут	Диаметр, мм	Длина, м	Рн, МПа	Рк, МПа	Скорость W, м/с
начало	конец						
Скважина №1 Федоровского м/р	Врезка	150000	89х9	953,6	6,03	5,67	6,5
СП	КУ-1	94405,5	159х8	8858,0	5,72	5,67	1,1
КУ-1	Врезка	94405,5	159х10	300,0	5,67	5,67	1,1
Врезка	Точка врезки	244368,7	159х10	5786,0	5,67	5,50	2,9

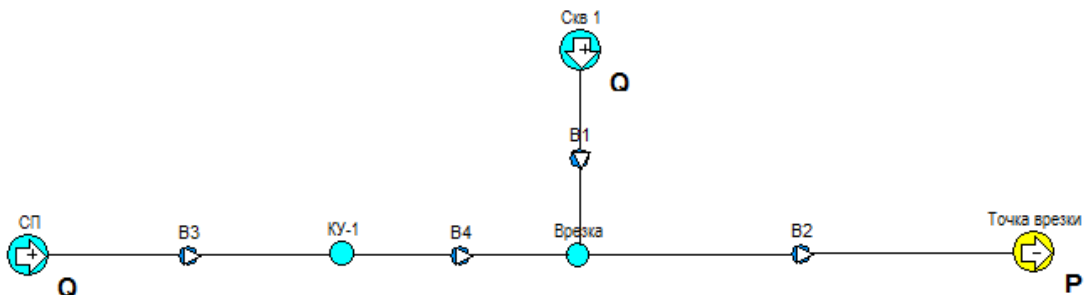


Рис. 2- Расчётная схема системы сбора продукции скважин

Данный расчёт основан на полученных данных. Давление на входе в существующий внутрипромысловый газопровод от СП «Преображенский» до УКПГ «Вознесенская» принято 55 кг/см<sup>2</sup>.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

Лист

61

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

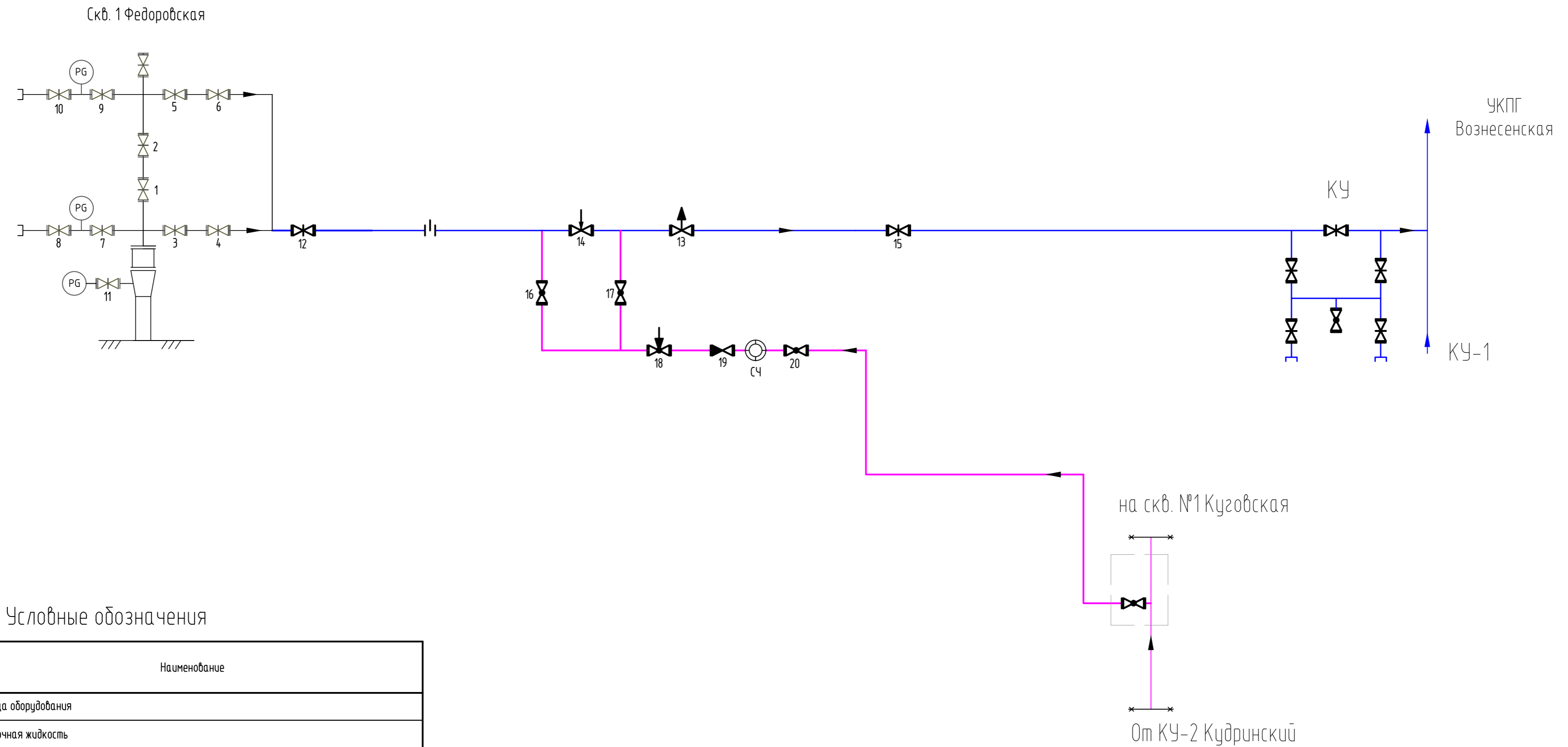
### Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений								
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	Измененных	Замененных	Новых	Аннулированных				

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-ТЧ-РС01

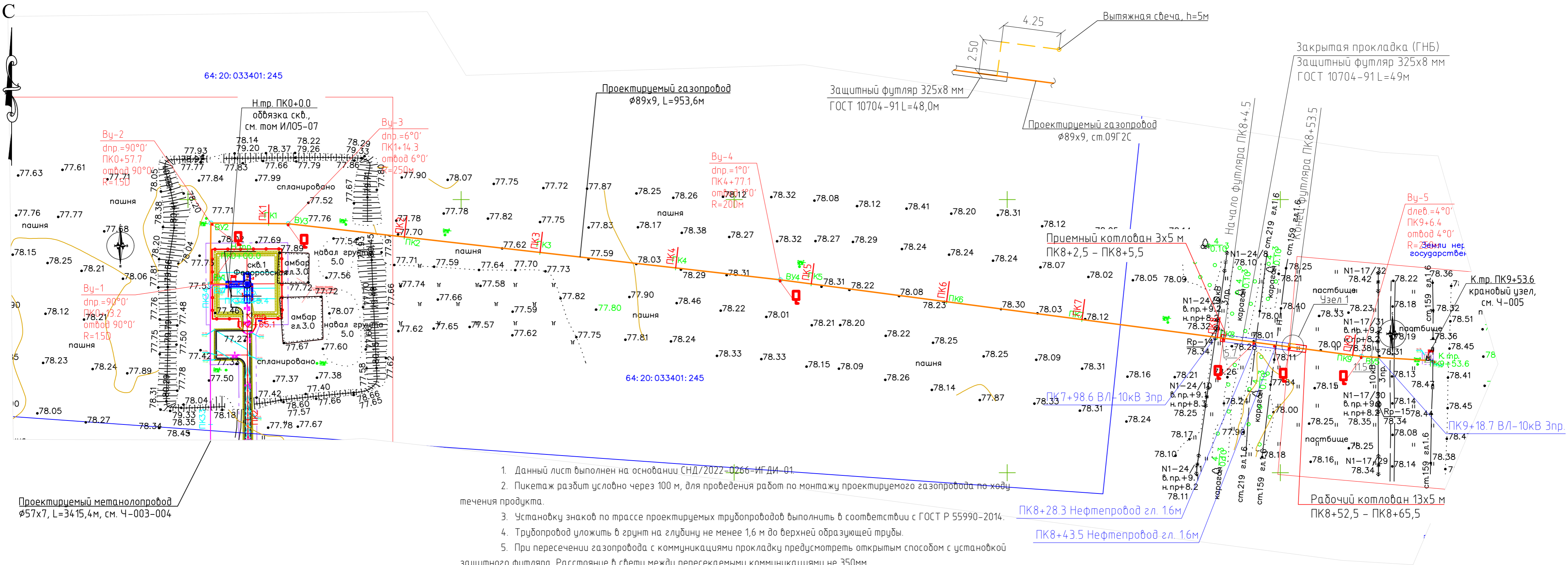
Схема технологическая принципиальная



Условные обозначения

Обознач.	Наименование
—	Граница оборудования
—	Задачная жидкость
—	Газопровод
—	Метаноопровод
┌	Быстроразъемное соединение
⊗	Кран шаровый с ручным приводом
⊗	Задвижка шиберная/ клиновья
⊗	Задвижка дисковая штурцерная
⊗	Клапан-отсекатель
⊗ С4	Ротаметр (счетчик жидкости)
	Щелевое пробозабортное устройство
⊗	Клапан запорно-регулирующий
⊗	Клапан обратный

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-Ч-001-РС01					Федоровское месторождение. Обустройство скважины №1					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения"		Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Холуянова			Холуянова	10.22			П	1	
Проверил	Кадулина			Кадулина	10.22					
Нач.отд.	Юркин			Юркин	10.22					
Н. контр.	Шешунова			Шешунова	10.22	Схема технологическая принципиальная		000 "СВЗК"		
ГИП	Кузнецов			Кузнецов	10.22					



Проектируемый метанопровод  
 Ø57x7, L=3415,4м, см. Ч-003-004

Проектируемый газопровод  
 Ø89x9, L=953,6м

Защитный футляр 325x8 мм  
 ГОСТ 10704-91 L=4,8,0м

Проектируемый газопровод  
 Ø89x9, см.09Г2С

Закрытая прокладка (ГНБ)  
 Защитный футляр 325x8 мм  
 ГОСТ 10704-91 L=4,9м

### Условные обозначения

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

1. Данный лист выполнен на основании СНД/2022-0266-ИГДИ-01.
2. Пикетаж разбит условно через 100 м, для проведения работ по монтажу проектируемого газопровода по ходу течения продукта.
3. Установку знаков по трассе проектируемых трубопроводов выполнить в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014.
4. Трубопровод уложить в грунт на глубину не менее 1,6 м до верхней образующей трубы.
5. При пересечении газопровода с коммуникациями прокладку предусмотреть открытым способом с установкой защитного футляра. Расстояние в свету между пересекаемыми коммуникациями не 350мм.
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. Засыпка траншеи в местах пересечения трубопроводов производить слоями грунта толщиной не более 0,1 м с тщательным уплотнением.
5. На футляре предусмотреть установку вытяжной свечи высотой 5м.
6. Повороты линейной части трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскости выполнить упругим изгибом, либо монтажом отводов крутоизогнутых по ГОСТ 17375-2001 и отводов гнутых 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 500м на всем протяжении трубопровода установить КИК, совместно с опознавательными знаками.

ПК8+28.3 Нефтепровод гл. 1.6м  
 ПК8+43.5 Нефтепровод гл. 1.6м

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-Ч-002-РС01						
Федоровское месторождение. Обустройство скважины №1						
Изм.	Колуч.	Лист	Ндок.	Подп.	Дата	
Разраб.	Клычкова				11.22	
Проб.	Юркин				11.22	
Н.контр	Шешунова				11.22	
ГИП	Кузнецов				11.22	
Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения"				Стадия	Лист	Листов
План трассы газопровода				п	2	
				ООО "СВЗК"		

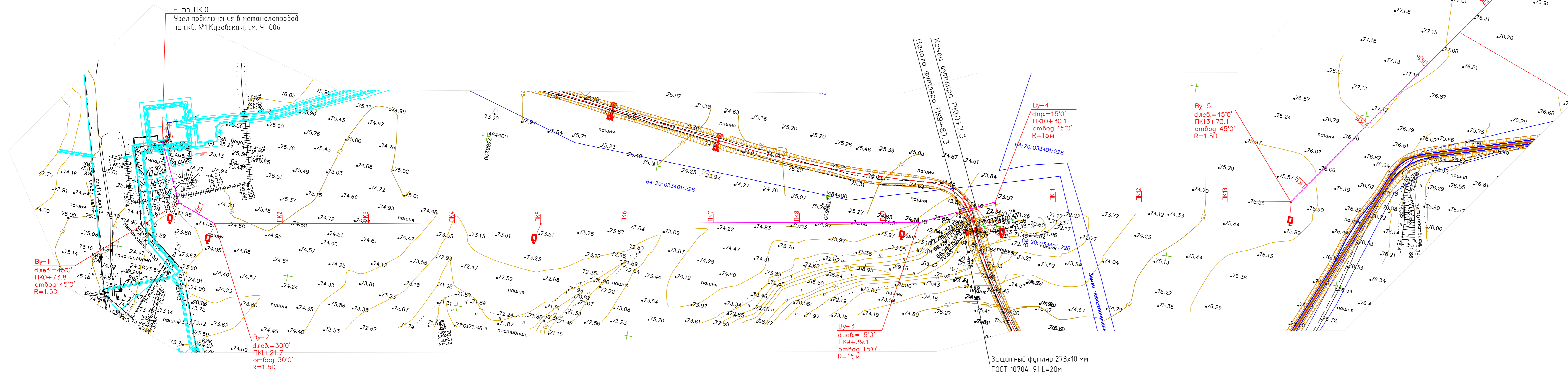
1:2000



Условные обозначения

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

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед., кг	Примечание
		<b>Метанолопровод</b>			
	ТУ 14-ЭР-1128-2007	Труба стальная бесшовная хладостойкая К48 ст. 09Г2С с заводским наружным трехслойным покрытием усиленного типа			
1		Труба 57x7-09Г2С-К48	2020,0	8,63	м
	ТУ 14-69-013-13799654-2008	Отвод круглоэллиптический из ст. 09Г2С			
2		ОКШ 90-57(7К48)-32-0,6-1,5DN-УХЛ	1	1,2	
3		ОКШ 45-57(7К48)-32-0,6-1,5DN-УХЛ	2	0,6	
4		ОКШ 30-57(7К48)-32-0,6-1,5DN-УХЛ	1	0,4	
	ТУ 14-69-013-13799654-2008	Отвод эллиптический R=5DN из ст. 09Г2С			
5		ОГ 15° 57(7К48)-32-0,6-5DN-УХЛ	2		



1. Данный лист выполнен на основании СНД.2022-0266-ИГ ДИ-01.
2. Пикетаж разбит условно через 100 м, для проведения работ по монтажу проектируемого метанолопровода по ходу течения продукта.
3. Установку знаков по трассе проектируемых трубопровода выполнить в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014.
4. Трубопровод уложить в грунт на глубину не менее 1,6 м до верхней образующей трубы.
5. Переходы трубопровода через проектируемую автодорогу выполнить открытым способом, предусмотреть заложение футляра для метанолопровода на этапе строительства автодороги.
6. При пересечении метанолопровода с коммуникациями прокладку предусмотреть открытым способом.
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. Повороты линейной части трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскости выполнить упругим изгибом, либо монтаж отводов круглоэллиптических и отводов эллиптических.
6. 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.

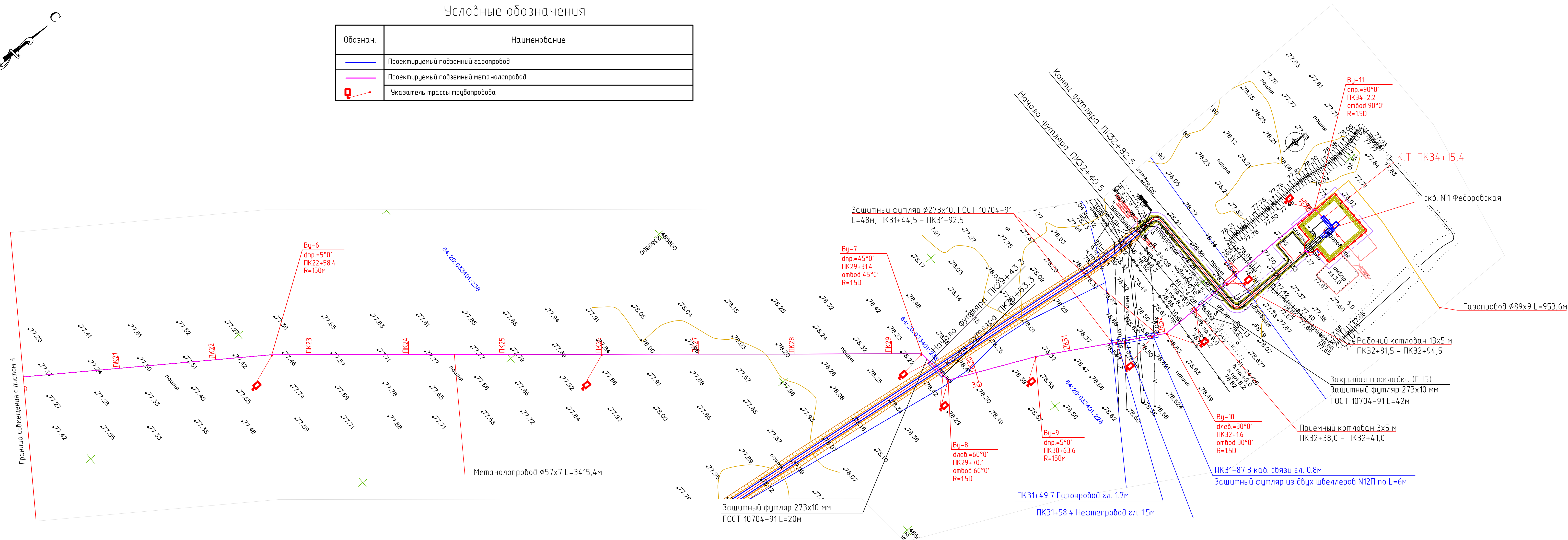
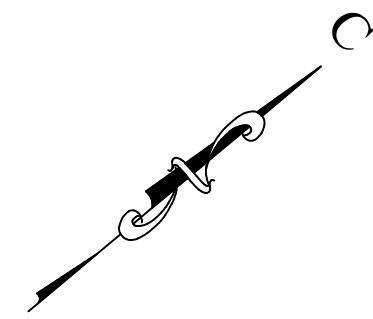
СНД/2022-0266-П-ТКР-01-Ч-003-РС01				
Федоровское месторождение. Обустройство скважины №1				
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.
Разраб.	Кузнецова	1122		
Проб.	Юркин	1122		
Н.контр.	Шешникова	1122		
ГИП	Кузнецов	1122		
Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения"			Стадия	Лист
План трассы метанолопровода ПК0 - ПК20+0,0			П	3
000 "СВЗК"			Формат А3x4	

1:2000



Условные обозначения

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

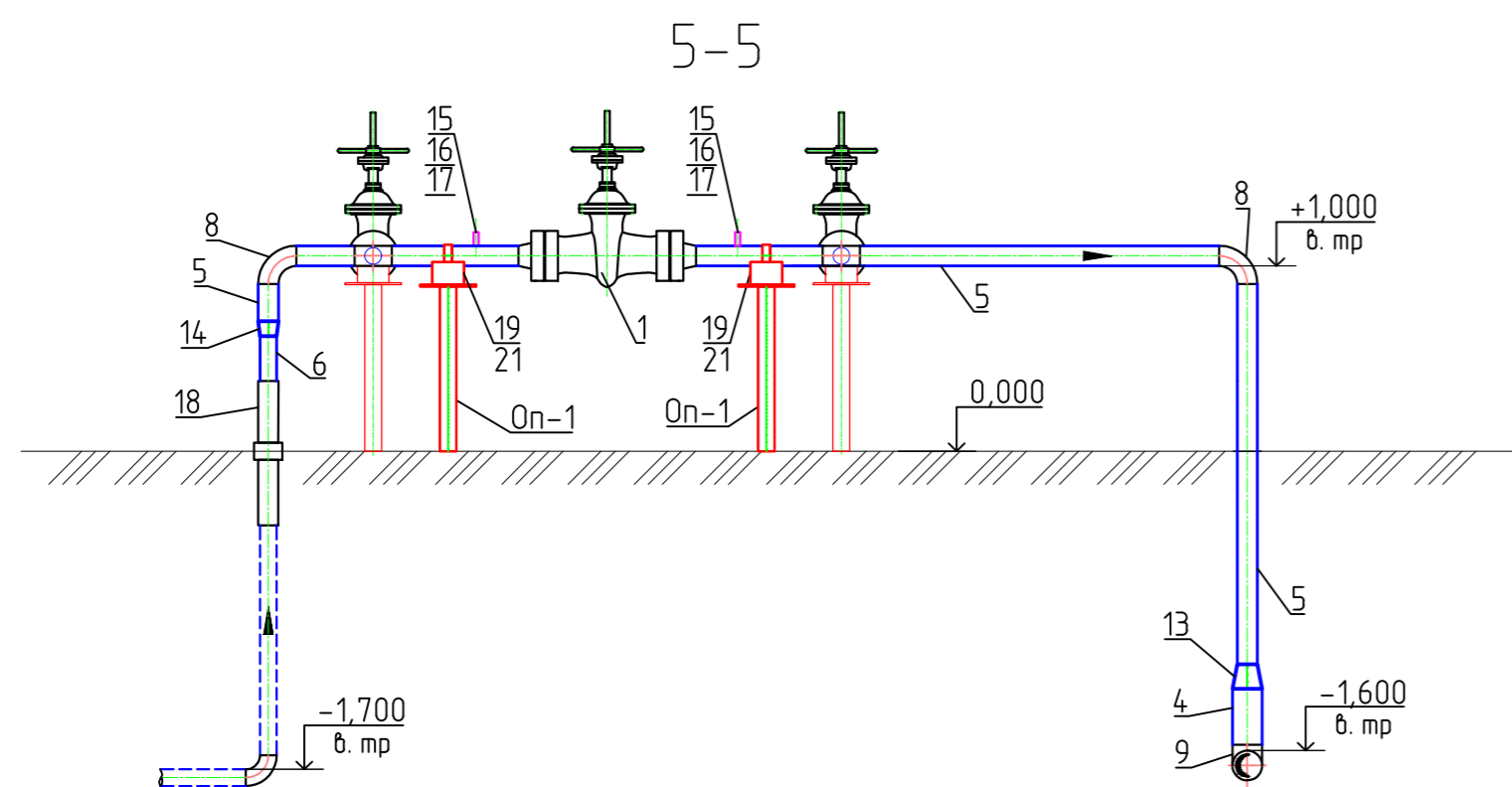
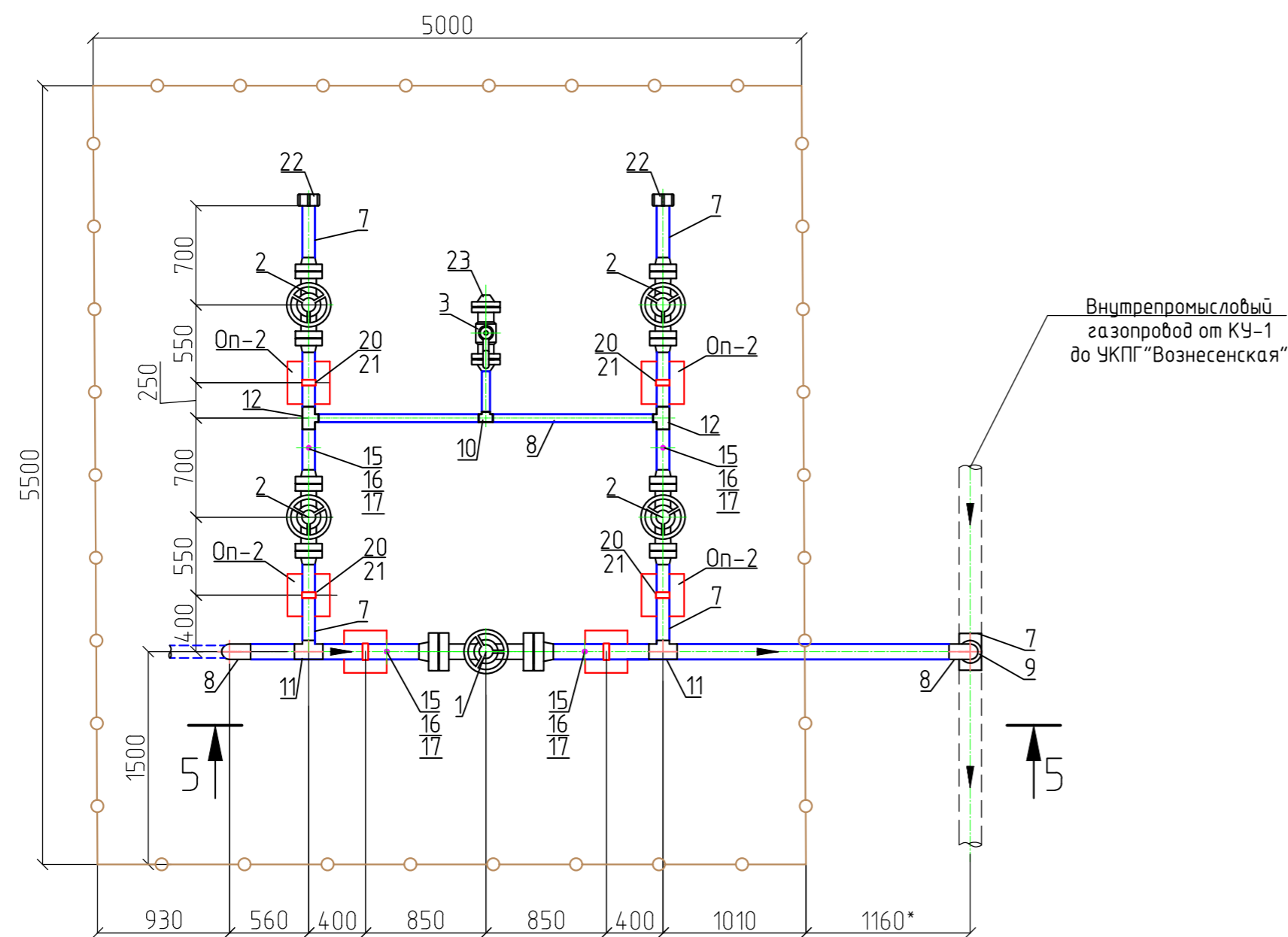


Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед., кг	Примечание
		<b>Метанолопровод</b>			
	ТУ 14-3Р-1128-2007	Труба стальная бесшовная хладостойкая К48 ст. 09Г2С с заводским наружным трехслойным покрытием усиленного типа			
1	ТУ 1469-013-13799654-2008	Труба 57x7-09Г2С-К48	1430,0	8,63	м
2		Отвод крутоизогнутый из ст.09Г2С	2	1,2	
3		ОКШ 90-57(7К48)-32-0,6-1,5DN-УХЛ	1	0,8	
4		ОКШ 45-57(7К48)-32-0,6-1,5DN-УХЛ	1	0,6	
5		ОКШ 30-57(7К48)-32-0,6-1,5DN-УХЛ	1	0,4	

1. Данный лист выполнен на основании СНД 2022-0266-ИГ ДИ-01.
  2. Пикетаж разбит условно через 100 м, для проведения работ по монтажу проектируемого метанолопровода по ходу течения продукта.
  3. Установку знаков по трассе проектируемых трубопровода выполнить в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014.
  4. Трубопровод уложить в грунт на глубину не менее 1,6 м до верхней образующей трубы.
  5. Переходы трубопровода через проектируемую автодорогу выполнить открытым способом, предусмотреть заложение футляров для метанолопровода на этапе строительства автодороги.
  6. При пересечении метанолопровода с коммуникациями прокладку предусмотреть открытым способом.
- Расстояние в свету между пересекаемыми трубопроводами не менее 350мм, с пересекаемыми кабелями не менее 600мм.
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. Повороты линейной части трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскости выполнять упругим изгибом, либо монтажом отводов крутоизогнутых и отводов гнутых.
  6. Для контроля целостности трубопровода и определения места его прохождения приборным методом, в начале и конце трубопровода, а так же на расстоянии 500м на всем протяжении трубопровода установить КИК, совместно с опознавательными знаками.

1:2000

СНД/2022-0266-П-ТКР-01-Ч-004-РС01				
Федоровское месторождение.				
Обустройство скважины №1				
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.
Разраб.	Клычкова	1122		
Проб.	Юркин	1122		
Н.контр		Шешуба	1122	
ГИП		Кузнецов	1122	
Раздел Э "Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения"			Стация	Лист
План трассы метанолопровода ПК20+0,0 - ПК34+15,4			П	4
ООО "СВЗК"				



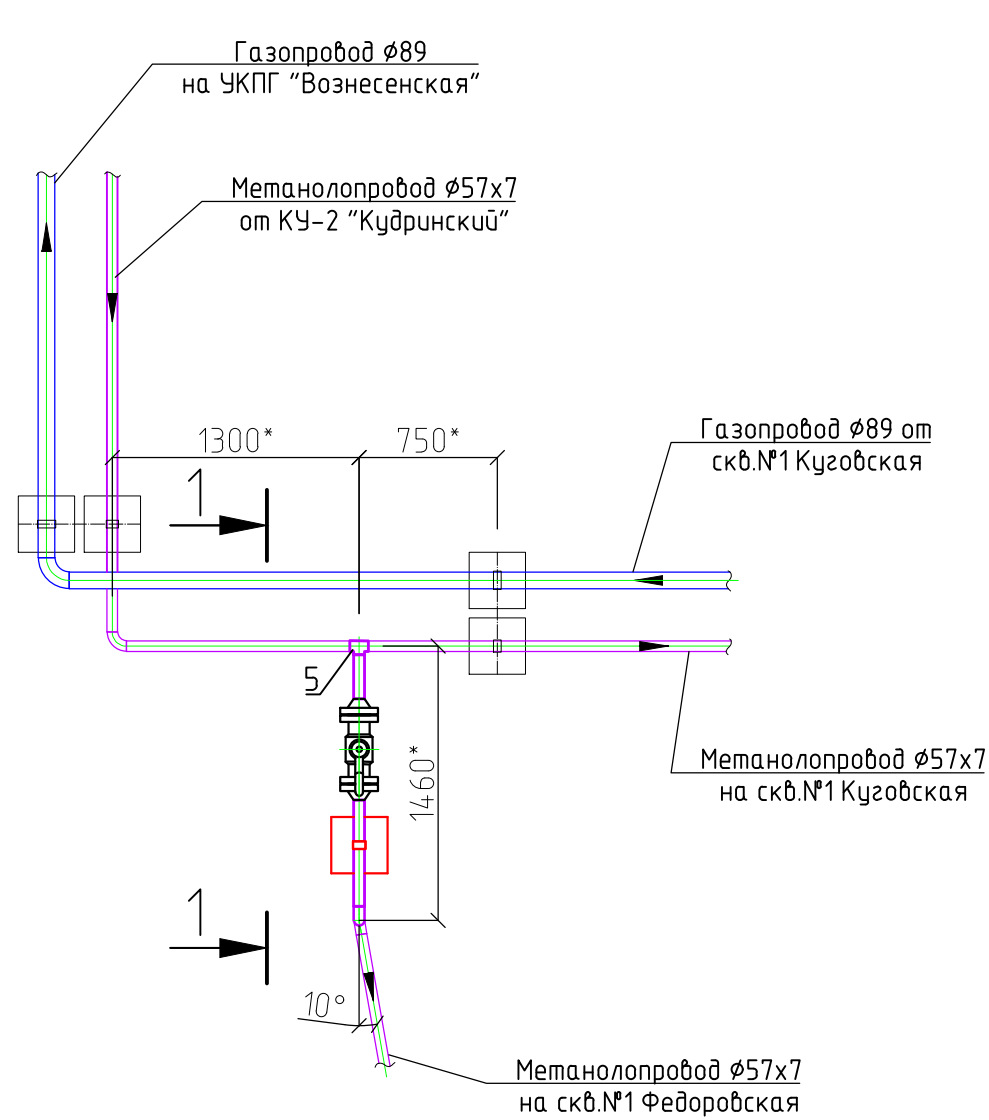
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол	Масса ед., кг	Примечание
1	ТУ3665-003-74208584-2014	Задвижка шиберная, в комплекте с отв. фланцами, крепежом и прокладками	1	232	
2		ЗШС-100-250-УХЛ ст. 09Г2С	4	170	
3	ТУ 3742-002-52838824-2006	Кран шаровой запорный фланцевый, в комплекте с КОФ	1	34,0	
4	ТУ 14-3Р-1128-2007	Труба стальная бесшовная хладостойкая К48 ст. 09Г2С	0,3	36,75	
5		Труба 159х10-09Г2С	5,5	25,65	
6		Труба 89х9-09Г2С	3,5	17,76	
7		Труба 57х6-09Г2С	2,5	7,55	
8	ТУ 1469-013-13799654-2008	Отвод крутоизогнутый из ст.09Г2С	2	5,7	
9	ТУ 1469-013-13799654-2008	Тройник штампованный равнопроходный ст.09Г2С	1	9,23	
10		ТШ 159(9К48)-25-0,75-УХЛ	1	0,9	
11	ТУ1469-013-13799654-2008	Тройник штамповарной переходной ст.09Г2С	2	5,86	
12		ТШ 89(9К48)-57(6К48)-25-0,75-УХЛ	2	2,7	
13	ТУ1469-013-13799654-2008	Переход концентрический бесшовный ст.09Г2С	1	3,5	
14		ПШК 114(9К48)х89(9К48)-25-0,75-УХЛ	1	2,8	
15	ТУ 4218-174.16124-001-96	Бобышка прямая БП11-М20х1,5-100-09Г2С-УХЛ	4	0,19	
16	ТУ4218-028-01395839-07	Пробка для бобышек П-М20х1,5 УЗ	4	0,2	
17	ОСТ 26.260.460-99	Прокладка 15	4		
18		Неразъемное электроизолирующее соединение DN 80, PN 25МПа ЭС 89-250-800	1	24,4	
19	ОСТ 36-94-83	Опора ОПХ1-100.114-ВСтЭпс	2	2,7	
20	ОСТ 36-94-83	Опора ОПХ1-100.89-ВСтЭпс	4	2,2	
21	ГОСТ 481-80	Паронит ПЭ 4,0х400х300	6		
22		БРС-2,5 40МПа ст.09Г2С	2	12,8	
23	АТК 24.200.02-90	Заглушка 50-250-ст.09Г2С	1	6,9	

- За отметку 0,000 принята отметка земли - 78,36; План расположения кранового узла, см. Ч-002.
- Конструкцию опор, ограждений и площадок см. том марку АС.
- На разрезах ограждение условно не показано.
- Крепление хомутов опор по ОСТ 36-146-88 к трубопроводу выполнить через электроизолирующую прокладку из листа паронита по ГОСТ 481-80.

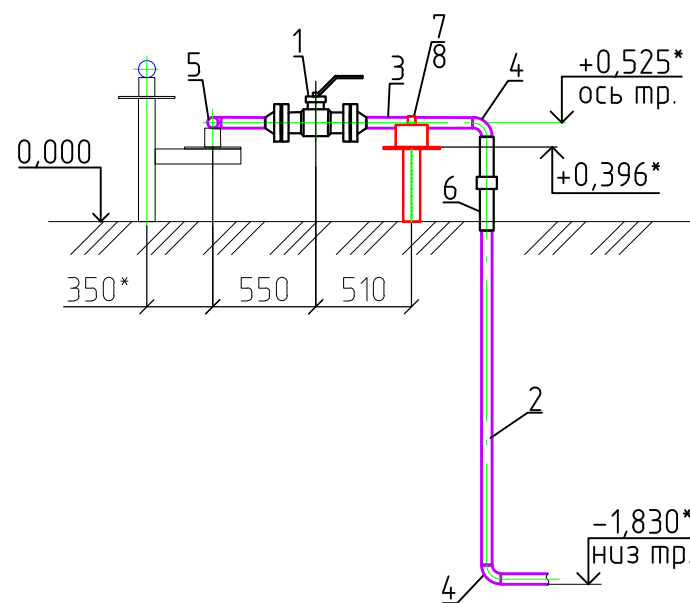
СНД/2022-0266-П-ТКР-01-Ч-005				
Федоровское месторождение. Обустройство скважины №1				
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.
Разраб.	Клычкова	10	10.22	
Проверил	Юркин	10	10.22	
Н. контр.	Шешунова	10	10.22	
ГИП	Кузнецов	10	10.22	
Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения"			Стадия	Лист
Площадка кранового узла			п	5
			000 "СВЗК"	

# Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол	Масса ед., кг	Примечание
1	ТУ 3742-002-52838824-2006	Кран шаровый, в комплекте с ответ. фланцами, крепежом и прокладками			
		КШ-50-250-УХЛ ст.09Г2С	1	34	кг
2	ТУ 14-ЗР-1128-2007	Труба стальная бесшовная хладостойкая, с заводским наружным трехслойным покрытием усиленного типа, толщиной 2,0мм			
		57x7-ст.09Г2С-К48	1,8	8,63	п.м.
3	ТУ 14-ЗР-1128-2007	Труба стальная бесшовная хладостойкая			
		57x7-ст.09Г2С-К48	1,0	8,63	п.м.
4	ТУ 1469-013-13799654-2008	Отвод крутоизогнутый из ст.09Г2С			
		90-57(7К48)-25-0,75-1,5DN-УХЛ	2	1,2	
5	ТУЗ647-001-37941826-2012	Тройник штампованный из ст.09Г2С			
		ТШ57(7К48)-25-0,75-УХЛ	1	0,9	
6	СНД/2021-0455-Р-01-ТХ-0Л-003	Неразъемное электроизолирующее соединение DN50, PN25МПа			
		ЭС 57-250-500	1	4,1	
7	ОСТ 36-146-88	Опора 57-КХ-А11-ВСтЭпс			
		Опора 57-КХ-А11-ВСтЭпс	1		
8	ГОСТ 481-80	Паронит ПЭ 4,0x400x300			
		Паронит ПЭ 4,0x400x300	1		



1-1



1. За отметку 0,000 принята отметка уровня земли 74,58\*;
2. Конструкцию опор под трубопровод см. марку АС;
3. План расположения площадки см. лист 3

1:50

СНД/2022-0266-Р-01-ТХ-4-006					
Федоровское месторождение. Обустройство скважины №1					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Клычкова		<i>[Signature]</i>	11.22
Проб.		Юркин		<i>[Signature]</i>	11.22
Раздел 3 "Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения"					
Узел врезки метанопровода на площадке скв.№1 Кузовская					
000 "СВЗК"					

Формат А3

Согласовано

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.