



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

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

Заказчик – ООО «ННК-Саратовнефтегаздобыча»

**Куговское месторождение.
Обустройство скважины №1**

Проектная документация

Раздел 4 "Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта"

Подраздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений"

Часть 7 "Технологические решения"

Книга 1 "Технология производства"

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07

Том 4.5.7.1

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



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

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

Заказчик – ООО «ННК-Саратовнефтегаздобыча»

Куговское месторождение. Обустройство скважины №1

Проектная документация

Раздел 4 "Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта"

Подраздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений"

Часть 7 "Технологические решения"

Книга 1 "Технология производства"

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07

Том 4.5.7.1

Заместитель Генерального Директора

А.Ю. Чунарев

Главный инженер проекта

К.С. Кузнецов

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

2021

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






Обозначение	Наименование	Примечание
СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-С-РС03	Содержание тома 4.5.7.1	2
043ГПС-П-СП	Состав проектной документации	1
СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03	Текстовая часть	46
СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-Ч-001-РС03	Схема технологическая принципиальная	
СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-Ч-002-РС01	План расположения оборудования и трубопроводов	
СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-Ч-003-РС03	Приустьевая площадка газовой скважины №1	

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

1	-	Зам.	01-23		06.23
1	-	Зам.	01-22		05.22
Изм	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата
Разраб.		Клычкова			10.21
Проверил		Акимов			10.21
Нач. отд.		Юркин			10.21
Н. контр.		Шешунова			10.21
ГИП		Кузнецов			10.21

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-С-РС03			
Содержание тома 4.5.7.1	Стадия	Лист	Листов
	П	1	2
ООО «СВЗК»			

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	СНД/2021-0455-П-СП-РС03						Стадия	Лист	Листов
			Изм	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата			
			1	-	Зам.	01-23		06.23	Состав проектной документации	ООО «СВЗК»	
			1	-	Зам.	01-22		05.22			
			Разраб.		Кузнецов		11.21	П			1
			Н. контр.		Юркин		10.21				
			ГИП		Кузнецов		10.21				

Содержание

Содержание 1

1 Исходные данные 3

2 Общие сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях..... 4

2.1 Климат 5

2.2 Геоморфология и рельеф..... 8

2.3 Тектоника и сейсмичность 8

2.4 Гидрография 9

2.5 Гидрогеологические условия..... 9

2.6 Инженерно-геологические условия 10

2.7 Грунтовые воды 11

3 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристику принятой технологической схемы производства в целом и характеристику отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства..... 12

3.1 Проектируемые сооружения..... 12

3.2 Характеристика и объемы сырья и продукции 13

3.3 Описание технологической схемы 16

3.4 Обустройство устья скважины 17

3.5 Площадка арматурного блока обвязки устья скважины 18

3.6 Технологические трубопроводы 19

3.7 Расчет технологических трубопроводов на прочность 20

3.8 Защита от коррозии..... 23

3.9 Теплоизоляция 24

4 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд..... 25

5 Описание источников поступления сырья и материалов 26

6 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции 26

7 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования..... 26

8 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов 27

9 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах 28

9.1 Мероприятия по безопасному ведению процесса 28

9.2 Анализ опасностей технологических процессов 28

9.3 Опасные факторы, действующие на участке 29

10 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение технологического оборудования и технических устройств 31

11 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности 32

11.1 Количество и численность работающих 32

11.2 Организация и оснащение рабочих мест 33

11.3 Обслуживание рабочих мест 33

Взам. инв. №						Подп. и дата					
Инв. № подл.	1	-	Зам.	01-23		06.23	СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03				
	1	-	Зам.	01-22		05.22					
	Изм	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата					
	Разраб.	Клычкова			10.21	Текстовая часть			Стадия	Лист	Листов
	Проверил	Акимов			10.21				П	1	46
	Нач. отд.	Юркин			10.21				АО «СВЗК»		
Н. контр.	Шешунова			10.21							
ГИП	Кузнецов			10.21							

11.4 Режим труда и отдыха33

12 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства35

13 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе ..37

14 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники (по отдельным цехам, производственным сооружениям)38

15 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов39

16 Описание проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов и перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду.....40

17 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов41

18 Приложения43

 Приложение А43

 Приложение Б47

 Приложение В48

 Минимальное и фактическое расстояния от зданий и сооружений соседних предприятий и т.д. в соответствии с п.7.2 ГОСТ 55990-201448

 Наименьшее расстояние между зданиями и сооружениями объектов обустройства нефтяных, газовых, газоконденсатных месторождений в соответствии с ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», приказ 534 от 15.12.2020 г.49

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1 Исходные данные

Настоящий раздел разработан на основании:

- задания на проектирование, утвержденное генеральным директором ООО «ННК-Саратовнефтегаздобыча» А.В.Григорьевым;
- дополнения № 2 к заданию на проектирование «Куговское месторождение. Обустройство скважины № 1» утвержденному Генеральным директором ООО «ННК-Саратовнефтегаздобыча» Д.А. Есиповым 27.06.2023 г.
- изменения № 3 к заданию на проектирование «Куговское месторождение. Обустройство скважины № 1» утвержденному Генеральным директором ООО «ННК-Саратовнефтегаздобыча» Д.А. Есиповым 07.2023 г.
- технического отчета по инженерным изысканиям, выполненного ООО «СВЗК» в 2021 г.

Настоящий раздел разработан с учетом требований следующих документов:

- ВСН 006-89 «Строительство магистральных и 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 2008г. № 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 75.13330-11 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- СП 18.13330.2011 «Генеральные планы промышленных предприятий». Актуализированная редакция СНиП II-89-80;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 №534;
- Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03			

2 Общие сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях

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

Ближайшими населенными пунктами являются:

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

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

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

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

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

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

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

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

Обзорная схема района работ приведена на рис. 1.1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03						4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

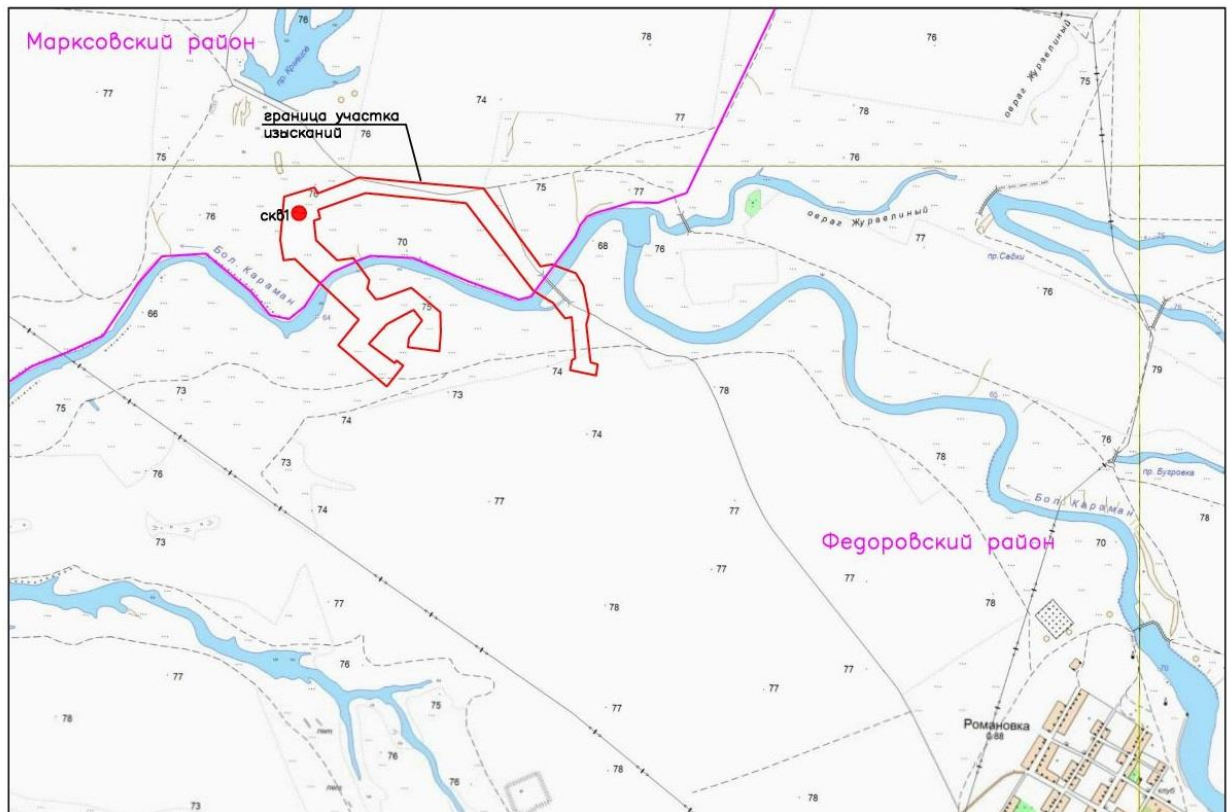


Рисунок 1.1 – Обзорная схема района работ

 - район проектируемых сооружений.

2.1 Климат

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

По схематической карте климатического районирования территория изысканий 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 2.1.

Таблица 2.2.1 - Температура воздуха по МС Ершов, °С

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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

5

Изм. Кол.уч. Лист Недок. Подп. Дата

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

6

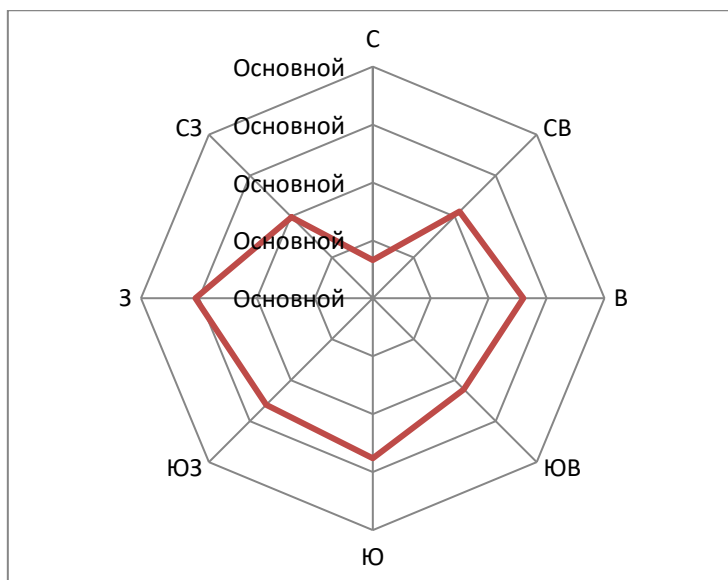


Рисунок 2.1 – Повторяемость направлений ветра по МС Ершов

Таблица 2.6 – Повторяемость направлений ветра и штилей по МС Ершов

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

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

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

Снег появляется чаще всего в первой декаде ноября, но он обычно долго не держится и тает. Средняя дата образования устойчивого 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/м³.

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

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

Таблица 2.8 - Температура почвы по МС Ершов, °С

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

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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

7

Изм. Кол.уч. Лист №док. Подп. Дата

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:

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

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

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

Таблица 2.9 - Нормативная глубина промерзания грунтов, м

Грунт	M_t	d_0	Глубина промерзания, м
Суглинки, глины	40,1	0,23	1,46
Супесь, песок пылеватый или мелкий		0,28	1,77
Пески гравелистые, крупные, средней крупности		0,30	1,9
Крупнообломочный грунт		0,34	2,15

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

2.2 Геоморфология и рельеф

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

2.3 Тектоника и сейсмичность

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

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

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

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

Категория грунтов по сейсмическим свойствам – II, III.

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

8

2.4 Гидрография

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

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

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

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

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

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

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

2.5 Гидрогеологические условия

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

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

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

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

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

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

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

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

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

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

2.6 Инженерно-геологические условия

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

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

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

Таблица 4.1-Сводный инженерно-геологический разрез

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

Основанием фундамента на исследуемой площадке будут служить грунты ИГЭ-1,2,3,4.

Грунты на площадке изысканий непросадочные и ненабухающие.

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

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

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

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

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

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03						10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- суглинок мягкопластичный - п.п.35а.

2.7 Грунтовые воды

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

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

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

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

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

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03						11
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

3 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристику принятой технологической схемы производства в целом и характеристику отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства

В соответствии с заданием на проектирование по объекту «Куговское месторождение. Обустройство скважины №1» предусматривается сбор, учет и транспорт продукции скважины №1.

Согласно техническому заданию объектами проектирования являются:

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

Обустройство устья скважины №1 Куговского месторождения (см. лист 2, 3).

Описание и характеристики проектируемых линейных объектов приведены в томе СНД/2021-0455-П-ТКР-01.

В соответствии с п.3.9 ГОСТ Р55990-2014 проектируемый газопровод является газопроводом-шлейфом, так как предназначен для транспортирования пластовой смеси от скважины месторождения до установки комплексной подготовки газа.

3.1 Проектируемые сооружения

Проектируемые здания и сооружения скважины №1 (см. лист 2):

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

Класс, категория, группа по взрывопожарной и пожарной опасности для технологических сооружений указаны в таблице 3.1.

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

К источникам утечек, возникающих при нормальной работе проектируемого объекта, относятся утечки от неплотностей технологического оборудования на устье проектируемой скважины, арматуры, арматуры на крановых узлах.

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

- 3 м (Зона 2) по горизонтали и вертикали от арматуры на устье и обвязки скважины.
- 5 м (Зона 2) по горизонтали и вертикали от дыхательной арматуры канализационной емкости.

Срок службы проектируемого оборудования и технических устройств составляет не менее 20 лет, в соответствии с требованиями соответствующих методических указаний компании.

Для обеспечения безопасности работы во взрывоопасных установках предусматривается электрооборудование, соответствующее по исполнению классу зоны, группе и категории взрывоопасной смеси, согласно ПУЭ и ГОСТ 30852.5-2002, ГОСТ 30852.9-2002, ГОСТ 30852.11-2002.

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

						СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03	Лист
							12
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

Применяемое оборудование должно соответствовать требованиям Технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования».

Декларация и сертификаты соответствия технологическому регламенту на применяемое оборудование приведены в приложение А.

Характеристика проектируемых газопровода от скв. №1 и метанолопровода на скв. №1, расчет на прочность и устойчивость, способ прокладки, величина давления испытания на прочность и герметичность, процент контроля сварных соединений физическими методами приведены в томе 3, ТКР-01.

Таблица 3.1 - Класс, категория, группа по взрывопожарной и пожарной опасности для технологических сооружений

Наименование здания, сооружения	Наименование веществ, определяющих категорию и группу взрывопожароопасных смесей	Категория и группа взрывоопасной смеси по ПУЭ (ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002), основание Ф3-123 ст.19	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-1г)	АН	-	на открытом воздухе
Крановый узел №1, 2	газ	IIA-T3	2 (B-1г)	АН	-	на открытом воздухе
Узел врезки газопровода на УКПГ «Вознесенская»	газ	IIA-T3	2 (B-1г)	АН	-	на открытом воздухе
Узел врезки метанолопровода на КУ-2 «Кудринский»	Газ, метанол	IIA-T2	2 (B-1г)	АН	-	на открытом воздухе

3.2 Характеристика и объемы сырья и продукции

Мольное содержание компонентов в добываемом газе на скв. №1 Куговская: наибольшее содержание - метан – 92,67 %, сероводород – отсут., углекислый газ – 1,67 %. Относительная плотность газа по воздуху 0,606 доли ед. (таблица 3.2.1).

Компонентный состав конденсата, см. таблицу 3.2.2-3.2.3.

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

Таблица 3.2.1 – Компонентный состав газа

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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

14

Таблица 3.2.2– Компонентный состав конденсата (при 20°C)

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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

15

Таблица 3.2.3 - Анализ конденсата

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

Проектная мощность, пропускная способность, рассчитанная по максимальному режиму перекачки (условие максимальное давление в системе – 21 МПа) и средняя скорость движения газа по проектируемому трубопроводу.

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

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

3.3 Описание технологической схемы

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

Согласно техническому заданию объектами проектирования являются:

- обустройство приустьевой площадки газовой скважины №1 Куговского месторождения;
- газопровод от скважины №1 Куговского месторождения до врезки на территории УКПГ «Вознесенская» в существующий газопровод от скв. 1, 3 Вознесенского месторождения (см. том ТКР-01);
- обустройство крановых узлов №1, 2 на переходе через р. Большой Караман. Крановый узел №2 одновременно будет являться узлом охранной отключающей арматуры в соответствии с

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

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

16

п.9.2.1 ГОСТ Р 55990-14. Размещение КУ №2 предусмотрено не ближе 100мм от границы территории УКПГ «Вознесенская» (см. том ТКР-01);

- метанолопровод от КУ-2 «Кудринский» до скв. №1 «Куговской» (см. том ТКР-01).

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

Схема технологическая принципиальная сбора газа со скв. №1 представлена на чертеже СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-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 совместно с продукцией скв.№1, 3 Вознесенского месторождения на УКПН «Вознесенская». При переходе гаопровода через реку Большой карман на каждой стороне установлены крановые узлы КУ-1, КУ-2. Также на узле подключения проектируемого газопровода установлен шаровый кран КШ-5 для отключения скважины от существующей системы сбора.

Расчетный объем транспортируемого газа по газопроводу от скв.1 Куговская до УКПГ «Вознесенская» составляет 150000 м³/сут., по стабильному конденсату - 1÷10т/сут.

Замер дебита газа, осуществляется с помощью передвижной замерной установки.

Суммарный объем поступающей продукции на УКПГ «Вознесенская», с учетом проектируемой скважины, не превысит проектную производительность УКПГ «Вознесенская».

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

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

3.4 Обустройство устья скважины

Обустройство устья скважины проектируется в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58367-19, ГОСТ Р 55990-2014.

Обустройство скважины предполагает сбор продукции скважин по однострубной герметизированной системе сбора.

На выкидной и затрубной линиях на устье скважин устанавливается запорная арматура в соответствии с п.618 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждённые приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №534.

Устье добывающей газовой скважины оборудовано фонтанной арматурой на рабочее давление 21 МПа типа АФК 65-350 и обеспечивает герметизацию трубного и затрубного пространства.

Контроль по понижению и повышению давления производится датчиками давления, установленными на затрубной, выкидной линиях и на буфере. Информация с датчиков передаётся на диспетчерский пункт.

На газопроводе в обвязке устья добывающей скважины установлены:

- задвижки шиберные ЗМС80х350;
- задвижки дисковые штуцерные ЗДШ65х350;
- клапан-отсекатель КО80х250;
- штуцера под приборы КИП;
- узел отбора проб.

Для защиты скважинного оборудования и трубопроводов от гидратообразования предусмотрена подача метанола (ГОСТ 2222-95). Подача метанола в выкидную линию позволит предотвратить гидратообразование в системе сбора газа в случае отклонений от расчётных режимов работы, не допустить создание пробок и остановки трубопровода, запустить его после остановки.

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

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

17

Подача метанола в газопровод на обвязке устья скважины осуществляется по проектируемому подземному метанолопроводу $\varnothing 57 \times 7$ из ст.09Г2С, точка подключения - существующий метанолопровод на крановом узле КУ-2 «Кудринский».

На метанолопроводе в обвязке устья добывающей скважины установлены:

- краны шаровые КШ 25х250;
- обратные клапан ОК25х250;
- клапаны запорно-регулирующие 25х250;
- ротаметр Ду15 (см. том ИЛО5-09);
- штуцера под приборы КИП;

Территория вокруг устьев скважин в пределах обвалования спланирована. Система сбора и способы подготовки газа и газового конденсата решает вопросы строительства и эксплуатации на весь период разработки месторождения.

План расположения трубопроводов и площадки на скважине №1 приведен на чертеже СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-Ч-002, обвязка устья скважины приведена на чертеже Ч-003.

На обвязке скважины устанавливаются дисковые штуцерные задвижки, которые предназначены для регулирования расхода газа и обеспечения плавного установления возможных режимов работы скважины.

Добыча газа со скважины ведется фонтанным способом за счет внутренней энергии пласта.

Диаметр газопровода принят 89х9мм из ст.09Г2С. Расчетное (нормативное) давление газопровода Г1 до задвижки дисковой штуцерной (ЗДШ) **принято равным 20,0 МПа**, Г2 - после ЗДШ -10,5 МПа.

Диаметр метанолопровода на обвязке устья скважины принят 32х5мм из ст.09Г2С. Расчетное (нормативное) давление метанолопровода принято равным 25,0 МПа.

В обвязке устья скважины предусматривается установка пробоотборного вентиля для оперативного отбора пробы газа с целью анализа в лабораторных условиях.

Дополнительно в обвязке скважины установлены линии для подачи задавочной жидкости от цементировочного агрегата из стали 09Г2С диаметром 89х9мм. Расчетное (нормативное) давление трубопровода задавочной жидкости принято равным 26,0 МПа.

3.5 Площадка арматурного блока обвязки устья скважины

Для разделения и переключения потоков, а также для обеспечения безаварийной работы трубопроводов проектом предусмотрена установка запорной арматуры.

Запорная арматура подбирается в зависимости от рабочих параметров, свойств транспортируемой среды и свойств окружающей среды, а также для веществ III класса опасности по ГОСТ 12.1.007.

Исходя из этих условий, подбираем запорную арматуру климатического исполнения У1 по ГОСТ 15150-69 класса герметичности А по ГОСТ Р 9544-2015.

В обвязке устья скважины предусматривается установка запорной арматуры из стали 20ГЛ или аналогичной (30с15нж), с ручным приводом.

Срок службы запорной арматуры – 20 лет. Запорная арматура заказывается в комплекте с ответными фланцами и крепежом, под прокладку восьмиугольного сечения и крепежными изделиями.

На узле переключающей арматуры предусматривается монтаж запорной арматуры из стали 20ГЛ или аналогичной, марки 30с15нж герметичность затвора класса А по ГОСТ Р 54808-2011, с ручным приводом, изготовленную по ТУ 3741-001-07533604-2008* и обратные клапана фланцевые из стали 20Л, марки 19с68нж герметичность затвора класса А по ГОСТ Р 54808-2011. Монтаж обратных клапанов предусматривается по мере подключения выкидных трубопроводов от скважин.

В качестве запорной арматуры применяются задвижки клиновые из стали низколегированной повышенной коррозионной стойкости, герметичность затвора класса А. Срок службы запорной арматуры – 20 лет. Арматура заказывается в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепежными изделиями.

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

						СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		18

На всей запорной арматуре трубопроводов указаны указатели, показывающие направление их вращения «Открыто», «Закрыто». Вся запорная арматура должна быть пронумерована согласно схеме.

3.6 Технологические трубопроводы

Технологические трубопроводы запроектированы в соответствии с требованиями:

- ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- ГОСТ Р 53713-2009 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки»;
- СП 75.13330-11 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- СП 18.13330.2011 «Генеральные планы промышленных предприятий. Нормы проектирования».
- Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утверждённые от 21.12.2021 приказом Ростехнадзора № 444.

Разработка технологического процесса транспортирования сред, применение технологического оборудования, выбор типа запорной арматуры и мест ее установки, средств контроля и противоаварийной защиты принято с учетом результатов анализа риска, с учетом законодательства РФ о градостроительной деятельности.

К технологическим трубопроводам на площадке скважины относятся:

- Газопровод от обвязки скважины до сварного стыка фланца отсекающей задвижки на выходе с площадки скважины Ду80 P=20,0 МПа ст. 09Г2С;
- Метанолопровод Ду25 P=25,0 МПа, ст. 09Г2С в пределах площадки скважины.
- Трубопровод задавочной жидкости от цементировочного агрегата Ду80 P=26,0 МПа

Категория и группа проектируемых технологических трубопроводов определена по ГОСТ 32569-2013 в зависимости вида транспортируемого вещества, расчетных параметров среды (расчетного давления и температуры).

Газопровод относится к I категории согласно п 5.6 ГОСТ 32569-2013 и группе Б(а).

Метанолопровод относится к I категории согласно п 5.6 ГОСТ 32569-2013 и группе А(б). (метанол – опасное вещество класса 3).

Трубопровод задавочной жидкости относится к I категории согласно п 5.6 ГОСТ 32569-2013 и группе В.

При выборе материалов трубопроводов, изделий и запорной арматуры для трубопроводов проектом учитывались свойства транспортируемой среды, свойства материалов, температура, как окружающего воздуха, так и транспортируемой среды.

Метанолопровод 32х5 изготавливается из стальных бесшовных холоднодеформированных труб по ГОСТ 8733-74, 8734-75. Материал исполнения – сталь 09Г2С, класса прочности не ниже К48.

Газопровод запроектирован из труб стальных бесшовных хладостойких из стали 09Г2С по ТУ 14-ЗР-1128-2007, класса прочности не ниже К48.

Допускается применение стальных труб из других марок стали повышенной коррозионной стойкости, изготовленных по другой технологии изготовления, из стали класса прочности не ниже К48.

Согласно п.10.1.5 ГОСТ 32569-2013 прокладка технологических трубопроводов обвязки скважины надземная, на несгораемых опорах из стальных конструкций. Границей проектирования технологических трубопроводов является:

- для газопровода – последняя запорная арматура на выходе с площадки скважины;
- для метанолопровода – первая запорная арматура на входе на площадку скважины.

Промысловые трубопроводы рассмотрены в томе ТКР.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

19

Для подземных участков газопровода и метаноопровода предусмотрено применение труб с заводской изоляцией усиленного типа в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, подробнее см. том ТКР.

Детали трубопроводов не должны уступать физико-химическим и физико-пластическим свойствам трубной продукции.

Согласно п. 12.3.5 ГОСТ 32569-13 сварные стыки трубопроводов подвергаются визуальному контролю в объеме 100% и контролю неразрушающими методами в объеме 100% (рентгенографическим методом или ультразвуковым).

По окончании монтажно-строительных работ, технологические трубопроводы промывают водой и продувают воздухом. Технологические трубопроводы подвергаются гидравлическому испытанию на прочность и плотность в соответствии с ГОСТ 32569-2013. Гидравлические испытания проводятся при температуре окружающего воздуха не ниже 5 °С.

В соответствии с ГОСТ 32569-2013 технологические трубопроводы содержащие группы сред А, Б(а) подвергаются дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания. Испытание на герметичность проводится воздухом или инертным газом давлением, равным рабочему. Продолжительность испытаний на герметичность должна составлять не менее 24 часов.

Таблица 3.6.1 – Информация о величинах давления испытаний, видах испытаний, группах и объеме контроля сварных соединений технологических трубопроводов.

Наименование участков трубопроводов/ прокладка	Диаметр, толщина стенки, мм	Категория трубопровода по ГОСТ 32569-2013	Давление испытания, МПа (Изб.)			Контроль физическим методом, %	Группа транспортируемой среды по ТР ТС 032/2013	Категория трубопровода согласно ТР ТС 032/2013
			Гидравлическое		Пневматическое			
			На прочность	На плотность				
Газопровод от скв. №1	89x9	Б(а)-I	28,6	28,6	20,0	100	2	2
Газопровод от скв. №1	114x10	Б(а)-I	28,6	28,6	20,0	100	2	2
Метаноопровод	32x5	А(б)-I	35,75	35,75	25,0	100	2	2
Метаноопровод	20x4	А(б)-I	35,75	35,75	25,0	100	2	2
Трубопровод задавочной жидкости	89x9	Б(а)-I	37,18	37,18	26,0	100	1	1

3.7 Расчет технологических трубопроводов на прочность

Настоящий расчет выполняется согласно ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия».

Расчетная толщина стенки трубы, нагруженной внутренним избыточным давлением:

$$s_R = \frac{|P|D}{2\varphi_y[\sigma] + |P|}$$

где s_R – расчётная толщина стенки, мм;

P – расчётное внутреннее избыточное давление, МПа;

D – наружный диаметр трубопровода, мм;

$[\sigma]$ – допускаемое напряжение при расчётной температуре, МПа;

φ_y – коэффициент прочности элемента со сварным швом при растяжении, составляет в соответствии с таблицей 5.1 ГОСТ 32388-2013 $\varphi_y = 1,0$.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

20

Допускаемое напряжение при расчёте соединений элементов на статическую прочность принимаем по формуле:

$$[\sigma] = \min \left[\frac{\sigma_m}{2.4}, \frac{\sigma_p}{1.5} \right],$$

где σ_p – предел текучести, МПа;

σ_m – временное сопротивление разрыву, МПа;

Номинальную толщину стенки технологических трубопроводов s определяем из условий:

$$S \geq S_R + C_1 + C_2, \text{ где}$$

C_2 – прибавка на коррозию и износ, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам (СА 03-003-07, РД 39-0147103-362-86) с учётом расчётного срока эксплуатации;

C_1 – технологическая прибавка, принимаемая равной минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям.

Толщина стенки технологических трубопроводов принималась с учётом всех перечисленных требований, величины прибавки на коррозию и номенклатуры выпускаемых труб и требований заказчика. Результаты расчёта и выбора толщины стенки технологических трубопроводов приведены в таблице 3.7.1.

Таблица 3.7.1 - Исходные данные и результаты расчета толщины стенки технологических трубопроводов

Наименование параметра	Значение параметра		
	Газопровод	Метаноопровод	Трубопровод задавочной жидкости
Назначение трубопровода	Газопровод	Метаноопровод	Трубопровод задавочной жидкости
Нормативный документ, в соответствии с которым выполнен расчет	ГОСТ 32388-2013		
Диаметр D, мм	89x9 / 114x10	20x4 / 32x5	89x9
ГОСТ или ТУ на трубы	ТУ14-ЗР-1128-2007	ГОСТ 8733-74 ГОСТ 8734-75	ТУ14-ЗР-1128-2007
Марка стали или класс прочности	09Г2С	09Г2С	09Г2С
Временное сопротивление R_b , МПа	470	470	470
Условный предел текучести R_s , МПа	290	290	290
Рабочее (нормативное) давление P, МПа	20	25,0	26
Давление испытания на прочность, МПа	28,6	35,75	37,18
Коэффициент прочности сварных швов φ	0,8	0,8	0,8
Коэффициент запаса прочности:			
-по временному сопротивлению n_b	2,4	2,4	2,4
-по пределу текучести n_s	1,5	1,5	1,5
R_b / n_b , МПа	196	195,8	196

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

21

Наименование параметра	Значение параметра		
R_y / n_s , МПа	193	193,3	193
Расчетная толщина стенки t_p , мм	5,40 / 6,6	1,5 / 2,39	6,9
Прибавка на минусовое отклонение толщины стенки C_1 , мм	1,13 / 1,25	0,5 / 0,63	1,13
Прибавка на коррозию и износ C_2 , мм	2,0	1,0	1,0
Номинальная толщина стенки t , мм	8,53 / 9,85	3,0 / 4,0	8,53
Принятая толщина стенки, мм	9,0 / 10,0	4,0 / 5,0	9,0
Расчетный срок службы трубопровода	24,7 / 21,5	20,1 / 19,8	19,5

Трубы по ГОСТ 8731-74 и ГОСТ 8733-74 должны иметь гарантированную ударную вязкость металла не менее 30 Дж/см² при температуре минус 40 °С, пройти гидравлическое испытание и проверку неразрушающими методами контроля в объеме 100 %.

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

Вывод: Расчетные геометрические характеристики проектируемых технологических трубопроводов, обеспечивают безаварийную работоспособность на весь установочный срок службы, при условии соблюдения проектного режима эксплуатации и отсутствии нерегламентированного воздействия (механические повреждения в процессе строительства и ремонта трубопроводов, наездов техники др.).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

22

3.8 Защита от коррозии

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 «вторая» по ГОСТ 9.402-2004.

Рекомендуемая конструкция покрытия:

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

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.

Для защиты от почвенной коррозии предусматривается:

- применение труб из стали 09Г2С по ТУ 14-3Р-1128-2007 с заводской изоляцией усиленного типа 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.

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

- грунтовка «Праймер Приз» – 1 слой;
- лента полиэтиленовая «Прима» толщиной 2,2мм – 1 слой;
- защитный слой – лента «ТОЗ» толщиной 1,2мм – 1 слой.

Сварные стыки покрываются манжетами Муфта ИЗТМ 89х450х1,2; 57х450х1,2.

Подробнее об антикоррозионной защите подземных трубопроводов см. том ТКР.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

23

3.9 Теплоизоляция

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

Конструкция теплоизоляции:

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03						24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

4 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Для технологического оборудования, используемого для обустройства проектируемой скважины, основными видами ресурсов для технологических нужд являются электроэнергия.

Основными потребителями электроэнергии проектируемых сооружений являются:

- Электроприводная арматура;
- нагрузки КИПиА

Решения по электроснабжению приведены в соответствующем томе 4.5.1 (СНД/2021-0455-П-ИЛО5-01).

Сведения о потребляемых основных видах ресурсов для технологических нужд приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Сведения о потребляемых основных видах ресурсов для технологических нужд

Наименование	Потребляемая мощность, кВт
1	2
Эл.приводная арматура на КУ-2	0,12

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

25

5 Описание источников поступления сырья и материалов

Источником поступления сырья в систему сбора являются газоносные пласты Куговского месторождения

6 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Сырье представляет собой природный газ, а также газовый конденсат. Характеристика продукции указана в пункте 3.2 настоящего раздела.

7 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

Описание характеристик принятого технологического оборудования указано в пунктах 3.1, 3.4-3.8.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

26

8 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов

Потребность в основных строительных машинах и механизмах определена в целом по строительству на максимально загруженный период, на основании физических объемов работ, эксплуатационной производительности машин и механизмов и принятых темпов работ.

Доставка основных строительных материалов и конструкций на площадку строительства осуществляется с соответствующих предприятий.

Доставка грузов на строительную площадку осуществляется автотранспортом и спецавтотранспортом.

Доставка тяжеловесной строительной техники, оборудования и блок-боксов на строительную площадку осуществляется спецавтотранспортом.

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.

Потребность строительства в грузовом и специализированном автотранспорте определена на максимально загруженный период с учетом норм грузоподъемности транспортных средств и расстояний транспортировки грузов. Данные расчетов приведены в том 5 «Проект организации строительства» (СНД/2021-0455-П-ПОС-01).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

9 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах

9.1 Мероприятия по безопасному ведению процесса

Для снижения опасности производства в проектной документации предусмотрены следующие мероприятия и требования к технологическому оборудованию:

- используется герметичное оборудование;
- применено электрооборудование во взрывозащищенном исполнении в соответствии с требованиями нормативных документов;
- предусмотрен контроль технологического процесса и применение автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающей о возникновении аварийных ситуаций и обеспечивающей минимизацию ошибочных действий обслуживающего персонала;
- предусмотрена защита от атмосферной коррозии емкостного оборудования, надземных трубопроводов;
- предусмотрено заземление оборудования, трубопроводов, арматуры;
- предусмотрена защита от статического электричества путем присоединения металлических конструкций технологических трубопроводов и аппаратов к заземляющему устройству;
- применены трубы из материалов, соответствующих характеристикам перекачиваемого продукта, толщина трубопровода обеспечивает безопасную эксплуатацию при расчетных давлениях;
- конструкция технологического оборудования должна обеспечивать надежность и безопасность эксплуатации в течение расчетного срока службы (требование отражено в опросных листах на оборудование);
- технологическое оборудование должно иметь сертификат соответствия требованиям промышленного безопасности и разрешение на применение его на опасных производственных объектах (требование к поставщику оборудования).

9.2 Анализ опасностей технологических процессов

Анализ опасностей технологических процессов является составной частью процедуры анализа риска аварий на ОПО, обоснования безопасности, риск – менеджмента и системы управления промышленной безопасностью на предприятиях.

Для сведения к минимуму последствий аварийных ситуаций технологическая схема разбита на технологические блоки, каждый из которых может быть отключен в аварийной ситуации без развития аварии в масштабе предприятия.

Причины возникновения аварий условно можно объединить в три группы:

1. Разрушение (разгерметизация) технологического оборудования, трубопроводов и арматуры, и отказ системы противоаварийной защиты объекта.
2. Ошибки, запаздывание, бездействие персонала в штатных и нештатных ситуациях, несанкционированные действия персонала:
 - нарушение должностных инструкций и инструкций по выполнению технологических операций;
 - ошибочные действия при ремонтных работах на объекте;
 - запаздывание при принятии решений по задействованию нужного уровня системы защиты;
 - бездействие и ошибка в действиях в нештатной ситуации;
 - проведение постоянных или временных огневых работ без специального разрешения;
 - самовольное возобновление работ, остановленных органами Стройнадзора;
 - эксплуатация аппаратов, оборудования и трубопроводов при параметрах, выходящих за пределы технических условий;
 - несоблюдение правил пожарной безопасности.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

28

3. Внешние воздействия природного и техногенного характера:

- грозовые разряды и разряды статического электричества;
- землетрясения;
- разливы рек;
- снежные заносы и аномальное понижение (повышение) температуры воздуха;
- попадание оборудования в зону действия поражающих факторов аварий, происшедших на соседних объектах;
- преднамеренные действия (диверсия).

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

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

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

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

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.

Другие опасные геологические процессы и явления (карст, оползни, наличие в основании сооружений набухающих грунтов) на рассматриваемой территории не выявлены.

9.3 Опасные факторы, действующие на участке

Процесс сбора и транспортировки газа и конденсата, осуществляемый на месторождениях, связан с рядом опасных факторов: высокое давление в аппаратах и трубопроводах, токсичность и взрывопожароопасность больших объемов, перекачиваемых газа и конденсата, наличие динамического оборудования, коррозионная агрессивность. Все это создает опасность для обслуживающего персонала.

Разлив метанола, выброс в воздух рабочей зоны попутного газа в случае разгерметизации трубопроводов и оборудования, в результате нарушения правил эксплуатации, норм технологического режима, порядка проведения ремонтных работ создает опасность загрязнения окружающей среды и отравления персонала.

Добываемый газ способен в смеси с атмосферным воздухом образовывать взрывоопасные смеси, которые могут самовоспламениться и взрываться и тем более при наличии огня или искры. Взрыв или возгорание транспортируемого углеводородного сырья может привести к серьезным разрушениям наземных сооружений и зданий, а также травматизму персонала.

Наличие высокого давления в аппаратах, трубопроводах и превышение его норм, предусмотренных технологическим режимом, может привести к разрыву емкостного оборудования, что также опасно для жизни персонала.

В соответствии с таблицей 6 ТР ТС 032/2013 проектируемые трубопроводы и арматура относятся ко второй категории.

Наиболее опасными местами являются канализационные колодцы, технологические емкости, различное электрооборудование, места отбора проб. Наиболее опасными операциями являются установка или снятие заглушек, ремонт трубопроводов, запорной арматуры,

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

29

пропаривание трубопроводов, чистка внутренней поверхности аппаратов, проведение огневых работ, ремонт электрооборудования.

Вредными веществами на участке являются газ, метанол, применяемые химреагенты.

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.

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.

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

						СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03	Лист
							30
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

10 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение технологического оборудования и технических устройств

Применяемые в проектной документации материалы, изделия и оборудование должны иметь сертификаты установленного образца Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии или декларацию о соответствии требованиям промышленной безопасности.

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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									31
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03			

11 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности

11.1 Количество и численность работающих

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

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

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

Обслуживание проектируемых сооружений и оборудования предусматривается существующим персоналом, дополнительного персонала не требуется.

Постоянного присутствия персонала предприятия для обслуживания трубопровода на площадке скважины №1 Куговского месторождения не требуется.

Таблица 8.11.1 - Численный и квалификационный состав персонала, обслуживающего проектируемые сооружения Куговского месторождения

Зона обслуживания	Обслуживаемые сооружения	Квалификационный	Состав, чел.				
			Списочный		Явочный, в том числе:		
			всего	муж./жен.	1 смена	2 смена	3 смена
Куговское месторождение	Скважина № 1	Оператор по добыче нефти и газа, код 15824: 5 разряд	1	1-	1	-	-
	Промысловые трубопроводы	Трубопроводчик линейный, код 19238, 4 разряд	1	1/-	1	-	-
Итого			2	2/-	2	-	-

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

Ремонтные работы и уборка прилегающей территории и служебных помещений на месторождении предусматривается производить сервисным методом с привлечением сторонних специализированных фирм.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

11.2 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.

11.3 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.

Оборудование рабочих мест, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования производится в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.002, ГОСТ 12.2.061, СП 2.2.2.1327-03 «Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту».

Согласно статье 25 Федерального закона «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», работодатель обязан обеспечить безопасные для персонала условия труда и выполнение требований санитарных правил к организации рабочих мест, средствам защиты работников, режиму труда, отдыха и бытовому обслуживанию работников в целях предупреждения травм и профессиональных заболеваний.

11.4 Режим труда и отдыха

Нефть, добываемая на месторождении, по степени токсического воздействия на организм человека, в соответствии с ГОСТ 12.1.005-88*, относится к III классу опасности и является умеренно опасным веществом по ГОСТ 12.1.007-76*.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03	Лист
							33

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».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

12 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства

Технологический процесс сбора и транспорта продукции скважины №1 Куговского месторождения связан с рядом опасных факторов:

- высокое давление;
- большие объемы взрывопожароопасных веществ – природного газа, метанола, их токсичность.

В проекте предусмотрены мероприятия, обеспечивающие санитарно-гигиенические условия труда обслуживающего персонала, безопасность обслуживания оборудования, безопасность выполнения ремонтных работ.

Основные мероприятия для обеспечения безопасности труда:

- герметизация трубопроводов и оборудования технологического процесса;
- соединение трубопроводов на сварке;
- изготовление, монтаж и эксплуатация оборудования, арматуры и трубопроводов осуществлено с учетом физико-химических свойств и технологических параметров транспортируемого продукта, 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;
- работа технологических устройств без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

35

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

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

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

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

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

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

Места проведения огневых работ должны быть обеспечены необходимыми средствами пожаротушения.

При производстве сварочных работ запрещается:

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

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

36

13 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

Предусматривается автоматизация, телемеханизация и оснащение КИП следующих объектов:

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

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

На площадке скважины № 1 технические средства автоматизации обеспечивают:

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

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

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

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

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

37

14 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники (по отдельным цехам, производственным сооружениям)

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при регламентированном режиме работы проектируемого объекта «Куговское месторождение. Обустройство скважины №1» представлены в томе 7.1 «Мероприятия по охране окружающей среды» (СНД/2021-0455-П-ООС-01).

Сбросы загрязняющих веществ в период эксплуатации в водные объекты отсутствуют.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									38
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03			

15 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов

Объемы и характеристика отходов, образующихся в период строительства и эксплуатации проектируемых сооружений, приведены в томе 7.1 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (СНД/202109455-П-ООС-01)

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03						39
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

16 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 и сокращения выбросов вредных веществ в окружающую среду сооружений системы сбора продукции скважины и мобильной нефтеналивной установки проектной документацией предусмотрены следующие решения:

- сбор продукции скважины осуществляется по напорной однострунной герметизированной системе;
- выбор оптимального диаметра трубопроводов для транспорта продукции скважины в пределах технологического режима;
- выбор материального исполнения труб в соответствии с коррозионными свойствами перекачиваемой продукции;
- установка электрооборудования во взрывозащищенном исполнении;
- автоматический контроль параметров работы оборудования, средства сигнализации и автоматические блокировки;
- автоматическое отключение электродвигателя глубинного насоса скважины при отклонениях давления в выкидном трубопроводе - выше и ниже допустимого значения;
- покрытие гидроизоляцией усиленного типа сварных стыков выкидных трубопроводов, деталей трубопроводов, дренажных трубопроводов;
- использование минимально необходимого количества фланцевых соединений;
- применение защиты трубопроводов и оборудования от почвенной коррозии изоляцией усиленного типа;
- обвалование устья скважины с целью предотвращения растекания жидкости по поверхности земли;
- защита оборудования и трубопроводов от статического электричества путем заземления;

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

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нормальном режиме работы проектируемых объектов представлены в томе 7.1 «Мероприятия по охране окружающей среды» (СНД/2021-0455-П-ООС-01).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию» в целях предотвращения несанкционированного доступа на объект физических лиц проектом предусматриваются следующие мероприятия:

Целью защиты проектируемого объекта от террористических акций является создание таких условий функционирования, при которых само проведение террористической акции теряет смысл и результат данной акции не эффективен (на объект не проникнуть, последствия аварии от террористической акции не принесут ожидаемого эффекта и т.д.).

В соответствии с федеральным законом № 256-ФЗ «О безопасности объектов ТЭК» проектируемые объекты не категорируются.

В соответствии с СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования» проектируемый объект не классифицируется.

Методами защиты объекта от террористических акций являются: администрирование; зонирование территории объекта; ограничение доступа к технологическим системам; сочетание активной и пассивной защиты; применение комплекса инженерно-технических мероприятий для защиты от проникновения на объект; создание условий максимального снижения последствий аварий от проявления терроризма; четкое управление; управление информацией и т.д.

Требование к ограждению.

1. Ограждение по периметру обвалования скважины – предусмотреть барьерное ограждение следующих параметров:

2. Высота ограждения – 2950 мм из панелей PROFi;

3. Размеры ограждения – определить проектом;

4. Материал ограждения стоек – профиль 62x55мм;

5. Для возможности доступа на огражденную территорию предусмотреть калитку и ворота.

6. Для предупреждения о запрещении прохода и проезда на территорию площадки скважины предусмотреть установку, в соответствии с п.104 предупредительного знака на въезде на территорию площадки скважины.

7. Ограждение КТП – не предусматривать.

8. Ограждение станции управления – не предусматривать.

9. Для блока гребенки, расположенной вне границ обвалования, предусмотреть барьерное ограждение следующих параметров:

10. Высота ограждения – 2950 мм из панелей PROFi;

11. Размеры ограждения – определить проектом;

12. Материал ограждения стоек – профиль 62x55мм;

13. Для возможности доступа на огражденную территорию предусмотреть калитку и ворота.

14. Для предупреждения о запрещении прохода и проезда на территорию площадки скважины предусмотреть установку, в соответствии с п.104 предупредительного знака на въезде на территорию площадки скважины.

Основными мероприятиями по предупреждению террористических акций на объекте являются:

- ежедневные объезды территории объекта и осмотр оборудования на предмет выявления взрывных устройств или подозрительных предметов;
- тщательный подбор и проверка кадров;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03	Лист
							41

- организация и проведение совместно с сотрудниками правоохранительных органов инструктажей и практических занятий по действиям в ЧС.

При угрозе проведения диверсионно-террористических акций необходимо:

- усилить охрану объектов;
- ужесточить пропускной режим;
- провести аттестацию личного состава подразделений охраны;
- провести комплекс предупредительно-профилактических мероприятий по повышению бдительности, инструктажи ответственных лиц;
 - ежедневно проверять все доступные для посещения места на предмет обнаружения в них возможно заложенных взрывных устройств, высокотоксичных, радиоактивных и других опасных веществ, и материалов;
 - проверить готовность к действиям комиссий по чрезвычайным ситуациям и обеспечению пожарной безопасности, штатных аварийно-спасательных формирований, состояние дежурной техники.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									42
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03			

18 Приложения

Приложение А

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ					
СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ					
№ ЕАЭС RU C-RU.AE56.B.00187/20					
Серия RU № 0179660					
<p>ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ продукция 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</p>					
<p>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</p>					
<p>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</p>					
<p>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</p>					
<p>КОД ТН ВЭД ЕАЭС 8481 80 850 8</p>					
<p>СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования"</p>					
<p>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</p>					
<p>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 изделия, на таре (упаковке), на сопроводительной технической документации</p>					
<p>СРОК ДЕЙСТВИЯ С 05.03.2020 ПО 04.03.2025</p>					
<p>ВКЛЮЧИТЕЛЬНО</p>					
<p>Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации <i>Булгаков Сергей Станиславович</i> (подпись) М.П. (подпись)</p>					
<p>Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы)) <i>Петренко Виктор Васильевич</i> (подпись) М.П. (подпись)</p>					

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03


Лист

43

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ ЕАЭС RU C-RU.AE56.B.00204/20
Серия **RU** № **0179677**

ЕАЭС 

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 atmz@atm-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 ЗО тип присоединения - фланцевое, под приварку, комбинированное, муфтовое, штуцерное, цапковое, мезьфланцевое: 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 подьемные (пружинные) стальные типа КПО тип присоединения - фланцевое, под приварку, комбинированное, муфтовое, штуцерное, цапковое: PN от 1,0 МПа до 40,0 МПа включительно DN 6, 10, 15, 20, 25, 30, 32, 40, 50, 60, 65, 70, 80, 90, 100. Продукция изготовлена в соответствии с "Затворы и клапаны обратные. Технические условия". ТУ 3742-009-64164940-2013. Серийный выпуск

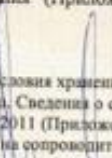
КОД ТН ВЭД ЕАЭС 8481 30 910 8


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


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

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




СРОК ДЕЙСТВИЯ С 16.03.2020 **ПО** 15.03.2025 **ВКЛЮЧИТЕЛЬНО**

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации  (подпись) **Буллаков Сергей Станиславович** (ФИО)

Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы))  (подпись) **Петренко Виктор Васильевич** (ФИО)



Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ					
СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ					
№ ЕАЭС RU C-RU.AM02.B.00061/19					
Серия RU № 0142092					
<p>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@bry-cert.ru, аттестат аккредитации № RA.RU.10AM02, дата регистрации 05.10.2017.</p>					
<p>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: atnz@atm-z.ru</p>					
<p>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.</p>					
<p>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.</p>					
<p>КОД ТН ВЭД ЕАЭС 8481 10 990 8</p>					
<p>СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования»</p>					
<p>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 – Гс.</p>					
<p>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 и соответствии с ГОСТ 15150-69. Срок хранения – 3 года. Срок службы – 40 лет.</p>					
<p>СРОК ДЕЙСТВИЯ С 15.03.2019 ПО 14.03.2024</p>					
<p>ВКЛЮЧИТЕЛЬНО</p>					
<p>Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации  (И.О.) Эксперт (эксперт-аудитор)  (И.О.) (эксперты (эксперты-аудиторы))</p>					
					
<p>М.П. М.П. М.П. Минцова Вера Алексеевна (И.О.) Галеулин Дамир Гайсович (И.О.)</p>					

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

45

СИСТЕМА СЕРТИФИКАЦИИ ГОСТ Р
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ



СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ РОСС RU.СП28.Н00719

Срок действия с 12.12.2016

по 11.12.2021

№ 0355250

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ рег. № RA.RU.11СП29

Общества с ограниченной ответственностью "Инженерный центр сертификации и испытаний". Место нахождения: Российская Федерация, 142608, Московская область, город Орехово-Зуево, улица Коминтерна, дом 2, строения 1, фактический адрес: Российская Федерация, 142608, Московская область, город Орехово-Зуево, улица Коминтерна, дом 2, строения 1, телефон: +79857307291, электронная почта: icsi.os@mail.ru. Аттестат аккредитации № RA.RU.11СП29, выдан 10.06.2016 года

ПРОДУКЦИЯ

Вентиль-пробоотборник устьевой для взятия проб продукта из трубопровода под давлением, модели: ВП1-15х14, ВП1-15х21, ВП1-15х35, ВПН1-15х14, ВПН1-15х21, ВПН1-15х35, ВП1-15х14К, ВП1-15х21К, ВП1-15х35К. ТУ 3132-005-62222403-2015. Серийный выпуск

код ОК
28.99.36.190

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

ТУ 3132-005-62222403-2015 "Вентили-пробоотборник устьевой ВП1-15х14 (21,35). Технические условия"

код ТН ВЭД

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью "Лабораторные Технологии". Место нахождения: Российская Федерация, Нижегородская область, 606002, город Дзержинск, улица Ленинградская, дом 12, строение А, идентификационный номер налогоплательщика: 5249102088, телефон: +78313367613, электронная почта: k367613@yandex.ru

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН

Общество с ограниченной ответственностью "Лабораторные Технологии". Основной государственный регистрационный номер: 1095249003574, место нахождения: Российская Федерация, Нижегородская область, 606002, город Дзержинск, улица Ленинградская, дом 12, строение А, телефон: +78313367613, электронная почта: k367613@yandex.ru

НА ОСНОВАНИИ

Протокола испытаний № АВ14-7131-12-2016 от 05.12.2016 г., Испытательная лаборатория «Технический центр испытаний» (ИЛ "ТЦИ") аттестат № ES.RU.21AB14 от 05.02.2018 года, адрес: 109472, г. Москва, Проспект Волгоградский, д. 183, корп. 2

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Схема сертификации: З



Руководитель органа

Е.Исаев
подпись

Евгений Викторович Исаев
инициалы, фамилия

Эксперт

Д.Негода
подпись

Негода Дмитрий Владимирович
инициалы, фамилия

Сертификат не применяется при обязательной сертификации

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Приложение Б



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

Общество с ограниченной ответственностью
«ННК-Саратовнефтегаздобыча»

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

Генеральному директору
ООО «СВЗК»

Н.А. Ховрину

О предоставлении
информации для обработки замечаний

Уважаемый Николай Анатольевич!

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

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

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

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

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

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

С уважением,
Генеральный директор

Есипов Д.А.

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

47

Приложение В

Минимальное и фактическое расстояния от зданий и сооружений соседних предприятий и т.д. в соответствии с п.7.2 ГОСТ 55990-2014

	Минимальное расстояние от оси газопровода III класса, м	Минимальное расстояние от оси газопровода II класса (расчетное), м	Фактическое расстояние (ближняя/дальняя точки трубопровода), м
1 группа А: Города и другие населенные пункты, отдельные промышленные и с/х предприятия,	100	105	3450
2 группа Б: Железнодорожные и автобусные станции	120	125	18480
3 группа В: Железные дороги общего пользования, автомобильные дороги общего пользования, очистные сооружения и НС водопроводные	75	80	18480 2900 4230
4 группа Г: Мосты автомобильных дорог общего пользования III, IV, V категорий и подъездных дорог к промышленным предприятиям	30	35	915
6 группа Е: Территории ГПС, поставляющих газ в кольцевую распределительную сеть, ГРП, в т.ч. шкафного типа, ГРУ	30	30	3450
14 Объекты: Расстояние при параллельном следовании ВЛ с подземными трубопроводами (ПУЭ, табл. 2.5.40) ВЛ до 20 кВ ВЛ 500 кВ		10 30	830 6775
14 Объекты: Расстояние от отдельно стоящих РУ, ТП и ПП до помещений со взрывоопасными зонами и наружных взрывоопасных установок (ПУЭ, табл.7.3.13, закрытых / открытых)		60 / 80	830
Магистральный газопровод (СП36.13330.2012 табл.6)		8	733

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

48

Наименьшее расстояние между зданиями и сооружениями объектов обустройства нефтяных, газовых, газоконденсатных месторождений в соответствии с ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», приказ 534 от 15.12.2020 г.

Здания и сооружения	Устья эксплуатационных газовых и газоконденсатных скважин	Операторные, отдельно стоящие шкафы и блоки управления
1. Устья эксплуатационных газовых и газоконденсатных скважин	1	24
2. Операторные, отдельно стоящие шкафы и блоки управления	24	1

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



Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

49

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений								
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	Измененных	Замененных	Новых	Аннулированных				
1	-	Все	-	-	48	01-23		02.06.23
2	-	Все	-	-	48	01-23		02.06.23

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-ТЧ-РС03

Лист

50

Участки по давлению

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

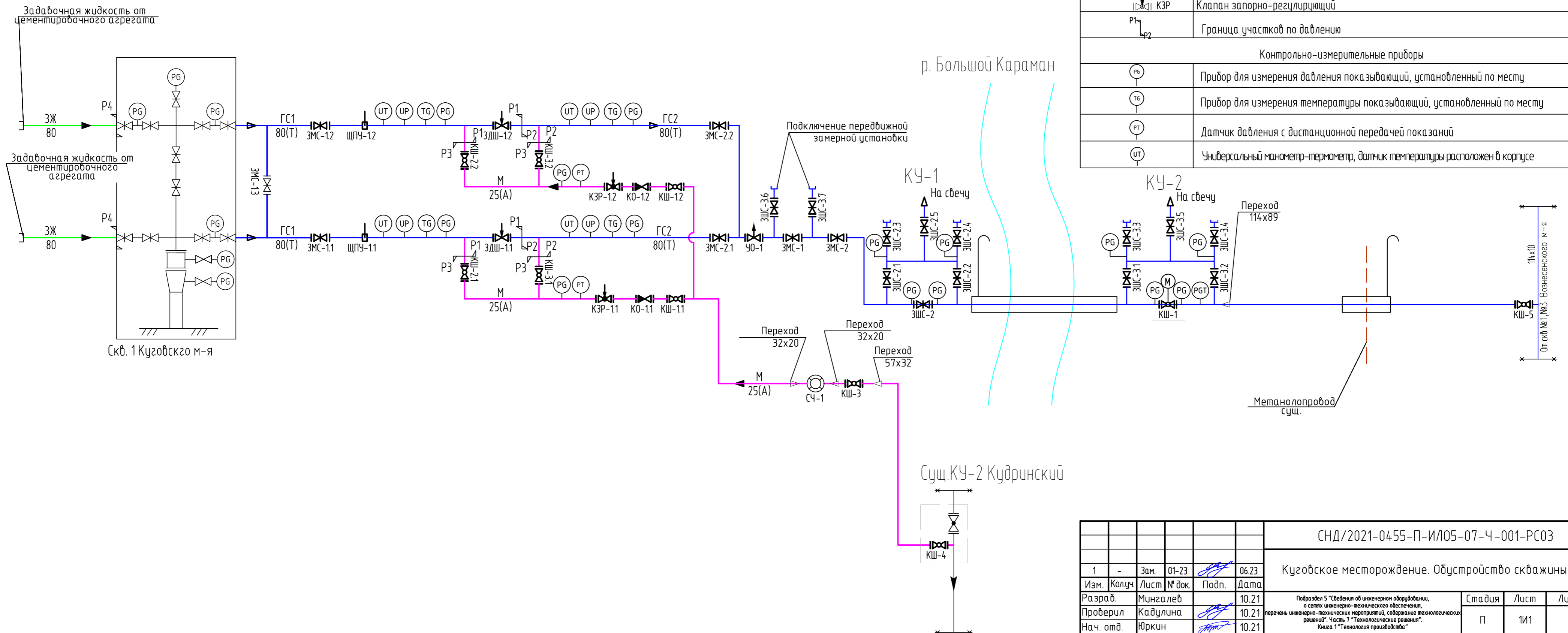
Экспликация оборудования и арматуры

Позиция	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
ЗМС-1.1.3	Задвижка шиберная маслonaполненная ЗМС	7	DN 80, PN 350	
ЗДШ-1.1.2	Задвижка дисковая штурцерная	2	DN 65, PN 350	
ЧО-1	Устройство отсекающее	1	DN 80, PN 250	
ЩПУ-1.1.2	Щелевое пробоотборное устройство	2	PN 250	
КШ-1.1.4	Кран шаровой	9	DN 25, DN50, DN100, PN 250	
КО-11,12	Клапан обратный	2	DN 25, PN 250	
КО-1.3,1.4	Клапан обратный	2	DN 80, PN 350	
СЧ-1	Счетчик жидкости	1	DN 25, PN 250	
КЗР-1.1.2	Клапан запорно-регулирующий	2	DN 25, PN 250	

Условные обозначения и изображения

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

Схема технологическая принципиальная














СНД/2021-0455-П-ИЛ05-07-Ч-001-РС03					
1	-	Зам.	01-23	06.23	Куговское месторождение. Обустройство скважины №1
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Мингалеб				10.21
Проверил	Кадчулина				10.21
Нач. отд.	Юркин				10.21
Н. контр.	Шешунова				10.21
ГИП	Кузнецов				10.21
Схема технологическая принципиальная					000 "СВЗК"

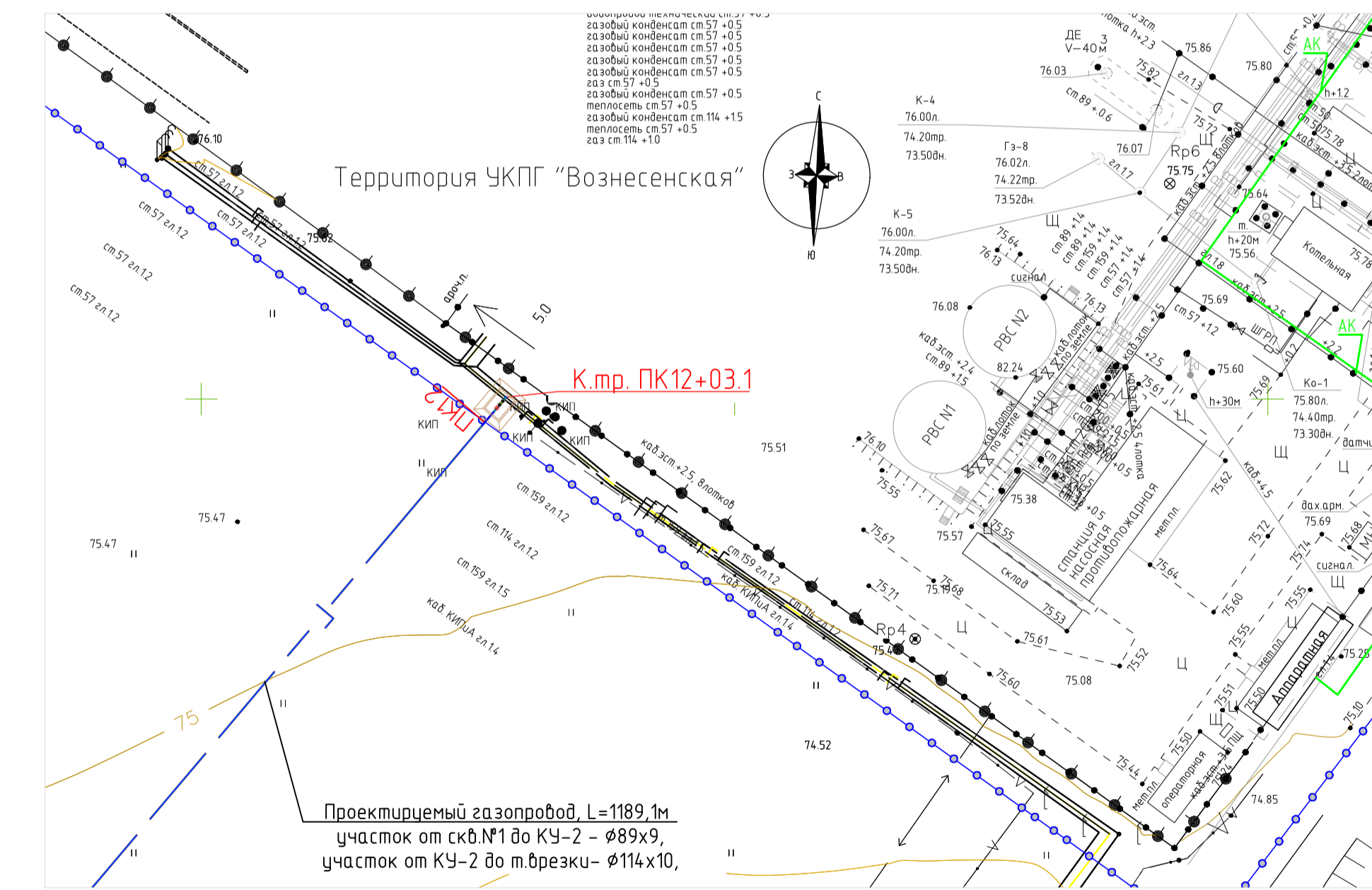
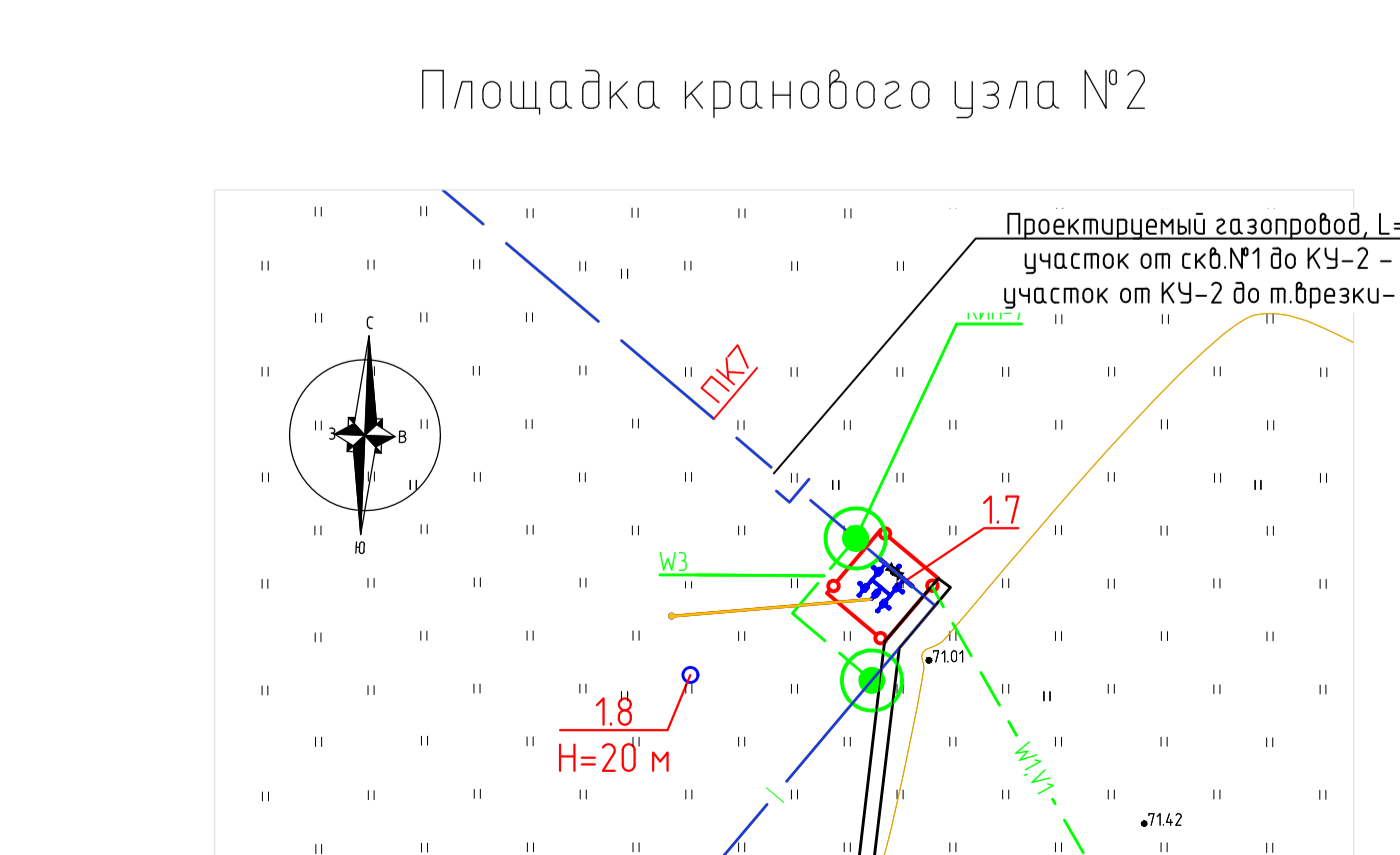
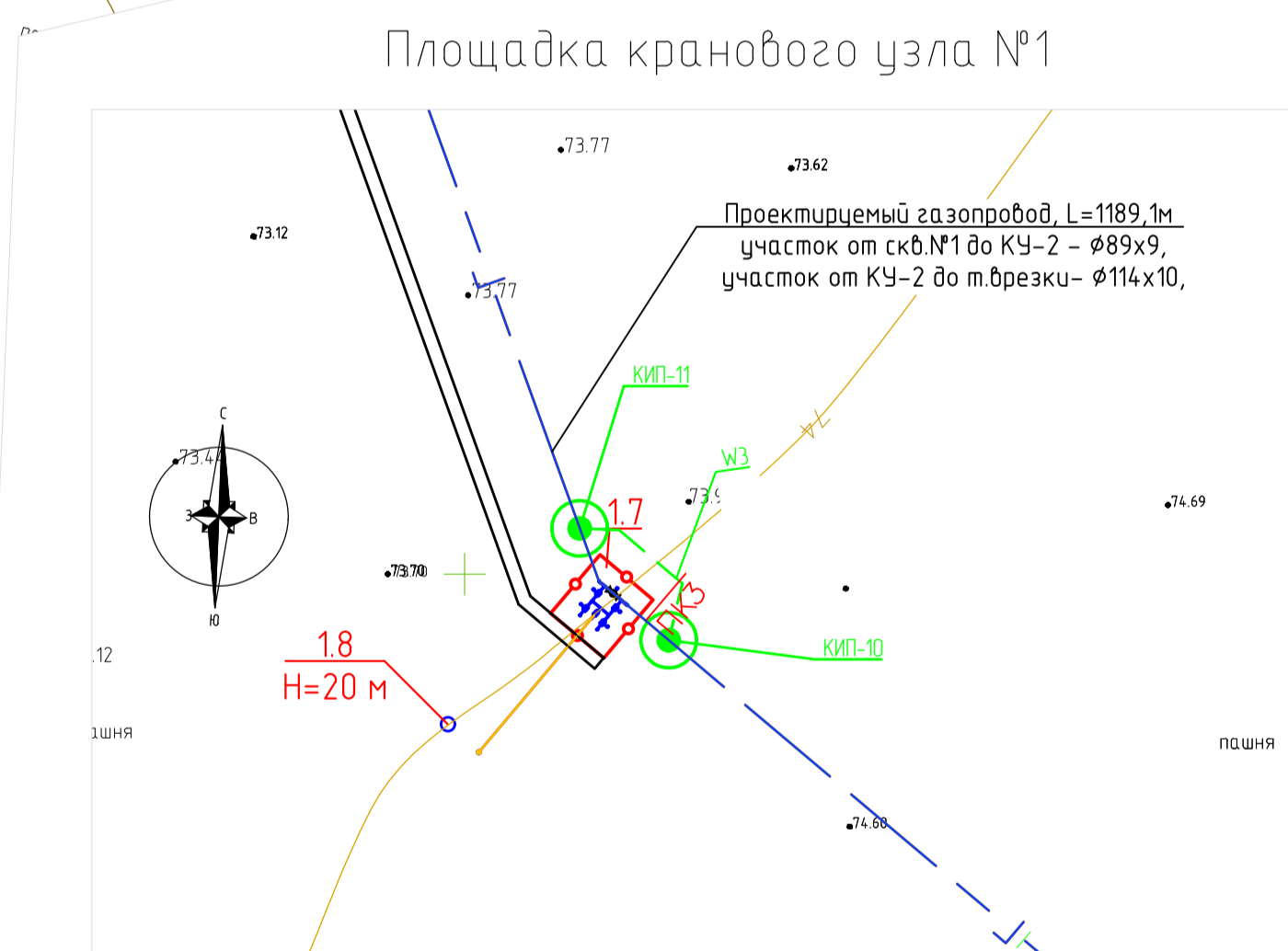
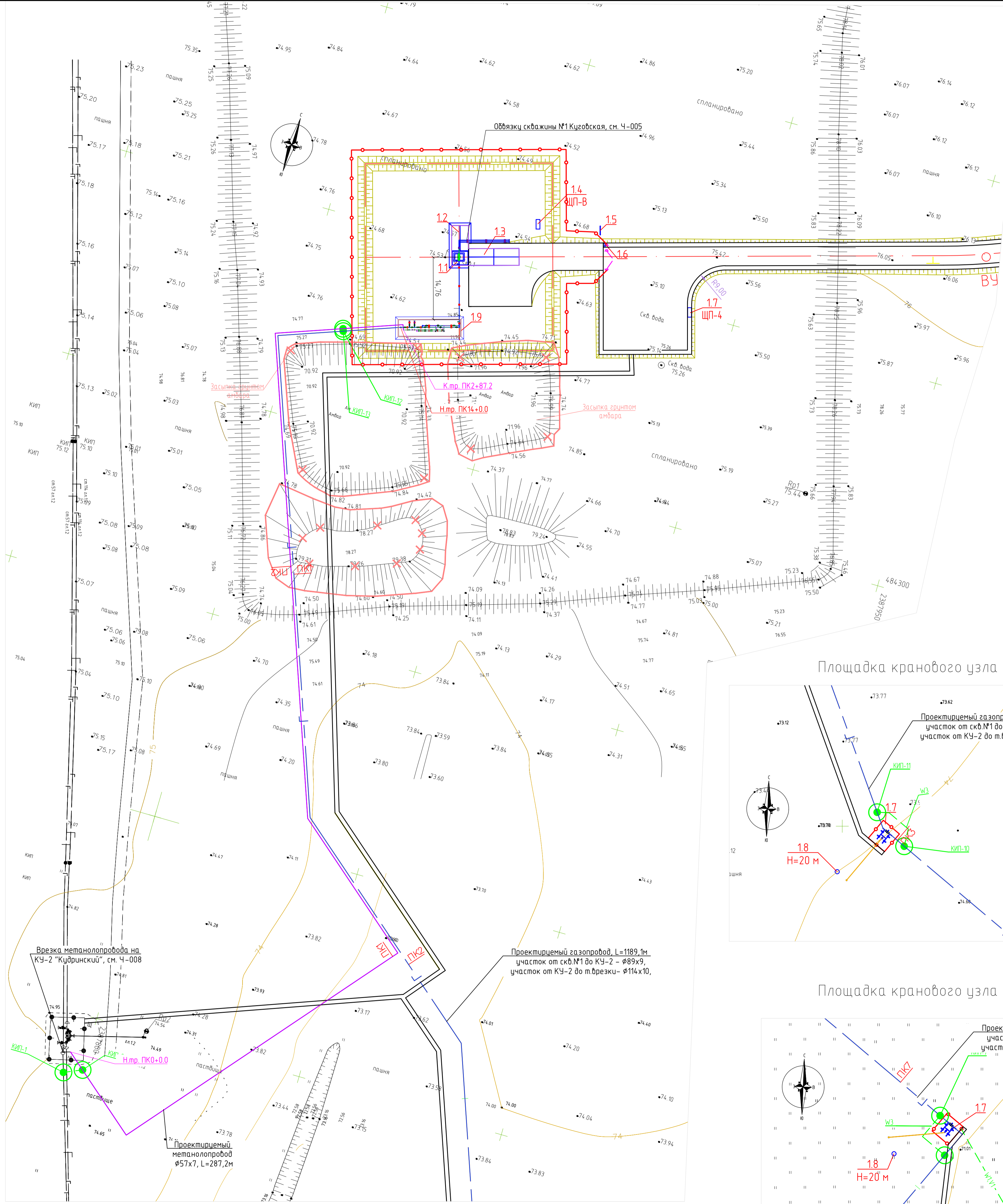
Согласовано
 Взам. инв. №
 Подп. и дата
 Инф. № подл.

Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые сооружения		
11	Приустьевая площадка газовой скважины	
12	Площадка обслуживания	
13	Площадка под ремонтный агрегат	
14	Пожарный щит, 2 шт.	
15	Аншлаг	
16	Пост управления кнопочный (ПКУ)	
17	Площадка кранового узла, 2 шт.	
18	Молниеотвод, 2 шт.	
19	Площадка арматурного блока обвязки скважины	

Условные обозначения

-  Проектируемые здания и сооружения
-  Существующие здания и сооружения
-  Проектируемые автодороги и подъезды
-  Существующие автодороги
-  Существующие откосы
-  Проектируемые откосы
-  Проектируемое ограждение
-  Проектируемый газопровод
-  Проектируемый металлопроход
-  Проектируемый электрический кабель до 1кВ (подземный)
-  Проектируемый кабель КИПиА (подземный)

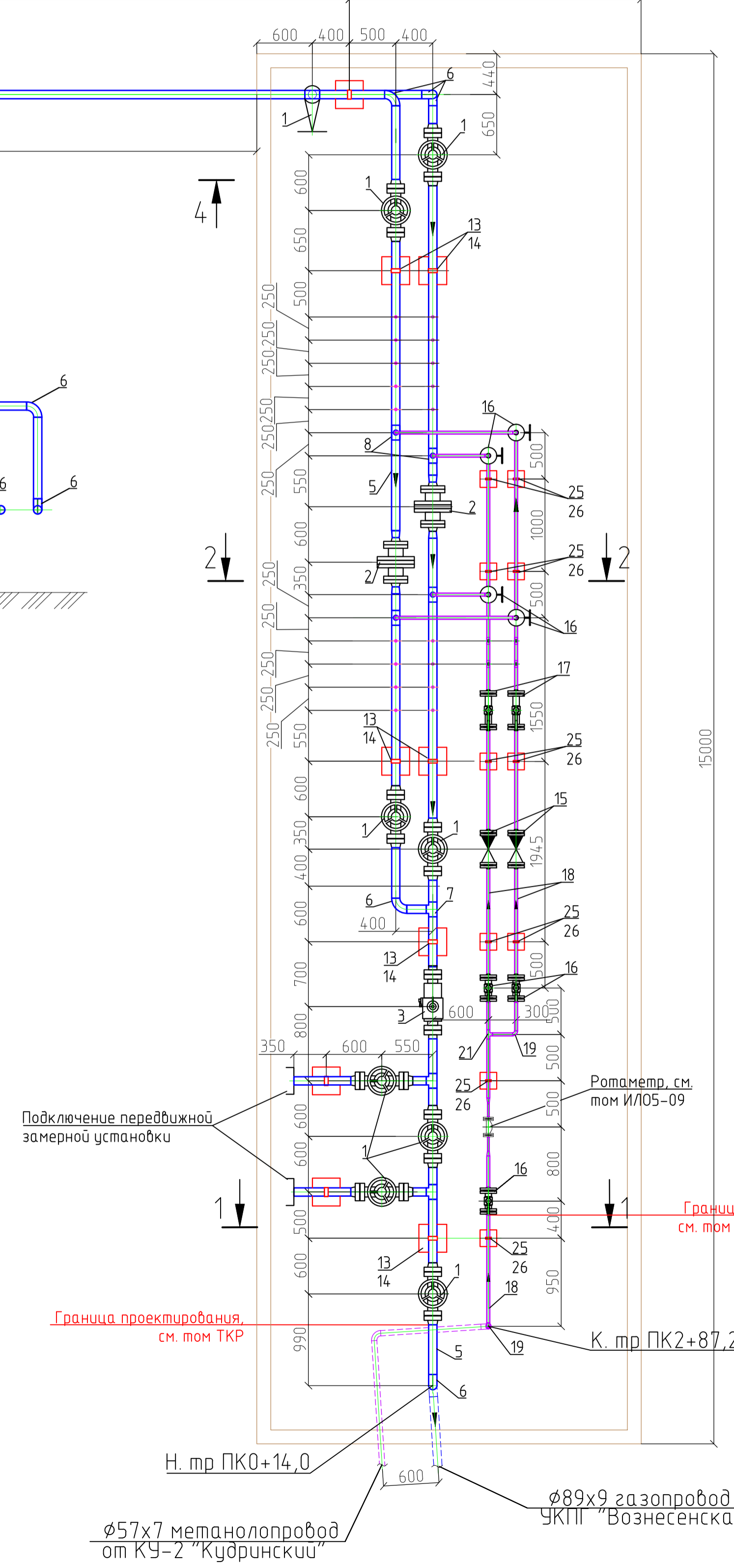
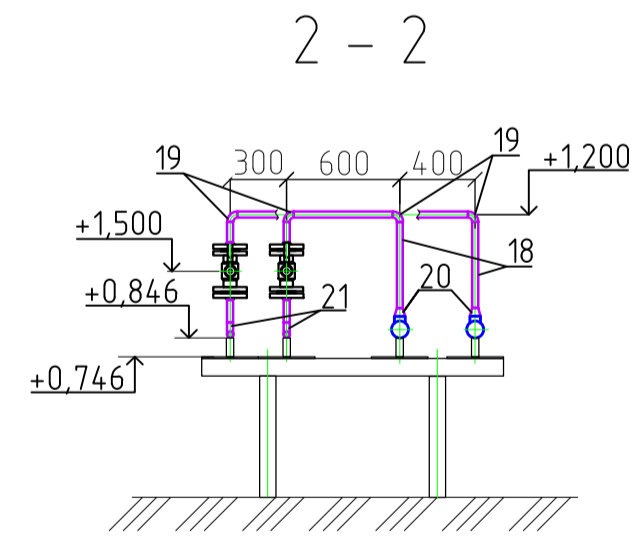
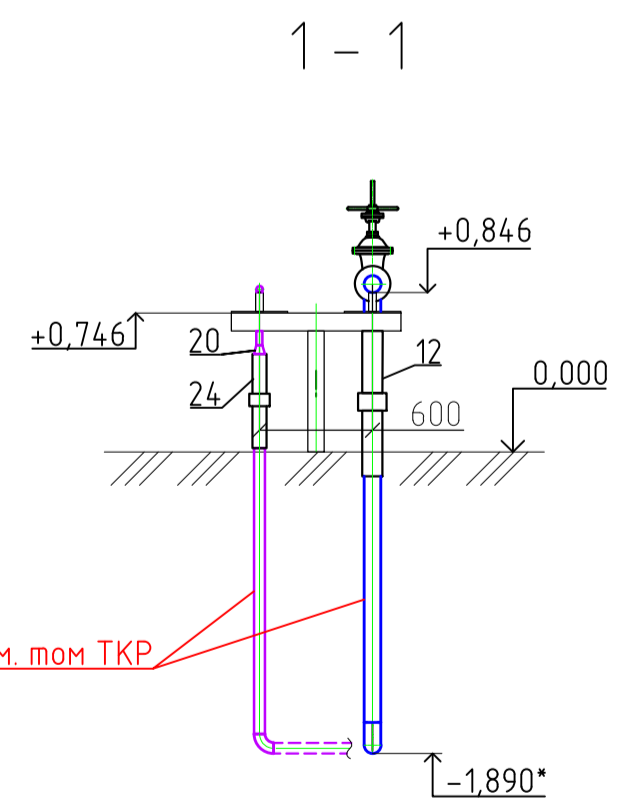
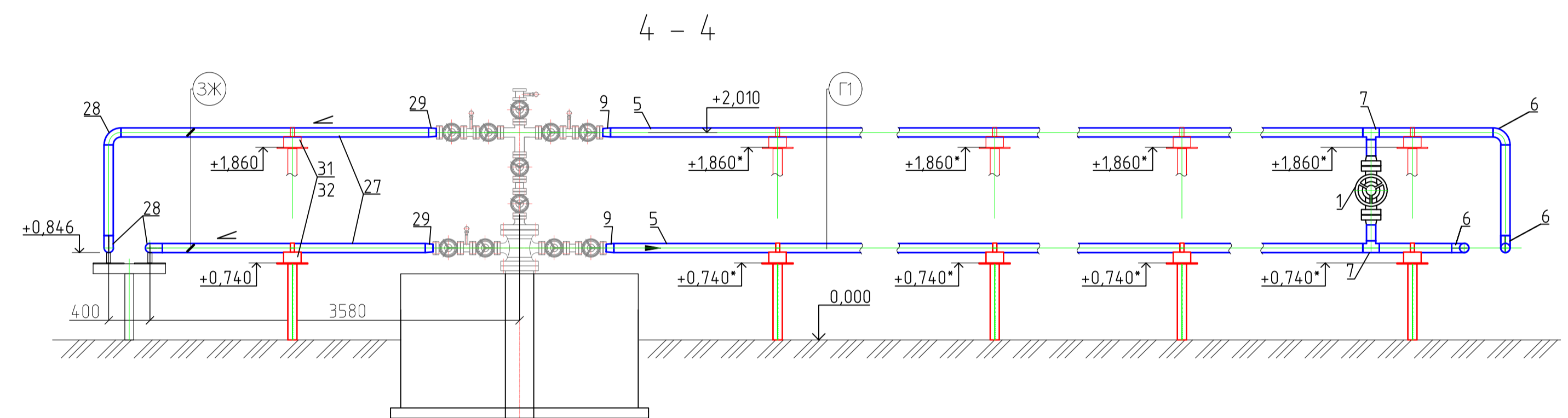
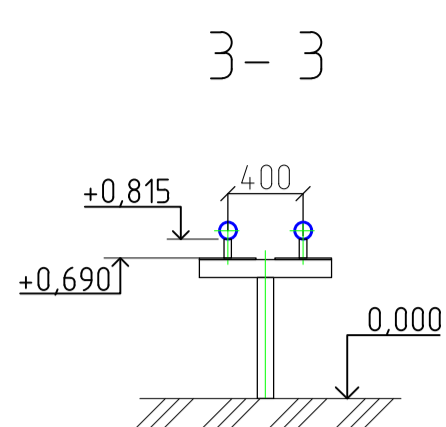
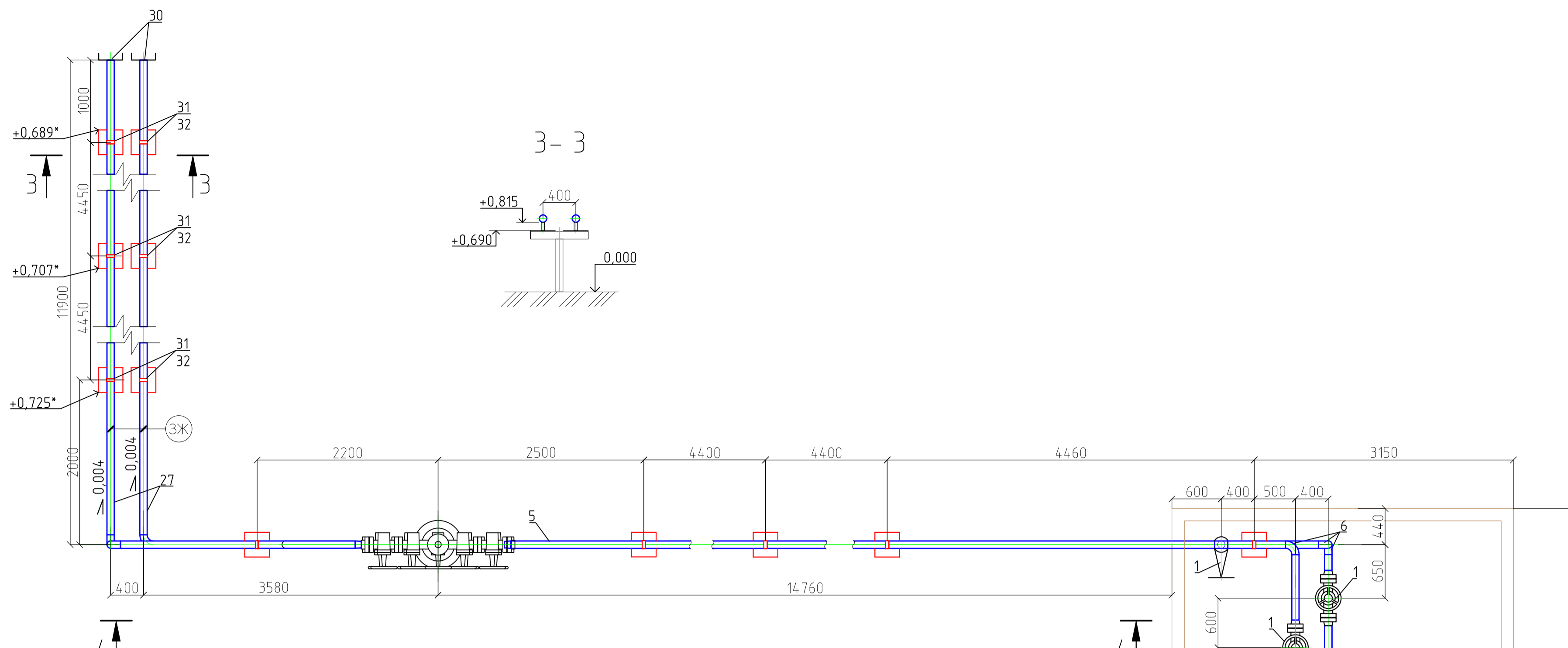
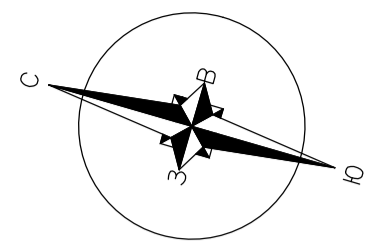


- Примечание:
1. Система координат - МСК-63, 2 зона
 2. Система высот - Балтийская 1977 г
 3. Данный чертеж выполнен на основании инженерно-геодезических изысканий, выполненных ООО "СВЗК" в 2021 г.

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-07-04-002-РС02				Кузбоское месторождение. Обустройство скважины №1					
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Подраздел 5 "Специфика об инженерно-технических, а также инженерно-технических объектов, поручение инженерно-технической организации, выполняющая инженерно-технические работы". Часть 7 "Технологическая группа". Книга 1 "Технологическая группа".	Стандия	Лист	Листов
Разраб.	Клычкова				0122		п	2	
Проб.	Юркин				0122				
Н.контр.	Шешунова				0122	План расположения оборудования и трубопроводов	000 "СВЗК"		
ГИП	Кузнецов				0122				

1:500

Формат А1



1. За отметку 0,000 принята планировочная отметка верха площадки 74,65;
2. План расположения площадки см. лист 2;
3. * - Отметки уточнить при монтаже;
4. Опознавательную окраску фланцевых соединений и трубопровода выполнить по ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки»;
5. Надпись о направлении потока выполнить на маркировочных щитках красного цвета. Закрепление маркировочного щитка МЩ-1 производить саморезающими винтами - винт 4x12.04.019 ГОСТ 10621-80 - 4 штуки на один маркировочный щиток;
6. Антикоррозионную защиту наружной поверхности трубопровода выполнять в соответствии с требованиями, указанными в текстовой части раздела;

Составлено
И.В. Н. подл.
Проверено и дата
В.А.М.И.И.И.

СНД/2021-0455-П-ИЛ05-07-4-003-Р002			
Кугобское месторождение. Обустройство скважины №1			
Изм.	Колуч	Лист	№ док
Разраб.	Лычкова	0122	0122
Проб.	Юркин	0122	0122
Н.контр.	Шешунова	0122	0122
ГИП	Кузнецов	0122	0122
Приусевская площадка скважины №1		п	3
000 "СВЗК"		Формат А1	