

АО «QARMET»



ТОО «Имсталькон-Проект»
Государственная лицензия ГСЛ №00204

ТОО «Алтын-Самыруқ»
Государственная лицензия №19019092

**«Строительство газопровода природного газа от МГ
Сары-Арка до территории комбината с установкой
АГРС АО «Qarmet» Карагандинская область»**

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

24/06/05/1-ПСД-ОПЗ

Том 2



Темиртау, 2025г.

**АО
«QARMET»**



ТОО «Имсталькон-Проект»
Государственная лицензия
ГСЛ №00204

ТОО «Алтын-Самыруқ»
Государственная лицензия
№19019092

УТВЕРЖДАЮ:
Заказчик АО «QARMET»

« ____ » _____ 2025г.

**«Строительство газопровода природного газа от МГ
Сары-Арка до территории комбината с установкой
АГРС АО «Qarmet» Карагандинская область»**

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

24/06/05/1-ПСД-ОПЗ

Том 2

Директор

Р. Баженов.



Главный инженер проекта

Камардин Р.В.

Темиртау 2025

СОСТАВ ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Наименование отделов / раздела	Должность	Ф.И.О.	Подпись	Дата
Электроснабжение, Электрохимическая защита, Автоматизация комплексная, Видеонаблюдение, Охранная сигнализация, Электроосвещение, Наружные сети связи	Нач. отдела	Черных Е.В.		05.25
	Исполнитель	Поташов А.П.		05.25
Генеральный план, Архитектурно- строительные решения	Исполнитель	Сайлаубекулы А.		05.25
ГИП	ГИП	Камардин Р.В.		05.25
Технический отдел / все разделы	Нач. отдела	Ломаева Р.Ф.		05.25
	Нормоконтроль	Черных Е.В.		05.25

СОДЕРЖАНИЕ

СОСТАВ ИСПОЛНИТЕЛЕЙ.....	3
СОДЕРЖАНИЕ	4
СОСТАВ ПРОЕКТА.....	10
ЗАПИСЬ ГИПа	11
ПРИНЯТЫЕ НОРМЫ И СТАНДАРТЫ	12
Принятые сокращения.....	18
1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	21
1.1 Основание для разработки рабочего проекта	21
1.2 Классификация объекта.....	21
1.3 Исходные данные.....	21
Сведения о проведенных согласованиях проектных решений	21
1.4 Назначение и основные характеристики объекта.....	22
1.5 Характеристика участка строительства	23
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ.....	23
2.1 Общие данные.....	23
2.2 Линейная часть. Газопровод – отвод.....	25
2.2.1 Технологическая схема газопровода	25
2.2.2 Выбор и обоснование трассы газопровода-отвода.....	25
2.2.3 Маршрут проектируемого газопровода-отвода	26
2.2.4 Гидравлический расчет	28
2.2.4.1 Формулы и программное обеспечение.....	28
2.2.4.2 Исходные данные для выполнения гидравлического расчета.....	29
2.2.5 Конструктивная характеристика газопровода-отвода	30
2.2.5.1 Основные конструктивные характеристики газопровода	30
2.2.5.2 Трубы и соединительные детали.....	30
2.2.5.3 Линейная запорная арматура	32
2.2.5.4 Защита газопровода	32
2.2.6 Укладка газопровода - отвода.....	33
2.2.7 Очистка полости и испытание газопровода-отвода	34
2.2.7.1 Очистка полости трубопровода	35
2.2.7.2 Испытание газопровода-отвода	35
2.2.7.3 Гидравлическое испытание крановых узлов запорной арматуры.....	36
2.2.8 Оповестительные знаки	37
2.2.9 Сооружение переходов через естественные и искусственные препятствия	38
2.2.9.1 Пересечения с инженерными коммуникациями.....	38
2.3 Автоматизированная газораспределительная станция (АГРС).....	38

2.3.1	Назначение и технические характеристики АГРС	38
2.3.2	Описание принятых технологических решений.....	40
2.3.2.1	Узел переключения.....	40
2.3.2.2	Узел фильтрации и подогрева газа	41
2.3.2.3	Блок учета расхода газа	42
2.3.2.4	Блок редуцирования газа	43
2.3.2.5	Блок подготовки теплоносителя (см.раздел ТС).....	44
2.3.2.6	Блок автоматической одоризации газа (БАОГ)	45
2.3.2.7	Емкость для сбора конденсата	46
2.3.2.8	Емкость для хранения одоранта	46
2.3.2.9	Блок операторной.....	46
2.3.3	Анализ газа	47
2.3.4	Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования	47
2.3.5	Оборудования заводской поставки	47
2.3.5.1	Перечень оборудования.....	47
2.3.5.2	Конструктивные решения блок-контейнеров	48
2.3.6	Запорная арматура	49
2.3.7	Технологические трубопроводы.....	50
2.3.8	Противокоррозионная защита	50
2.3.9	Испытания пневматические на герметичность и прочность	51
2.3.10	Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к оборудованию, зданиям и сооружениям на опасных производственных объектах.....	51
2.3.11	Сведения о расчетной численности, профессионально квалификационном составе работников, числе рабочих мест и их оснащенности.....	52
2.3.12	Автоматическое управление узлами и агрегатами	56
2.3.13	Характеристика объектов по взрывопожарной и пожарной опасности.....	56
2.3.14	Противопожарные мероприятия АГРС.....	58
2.3.14.1	Газовая безопасность.....	58
2.3.15	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда	59
2.4	Подводящий распределительный газопровод Р=1,2МПа	59
2.4.1	Испытание и приемка распределительных газопроводов.....	61
2.5	Контроль качества строительства трубопровода	61
2.5.1	Контроль качества выполнения подготовительных работ	62
2.5.2	Контроль качества выполнения земляных работ	62

2.5.3 Приемка, отбраковка и освидетельствование труб, деталей трубопроводов и запорной арматуры	63
2.5.4 Контроль качества сварных соединений трубопроводов	64
2.5.5 Контроль состояния изоляции и приемка установленных средств электрохимической защиты.	64
2.5.6 Контроль чистоты полости трубопроводов и проверка на прочность и герметичность трубопроводов. Техническое расследование отказов при испытании трубопроводов.....	65
2.5.7 Контроль за охраной окружающей среды.....	66
2.6 Мероприятия по организации ремонтного хозяйства	66
2.7 Охрана окружающей среды	66
2.7.1 Влияние проекта на состояние окружающей среды и предполагаемые мероприятия по уменьшению вредного воздействия	69
2.8 Восстановление (рекультивация) земельного участка.....	69
3. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН И ТРАНСПОРТ	70
3.1 Общие данные.....	70
3.2 Основные решения по генеральному плану	70
3.2.1 Площадка кранового узла	71
3.2.2 Площадка охранного кранового узла	71
3.2.3 Площадка АГРС-140.....	71
3.3 Организация рельефа	71
3.4 Подъездная дорога	72
3.5 Благоустройство и озеленение	73
3.6 Решения по расположению инженерных сетей	74
3.7 Организация охраны предприятия	74
3.8 Основные показатели по генеральному плану	74
4. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ.....	74
4.1 Строительные решения.....	74
4.2 Характеристика участка строительства	76
4.2.1 Климатологические условия строительства.....	76
4.2.2 Физико-механические свойства грунтов.....	76
4.2.3 Водозащитные мероприятия.....	77
4.2.4 Антикоррозионные мероприятия.....	77
4.2.5 Мероприятия по электро-, взрыво-, и пожарной безопасности.....	78
4.2.6 Мероприятия по соблюдению санитарных требований	78
4.3 Техническая характеристика	78
5. ИНЖЕНЕРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, СЕТИ И СИСТЕМЫ	81
5.1 Водоснабжение и канализация.....	81

5.1.1	Хозяйственно-питьевое водоснабжение.....	81
5.1.2	Местное горячее водоснабжение.....	81
5.1.3	Хозяйственно-бытовая канализация.....	82
5.2	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха	83
5.2.1	Исходные данные.....	83
5.2.2	Основные технические решения.....	83
5.2.2.1	Узел очистки и подогрева газа.....	83
5.2.2.2	Блок редуцирования.....	83
5.2.2.3	Блок подготовки теплоносителя.....	84
5.2.2.4	Блок автоматической одоризации газа (БАОГ)	84
5.2.2.5	Блок операторной.....	84
5.2.3	Расчетная тепловая нагрузка на блоки	85
5.3	Тепломеханические решения. Теплоснабжение.	85
5.3.1	Годовые расходы теплоты и топлива котельными.....	86
5.4	Тепловые сети	86
5.5	Электроснабжение.....	88
5.5.1	Общие положения.....	88
5.5.2	Источники и схема электроснабжения.....	89
5.5.3	Внутриплощадочные электрические сети.....	89
5.5.4	Силовое электрооборудование	89
5.5.5	Наружное электроосвещение	90
5.5.6	Молниезащита	90
5.5.7	Заземление и защитное зануление.....	91
5.5.8	Защита от статического электричества.....	91
5.5.9	Инженерно-технические мероприятия и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций.....	91
5.6	Автоматизация комплексная	93
5.6.1	САУ ТП АГРС.....	93
5.6.2	Функции САУ ТП АГРС.....	93
5.6.2.1	Информационные функции	93
5.6.2.2	Управляющие функции.....	94
5.6.2.3	Функции АРМ оператора АГРС.....	94
5.6.2.4	Режимы работы САУ ТП АГРС	95
5.6.3	Интерфейс пользователя САУ ТП АГРС	95
5.6.4	Коммуникационные возможности	95
5.6.4.1	Контролируемые параметры.....	96
5.6.4.2	Коммерческий учет газа	97

5.6.5	Безопасность и надежность	97
5.6.5.1	Подсистемы САУ ТП АГРС	98
5.6.6	Решения по автоматизации и размещению оборудования САУ ТП АГРС	100
5.6.6.1	Узел переключения.....	100
5.6.6.2	Узел очистки и подогрева газа.....	101
5.6.6.3	Блок редуцирования газа	101
5.6.6.4	Блок подготовки теплоносителя.....	102
5.6.6.5	Блок операторной.....	102
5.6.6.6	Узел учета расхода газа	103
5.6.6.7	Блок автоматической одоризации газа.....	103
5.6.6.8	Подземная емкость сбора конденсата $V=2,5\text{м}^3$	104
5.6.6.9	Подземная емкость хранения одоранта $V=5,0\text{м}^3$	104
5.6.6.10	Емкость для слива теплоносителя $V=5,0\text{м}^3$	104
5.6.7	Электропитание системы автоматизации.....	104
5.6.8	Монтаж приборов автоматизации.....	104
5.6.9	Пожаробезопасность и взрывобезопасность.....	105
5.6.10	Автоматизация технологических процессов газопровода-отвода на АГРС-140	105
5.7	Электрохимическая защита	107
5.7.1	Проектные решения.....	107
5.7.1.1	Пассивная защита.....	107
5.7.1.2	Активная защита.....	108
5.7.1.3	Системы защиты	108
5.7.2	Решения по существующему подводящему распределительному газопроводу	109
5.7.2.1	Станции катодной защиты	109
5.7.2.2	Анодное заземление	111
5.7.2.3	Совместная защита	112
5.7.2.4	Контроль системы катодной защиты.....	112
5.7.2.5	Изолирующие муфты и электрические перемычки	112
5.7.2.6	Электрические кабели	113
5.7.3	Решения по АГРС.....	113
5.7.3.1	Станции катодной защиты и анодное заземление.....	113
5.7.3.2	Система ЭХЗ подземных емкостей	113
5.7.3.3	Контроль системы катодной защиты.....	113
5.7.3.4	Изолирующие муфты и перемычки	116
5.7.3.5	Электрические кабели	116
5.7.4	Решения по временной электрохимической защите	116

5.8 Системы связи	118
5.8.1 Общая часть	118
5.8.2 Проектные решения.....	118
5.8.3 Решения по линейной части.....	118
5.8.3.1Общее	118
5.8.3.2Волоконно-оптическая линия связи (ВОЛС)	118
5.8.3.3Требования к ВОК	119
5.8.3.4Технологические решения по монтажу и прокладке волоконно-оптического кабеля.....	119
5.8.3.5Требования к защитным полиэтиленовым трубам.....	120
5.8.3.6Технологические решения по монтажу и прокладке полиэтиленовой трубы.....	121
5.8.4 Решения по станционной части.....	123
5.8.4.1Общее	123
5.8.4.2Требования, предъявляемые к оборудованию связи	123
5.8.4.3Схема организации связи на оборудовании CISCO.....	123
5.8.4.4Организация линейно-диспетчерской радиосвязи	124
5.8.4.5Спутниковая связь	124
5.8.4.6Система телефонной связи.....	124
5.8.5 Основные требования по технике безопасности	124
5.8.6 Охранная сигнализация.....	Ошибка! Закладка не определена.
5.8.7 Видеонаблюдение.....	Ошибка! Закладка не определена.
5.8.8 Пожарная сигнализация	125

СОСТАВ ПРОЕКТА

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	Том 1.1-ИГИ Том 1.2-ИГИ	Отчет по комплексным инженерно-геодезическим изысканиям Отчет по комплексным инженерно-геологическим изысканиям	
2	ОПЗ	Общая пояснительная записка	
2.1	ПРП	Паспорт рабочего проекта	
2.2	ПОС	Проект организации строительства	
2.3	ИТМ ГО ЧС	Инженерно-технические мероприятия по ГО и ЧС. Решения по обеспечению комплексной безопасности и антитеррористической защищенности	
3	Том 3	Чертежи и спецификации Газопровод – отвод	
4	Том 4	Чертежи и спецификации АГРС	
5	Том 5	Чертежи и спецификации Подводящий газопровод	
6	СМ	Сметная документация	
7	ПМиО	Перечень материалов и оборудования	
Приложения			
2	Приложение к ОПЗ	Графические материалы и Текстовые материалы (технические условия, согласования, письма)	

ЗАПИСЬ ГИПА

Принятые технические решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил Республики Казахстан по взрывопожарной и экологической безопасности, по охране труда, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объектов и сооружений при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

Главный инженер проекта



(Подпись)

Камардин Р.В.

ПРИНЯТЫЕ НОРМЫ И СТАНДАРТЫ

Перечень нормативных документов, используемых при разработке рабочего проекта приведен в таблице.

№ п/п	Шифр и номер документа	Наименование документа	Примечание
Нормативные документы, действующие на территории РК			
1.	СН РК 3.01-03-2011	Генеральные планы промышленных предприятий	
2.	СН РК 5.01-02-2013, СП РК 5.01-102-2013	Основания зданий и сооружений	
3.	СП РК EN 1992-1- 1:2004/2011	Проектирование железобетонных конструкций. Часть 1-1. Общие правила и правила для зданий	
4.	СП РК 3.03-122-2013	Промышленный транспорт	
5.	СН РК 3.04-11-2023, СП РК 3.04-112-2013	Мелиоративные системы и сооружения	
6.	СН РК 4.02-03-2012	Системы автоматизации	
7.	СН РК 5.01-01-2013, СП РК 5.01-101-2013	Земляные сооружения, основания и фундаменты	
8.	СН РК 1.03-01-2023 СН РК 1.03-02-2014	Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений	
9.	СН РК 2.01-01-2013 СП РК 2.01-101-2013	Защита строительных конструкций от коррозии	
10.	СН РК 2.02-02-2023 СП РК 2.02-102-2022	Пожарная автоматика зданий и сооружений	
11.	СП РК 2.02-101-2022	Пожарная безопасность зданий и сооружений	
12.	СП РК 2.04-01-2017	Строительная климатология	
13.	СН РК 2.04-01-2011 СП РК 2.04-104-2012	Естественное и искусственное освещение	
14.	СН РК 3.05-01-2013 СП РК 3.05-101-2013	Магистральные трубопроводы	
15.	СН РК 3.01-01-2013 СП РК 3.01-101-2013	Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских населенных пунктов	
16.	СН РК 3.02-08-2013 СП РК 3.02-108-2013	Административные и бытовые здания	
17.	ВН РК 3.1-001-2024	Автомобильные дороги	
18.	СП РК 3.05-103-2014	Технологическое оборудование и технологические трубопроводы	
19.	СН РК 4.01-01-2011 СП РК 4.01-101-2012	Внутренний водопровод и канализация зданий	
20.	СНиП РК 4.01-02-2009	Водоснабжение. Наружные сети и сооружения	
21.	СН РК 4.02-01-2011 СП РК 4.02-101-2012	Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха	
22.	СП РК EN 1993	Проектирование стальных конструкций	
23.	СТ РК EN 1090-2-2011	Изготовление стальных и алюминиевых конструкций" части 1÷3	
24.	СН РК 4.04-07-2023 СП РК 4.04-107-2013	Электротехнические устройства	
25.	СН РК 1.03-00-2022	Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений	
26.	СН РК 1.02-03-2022	Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектно-сметной документации на строительство	
27.	СН РК 2.04-07-2022	Тепловая защита зданий	
28.			
29.			

№ п/п	Шифр и номер документа	Наименование документа	Примечание
30.			
31.			
32.	СН РК 1.03-05-2011	Охрана труда и техника безопасности в строительстве	
33.	СН РК 2.02-02-2023*	Нормы оборудования зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре	
34.			
35.	СО-153-34.21.122-2003	Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций	
36.	СП РК 4.01-105-2014	«Отвод земель для магистральных водоводов и канализационных коллекторов»	
37.	СН РК 2.03-07-2013	Строительство электросетевых объектов в сейсмических районах	
38.	СН РК 4.01.03-2011*	Водоотведение. Наружные сети и сооружения	
39.	СН РК 4.01-05-2002	Инструкция по проектированию и монтажу сетей водоснабжения и канализации из пластмассовых труб	
40.	СН РК 4.02-02-2011	Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов	
41.	СП РК 4.04-109-2013	Правила проектирования силового и осветительного оборудования промышленных предприятий	
42.	МСН 4.03-01-2003	Газораспределительные системы	
43.	СН РК 2.04-03-2011, СН РК 2.04-04-2011	Тепловая защита зданий	
44.	МСН 4.02-02-2004 *	Тепловые сети	
45.	Пособие к МСН 4.02-02-2004	Тепловые сети	
46.	МСП 4.03-103-2005	Проектирование, строительство и реконструкция газопроводов с применением полиэтиленовых труб	
47.	МСП 5.01-102-2002	Проектирование и устройство оснований и фундаментов зданий и сооружений	
48.	СТ РК 34.015-2002	Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы	
49.	СТ РК 1666-2007	Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия	Министерств о индустрии и торговли РК
50.	СТ РК ГОСТ Р 51164-2005	Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии	Министерств о индустрии и торговли РК
51.	СТ РК ГОСТ Р 12.4.026-2002	Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Общие технические условия и порядок применения	
52.	ГОСТ 2.105-95	Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам	
53.	ГОСТ 2.761-84 (СТ СЭВ 5049-85)	Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в схемах. Компоненты волоконно-оптических систем передачи	
54.	ГОСТ 8.586.1-2005 (ИСО 5167-1:2003)	Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования	

№ п/п	Шифр и номер документа	Наименование документа	Примечание
55.	ГОСТ 8.586.2-2005 (ИСО 5167-2:2003)	Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования	
56.	ГОСТ 8.586.3-2005 (ИСО 5167-3:2003)	Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 3. Сопла и сопла Вентури. Технические требования	
57.	ГОСТ 8.586.4-2005 (ИСО 5167-4:2003)	Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 4. Трубы Вентури. Технические требования	
58.	ГОСТ 8.586.5-2005	Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений	
59.	ГОСТ 9.602-2016	Единая система от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии	
60.	ГОСТ 12.0.001-82	Система стандартов безопасности труда. Основные положения	
61.	ГОСТ 12.1.003-2014	Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности	
62.	ГОСТ 12.1.004-91	Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования	
63.	ГОСТ 12.2.003-91	Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности	
64.	ГОСТ 12.2.061-81	Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам»	
65.	ГОСТ 16037-80	Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры	
66.	ГОСТ 21.406-88	Система проектной документации для строительства. Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах	
67.	ГОСТ 21.607-2014	Система проектной документации для строительства. Электротехническое освещение территории промышленных предприятий. Рабочие чертежи	
68.	ГОСТ 24.104-85	Единая система стандартов автоматизированных систем. Автоматизированные системы управления. Общие требования	
69.	ГОСТ 22853-86	Здания мобильные (инвентарные). Общие технические условия	
70.	ГОСТ 5542-2022	Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия	
71.	ГОСТ 6465-2023	Эмали ПФ-115. Технические условия	
72.	ГОСТ 8240-97	Швеллеры стальные горячекатаные. Сортамент	
73.	ГОСТ 8509-93	Уголки стальные горячекатаные равнополочные. Сортамент	
74.	ГОСТ 8734-75	Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент	
75.	ГОСТ 8732-78	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент	
76.	ГОСТ 8731-74 (СТ СЭВ 1482-78)	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования	
77.	ГОСТ 31108-2020 (СТ СЭВ 5683-86)	Портландцемент и шлакопортландцемент. Технические условия	
78.	ГОСТ 10704-91*	Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент	

№ п/п	Шифр и номер документа	Наименование документа	Примечание
79.	ГОСТ 12.0.230-2007	Система стандартов безопасности труда. Системы управления охраной труда. Общие требования. ILO-OSH2001	
80.	ГОСТ 17310-2002	Газы. Пикнометрический метод определения плотности	
81.	ГОСТ 19903-2015	Прокат стальной горячекатаный. Сортамент	
82.	ГОСТ 20010-93	Перчатки резиновые технические. Технические условия	
83.	ГОСТ 21924-2024	Плиты железобетонные с ненапрягаемой арматурой для покрытий городских дорог	
84.	ГОСТ 22266-2013	Цементы сульфатостойкие. Технические условия	
85.	ГОСТ 24045-2010	Профили стальные листовые гнутые с трапециевидными гофрами для строительства	
86.	ГОСТ 25812-83 (СТ СЭВ 5291-85)	Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии	
87.	ГОСТ 25129-2020	Грунтовка ГФ-021 Технические условия	
88.	ГОСТ 26020-83	Двутавры стальные горячекатаные с параллельными гранями полок. Сортамент	
89.	СТ СЭВ 1407-88	Надежность строительных конструкций и оснований. Нагрузки и воздействия. Основные положения	
90.	СП РК 1.02-21-2007	Правила разработки, согласования, утверждения и состав технико-экономических обоснований на строительство	
91.	ВСН 116-93	Инструкция по проектированию линейно-кабельных сооружений связи	
92.	ВСН 39-84	Катодная защита от коррозии оборудования и металлических конструкций гидротехнических сооружений	
93.	ВСН 010-88	Строительство магистрального трубопровода. Подводные переходы	
94.	ВСН 005-88	Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технологии и организация	
95.	ВНТП115-80	Магистральные кабельные линии связи	
96.	ВУПП-88	Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности	
97.	СТ РК 1916-2009	Промышленность нефтяная и газовая. Магистральные газопроводы. Требования к технологическому проектированию.	
98.	РДС РК 2.04-14-2003	Квалификационные требования, предъявляемые к инженерно-технической укреплённости и оснащённости системами безопасности особо важных государственных и стратегических объектов, а также объектов жизнеобеспечения	
99.	Приказ МНЭ РК №165 от 28.02.2015г.	Правила определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам	
100.	Приказ МЭ РК №33 от 22.01.2015	Об утверждении Правил эксплуатации магистральных газопроводов	Министерств о энергетики и минеральных ресурсов РК
101.	СТ АО 970740000392-109-2017 (рекомендации)	Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов	Министерств о энергетики и минеральных ресурсов РК

№ п/п	Шифр и номер документа	Наименование документа	Примечание
102.	СТ АО 970740000392-110-2017 (рекомендации)	Правила технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов	Министерств о энергетики и минеральных ресурсов РК
103.	Закон РК № 532-IV от 09.01.2012г.	О газе и газоснабжении	
104.	Закон РК № 20-V от 22.06.2012г.	О магистральном трубопроводе	
105.	Приказ МЭ РК №210 от 18.12.2014г.	Об утверждении Правил устройства электроустановок	
106.	Приказ МЭ РК №230 от 20.03.2015г.	Об утверждении Электросетевых Правил	
107.	Постановление Правительства РК № 1077 от 09.10.2014г.	Об утверждении Правил пожарной безопасности	
108.	Приказ МВД РК №439 от 23.06.2017г.	Об утверждении Технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности»	
109.	Приказ МВД РК №673 от 09.10.2017г.	Об утверждении Требований по безопасности объектов систем газоснабжения	
110.	Приказ МЭ РК №32 от 22.01.2015г.	Об утверждении Правил организации охраны магистральных трубопроводов	
111.	Постановление Правительства РК № 927 от 09.07.2012г.	Об утверждении Правил расчета и утверждения норм потребления товарного и сжиженного нефтяного газа	
112.	Приказ МИР РК №354 от 30.12.2014г.	Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов	
113.	ОСТ РК 153-39-012-2005	Методика по применению стальных труб газовой и нефтяной промышленности	
114.	СТ ГУ 153-39-011-2005	Магистральные газопроводы. Инструкция по оценке стресс-коррозионных дефектов по степени их опасности	Минэнерго и минеральных ресурсов РК
115.	СТ ГУ 153-39-025-2005	Инструкция по применению изолирующих фланцевых соединений на магистральных газопроводах	Минэнерго и минеральных ресурсов РК
116.	СТ ГУ 153-39-026-2005	Указания по применению вставок электроизолирующих для газопроводов	Минэнерго и минеральных ресурсов РК
117.	СТ ГУ 153-39-035-2005	Требования к применению полимерных изоляционных лент и оберточных материалов для изоляции трубопроводов	Минэнерго и минеральных ресурсов РК
118.	СТ ГУ 153-39-043-2006	Методические указания по пневматическому испытанию наружных трубопроводов компрессорных станций, газораспределительных станций, линейной части магистральных газопроводов	Минэнерго и минеральных ресурсов РК
119.	СТ ГУ 153-39-046-2006	Руководство по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта хранения газа	Минэнерго и минеральных ресурсов РК
120.	СТ ГУ 153-39-048-2006	Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных газопроводов	Минэнерго и минеральных ресурсов РК

№ п/п	Шифр и номер документа	Наименование документа	Примечание
121.	СТ ГУ 153-39-056-2006	Экологические требования при проектировании, строительстве и эксплуатации объектов магистральных трубопроводов	Минэнерго и минеральных ресурсов РК
122.	СТ ГУ 153-39-064-2006	Нормы аварийного запаса труб, горюче-смазочных материалов, трубопроводной арматуры, соединительных деталей и заготовок для магистральных газопроводов	Минэнерго и минеральных ресурсов РК
123.	СТ ГУ 153-39-065-2006	Основные положения по автоматизации, телемеханизации и созданию информационно-управляющих систем объектов энергообеспечения предприятий добычи, транспорта и хранения газа	
124.	СТ ГУ 153-39-066-2006	Основные положения по автоматизации, телемеханизации и автоматизированным системам управления технологическими процессами транспортировки газа	
125.	СТ ГУ 153-39-080-2006	Правила подачи газа магистральным газопроводам и потребителям	Минэнерго и минеральных ресурсов РК
126.	СТ ГУ 153-39-086-2006	Инструкция по проектированию технологических трубопроводов условным давлением до 10 МПа	Минэнерго и минеральных ресурсов РК
127.	СТ ГУ 153-39-087-2006	Инструкция по проектированию зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности	Минэнерго и минеральных ресурсов РК
128.	СТ ГУ 153-39-089-2006	Магистральные газопроводы. Производство земляных работ	Минэнерго и минеральных ресурсов РК
129.	СТГУ153-39-094-2006	Инструкция по безопасному проведению строительно-монтажных работ в условиях действующих газораспределительных станций и контрольно распределительных пунктов	Минэнерго и минеральных ресурсов РК
130.	СТ ГУ 153-39-121-2006	Методические указания по организации и технологии строительства трубопроводов из труб с заводской изоляцией	Минэнерго и минеральных ресурсов РК
131.	СТ ГУ 153-39-129-2006	Строительство линейной части магистральных трубопроводов. Организация и технология	Минэнерго и мин.ресурсов РК
132.	СТ ГУ 153-39-161-2006	Системы линейной телемеханики. Общие технические требования	
133.	СТ ГУ 153-39-168-2006	Автоматизированные системы управления технологическими процессами в газовой промышленности. Метрологическое обеспечение. Основные положения	Минэнерго и мин.ресурсов РК
134.	СТ ГУ 153-39-172-2006	Охрана магистральных газопроводов	Минэнерго и мин.ресурсов РК
135.	СТ ГУ 153-39- 173-2006	Методические указания по диагностическому обследованию коррозионного состояния и комплексной защиты от коррозии подземных трубопроводов	Минэнерго и мин.ресурсов РК
136.	СТ ГУ 153-39-186-2006	Методика по определению категории производств по взрывной, взрывопожарной опасности	Минэнерго и мин.ресурсов РК

№ п/п	Шифр и номер документа	Наименование документа	Примечание
137.	СТ ГУ 153-39-191-2006	Строительство и приемка в эксплуатацию магистральных газопроводов	Минэнерго и мин.ресурсов РК
138.		Руководящие указания по электрохимической защите подземных энергетических сооружений от коррозии.	
139.	ТУ 1390-034-04005951-2008	Наружное трехслойное полиэтиленовое покрытие	
140.	Приказ МЗ РК от 20 февраля 2023 года №26	Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов	
141.	МТИК РК 1998 г.	Инструкция по проектированию линейно-кабельных сооружений связи	

Принятые сокращения

В рабочем проекте для удобства принят ряд сокращений, перечень которых приведен в таблице.

АГРС	Автоматическая газораспределительная станция
АВР	Автоматическое включение резерва
АЗ	Анодное заземление
АРМ	Автоматизированное рабочее место
АИГ	Аккумулятор импульсного газа
АТС	Автоматизированная телефонная станция
АМС	Антенно-мачтовое сооружение
АКП	Антикоррозионное покрытие
АСУ	Автоматическая система управления
БАОГ	Блок автоматической одоризации газа
БД	База данных
БКЭС	Блочно-комплектная электростанция
БУ	Блок управления
БУРГ	Блок учета расхода газа
ВВ	Взвешенные вещества
ВЛ	Воздушная линия электропередач
ВОК	Волоконно-оптический кабель
ВОЛП	Волоконно-оптическая линия передачи
ВОЛС	Волоконно-оптическая линия связи
ВСС	Взаимоувязанные сети связи
ГНБ (ННБ)	Горизонтально-наклонное (направленное) бурение
ГОСТ	Государственный отраслевой стандарт
ГО	Газопровод-отвод
ГРС	Газораспределительная станция
ГРПБ	Газорегуляторный пункт блочный
ГРО	Газораспределительная организация
ГТС	Газотранспортная система
ГССВ	Генератор сухого сжатого воздуха
ГП	Генеральный план
ГПУ	Газопоршневая установка
ДБ	Декларация безопасности
ДП	Диспетчерский пункт
ДВК	Довзрывная концентрация
ДЭС	Дизельная электростанция
ДС	Диспетчерская служба

Ду	Диаметр условный
ЗПиПБ	Здоровье персонала и производственная безопасность
ЗПТ	Защита полиэтиленовой трубы
ИБП	Источник бесперебойного питания
КИП	Контрольно-измерительный пункт
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматика
КП	Контролируемый пункт
КПД	Коэффициент полезного действия
КЛ	Кабельная линия
КТПН	Комплектная трансформаторная подстанция наружной установки
КУ	Крановый узел
ЛС	Линейные сооружения
ЛЧ	Линейная часть
ЛЭП	Линия электропередач
ЛПУМГ	Линейно-производственное управление магистральных газопроводов
МГ «Сары-Арка»	Магистральный газопровод «Сары-Арка»
МГО «Самарканд»	Магистральный газопровод-отвод «АГРС Самарканд»
МСН	Магистральный стальной нефтепровод
НКПР	Нижний концентрационный предел распространения
НП	Населенный пункт
ОКУ	Охранный крановый узел
ПДК	Предельно допустимая концентрация
ПАЗ	Противоаварийная защита
ПАГ	Плита аэродромная гладкая
ПГ	Подогреватель газа
ПДС	Производственно-диспетчерская служба
ПЗ	Пояснительная записка
ПЗК	Предохранительный запорный клапан
ПРГ	Подводящий распределительный газопровод
ПСД	Проектно-сметная документация
ПУ	Пункт управления
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
ПОС	Проект организации строительства
РД	Руководящий документ
РК	Республика Казахстан
РУ	Распределительное устройство
РЦ	Районный центр
СА	Система автоматизации
САУ	Система автоматического управления
САУ ТП	Система автоматизированного управления технологическими процессами
СВТ	Средства вычислительной техники
СИЗ	Средства индивидуальной защиты
СКЗ	Станция катодной защиты
СМЛ	Стекло - магниевый лист
СМР	Строительно-монтажные работы
СЛТМ	Система линейной телемеханики
СНИП	Газ на собственные нужды и потери
СППК	Сбросной предохранительный пружинный клапан
СПТС	Система производственно-технологической связи
ССП	Спутниковая система передач
СУ	Сигнализатор уровня
ТБ	Техника безопасности
ТБД	Трубы большого диаметра
ТЗ	Техническое задание
ТМ	Телемеханика

ТМК	Трубная Металлургическая Компания
ТОУ	Технологический объект управления
ТУ	Технические условия
ТЭС	Теплоэнергетическая станция
УДКС	Устройство дистанционного контроля и сигнализации
УКЗ	Установка катодной защиты
ЭХЗ	Электрохимическая защита
ЭГТ	Электрод графитовый трубчатый
ЭКД	Электрифицированный клапан дозирующий
ЧС	Чрезвычайная ситуация
Рзав	Давление заводское
Рраб	Рабочее давление
Рисп	Испытательное давление
Рвх	Давление на входе
Рвых	Давление на выходе

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Основание для разработки рабочего проекта

Разработка проектно-сметной документации по проекту «Строительство газопровода природного газа от МГ Сары-Арка до территории комбината с установкой АГРС АО «Qarmet» Карагандинская область» выполнен на основании:

- Решением заказчика.
- Договора на комплексные работы за №XXXX от 29.03.2017г.;
- Договора №1MP-AS001-0624 от 05.06.2024 года между генпроектировщиком ТОО «Имсталькон-Проект» и субпроектировщиком ТОО «Алтын-Самырұқ»;
- задания на проектирование;
- постановления Правительства Республики Казахстан от 07.05.2012г. №582, на основании Закона Республики Казахстан от 09.01.2012г. «О газе и газоснабжении».

1.2 Классификация объекта.

Рабочий проект «Строительство газопровода природного газа от МГ Сары-Арка до территории комбината с установкой АГРС АО «Qarmet» Карагандинская область» по уровню ответственности классифицируется как - **I повышенный уровень ответственности, технически и технологически сложный.**

1.3 Исходные данные

Исходными данными для выполнения рабочего проекта являются:

- Технические условия владельцев на подключение к существующим объектам инженерного обеспечения;
- технические условия владельцев на пересечения существующих объектов инженерного обеспечения;
- материалы, полученные Заказчиком от местных органов исполнительной власти;
- АПЗ;
- материалы инженерных изысканий;
- прочие документы.

Сведения о проведенных согласованиях проектных решений

В ходе выполнения проектных работ были получены следующие согласования:

- согласования основных принятых технических решений в проекте с Заказчиком АО «Qarmet» №85 от 30 октября 2025г.;
- письмо-согласование от Филиал «УМГ «Караганда» АО «Интергаз Центральная Азия» №4804-4812-1154 от 26 июля 2025г.;
- письмо-согласование от РГУ «ДЧС МЧС РК по Карагандинской области» №KZ00VQR00011896 от 27 сентября 2025г.;
- письмо об отсутствии по проекту скотомогильников (биотермические ямы) и почвенных очагов сибиреязвенных захоронений животных на земельных участках по г.Темиртау от КГП на ПХВ «Карагандинская городская ветеринарная станция» Управления ветеринарии Карагандинской области №3Т-2024-04592803 от 11 июля 2024г.;
- письмо об отсутствии по проекту скотомогильников (биотермические ямы) и почвенных очагов сибиреязвенных захоронений животных на земельных участках по Бухар-Жырауском районе Карагандинской области сообщает следующее от РГУ «Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Карагандинской области КСЭК МЗ РК» №3Т-2024-04590244 от 09 июля 2024г.;
- письмо об отсутствии по проекту земель лесного фонда и особо охраняемых природных территорий, отсутствии путей миграции от РГУ «Карагандинская областная территориальная инспекция лесного хозяйства и животного мира» Комитета лесного хозяйства и животного мира МЭИПР РК №3Т-2024-04629377 от 17 июля 2024г.;

- письмо об отсутствии по проекту необходимости сноса и сруба зеленых насаждений в Бухар-Жырауском районе от ГУ «Отдел коммунального хозяйства, пассажирского транспорта и автомобильных дорог Бухар-Жырауского района» №ЗТ-2024-05011610 от 14 августа 2024г.;

- письмо об отсутствии по проекту необходимости сноса и сруба зеленых насаждений в г.Темиртау от ГУ «Отдел жилищно-коммунального хозяйства, пассажирского транспорта и автомобильных дорог города Темиртау» №ЗТ-2024-04629668 от 14 июля 2024г.;

- заключение об отсутствии по проекту разведанных и числящихся на государственном балансе РК запасы общераспространенных, твердых полезных ископаемых и подземных вод от ГУ «Управление промышленности и индустриально-инновационного развития Карагандинской области» KZ71VNW00007644 от 20 августа 2024г.;

- письмо об отсутствии по проекту объектов историко-культурного наследия, археологических захоронений от КГУ «Центр по сохранению историко-культурного наследия» Управления культуры, архивов и документации Карагандинской области №ЗТ-2025-01091680 от 09 апреля 2025г.;

- письмо-согласование от РГУ «Центрально-Казахстанский межрегиональный департамент геологии Комитета геологии Министерства промышленности и строительства Республики Казахстан «Центрказнедра» №KZ01VNW00007643 от 19 августа 2024г.;

- письмо-согласование о размещении объекта или осуществление деятельности, которые могут представлять угрозу безопасности полетов воздушных судов от АО «Авиационная администрация Казахстана» №ЗТ-2024-05010802 от 15 августа 2024г.;

- письмо-согласование о пересечении автодорог от Карагандинский областной филиал АО «Национальная компания «ҚазАвтоЖол» №ЗТ-2024-05476584 от 14 октября 2024г.;

- письмо-согласование о пересечении нефтепровода, ВОЛС, ЛЭП от АО «КазТрансОйл» Карагандинское нефтепроводное управление» №48-02-28/1264 от 17 декабря 2024г.;

- письмо-согласование проекта от АО «QAZAQGAZ A-240MAQ» Карагандинский производственный филиал №432-4306-252 от 05 марта 2025г.;

1.4 Назначение и основные характеристики объекта

Целью настоящего проекта является - бесперебойная подача газа АО «QARMET»:

- 1 этап - «Строительство газопровода природного газа от МГ Сары-Арка до территории комбината с установкой АГРС АО «Qarmet» Карагандинская область» (данный проект)

- 2 этап - «АО «Qarmet». Строительство газопровода природного газа от границы Бухар Жырауского района до общезаводского коллектора комбината с установкой ГРПБ».

Основное назначение разрабатываемой проектно-сметной документации:

- обеспечение газом АО «QARMET» и улучшение социально-бытовых условий населения;
- газификация промышленных объектов;
- дальнейшее развитие АО «QARMET» и г.Темиртау;
- улучшение социально-демографической ситуации в регионе;
- максимально полное удовлетворение потребности АО «QARMET» в надежном, безопасном и экологически чистом топливе, природным газом.

Строительство АГРС, представляющей собой блочно-модульные конструкции контейнерного типа, предназначенное для создания комфортных условий эффективной деятельности персонала и надежной работы технических средств автоматизированного управления производством.

В объём данного раздела рабочего проекта входят:

1. Газопровод-отвод 9,81МПа (ГО), в т.ч. переустройство действующего МГ «Сары-Арка» и МГО «Самарканд» с заменой категорических участков;
2. Крановый узел КУ-1;
3. Охранный крановый узел ОКУ-1;
4. Подводящий распределительный газопровод 1,2МПа (ПРГ)
5. Площадка АГРС-140.

1.5 Характеристика участка строительства

Темиртау (каз. Теміртау / Temirtau) — город в Казахстане, расположенный в Карагандинской области. Название города переводится с казахского как «Железная гора». Градообразующим элементом является крупнейшее в Казахстане металлургическое производство АО «Qarmet». Город Темиртау является крупным промышленным и индустриальным центром Республики Казахстан. В Темиртау летом долгое, комфортное, сухое и местами облачное, а зимой долгие, ледяные, снежные, ветреные и пасмурные. В течение года температура обычно колеблется от -20 °С до 26 °С и редко бывает ниже -31 °С или выше 32 °С.

В административном отношении территория работ находится в Карагандинской области, Бухар-Жырауском районе и г.Темиртау.

Дорожная сеть г. Темиртау представлена железной дорогой Алматы–Астана и автомобильными дорогами республиканского значения Екатеринбург-Алматы. Ближайшая железнодорожная станция разгрузки Темиртау.

Планировка города прямоугольная, застройка сплошная.

Местность представляет собой холмисто-увалистую равнину. Грунты преимущественно глинистые, суглинистые и супесчаные, местами вскрывается песок и скальный грунт.

Гидрография представлена рекой Нура.

Климат района работ резко-континентальный с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков, засушливым летом. Зима умеренно холодная, лето жаркое.

Абсолютные отметки колеблются в пределах 439 – 544 м.

Среднегодовая температура	+ 3,7°С
Самый холодный месяц январь	
- средняя температура	минус 13,6°С
Самый теплый месяц-июль	+20,4°С
- Абсолютный минимум	минус 42,9°С
- Абсолютный максимум	+ 40,2°С
Средняя температура наиболее холодной пятидневки	минус 28,9°С
Продолжительность отопительного периода	208 суток
Климатический район (СП РК 2.04-01-2017)	I В
Район по весу снегового покрова (СП РК 2.04-01-2017)	III (Wo=1.0кПа)
Район по давлению ветра (НТП РК 01-01-3.1 (4.1)-2017)	II (Wo=0.39кПа)
Средняя относительная влажность воздуха:	
в январе	79%
в июле	55%
Годовое количество осадков	352 мм
Сейсмичность	5 баллов

Нормативная глубина промерзания для суглинков и глин – 1,84м, для крупнообломочных пород – 2,41м. Величина проникновения «0», максимальное значение которого приходится на апрель и составляет 2,70-3,39м соответственно.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

2.1 Общие данные

Настоящий раздел рабочего проекта разработан на основании задания на проектирование заказчика и в соответствии с действующими нормами, правилами и техническими условиями (документы представлены в разделе ПЗ «Общие положения»).

Вид строительства – новое.

В данном разделе проекта рассмотрены технологические решения по строительству основных сооружений (газопровод-отвод, АГРС, подводящий распределительный газопровод) для газоснабжения АО «QARMET».

Источником газоснабжения потребителей является Магистральный газопровод «Сары-Арка» Д820х14мм, Р=2,4...9,81МПа МПа, категория участка газопровода II.

В объём данного раздела рабочего проекта входят:

1. Газопровод-отвод 9,81МПа (ГО), в т.ч. переустройство действующего МГ «Сары-Арка» и МГО «Самарканд» с заменой категорийных участков;
2. Охранный крановый узел ОКУ-1;
3. Подводящий распределительный газопровод (ПРГ) 1,2МПа;
4. Крановый узел КУ-1;
5. Площадка АГРС.

Таблица 2.1.1. Основные технико-технологические показатели

Наименование показателей	Ед. изм.	Количество
1	2	3
Газопровод-Отвод (ГО)		
Проектное давление	МПа	9,81
Общая протяженность трассы	км	4,989 км, из них: - 0,270 км I категория; - 3,078 км II категория; - 1,641 км км III категория.
Диаметр	мм	530
Толщина стенки трубы	мм	16 (I категория) 12 (II категория) 10 (III категория)
Материал трубопровода		17Г1СУ (K52)
Переустройство существующих участков МГ и МГО «Самарканд»		
Проектное давление	МПа	9,81
Диаметр	мм	820 219
Общая протяженность трассы	км	0,142 км, из них: - 0,038 км II категория Д820мм; - 0,104 км II категория Д219мм.
Толщина стенки трубы	мм	14 (II категория Д820мм) 8 (II категория Д219мм)
Материал трубопровода		K60 Д820мм K52 Д219мм
Подводящий распределительный газопровод (ПРГ)		
Проектное давление	МПа	1,2
Общая протяженность трассы	км	17,310
Диаметр	мм	630
Толщина стенки трубы	мм	8,5
Материал трубопровода		17Г1СУ
Площадка АГРС		
Номинальная производительность	нм ³ /час	140 000
Давление на входе Р _{вх}	МПа	2,4-9,81
Количество потребителей	шт.	1
Производительность	нм ³ /час	140 000
Давление на выходе Р _{вых} .	МПа	1,2
ЛЭП, ВОЛС		
Протяженность трассы ВЛ-10кВ	км	0,267
Протяженность трассы ВОЛС	км	1,180

Начальной точкой объекта является точка подключения газопровода-отвода на 876,24км МГ «Сары-Арка». Трасса магистрального газопровода-отвода пролегает по равнинной, местами холмистой местности до площадки АГРС. Площадка АГРС-140 расположена в 755 м к западу от с.Самарканд.

2.2 Линейная часть. Газопровод – отвод

2.2.1 Технологическая схема газопровода

Газопровод-отвод предназначен для газоснабжения АО «QARMET». Проектом предусматривается строительство газопровода-отвода Ду500 Р=9,81 МПа. Протяженность газопровода-отвода составляет 4,989 км от точки подключения к существующему МГО «Сары-Арка» до точки присоединения газопровода-отвода к входящему газопроводу площадки АГРС-140. Точка подключения выполняется в существующий стальной подземный газопровод Ду800, с установкой новых фасонных частей и вырезкой трубопровода. Технологическая схема газопровода-отвода представлена на чертеже 24/06/05/1-ПСД-1-ТХ-002.

Технологическая схема газопровода-отвода разработана с учетом:

- назначения газопровода;
- заданных объемов и режима распределения газа;
- расположения начальной и конечной точек газопровода;
- задания на проектирования.

На схеме показаны: проектируемый газопровод-отвод, точки врезки в МГ «Сары-Арка», охранный крановый узел, крановый узел, точка примыкания к АГРС.

На газопроводе-отводе после врезки и перед АГРС устанавливается электроизолирующая вставка.

На газопроводе-отводе также размещены охранный крановый узел ОКУ-1 и крановый узел КУ-1 Ду500 для обеспечения отключения АГРС и отдельных участков газопровода-отвода при аварии или ремонте. Крановый узел КУ-1 располагается на ПК 0+24, Охранный крановый узел ОКУ-1 располагается на ПК 46+02, газопровода-отвода.

Проектируемый газопровод по рабочему давлению относится к I классу.

В соответствии с СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы» проектируемый газопровод-отвод отнесен к I, II, III категории в зависимости от условий прокладки газопровода и наличием пересечений с естественными и искусственными сооружениями, крановые узлы - ко II категории.

Режим работы газопровода отвода непрерывный, круглосуточный 365 дней в году. Срок эксплуатации газопровода-отвода – не менее 30 лет (без учета периода строительства).

Перед приемкой построенного магистрального трубопровода и его частей в эксплуатацию проводится внутритрубное диагностирование согласно ст.15 Закона РК «О магистральном трубопроводе», специализированной организацией в соответствии с утвержденными нормативно-техническими документами. Устранение дефектов, обнаруженных в процессе внутритрубного диагностирования, производится строительно-монтажной организацией, осуществлявшей строительство магистрального трубопровода.

Эксплуатацию вновь построенных сооружений магистрального газопровода-отвода, АГРС и сооружений на них выполнять согласно требований «Правил эксплуатации магистральных газопроводов» от 22 января 2015 года № 33.

2.2.2 Выбор и обоснование трассы газопровода-отвода

Выбор маршрута проектируемого газопровода-отвода на местности выполняется с соблюдением следующих условий:

- протяженности маршрута, исходя из наличия географически закрепленных источников газа и потребителей газа;
- топографических и геологических условий местности;
- требований геологических исследований;
- соответствия техническому заданию;
- условиям и требованиям государственных организаций и местных исполнительных органов;
- максимально-возможным обходом запретных зон;
- требований нормативных документов РК.

2.2.3 Маршрут проектируемого газопровода-отвода

Трасса магистрального газопровода-отвода берет начало от существующего газопровода «Сары-Арка», в непосредственной близости от действующего МНО «Самаркаанд». От точки врезки в МГ к АГРС-140 трасса газопровода-отвода следует по степной и холмистой местности в восточном направлении, на ПК48+31 поворачивает на север, далее на ПК49+88.6 примыкает к проектируемой АГРС.

Подробное описание трассы по участкам представлено в отчете по инженерным изысканиям.



Рисунок 2.2.1.1 Ситуационная схема газопровода-отвода

2.2.4 Гидравлический расчет

2.2.4.1 Формулы и программное обеспечение

Гидравлический расчет газопровода-отвода произведен в соответствии с требованиями СТ РК 1916-2009 «Магистральные газопроводы. Требования к технологическому проектированию», раздел 18.

Согласно заданию на проектирование расчет выполнен на максимальную производительность АГРС.

Пропускную способность отводов следует определять по формуле:

$$q_0 = \frac{24 \cdot Q_{MЧ} \cdot 10^{-6}}{K_I^{\circ}}, \text{ (млн. м}^3\text{/сут при 293,15 К и 0,1013 МПа),}$$

где - максимальное часовое потребление газа (м³/ч), определяемое по совмещенному графику газопотребления всеми потребителями, расположенными за рассчитываемым линейным участком.

Коэффициент использования пропускной способности для отводов должен определяться по формуле:

$$K_I^{\circ} = K_{PO} \cdot K_{НД}.$$

При этом необходимо принимать $K_{НД} = 0,95$, $K_{PO} = 0,99$.

Пропускная способность (млн. м³/сутки при 293,15К и 0,1013 МПа) одностороннего участка газопровода для всех режимов течения газа должны вычисляться по формуле: без учета рельефа трассы газопровода

$$q = c_1 \cdot d^{2.5} \cdot \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\Delta \lambda \cdot z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot L}};$$

Значения коэффициента следует принимать:

В международной СИ:

$C_1 = 105,087$ при P_n, P_k (МПа);

d (м); T_{cp} (К); L (км).

В смешанной системе:

$C_1 = 4,989 \times 10^{-6}$ при P_n, P_k (кг/см²);

d (мм); T_{cp} (К); L (км),

где: d - внутренний диаметр трубы;

P_n, P_k - соответственно абсолютные давления в начале и конце участка газопровода;

λ - коэффициент гидравлического сопротивления участка газопровода, безразмерный;

Δ - относительная плотность газа по воздуху;

T_{cp} - средняя по длине участка газопровода температура транспортируемого газа;

z_{cp} - средний по длине газопровода коэффициент сжимаемости газа, безразмерный;

L - длина участка газопровода.

$$\Delta = \frac{\rho_n}{1,2046};$$

ρ_n - плотность газа при 20°C, (кг/ м³).

2.2.4.2 Исходные данные для выполнения гидравлического расчета

Расчет выполнен на максимальную производительность АГРС-140 в зимний период: 140 000 нм³/час (в том числе 523,0 нм³/час на собственные нужды).

Максимально часовые расходы газа определены согласно требований задания на проектирования утвержденного Заказчиком (см. таблицу 2.2.4.2.1).

Таблица 2.2.4.2.1 Максимальные часовые расходы газопотребления

Потребитель	Населенный пункт	Прогнозный год	Население, чел	Итого газ через ГРС макс (зимний), м³/час	Итого газ через ГРС годовой, млн.м³/год	Абонент потребляющее природный газ
АО «АО «QARMET»»	г.Темиртау	2025	-	140 000	1 226,40	1
Всего			-	140 000	1 226,40	1

Состав и параметры газа в точке подключения газопровода - отвода к МГ «САРЫ-АРКА» приняты согласно техническим условиям и паспорту газа:

- давление газа $P_{\max} = 9,81$ МПа
- температура газа $T_{\max} = +20^{\circ}\text{C}$, $T_{\min} = 0^{\circ}\text{C}$;
- протяженность газопровода-отвода составляет 4,989 км.

Результаты гидравлического расчета газопровода-отвода представлены в таблице 2.2.4.2.2.

Состав и параметры газа представлены в таблицах 2.2.4.2.3-2.2.4.2.6

Таблица 2.2.4.2.2. Результаты гидравлического расчета ГО

Режим газопровода	Расчет-ный участок	Диаметр газопровода, мм	Длина газопровода, км	Количество транспортируе-мого газа, нм³/час	Давление газа, МПа	
					т.1	т.2
Максимальный расход в зимний период	1-2	530	4,989	140 000	9,81 2,48	9,79 2,4

Таблица 2.2.4.2.3 Компоненты газа с МГ «Сары-Арка» газа (по справке, представленной АО «ИЦА»)

№ п.п	Наименование показателей	Норма по СТ РК 1666-2007	Фактическое значение
1	Компонентный состав, % мол.		
	Метан CH_4	Не норм.	88,32
	Этан C_2H_6		6,42
	Пропан C_3H_8		2,15
	Изобутан i- C_4H_{10}		0,265
	Н-бутан n- C_4H_{10}		0,248
	Неопентан n - C_5H_{12}		0,0007
	Изопентан i- C_5H_{12}		0,033
	Нор-Пентан n- C_5H_{12}		0,026
	Углеводороды C_6 и выше		0,015
	Азот N_2		2,38
	Кислород O_2	Не более 0,02	0,006
2	Массовая концентрация сероводорода, г/м³	0,007	0,002

№ п.п	Наименование показателей	Норма по СТ РК 1666-2007	Фактическое значение
3	Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³	0,016	0,007
4	Массовая концентрация мехпримесей, г/м ³	0,001	-
5	Температура точки росы по влаге, °C (P _{газа} =7 МПа)	Минус 10... минус 5	Минус 8,8
6	Температура точки росы по углеводородам, °C (P _{газа} =2,77 МПа)	Минус 2	Минус 13,6
7	Теплота сгорания низшая, МДж/м ³	31,80	35,86
8	Число Воббе, МДж/м ³	Не норм.	50,09
9	Плотность по ГОСТ 173010-2002, кг/м ³	Не норм.	0,55

2.2.5 Конструктивная характеристика газопровода-отвода

2.2.5.1 Основные конструктивные характеристики газопровода

Основные конструктивные характеристики газопровода-отвода включают в себя:

- диаметр трубы, толщину стенки в зависимости от категории участка, а так же отдельные элементы-пригрузки на участках с затоплением и высоким уровнем воды;
- приспособленность газопровода под принятые параметры транспортируемой среды (природного газа) принимается в соответствии с требованиями нормативных документов по таблице 1, СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы»;
- категория участка определена в зависимости от условий прокладки и нормируется по таблице 1, СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы». Безопасные расстояния до газопровода-отвода принимается по СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы» и зависят от диаметра газопровода.

Участок на переходе через р.Нура, относится к I категории. Участки, прилегающие к крановым узлам и АГРС, пересечение с нефтепроводом и автодорогой, сближение с автодорогой относятся ко II категории. Остальные участки относятся ко III категории.

2.2.5.2 Трубы и соединительные детали

Выбор труб и конструктивных элементов газопровода выполнен на основании расчетов и в соответствии с требованиями СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы», а также номенклатурному перечню выпускаемой продукции Заказчика:

по материалу трубы с учетом отношения предела текучести к временному сопротивлению не более:

- 0,75 - для углеродистой стали,
- 0,8 - для низколегированной стали,
- 0,85 - для дисперсионно-твердеющей нормализованной и термически упроченной стали,
- 0,9 - для стали контролируемой прокатки.

Величина эквивалента углерода С_э не должна превышать 0,46.

по испытанию с учетом:

- напряжение от давления не ниже 95% нормативного предела текучести.

по изготовлению с учетом:

- все сварные соединения трубы должны быть проверены физическими неразрушающими методами контроля (ультразвуковым контролем с последующей расшифровкой дефектных мест рентгеновским просвечиванием).

по толщине стенки трубы в зависимости от категории участка газопровода и условий прокладки с учетом гидростатического напора при гидроиспытании.

Выбор стальных труб и соединительных деталей для газопровода-отвода произведен в соответствии с требованиями СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы» и «Инструкцией по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности».

Проектом предусмотрены следующие трубы для основной трассы:

1. Участок от врезки до КУ-1 (по требованию АО «ИЦА») - Труба стальная прямошовная Ø530x12мм из стали 17Г1СУ по ГОСТ 20295-85 - участки II категории.
2. Участок на пересечении с р.Нура (по требованию АО «ИЦА») - Труба стальная прямошовная Ø530x16мм из стали 17Г1СУ по ГОСТ 20295-85 - участки I категории.
3. Труба стальная спиралешовная Ø530x12мм из стали 17Г1СУ по ГОСТ 20295-85 – остальные участки II категории.
4. Труба стальная спиралешовная Ø530x10мм из стали 17Г1СУ по ГОСТ 20295-85 – участки III категории.
5. Участок категорийной замены газопровода на месте врезке МГ «Сары-Арка» - Труба стальная прямошовная Ø820x14мм из стали К60 по ГОСТ 20295-85 - участки II категории.
6. Участок категорийной замены газопровода на месте пересечения МГО «Самарканд» - Труба стальная прямошовная Ø219x8мм из стали К52 по ГОСТ 20295-85 - участки II категории.

Все трубы приняты с заводской наружной трехслойной полиэтиленовой усиленной изоляцией 2...3 мм по ГОСТ 31448-2012, а трубы по поз.1,2,3,4 и с внутренним эпоксидным покрытием 300 мкм по ГОСТ 31445-2012

Расчет толщины стенки трубопровода выполнен в соответствии с требованиями СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013. Результаты расчетов приведены в таблице 2.2.5.2.1.

Таблица 2.2.5.2.1. Результаты расчета толщины стенки трубопровода

Рраб., МПа	Дн, мм	ТУ или ГОСТ	σ вр.	σ т.	п	m	K ₁	K _н	Толщина стенки, мм	
			МПа						расчет.	принят.
9,81	530 (I к.)	ГОСТ 20295-85	510	350	1,1	0,7	1,47	1,1	15,3	16,0
9,81	530 (II к.)	ГОСТ 20295-85	510	350	1,1	0,85	1,47	1,1	11,95	12,0
9,81	530 (III к.)	ГОСТ 20295-85	510	350	1,1	1	1,47	1,1	9,92	10,0
9,81	820 (II к.)	ГОСТ 20295-85	590	460	1,1	0,85	1,34	1,155	13,6	14,0
9,81	219 (II к.)	ГОСТ 20295-85	510	350	1,1	0,85	1,47	1,1	4,5	8,0

Таблица 2.2.5.2.2 Сводная таблица труб газопровода-отвода

Назначение/категория	Ø, мм	Толщи- на стенки, мм	Длина, м	Вес 1 п.м., кг	Общий вес, тонн	Пересечение/ Примечание
ГОСТ 20295-85						
Подземная прокладка I категория	530	16	270	204,0	55,1	прямошовная
Подземная прокладка II категория	530	12	30	155,0	4,8	прямошовная
Подземная прокладка II категория	530	12	3048	155,0	472,4	спиралешовная
Подземная прокладка III категория	530	10	1641	129,0	211,7	спиралешовная
Подземная прокладка II категория	820	14	38	280,0	10,6	прямошовная

Подземная прокладка II категория	219	8	104	42,0	4,4	прямошовная
Итого:	-	-	5131	-	759,0	
ГОСТ 8732-78						
Надземная прокладка/ II категория	159	8	54	29,7	1,6	На крановом узле
Итого:	-	-	54	-	1,6	

Повороты газопровода-отвода в горизонтальной и вертикальной плоскостях выполняются упругим изгибом сваренной нитки трубопровода, монтажом криволинейных участков из гнутых отводов заводского изготовления или с использованием крутоизогнутых отводов холодного гнутья (СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013).

Гнутые отводы свыше 27° применяются горячего гнутья изготовленные, изготовленные методом индукционного нагрева с радиусом изгиба $R=5D$. Гнутые отводы применяются заводского изготовления.

Минимальный радиус упругого изгиба принимается расчетным и учитывается при построении продольного профиля газопровода.

Для соединения труб и арматуры при строительстве линейной части газопровода-отвода предусмотрены соединительные детали заводского изготовления (тройники, отводы и т.д.). Для перехода с одного диаметра на другой используются переходы по ГОСТ 17378-2001.

2.2.5.3 Линейная запорная арматура

На газопроводе-отводе размещены крановый узел КУ-1 и охранный крановый узел ОКУ-1 для отключения АГРС и отдельных участков газопровода-отвода при аварии или ремонте. Крановый узел КУ-1 располагается на ПК 0+24, Охранный крановый узел ОКУ-1 располагается на ПК 46+02, газопровода-отвода.

В качестве запорной арматуры, принят полнопроходной шаровый кран Ду500 для подземной установки, с концами под приварку, с пневмогидроприводом, ручным управлением для Ку-1 и дистанционным управлением для ОКУ-1.

Принцип работы запорной арматуры с пневмогидроприводом заключается в том, что на поршень в цилиндре воздействует жидкость под давлением газа, отбираемого из трубопровода, благодаря чему обеспечивается плавное и безударное срабатывание привода. Давление управляющей среды подается в соответствующую поршневую полость цилиндра привода и перемещает поршень со штоком. Шток через ось и ползуны действует на рычаг, заставляя его вращаться в подшипнике, установленном в крышке. Гидрожидкость, залитая в подпоршневую полость, в результате перемещения штока с поршнем перетекает из одного цилиндра в другой, выполняя роль демпфера. Движение штоков ограничивают упоры в крышках цилиндров. Упоры расположены по оси цилиндров и обеспечивают тем самым оптимальное восприятие нагрузок. Газовые полости привода находятся под давлением газа только во время перестановки запорного органа. По завершению поворота происходит автоматический сброс давления из газовой полости.

Для обвязки крановых узлов приняты полнопроходные шаровые краны Ду150 для подземной установки, с концами под приварку и ручным управлением.

Крановый узел КУ-1 имеет местное управление через КП СЛТМ, ОКУ-1 имеет местное и дистанционное управление через САУ АГРС. При этом обеспечивается раннее обнаружение аварийных и внештатных ситуаций. КУ-1 снабжен автоматом аварийного закрытия крана (далее - ААЗК).

На крановых узлах предусмотрена установка стояков отбора газа для приборов КИПиА, управление приводов кранов осуществляется из их полости. Для удаления природного газа из газопровода-отвода на крановых узлах предусмотрена установка продувочной свечи. Продувочная свеча расположена на расстоянии 15м от запорной арматуры.

Полностью смонтированный крановый узел устанавливается на площадке в ограждении.

2.2.5.4 Защита газопровода

Газопровод и футляры подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимзащиты.

Защита от почвенной коррозии согласно требований СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» и СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013 предусмотрена **усиленного** типа, нанесением в заводских условиях трехслойного полимерного покрытия толщиной 3...2мм, в зависимости от диаметра трубопроводов и метода прокладки.

Изоляция сварных стыков трубопровода в заводском полимерном покрытии выполняется термоусаживающимися манжетами типа «ТЕРМА СТМП».

Конструкция наружного заводского полимерного покрытия газопровода и футляров по ГОСТ 31448-2012:

- грунтовка на основе термореактивных смол;
- термопластичный полимерный подслои;
- защитный слой на основе экструдированного полиолефина.

Конструкция внутреннего заводского полимерного покрытия газопровода-отвода и футляров по ГОСТ 31445-2012:

- эпоксидное покрытие 300 мкм.

Конструкция защитного покрытия сварных стыков труб на основе термоусаживающихся материалов с термопластиком (манжетами) послойно:

- праймер;
- адгезионный подслои на основе термопластичной композиции;
- наружный слой на основе термоусаживающегося полиэтилена.

Крановый узел изолируется в подземной части и на высоту 150 мм над поверхностью земли в заводских условиях покрытием **усиленного типа**. Конструкция защитного покрытия для кранового узла состоит:

- грунтовка на основе термореактивных смол;
- термопластичный полимерный подслои;
- защитный слой на основе экструдированного полиолефина.

Надземная часть кранового узла и продувочная свеча защищаются от атмосферной коррозии лакокрасочными покрытиями толщиной не менее 0,2мм, наносимыми на очищенную от ржавчины и окислы обезжиренную поверхность за 2 раза по грунтовке.

2.2.6 Укладка газопровода - отвода

Работы по строительству участка проектируемого газопровода-отвода (ГО) к АГРС-140 в охранной зоне действующего магистрального газопровода МГ «САРЫ-АРКА» и МГО «Самарканд» выполнять, руководствуясь требованиями ВСН 51-1-80 «Инструкция по проведению работ в охранных зонах магистральных трубопроводов» и «Правил охраны магистральных трубопроводов».

Перед началом строительства, выполняются геодезические работы по закреплению трассы строящегося газопровода на местности.

В зависимости от характеристики грунтов, гидрогеологических и других условий ширина траншеи по дну принята 1000...1230мм. Ширина траншеи по дну на криволинейных участках принята равной двухкратной величине по отношению к ширине на прямолинейных участках.

На всей трассе газопровода - отвода предусматривается подземная прокладка труб с глубиной заложения не менее 0,8м от поверхности земли до верхней образующей трубопровода. Глубину заложения газопровода по всей трассе см. листы 24/06/05/1-ПСД-1-ТХ-006.1..009.1, -023.

Упругий изгиб сваренного в нитку трубопровода выполняется непосредственно при его укладке в траншею по кривой рассчитанной проектом.

При выборе трассы газопровода, при всех прочих равных условиях отдавалось предпочтение варианту прохождения по участкам, не требующим рекультивации земель, т.е. где плодородный слой менее 0,1м или отсутствует совсем.

Профиль дна траншеи для укладки газопровода должен обеспечить:

- полное прилегание газопровода по дну траншеи по всей его длине;
- сохранение изоляционного покрытия газопровода;
- проектное положение трубопровода;

- условия упругого изгиба под действием собственного веса и исключения возможности потери местной устойчивости, поперечного сечения газопровода.

Объемы земляных работ при разработке траншеи определены по профилю траншеи, размеры которого приняты согласно СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013.

Объемы грунта, вытесненные трубой, подлежат планировке по полосе строительства и устройств обваловки, без изменения рельефа, с учетом сохранения естественных водоперепусков, при пересечении местности с наклоном перпендикулярном к газопроводу. На сельхозземлях обваловку спланировать.

Сварка плети предусмотрена в трассовых условиях, на бровке траншеи. Ось свариваемого газопровода должна находиться не дальше 2м от бровки траншеи. Поставка труб осуществляется автотранспортом от железнодорожной станций.

Сварку стыков труб электродуговой сваркой выполнить в соответствии с требованиями СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013. Контроль качества сварных соединений выполняется радиографическим и ультразвуковым методом 100% в соответствии с СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013.

Температурный перепад, принятый для подземных участков равен 20°C, для надземных участков равен 50°C. Минимальная температура сборки участков газопровода в нитку не менее +5 град. С.

Укладочные работы выполняются преимущественно непрерывными поточными методами. На участках трассы, где предусматривается большое количество коротких технологических разрывов и углов поворота, монтаж производится методом последовательного наращивания из одиночных труб, непосредственно на дне траншеи, в соответствии с проектными решениями.

На участках, где присутствует вода, материал подсыпки укладывается после полного дренажа траншеи. Дренаж осуществляется в объеме и на протяжении времени необходимым для подготовки подсыпки и прокладки трубопровода в траншее.

Засыпка траншеи линейной части производится непосредственно после монтажа трубопровода, укладке его в траншею и установки балластных грузов. Установка балластных грузов (при необходимости) по трассе газопровода-отвода предусматривается в местах высокого уровня грунтовых вод и при пересечении водных преград. В качестве балластных грузов в проекте приняты полимерно-контейнерные балластирующие устройства ПКУ, заполняемые грунтом, песком или щебнем. Места установки запорной арматуры, тройников, отводов засыпают грунтом после их монтажа.

С целью уменьшения продольных перемещений трубопровода, необходимо после укладки трубопровода в траншею, грунт засыпки плотно утрамбовать.

Маршрут газопровода проходит в сейсмической зоне 5 баллов по шкале MSK-64.

2.2.7 Очистка полости и испытание газопровода-отвода

Очистка полости и испытание газопровода на прочность, и герметичность производится в соответствии с требованиями СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013 и технологическому регламенту.

Комиссия по очистке полости и испытаниям трубопровода назначается приказом генерального подрядчика и заказчика или на основе совместного приказа их вышестоящих организаций. В состав комиссии должны быть включены представители генерального подрядчика, субподрядных организаций, заказчика и/или органов его технадзора, проектной и эксплуатирующей организации.

Технологический регламент разрабатывается генеральной строительно-монтажной организацией применительно к конкретному трубопроводу с учетом местных условий производства работ, согласовывается с заказчиком и/или органами его технадзора, проектной и эксплуатирующей организациями и утверждается председателем комиссии.

Проведение очистки полости, калибровки, а также испытания трубопровода на прочность и проверка на герметичность, при отсутствии бесперебойной связи, не допускаются.

Технологический регламент должен предусматривать определенную последовательность работ:

- проверка состояния изоляции трубопровода методом катодной поляризации на соответствие сопротивления проектным значениям;
- очистка полости с одновременной проверкой проходного сечения трубопровода калибровкой и, после очистки полости, профилометрией;
- устранения выявленных дефектов изоляции или дефектов геометрии трубопровода;
- проведение испытаний трубопровода на прочность;
- проверка трубопровода на герметичность;
- освобождение трубопровода от испытательной среды;
- осушку полости газопровода и заполнение его азотом.

2.2.7.1 Очистка полости трубопровода

Полость трубопровода до испытания должна быть очищена и от окалины, сварочных огарков и шлаков, а также от случайно попавших при строительстве внутрь трубопровода грунта, воды и различных предметов.

Очистка полости газопровода производится после укладки и засыпки. Очистка полости выполняется промывкой водой. Промывка газопровода осуществляется в процессе заполнения его водой для проведения гидравлического испытания с одновременным освобождением внутренней полости трубопровода от воздуха. Заполнение и испытание трубопровода водой необходимо производить при положительной температуре наружного воздуха. Сброс воды, используемой для промывки газопровода, предусматривается в амбары-отстойники и организованным отводом воды от газопровода. Не допускается сливать в реки, озера и другие водоемы воду, вытесненную из трубопровода, без предварительной ее очистки.

2.2.7.2 Испытание газопровода-отвода

Испытание на прочность и проверка на герметичность должна производиться после полной готовности участка или всего газопровода в соответствии с требованиями СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013.

Проектом принято испытание на прочность и проверку на герметичность пневматическим способом.

Переходы газопровода через автомобильные и железные дороги испытываются на прочность **в три этапа.**

1 этап - категорийные участки на переходе через реку, давлением 1,1раб, т.е 10,8 МПа, до укладки трубопровода, в течении 12 часов пневматическим способом. Проверка на герметичность давлением 9,81 МПа в течении 12 часов пневматическим способом.

2 этап - категорийные участки на переходе через реки, дороги и участки крановых узлов, давлением 1,1раб, т.е 10,8 МПа, после укладки и крепления трубопровода, в течении 12 часов пневматическим способом. Проверка на герметичность давлением 9,81 МПа в течении 12 часов пневматическим способом.

3 этап - весь газопровод целиком, давлением 1,1раб, т.е 10,8 МПа, после 2го этапа, в течении 12 часов пневматическим способом. Проверка на герметичность давлением 9,81 МПа в течении 12 часов пневматическим способом.

Участки газопровода-отвода, не указанные выше, испытываются на прочность одновременно со всем трубопроводом. Давление испытания на прочность принято 1,1Рраб=10,8МПа. Продолжительность испытания на прочность составляет 24 часа.

Проверку на герметичность участков трубопровода необходимо производить после испытания на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего давления Рраб=9,81Па.

Испытательное давление каждой трубы испытываемого участка не должно превышать заводского испытательного давления, на которое эта труба была испытана.

Работы по проведению испытания выполняются последовательно по отдельным участкам, ограниченным крановыми узлами.

Перед сваркой фитингов и арматуры, необходимо предоставить сертификаты испытания качества заводов изготовителей, убедиться, что заводское испытательное давление фактически поставленных фитингов и запорной арматуры на крановом узле не менее проектного испытательного давления.

Если, на испытуемом участке, имеются трубы с разной толщиной стенки, то испытательное давление принимается для труб с наименьшим заводским испытательным давлением.

Испытание производится воздухом, с последующим его вытеснением инертным газом – азотом давлением 0,1МПа и заполнением природным газом давлением до 9,81МПа.

2.2.7.3 Гидравлическое испытание крановых узлов запорной арматуры

Гидравлическое испытание КУ должно производиться на трубосварочной базе.

Подготовка к испытанию кранового узла ведется в следующем порядке:

- к концам монтажного узла приварить патрубки из труб длиной 6м со съемными сферическими заглушками;
- на пониженном конце одного из приваренных патрубков смонтировать сливной патрубок с краном, а на повышенном - воздухопускной патрубок и манометр;
- полностью открыть всю запорную арматуру кранового узла, включая краны на вентузах;
- Вода в испытываемый узел подается из передвижной емкости.

Вода подается до тех пор, пока не появится в воздухопускном кране.

Принципиальная схема предварительного гидравлического испытания кранового узла представлена на рисунке 2.2.7.3.1.

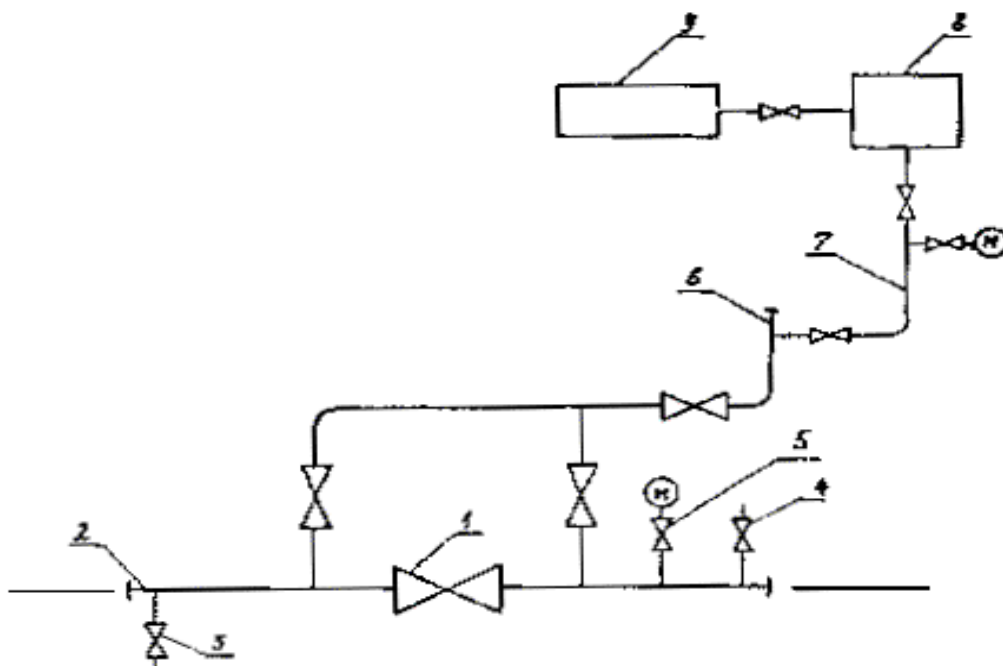


Рис 2.2.7.3.1 Принципиальная схема предварительного гидравлического испытания кранового узла

1 - крановый узел; 2 - патрубок с заглушкой; 3 - сливной патрубок с краном; 4 - воздухопускной патрубок; 5 - манометр; 6 - свеча с заглушкой; 7 - шлейф с арматурой; 8 - опрессовочный агрегат; 9 - передвижная емкость с водой.

После заполнения узла водой, с помощью опрессовочного агрегата необходимо произвести подъем давления в следующем порядке:

- при достижении давления, равного 2 МПа, необходимо прекратить подъем давления и осмотреть узел. Во время осмотра подъем давления в крановом узле запрещается;
- если дефекты не выявлены, продолжить подъем давления до испытательного на прочность;
- после выдержанного испытания на прочность, необходимо провести проверку на герметичность - при снижении давления до $P_{раб}$ в течение времени, необходимым для осмотра кранового узла.

КУ считается выдержавшим испытание, если при осмотре узла не будут обнаружены утечки.

После окончания гидравлического испытания воду из узла слить и временные патрубки с заглушками демонтировать. Второй этап испытания КУ будет проходить в составе линейной части трубопровода. Вода для гидравлических испытаний будет подвозиться с близлежащих населённых пунктов или других источников водоснабжения.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление остается неизменным, а при проверке на герметичность не будут обнаружены утечки.

Заполнение трубопровода водой производится при положительной температуре окружающей среды, а в зимний период - после проведения мероприятий по теплозащите гидрокамер и технологических трубопроводов.

После механического удаления воды из газопровода поршнями-разделителями на стенках труб, в микронеровностях, может оставаться водяная пленка. При заполнении продуктом и эксплуатации газопроводов оставшаяся влага способствует образованию кристаллогидратов, в результате чего снижается их пропускная способность.

После успешного завершения испытания на прочность и герметичность давление в секции должно быть снижено до стабилизации давления 0,2 МПа в самой высокой точке секции трубопровода.

Осушку полости следует производить по специальной инструкции, согласованной с органами надзора, проектной организацией, заказчиком, генподрядной строительной организацией и утвержденной эксплуатирующей организацией. Инструкция должна предусматривать мероприятия, направленные на снижение паровоздушной фазы в трубопроводе, предупреждение гидратообразования.

Осушку полости газопровода рекомендуется производить сухим природным газом, сухим воздухом, подаваемым в трубопровод генераторами сухого сжатого воздуха.

Контроль процесса осушки осуществляют по показаниям датчиков влажности воздуха (психрометра), устанавливаемых в конце осушаемого участка газопровода.

Осушка считается законченной, когда содержание влаги в осушаемом газе не превысит содержания влаги в транспортируемом природном газе (примерно 20 г/м³ сухого газа).

2.2.8 Опознавательные знаки

На трассе трубопровода предусматривается установка опознавательных знаков высотой 1,5-2м от поверхности земли, которые оснащены соответствующими щитами с надписями указателями. Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не реже, чем 500м, а также на углах поворота газопровода, с указанными на них километражем, фактической глубиной заложения, наименованием газопровода. На землях сельскохозяйственного пользования столбики устанавливаются только на границах полей.

Для закрепления трассы газопровода на местности километровые столбики (опознавательные знаки) можно совмещать с контрольно-измерительными пунктами (КИП) катодной защиты, в этом случае КИП окрашиваются, как километровые столбики.

Километровые столбики окрашиваются в ярко-оранжевый или ярко-желтый цвет.

В местах пересечения газопровода – отвода с автомобильными дорогами всех категорий устанавливаются предупредительные знаки «Осторожно газопровод» и «Остановка запрещена».

Переходы газопровода через водные преграды и овраги, а также места пересечения газопровода с другими надземными и подземными коммуникациями обозначаются предупредительными знаками «Газопровод высокого давления», а так же опознавательными знаками «Закрепление трассы газопровода на местности», которые обеспечивают:

- визуальное обнаружение газопровода при патрулировании любым способом;
- определение местоположение газопровода–отвода при ведении работ в охранной зоне газопровода;
- каждый столбик оборудуется двумя плакатами;

- первый («Закрепление трассы газопровода на местности») – с информацией об охранный зоне, месте залегания и принадлежности трубопровода;
- второй («Газопровод высокого давления») – с указанием (в км) по трассе газопровода.

2.2.9 Сооружение переходов через естественные и искусственные препятствия

2.2.9.1 Пересечения с инженерными коммуникациями

Проектируемый трубопровод пересекает существующие надземные и подземные коммуникации. Пересечения газопровода с инженерными коммуникациями выполнены в соответствии с требованиями СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы» и технических условий, выданных заинтересованными организациями.

В соответствии с требованиями СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы», при пересечении трубопровода с подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, газопроводами, силовыми кабелями, кабелями связи, подземными, наземными и надземными оросительными системами) в пределах 50м по обе стороны от пересекаемой коммуникации категория трубопровода – вторая (II).

В соответствии с требованиями СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы» при взаимном пересечении трубопроводов расстояние между ними в свету принято не менее 350мм, а пересечение выполняется под углом не менее 60°.

Пересечения между трубопроводами и другими инженерными сетями (нефтепровод, воздушными линиями электропередач и др.) запроектированы в соответствии с требованиями СН РК 3.01-03-2011 «Генеральные планы промышленных предприятий» и Правилами Устройства Электроустановок (ПУЭ РК).

Пересечение трубопровода с подземными коммуникациями выполняется в соответствии с техническими условиями, представляемыми заинтересованными, эксплуатирующими организациями.

Разработку и засыпку траншеи в местах пересечения с подземными коммуникациями выполнить вручную по 2м в обе стороны от стенки пересекаемой коммуникации в соответствии с требованиями СН РК 5.01-01-2013 «Земляные сооружения, основания и фундаменты».

2.3 Автоматизированная газораспределительная станция (АГРС)

2.3.1 Назначение и технические характеристики АГРС

Автоматизированная газораспределительная станция АГРС-140 предназначена для подачи газа от магистрального газопровода МГО «Сары-Арка» с давлением $P_{вх.}=2,4...9,81$ МПа, переключения поступающего газа из газопровода, его очистки и подогрева, редуцирования со снижением и поддержанием давления в заданных пределах и поддержания его с определенной точностью при изменении расхода и давления газа на входе АГРС, а так же для, измерения, регистрации его расхода и одоризации перед подачей потребителю АО «QARMET».

Технологическая схема АГРС представлена на чертеже 24/06/05/1-ПСД-2-ТХ-002.

Основные параметры и технические характеристики проектной АГРС-140:

1. Номинальная производительность:
 - $Q_{min}=150$ нм³/час;
 - $Q_{max}=140\,000$ нм³/час.
2. Давление газа на входе АГРС:
 - $P_{min.раб.}=2,4$ МПа;
 - $P_{max.раб.}=9,81$ МПа.
3. Температура на входе АГРС:
 - $T_{min}=0$ °С;
 - $T_{max}=+20$ °С.
4. Количество выходных линий - 1шт;
5. Производительность на выходе:

- $Q_1=150...140\ 000\ \text{м}^3/\text{час}$;
- 6. Давление газа на выходе АГРС:
 - $P_{\text{вых}1}=1,2\ \text{МПа}$;
- 7. Температура газа на выходе АГРС:
 - $T=$ не ниже $0\ ^\circ\text{C}$;
- 8. Очистка от капельной жидкости;
- 9. Резервирования узла очистки газа;
- 10. Количество выходов на собственные нужды - 4 шт.;
- 11. Давление газа на блок подготовки теплоносителя – 30 кПа;
- 12. Давление газа на блок операторной – 30 кПа;
- 13. Давление газа на газопоршневую электростанцию – 30 кПа;
- 14. Давление газа на емкость сбора газового конденсата – 30 кПа;
- 15. Производительность узла подготовки газа на собственные нужды блока подготовки теплоносителя:
 - $Q_{\text{min}}= 46,7\ \text{м}^3/\text{час}$;
 - $Q_{\text{max}}=467,2\ \text{м}^3/\text{час}$.
- 16. Производительность узла подготовки газа на собственные нужды блока операторной:
 - $Q_{\text{min}}=1,0\ \text{м}^3/\text{час}$;
 - $Q_{\text{max}}=5,0\ \text{м}^3/\text{час}$.
- 17. Производительность узла подготовки газа на собственные нужды газопоршневой электростанции:
 - $Q_{\text{max}}=40\ \text{м}^3/\text{час}$.
- 18. Учет расхода газа.

АГРС предусматривается на базе блочных газораспределительных станций полного заводского изготовления, которые представляют собой комплекс технологического оборудования, обеспечивающего выполнение следующих основных функций:

- очистка газа от капельной жидкости и механических примесей с автоматическим сбросом конденсата;
- подогрев газа перед редуцированием и автоматическое поддержание заданной температуры для повышения надежности работы оборудования;
- редуцирование газа высокого давления (магистрального) до указанного низкого и поддержание его с заданной точностью при изменении входного давления или расхода газа;
- измерение расхода газа с многосуточной регистрацией данных и передачей информации на уровень газораспределительной организации;
- одоризация газа;
- автоматическое управление режимами работы технологического оборудования станции, в том числе ограничение поставок газа по требованиям газораспределительной организации;
- звуковое и визуальное оповещение при аварийных ситуациях, а также при нарушениях работы с передачей сигнала на пульт диспетчеру или оператору;

В составе АГРС предусматриваются:

- узел переключения;
- узел очистки и подогрева газа;
- блок редуцирования;
- блок подготовки теплоносителя;
- блок учета расхода газа (на входе в АГРС);
- блок автоматической одоризации;
- блок «Операторная» с размещением САУ ТП ГРС, систем контроля пожароопасности, загазованности, источника бесперебойного электропитания;
- блок с газопоршневой электростанцией;
- комплектная однострансформаторная подстанция КТПН-100/10/0,4;
- подземная емкость сбора конденсата $V=3,0\ \text{м}^3$;
- подземная емкость хранения одоранта $V=5,0\ \text{м}^3$;
- емкость для слива теплоносителя $V=10,0\ \text{м}^3$;

Газ из газопровода-отвода, поступивший на вход АГРС, проходит через входной кран блока переключения и следует в узел очистки, где производится его очистка от капельной влаги и механических примесей. Далее газ в рабочем режиме проходит через блок учета расхода газа на базе ультразвуковых счетчиков, где происходит его учет, далее через узел подогрева, где нагревается с целью предотвращения гидратообразования. Далее подогретый газ поступает на блок редуцирования, где происходит снижение его давления до значения, соответствующего выходному давлению. Также в узле редуцирования после одоризации осуществляется снижение давления и отбор газа на собственные нужды (на котлы блока подготовки теплоносителя, операторной и на газопоршневую электростанцию). После блока редуцирования и блока переключения газ поступает через блок одоризации и подается потребителю с соответствующим давлением. В случае необходимости переключение потока газа высокого давления с автоматического на ручное регулирование давления по обводной линии осуществляется в блоке переключения.

Эксплуатацию вновь построенных сооружений магистрального газопровода-отвода, АГРС и сооружений на них выполнять согласно требований «Правил эксплуатации магистральных газопроводов» от 22 января 2015 года № 33.

Материальный баланс технологического процесса приведен в таблице 2.3.1.1.

Таблица 2.3.1.1

Приход			Расход		
Наименование	Единица измерения	Количество	Наименование	Единица измерения	Количество
Газ, в том числе -капельной жидкости (конденсата); -одоранта	нм ³ /час	140 000	Газ потребителю, в том числе	нм ³ /час	139 487,8
	кг/час	12,603	- капельной жидкости (конденсата)	кг/час	0,504
	кг/час	2,24	- одоранта	кг/час	2,232
			Газ на собственные нужды, в том числе	нм ³ /час	512,2
			- капельной жидкости (конденсата)	кг/час	0,045
			- одоранта	кг/час	0,0168
			Конденсат (в емкость для сбора конденсата)	кг/час	12,054

2.3.2 Описание принятых технологических решений

2.3.2.1 Узел переключения

Узел переключения АГРС предназначен для переключения потока газа высокого давления с автоматического на ручное регулирование давления по обводной линии, а также для предотвращения повышения давления в линии подачи газа потребителю с помощью предохранительной арматуры.

Блок переключения состоит из входного, выходного коллекторов и байпасной линии.

Во входной коллектор входит:

- управляемый кран шаровой с пневмоприводом DN300, PN10МПа;
- управляемый кран шаровой с пневмоприводом DN80, PN10МПа, на линии аварийного сброса газа.

Выходной коллектор, выполнен по схеме:

- управляемый кран шаровой с пневмоприводом DN400, PN10МПа;

- управляемый кран шаровой с пневмоприводом DN100, PN10МПа, на линии аварийного сброса газа;

- блок предохранительных сбросных клапанов пружинных СППК5Р-100-160 с трёхходовым шаровым краном DN100 на входе блока.

Обводная (байпасная) линия включает в себя:

- управляемый кран шаровой с пневмоприводом DN250, PN10МПа;
- регулирующий клапан с шумоглушением VLM+DB819 DN150, PN10МПа, ANSI600.

Обводная линия предусмотрена для непродолжительного снабжения потребителей газом, минуя АГРС, контроль выходного давления при работе по «байпасу» осуществляться по манометру. Свеча DN80 и DN100 с дистанционно управляемым краном для аварийного сброса газа из технологических трубопроводов, предусматривается после входного крана и выносится не менее 10 м за ограждение АГРС.

Расположение запорной арматуры на обводной линии - закрытое. Запорные устройства обводной линии пломбируются службой АГРС.

Для защиты трубопроводов потребителя от превышения давления установлены предохранительные клапаны СППК. Предохранительный сбросной клапан, устанавливается после шарового крана с пневмоприводом DN400 на выходном газопроводе, настраивается на давление срабатывания 1,1хР_{вых.} и принимается на 10% максимальной пропускной способности нитки редуцирования. Если в случае неисправности регулятора давления сбросной клапан полностью открывается, но выходное давление продолжает нарастать - срабатывает предохранительный отсекающий клапан, полностью и герметично перекрывая подачу газа в выходной газопровод.

Сброс с предохранительных клапанов осуществляется на свечи DN150, DN80, и выносится не менее 10 м за ограждение АГРС.

Шаровые краны с пневмоприводом обеспечиваются системой управления приводом, обеспечивающей местное и дистанционное управление приводом. Управление осуществляется при помощи импульсного газа непосредственно из полости трубопроводов.

Узел переключения газа выполнен на раме и предназначен для эксплуатации на открытом воздухе.

2.3.2.2 Узел фильтрации и подогрева газа

Узел очистки (фильтрации) газа (УФГ) предназначен для очистки газа от механических примесей и капельной влаги, с дальнейшим ее удалением в ёмкость сбора конденсата.

Узел очистки газа на АГРС служит для защиты от преждевременного износа и выхода из строя оборудования, регуляторов давления газа на узлах редуцирования, а также защиты счетчиков газа, датчиков и приборов автоматики системы контроля и управления.

Узел очистки выполнен из двух линий очистки, основной и резервной, каждая из которых включает в себя:

- фильтр-сепаратор HFA60/TRC, PN10МПа, ANSI600 (далее - ФС);
- управляемый кран шаровой с пневмоприводом DN300, PN10МПа до ФС;
- заглушка фланцевая поворотная DN300, PN10МПа до и после ФС;
- кран шаровой с редуктором DN300, PN10МПа после ФС;
- кран DN10 для продувки узла очистки азотом и кран DN25 на продувочную свечу;
- управляемый кран шаровой с пневмоприводом и дублирующий ручной кран шаровый DN50, PN10МПа, для сброса конденсата в емкость сбора конденсата.

Газ поступает на вход узла очистки, состоящего из двух вертикальных фильтров-сепараторов HFA60/TRC Pietro Fiorentini (1 раб., 1 рез.). Отделение жидкости осуществляется за счет закручивания потока газа и резкого изменения направления его движения, а также отсеки жидкости мелкой синтетической сетки. В верхней части фильтра-сепаратора размещается фильтрующая кассета, состоящая из сменных фильтрующих элементов. Замена и промывка отработанных элементов осуществляется через специальную верхнюю крышку фильтра-сепаратора. Степень загрязнения ФС определяется по перепаду давления на выходе и входе. Жидкость накапливается в нижней части фильтра-сепаратора и автоматически, по мере накопления, самотеком сливается в промежуточную

емкость сбора конденсата. Максимальный уровень конденсата в промежуточной емкости определяется датчиком верхнего уровня. Сигнал для открытия/закрытия крана с дистанционным управлением, осуществляющего сброс конденсата в ёмкость сбора конденсата $V=3,0\text{м}^3$ в автоматическом режиме приходит от сигнализатора уровня жидкости, установленного на фильтре-сепараторе.

Для перехода с рабочего на резервный фильтр, в случае проведения ремонтных и профилактических работ, не прерывая процесс, необходимо открыть краны на условно нерабочем фильтре и перекрыть краны для отключения условно работающего фильтра.

На узле очистки предусмотрена продувочная свеча DN25.

Узел подогрева выполнен из двух линий подогрева: одной рабочей и одной резервной. На каждой из линий подогрева газа используется подогреватель газа типа KSI7 Pietro Fiorentini с входным/выходным патрубком DN300

Узел подогрева включает в себя:

- подогреватель газа типа KSI7, PN10МПа, ANSI600;
- управляемый кран шаровой с пневмоприводом DN300, PN10МПа до подогревателей;
- заглушка фланцевая поворотная DN300, PN10МПа до и после подогревателей;
- кран шаровой с редуктором DN300, PN10МПа после подогревателей;
- кран DN10 для продувки узла очистки азотом и кран DN25 на продувочную свечу;
- заглушка фланцевая поворотная DN150, PN1,6МПа до и после подогревателей на линии теплоносителя;
- кран шаровой с редуктором DN150, PN1,6МПа до и после подогревателей на линии теплоносителя;
- Предохранительный отсекающий клапан ПКО-029-150-01 DN150, PN1,6МПа до и после подогревателей на линии теплоносителя;
- ручной кран шаровый и заглушка фланцевая поворотная DN25, PN10МПа, для сброса конденсата в емкость сбора конденсата.

Узел подогрева выполнен из двух линий подогрева: одной рабочей и одной резервной. На каждой из линий подогрева газа используется подогреватель газа типа KSI7 с входным/выходным патрубком DN300.

Подогреватель газа KSI7 представляет собой кожухотрубчатый теплообменник с U-образными трубками из стальной трубы. Теплообменник имеет систему защиты контура теплоносителя от прорыва газа высокого давления, предохранительные отсекающие клапана, препятствующие прохождению росту давления в системе подготовки теплоносителя в случае прорыва, запорную арматуру на теплопроводах для отключения в случае ремонтных работ, контрольно-измерительные приборы, штуцера для слива конденсата из распределительной камеры теплообменника, штуцер удаления воздуха из кожуха и штуцер для слива теплоносителя.

Газ в подогревателе движется по U-образным трубкам, закреплённым в трубной решетке. Теплоноситель движется в межтрубном пространстве кожуха, разделённом перегородками. Теплоноситель в теплообменники поступает из блока подготовки теплоносителя. Циркуляция теплоносителя в системе – принудительная. Защита системы подогрева теплоносителя от повышения давления, в случае прорыва газа в трубном пучке теплообменников подогревателей газа, выполняется предохранительными отсекающими клапанами, настроенными на давление $P_{настр}=1,1P$ (где P – максимальное давление теплоносителя после отопительного котла).

По входу и выходу каждой из линий подогрева предусмотрены запорно-регулирующая арматура.

На каждой линии подогрева предусмотрена возможность подключения оборудования для продувки газовых коммуникаций азотом на период проведения ремонтных работ в целях предотвращения прямого контакта природного газа и атмосферного воздуха.

Узел подогрева газа выполнен на раме и предназначен для эксплуатации на открытом воздухе.

2.3.2.3 Блок учета расхода газа

После выходных кранов узла переключения и очистки (фильтрации) газа до узла подогрева предусмотрен блок коммерческого учёта расхода газа.

Все измерительные линии выполнены на базе счетчика газа ультразвуковой DN300 и DN80, PN10МПа ANSI600 типа USM GT-400, с корректором ERZ2104DI марок RMG, согласно ГОСТ 8.611-2024.

Блок учёта расхода газа выполнен из трех измерительных линий, 2 линии DN300 (1 раб., 1 рез.) на максимальный расход и 1 линия DN80 малых расходов.

Узел подогрева включает в себя:

- счетчика газа ультразвуковой DN300 (основная и резервная линия), PN10МПа, ANSI600;
- счетчика газа ультразвуковой DN80 (линия малых расходов), PN10МПа, ANSI600;
- кран шаровой ручной с редуктором DN300 и DN80, PN10МПа до и после счетчика;
- заглушка фланцевая поворотная DN300 и DN80, PN10МПа до и после счетчика;
- кран DN10 для продувки узла очистки азотом и кран DN25 на продувочную свечу;
- выпрямитель потока газа типа LP35S марки RMG DN300 и DN80, PN10МПа, ANSI600 до счетчика

Конструкция линий учёта обеспечивает простой способ установки/снятия счетчика, его замены, а также возможность периодического контроля состояния внутренней поверхности измерительных трубопроводов на прямых участках 10D до и 3D после счетчика.

На измерительной линии предусмотрены кран DN20 для продувки ИТ азотом и кран DN25 на продувочную свечу.

В качестве корректора объема расхода газа используется корректор ERZ2104DI марок RMG. Линии учёта расхода газа выполнены в закрытом блоке.

Для узла учета предусматривается резервное питание на базе ИБП и аккумуляторных батарей. Также поставщиком АГРС предусмотрена комплектная поставка АРМ оператора и шкафа САУ, с предустановленным программным обеспечением и кабелем связи для конфигурирования параметров на уровне администратора и снятия архивных данных с корректоров объема расхода газа. АРМ находится в блоке Операторной.

Отопление блока учета расхода газа выполнено по двухтрубной, тупиковой схеме, подогрев и циркуляция теплоносителя осуществляется от блока подготовки теплоносителя. Система отопления подключается на межблочной обвязке. Отопление блока технологического см. раздел ТС.

2.3.2.4 Блок редуцирования газа

Газ на блок редуцирования подается после узла очистки и подогрева.

Блок редуцирования содержит узел редуцирования газа на основного потребителя, узел редуцирования газа на собственные нужды.

Блок редуцирования состоит из трех линий: 1 основная рабочая, 1 основная резервной и 1 линия малых расходов. Рабочие и резервная линии редуцирования выполнены по схеме по ходу газа:

1. Основная линия: кран с пневмоприводом DN300 PN10МПа, заглушка фланцевая поворотная DN300 PN10МПа, предохранительный отсекающий клапан HON711-200-K16-0-0-0 DN200 PN16МПа, ANSI600, Регулятор давления газа HON512c-150/300-650 DN150/DN300 PN16МПа, ANSI600 заглушка фланцевая поворотная DN400 PN10МПа, ручной кран с редуктором DN400 PN10МПа.

1. Линия малых расходов: кран с пневмоприводом DN80 PN10МПа, заглушка фланцевая поворотная DN80 PN10МПа, предохранительный отсекающий клапан HON711-50-K16-0-0-0 DN50 PN16МПа, ANSI600. Регулятор давления газа HON512c-50/50-650 DN50 PN16МПа, ANSI600, заглушка фланцевая поворотная DN100 PN10МПа, ручной кран с редуктором DN100 PN10МПа.

Линии оснащены кранами DN10 для продувки узла очистки азотом и кранами DN25 на продувочную свечу.

Регуляторы используются по модульной системе «регулятор+ПЗК» с целью обезопасить нить редуцирования от повышения давления в выходном трубопроводе в связи с поломкой регулятора. В данной системе ПЗК обеспечивает безопасность потребителя от превышения давления. Регулятор обеспечивает автоматическое поддержание давления газа в заданных пределах без уменьшения пропускной способности линии редуцирования. В случае неисправности основного регулятора выходное давление начинает расти, и когда оно доходит до значения 115% выходного давления, блок

предохранительных клапанов вступает в работу и сбрасывает избыточное давление. Оператор принимает решение о дальнейшей работе нитки. При достижении давления 125% от выходного срабатывает предохранительный отсекающий клапан и полностью перекрывает подачу газа на потребителя. Давление резервной линии редуцирования настраивается на 10 % ниже рабочей линии. Следовательно, при открытых входных и выходных кранах регуляторы резервной нитки будут закрыты, и включаются в работу только при падении давления на рабочей линии.

На каждой линии редуцирования предусмотрена возможность подключения оборудования для продувки газовых коммуникаций азотом на период проведения ремонтных работ с целью предотвращения прямого контакта природного газа и атмосферного воздуха.

Отопление блока редуцирования газа выполнено по двухтрубной, тупиковой схеме, подогрев и циркуляция теплоносителя осуществляется от блока подготовки теплоносителя. Система отопления подключается на межблочной обвязке. Отопление блока технологического см. раздел ТС.

Узел редуцирования газа на собственные нужды

Узел редуцирования газа на собственные нужды предназначен для редуцирования газа на четырех потребителей: блок подготовки теплоносителя (БПТ), блок операторной (БО) и ГПЭС и расположен в Блоке редуцирования газа.

Узел редуцирования газа на собственные нужды организован в одну ступень редуцирования:

– 1-я ступень – редуцирование с 1,2МПа до 0,03МПа;

Узел редуцирования газа состоит из двух линий редуцирования 1раб., 1 резерв. Каждая из линий выполнена на базе технологической цепочки из регулятора давления газа со встроенным предохранительным отсекающим клапаном Dival600G MP+LA/MP DN50. Расход газа на узле редуцирования составляет 512,2 нм³/ч.

На выходном газопроводе дополнительно предусмотрена установка предохранительного сбросного клапана VS/AM65MP, защищающего выходной газопровод от превышения давления выше допустимого.

Рабочие и резервная линии редуцирования выполнены по схеме по ходу газа: кран с пневмоприводом DN50 PN10МПа на выходе из узла переключения, ручной кран с шаровый DN50 PN1,6МПа, заглушка фланцевая поворотная DN50 PN1,6МПа, фильтр газовый с ИПД DN50, регулятора давления газа со встроенным предохранительным отсекающим клапаном Dival600G MP+LA/MP DN50, заглушка фланцевая поворотная DN100 PN1,6МПа, ручной кран с шаровый DN100 PN1,6МПа, байпас DN80 с предохранительно-сбросным клапаном VS/AM65MP DN25, ручной кран с шаровый DN100 PN1,6МПа, заглушка фланцевая поворотная DN100 PN1,6МПа, измерительный комплекс на базе ротационного счетчика СГ-ЭК-Т-650/1,6 с корректором ЕК270, заглушка фланцевая поворотная DN100 PN1,6МПа, ручной кран с шаровый DN100 PN1,6МПа 2шт. Линия имеет выход на передавливание конденсата давлением 0,03МПа на емкости сбора конденсата.

На узле редуцирования собственных нужд выполняется полный комплекс мероприятий, предназначенный для очистки и измерения расхода газа, необходимого для внутренних потребителей АГРС. На выходном газопроводе также предусмотрена установка предохранительного сбросного клапана VS/AM65MP DN25, защищающего выходной газопровод от превышения давления выше допустимого.

2.3.2.5 Блок подготовки теплоносителя (см.раздел ТС)

Блок подготовки теплоносителя предназначен для подогрева, обеспечения циркуляции, поддержания требуемого избыточного давления, регулирования расхода теплоносителя.

Для работы котлов к блоку подготовки теплоносителя подводится природный газ с давлением 30 кПа по ГОСТ 5542-2022. Газ через термозапорный клапан, отсечной электромагнитный клапан и фильтра подаётся в газовую рампу. Краны шаровые отключают участки для проверки, обслуживания и ремонта. После рампы, через краны шаровые, газ поступает в котлы. Для контроля давления и сигнализации превышения давления газа в подводящем газопроводе котлов служат манометр и датчик-реле давления.

Теплоносителем системы теплоснабжения является пропиленгликоль (антифриз) (поставляется в комплекте). Допускается использование других низкотемпературных жидкостей с температурой кристаллизации не выше минус 40°C. Содержание пропиленгликоля в теплоносителе не должно превышать 40% по объёму. При использовании теплоносителя необходимо строго соблюдать рекомендации завода-изготовителя. Температурный график теплоносителя 90°C/70°C, содержание кислорода не более 0,05...1,1 г/м³.

Для подогрева теплоносителя предусмотрены два водогрейных котла Bosch «SK755» тепловой мощностью по 1400 кВт каждый (2 котла в работе) и один котёл мощностью 1200 кВт фирмы Meteor. На каждом котле установлена газовая дутьевая горелка.

Циркуляция теплоносителя в контуре теплоснабжения - принудительная, с помощью трёх электронасосов (двух рабочих и одного резервного) WILO IPL 50/175-7.5/2, 2,0 кВт, 3×400 В (для пропиленгликоля). Для очистки теплоносителя перед входом в циркуляционные насосы установлен фильтр.

Узел подогрева теплоносителя может заполняться и подпитываться электронасосом Pedrollo СК 50 из подземной ёмкости для теплоносителя через дренажный патрубок коллектора подпитки.

Избыточное давление в контуре теплоснабжения поддерживается мембранными расширительными баками ёмкостью 500 л в количестве 4 шт., подключёнными к входному трубопроводу коллектора обратного теплоносителя.

Для предотвращения повышения давления в контуре циркуляции выше допустимого, на выходе из котлов установлены предохранительные сбросные клапаны с давлением срабатывания 0,6 МПа, сбрасывающие теплоноситель в дренажный бак.

Для отвода продуктов сгорания топлива каждый котёл оборудован газоходом DN400 мм со взрывным предохранительным клапаном и подключён к индивидуальной дымовой трубе DN400 мм высотой 10,0 м (комплект поставки)

Блок подготовки теплоносителя располагается в отапливаемом блок-контейнере.

2.3.2.6 Блок автоматической одоризации газа (БАОГ)

Блок автоматической одоризации газа (БАОГ) предназначен для придания газу характерного запаха путём автоматического дозирования жидкого этилмеркаптана (одоранта) в технологический трубопровод АГРС.

БАОГ производства ТОО «Энергогаз» установлены на выходном трубопроводе АГРС и содержат узлы дозирования одоранта с расходной ёмкостью 193л.

Управление работой узла осуществляется блоком управления, который устанавливается в комнате оператора.

Для хранения и выдачи одоранта на площадке АГРС предусмотрена ёмкость объёмом 5,0 м³ подземного исполнения.

Блок управления одоризатором отображает:

- текущий расход одоранта, г/час;
- текущий суточный и предыдущий суточный расход одоранта, кг/сутки;
- текущий месячный и предыдущий месячный расход одоранта, кг/месяц;

Предусмотрен также ручной ввод фактической плотности одоранта.

БУ ведёт постоянный контроль за состоянием оборудования одоризатора и при выявлении отклонения от нормы выдаёт на верхний уровень сигнал «Неисправность одоризатора газа».

Блок одоризации предназначен для придания запаха газу, подаваемому потребителю с целью своевременного обнаружения по запаху его утечек. Газ подается потребителю в соответствии с ГОСТ 5542-2022.

Среднегодовая норма вводимого в газ одоранта (этилмеркаптан или смесь природных меркаптанов) установлена 16 г (19,1см³) на 1000 м³ (при температуре 0°C и давлении 760 мм.рт.ст.).

Узел дозирования одоранта размещён в обогреваемом шкафу, в качестве отопителя использован электрообогреватель.

Слив одоранта в подземную и расходную емкости из бочек, должен производиться только закрытым способом, специально обученным персоналом, бригадой не менее трех человек.

Одорант, пролитый на пол или на землю, должен быть немедленно нейтрализован раствором хлорной извести, гипохлорита натрия или марганцево-кислого калия. После обработки нейтрализующим веществом землю следует перекопать и вторично полить нейтрализующим раствором.

В целях предупреждения воспламенения пирофорного железа, образующегося при просачивании этилмеркаптанов, необходимо периодически проводить внешний осмотр оборудования, соединительных линий, кранов, вентилей и обеспечивать их полную герметизацию.

2.3.2.7 Емкость для сбора конденсата

Емкость для сбора конденсата выполнена как сосуд высокого давления и предназначена для сбора периодически удаляемых механических примесей и жидкостей из узлов очистки АГРС. Емкость $V=3,0\text{ м}^3$ выполнена в подземном исполнении. Емкость оборудована сигнализатором верхнего уровня. Для сброса газа из емкости предусмотрен предохранительный клапан СППК4Р-25-160 DN25 PN16МПа.

Слив жидкости из емкости сбора конденсата выполняется передавливанием давлением не более 0,03 МПа. Для настройки давления газа передавливания в обвязке ёмкости предусмотрен манометр. Выход слива конденсата DN50 выведен наружу и оборудован фланцевым переходом труба-шланг для слива конденсата в автоцистерну.

2.3.2.8 Емкость для хранения одоранта

Емкость для хранения одоранта предназначена для хранения и перекачивания одоранта в емкость блока одоризации и дальнейшей подачи одоранта в газопровод газораспределительной станции. Емкость представляет собой горизонтальный сосуд с эллиптическими днищами, подводящими и отводящими патрубками.

Емкость $V=5,0\text{ м}^3$ имеет подземное исполнение. Объем емкости рассчитан так, чтобы заправка ее производилась не чаще одного раза в два месяца. В емкости предусмотрен контроль уровня одоранта. Одоризатор обеспечивает автоматическую, регулируемую подачу одоранта пропорционально расходу газа на выходе АГРС.

Для предотвращения загрязнения атмосферного воздуха пары одоранта из емкости хранения и одоризационной установки сбрасываются в эжектор.

Заправка емкости одорантом должна осуществляться закрытым способом. Технология утилизации оборудования одоризации газа должна предусматривает разработку согласованных с органами государственного надзора подготовительных мероприятий по демонтажу оборудования одоризации газа и последующей передаче для его утилизации.

2.3.2.9 Блок операторной

В комплекте поставки АГРС предусмотрен блок операторной, расположенный на территории АГРС.

Операторная – отдельно стоящее здание блочно-модульной конструкции, для размещения дежурного персонала АГРС, обслуживающего станцию вахтовым методом.

В блоке операторной предусмотреть помещение операторной с системами отопления, вентиляции, электротехническими устройствами, средствами телефонной и диспетчерской связи, оборудованием канала телемеханики и системой телемеханики для круглосуточного дежурства обслуживающего персонала с помещениями:

- комната операторная с оборудованием - 18 м^2 ;
- бытовая комната;
- комната отдыха;
- комната приёма пищи;
- мастерская;

- топочная;
- душевая;
- коридор со шкафом для одежды.

В помещении операторной предусмотрена система кондиционирования воздуха.

Отопление блока операторной организовано от котла, расположенного в помещении топочной.

На входе газовой линии перед котлом установлен термозапорный и электромагнитный отсечной клапаны.

Учёт расхода газа на котёл блока операторной организован с помощью измерительного диафрагменного счётчика газа СГБ G2,5.

2.3.3 Анализ газа

На выходном трубопроводе DN 400 после блока переключения, предусматривается штуцер для отбора проб с шаровым краном. Отбор проб осуществляется по ГОСТ 18917-82. Периодичность контроля состава газа, по наличию в газе жидкой фазы воды и углеводородов, а также по точке росы влаги газа должна быть не реже одного раза в месяц. Анализ газа проводится в специализированной аккредитованной лаборатории.

Результаты периодических испытаний качества газа распространяются на объем газа, прошедший по трубопроводу за период между данным и последующим испытаниями. При получении неудовлетворительных результатов испытаний хотя бы по одному из показателей качества проводят повторные испытания по данному показателю на вновь отобранной пробе. Результаты повторных испытаний считаются окончательными и распространяются на объем газа, прошедший по трубопроводу за период между данным и предыдущим испытаниями. Определение точки росы влаги в газе следует проводить по ГОСТ 20060-2021. Допускается определение другими методами и приборами с такой же точностью.

2.3.4 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

Выбор технологического оборудования и показателей принятых технологических процессов определен техническими условиями на разработку рабочего проекта газопровода-отвода и АГРС и требованиями действующей нормативно-технической документации.

Показатели и характеристики систем и оборудования АГРС определены исходя из значений минимальной и максимальной пропускной способности АГРС, давления и температуры газа при условии соблюдения следующих требований:

- технологическое оборудование АГРС, до выходного крана включительно, рассчитано на рабочее давление подводящего газопровода-отвода;
- максимальная скорость газа в технологической обвязке АГРС не превышает 25 м/с.

Выбор труб произведен в соответствии с «Инструкцией по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности».

Расчет толщины стенки труб выполнен в соответствии с требованиями СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013. Диаметры трубопроводов АГРС определены по максимально допустимым скоростям потока газа.

2.3.5 Оборудования заводской поставки

2.3.5.1 Перечень оборудования

АГРС-140 представляет собой комплекс блок-зданий и узлов разного назначения.

Перечень комплекта заводской поставки приведен в таблице 2.3.5.1.1.

Таблица 2.3.5.1.1

Поз.	Наименование	Ед.	Кол.	Масса, тн		Габариты (Д×Ш×В)
				Ед.	Всего	
1.	Узел переключения вход 380-24-К-01.901.01ГЧ	шт.	1	4,349	4,349	6300×3160×4700

2.	Узел переключения выход 380-24-К-01.902.01ГЧ	шт.	1	4,197	4,197	8300×2750×4700
3.	Узел подогрева газа 380-24-К-04.900.01ГЧ	шт.	1	19,154	19,154	10025×4300×4420
4.	Узел фильтрации (очистки) газа 380-24-К-02.900.01ГЧ	шт.	1	13,293	13,293	10200×3490×3638
5.	Блок подготовки теплоносителя 200-166-БМК-4000Г	шт.	1	20,000	20,000	12000×6000×3200
6.	Блок редуцирования газа 380-24-К-05.900.00ГЧ	шт.	1	45,0	45,0	12200×6400×3355
7.	Блок коммерческого учета расхода газа 380-24-К-03.901.00ГЧ	шт.	1	22,0	22,0	12200×3400×3255
8.	Блок автоматической одоризации газа (БАОГ) 055.00.00.00- 15121/7,41/250-Б ВО	шт.	1	2,0	2,0	2700×1250×2500
9.	Блок операторной 200-166	шт.	1	12,0	12,0	12000×6000×3200
10.	Ёмкость теплоносителя (V=10 м³) 380-24-К-003.04 ХЗ	шт.	1	4,8	4,8	9080×1360×3220
11.	Ёмкость хранения и выдачи одоранта (V=5 м³) 380-24-К-005.02 ХЗ	шт.	1	2,86	2,86	4680×1360×3020
12.	Ёмкость сбора, хранения и выдачи конденсата (V=3 м³) 380-24-К-004.04 ХЗ	шт.	1	2,0	2,0	3000×1220×4600

Примечание: Масса всего оборудования указана без учета технологических жидкостей и газов. Габаритные размеры блоков и узлов указаны без выступающих и съёмных по условиям транспортировки частей (продувочные свечи, дымовые трубы и т.д.).

2.3.5.2 Конструктивные решения блок-контейнеров

Блок-контейнеры выполнены в соответствии с требованиями ГОСТ 22853-86 «Здания мобильные (инвентарные). Общие технические условия» и имеют сертификат соответствия в области пожарной безопасности.

Отопление блок-контейнеров осуществляется путём циркуляции теплоносителя по двухтрубной системе отопления блок-контейнеров.

В блок-контейнерах АГРС предусмотрена естественная вентиляция, рассчитанная на трёхкратный воздухообмен в час, в блоках редуцирования и учета газа применена аварийная принудительная вентиляция с применением взрывозащищенных вентиляторов. В блоке автоматической одоризации газа предусмотрена естественная вентиляция, рассчитанная на 10-ти кратный воздухообмен.

Блок-контейнеры состоят из цельносварного металлического каркаса, установленного на жесткой раме из профильного материала.

В качестве утеплителя используются негорючие минераловатные плиты на основе базальтового волокна IZOROC П-75. В блоках предусмотрена гидро- и пароизоляция, обеспеченная гидро- и пароизоляционной плёнкой (дышащая трёхслойная мембрана) производства ИЗОСПАН.

Внутренняя отделка стен и потолка выполнена профлистом стеновым С8 окрашенным, прикрепленным к каркасу через стекло-магниевый лист СМЛ (негорючий материал) для минимизации «мостов холода». Наружная отделка: стен – металлосайдингом типа «Корабельная доска» окрашенным; крыши – кровельным профлистом МП-20 окрашенным. Пол внутри блок-контейнеров имеет настил из листа стального рифлёного ромбического.

Напольное покрытие выполнено в искробезопасном исполнении за счёт диэлектрических ковриков, уложенных поверх напольного настила внутри блок-контейнеров.

В отсеках блок-контейнеров с категорией А и Г в крыше предусмотрены люки в качестве легкобрасываемых конструкций.

Пожарная защита обеспечивается конструкцией блоков и применением негорючих и слабо горючих материалов.

Утеплитель применяется с пожарными характеристиками:

- группа горючести — НГ (негорючий материал) или Г1 (слабогорючий материал);
- группа воспламеняемости — В1 (трудновоспламеняемый материал);
- группа дымообразующей способности — Д1 (материал).

Блок-контейнеры оборудованы датчиками загазованности, пожарной, охранной сигнализации. Датчики, расположенные в технологических отсеках, выполнены во взрывобезопасном исполнении. Блок-контейнеры также укомплектованы средствами пожаротушения (огнетушителями), установленными в удобных и доступных местах.

Молниезащита блоков обеспечивается металлической обшивкой крыши и наличием заземляющего устройства.

Блок-контейнеры за счёт дополнительных строповочных элементов, предусмотренных конструкцией, удобны для транспортировки и монтажа, отвечают железнодорожным габаритам перевозки, и вместе с тем обеспечивают свободный доступ эксплуатирующего персонала ко всем органам управления и узлам технологической схемы, для целей обслуживания и ремонта.

Конструкция блоков удовлетворяет районам с сейсмичностью 6 баллов.

2.3.6 Запорная арматура

Запорная арматура предназначена для отключения технологических трубопроводов, аппаратов и сосудов.

В качестве запорной арматуры на АГРС применяются шаровые краны с ручным управлением и управлением посредством пневмопривода. Вся запорная арматура входит в состав технологических блочных узлов и емкостей заводского исполнения.

В процессе эксплуатации арматура, в соответствии с графиком и инструкцией, должна систематически опробоваться для определения герметичности запорного узла, степени легкости и плавности хода затвора.

Открытие запорной арматуры производится полностью до упора с нормальным усилием одного человека. Запрещается применение для открывания запорной арматуры рычагов в виде труб, крючков, ломов.

Профилактический осмотр запорной арматуры производится в процессе эксплуатации АГРС один раз в неделю.

Все краны, задвижки и вентили на АГРС маркируются:

- указателями направления открытия и закрытия;
- указателями направления движения газа (жидкости).

Для создания герметичности закрытого крана и облегчения поворота пробки при открытии необходимо периодически производить набивку смазки кранов, участвующих в технологических переключениях.

Категорически запрещается эксплуатация запорных кранов с неисправной системой уплотнения.

Запрещается использование запорных кранов и задвижек в качестве регулирующих или дросселирующих устройств. (Исключением из данного требования является использование запорной арматуры на обводных линиях).

На период проведения ремонтных работ в целях предотвращения прямого контакта природного газа и атмосферного воздуха в блоке учета расхода газа, блоке переключения, редуцирования, очистки, подогрева, а также в узлах учета расхода газа (на выходе АГРС) предусмотрены краны для продувки газовых коммуникаций азотом.

2.3.7 Технологические трубопроводы

Проектируемые технологические трубопроводы по взрывопожароопасности и рабочим параметрам относятся к следующим группам и категориям:

- трубопроводы газа - к группе Б, I категории;
- трубопроводы одоранта - к группе А, I категории;

Прокладка трубопроводов по площадке АГРС выполнена с учетом расположения проектируемых сооружений с минимальной протяженностью, обеспечивающей выполнение операций, предусмотренных технологической схемой.

Технологические трубопроводы газа запроектированы из труб стальных бесшовных горячедеформированных по ГОСТ 8732-78* сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74*; трубопроводы одоранта из стальных бесшовных труб из коррозионно-стойкой стали ГОСТ 9941-81 сталь 10Х18Н10Т.

Проектируемые трубопроводы прокладываются надземно на опорах и подземно на глубине $\geq 0,6$ м.

В месте пересечения автомобильной дороги трубопроводы газа прокладываются подземно в футлярах на глубине не менее 1,0 м от верха покрытия проезжей части до верха футляра или надземно на высоких опорах $\geq 5,0$ м.

Сварка стальных трубопроводов выполняется ручной электродуговой сваркой по ГОСТ 16037-80.

Для исключения электрических контактов подземных трубопроводов с заземленным оборудованием АГРС на входных/выходных трубопроводах на территории АГРС установлены электроизолирующие вставки.

Для подземной прокладки трубопроводов применяются трубы стальные бесшовные горячедеформированные по ГОСТ 8732-78 ст.09Г2С в заводском наружном трехслойном полимерном покрытии весьма усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена по СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 тип 1.

При заказе бесшовных труб по ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8732-78, ГОСТ 8733-74 и ГОСТ 8734-75, изготовленных из кованой или катаной заготовки, а также из непрерывно-литых слябов и слитка, дополнительно должны оговариваться требования по ударной вязкости в соответствии со СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013 неразрушающему контролю и гидроиспытаниям в зависимости от коэффициента надежности по материалу K1:

- K1 = 1,55 – бесшовные трубы с гарантией гидроиспытаний и 100%-ым контролем качества неразрушающими методами;

- K1 = 1,40 – бесшовные трубы, в т.ч. изготовленные из слитка, прошедшие 100%-ый контроль качества неразрушающими методами, гидравлические испытания и удовлетворяющие требованиям СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013 по ударной вязкости.

2.3.8 Противокоррозионная защита

Надземные участки трубопроводов и соединительные детали защищаются от атмосферной коррозии путем покрытия конструкций двумя слоями эмали ПФ-115, ГОСТ 6465-2023, по двум слоям грунтовки ГФ-021, ГОСТ 25129-2020, наносимых на очищенную от ржавчины и окалины обезжиренную поверхность по СН РК 2.01-01-2013, СП РК 2.01-101-2013. Толщина покрытия должна быть не менее 0,2 мм.

Для подземной прокладки трубопроводов применяются трубы бесшовные горячедеформированные по ГОСТ 8732-78. Покрытие подземных трубопроводов трехслойным полимерным покрытием усиленного типа в заводских условиях.

Изоляция сварных стыков подземных трубопроводов выполняется термоусаживающимися манжетами «ТЕРМА» или аналогом.

В местах крепления трубопровода к опорам в качестве изоляционного материала применяется фторопласт Ф4С15 (Ф4) в соответствии с требованиями п.4.5 СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

Выходы из грунта для защиты от атмосферной коррозии выполняются антикоррозионным покрытием, высота изолированного участка от земли – 500 мм.

Электрохимическая защита подземных трубопроводов и резервуаров (емкость конденсата и емкость одоранта) в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2016 (см. раздел ЭХЗ).

Для подземных емкостей применяется защитное покрытие весьма усиленного типа заводского нанесения.

2.3.9 Испытания пневматические на герметичность и прочность

Очистка полости и испытание газопровода на прочность, и герметичность производится в соответствии с требованиями СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013 и технологическому регламенту.

Проектом принято испытание на прочность и проверку на герметичность выполнить пневматическим способом. Испытание на прочность трубопровода осуществляется **в один этап** после укладки и засыпки или крепления на опорах (при технической возможности с подключенными агрегатами и аппаратами). Давление испытания на прочность принято заводское испытательное давление блоков Рзав. Продолжительность испытания на прочность составляет 24 часа.

Проверку на герметичность участков трубопровода необходимо производить после испытания на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего давления $P_{раб}=9,81\text{ МПа}$.

Испытательное давление каждой трубы испытываемого участка не должно превышать заводского испытательного давления, на которое эта труба была испытана.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление остается неизменным, а при проверке на герметичность не будут обнаружены утечки.

Заполнение трубопровода воздухом или инертным газом производится при положительной температуре окружающей среды, а в зимний период - после проведения мероприятий по теплозащите камер и технологических трубопроводов.

Работы по проведению испытания выполняются последовательно по отдельным участкам.

Перед сваркой фитингов и арматуры, необходимо предоставить сертификаты испытания качества заводов изготовителей, убедиться, что заводское испытательное давление фактически поставленных фитингов и запорной арматуры на крановых узлах не менее проектного испытательного давления.

Если, на испытуемом участке, имеются трубы с разной толщиной стенки, то испытательное давление принимается для труб с наименьшим заводским испытательным давлением.

Осушку полости газопровода рекомендуется производить сухим природным газом, сухим воздухом, подаваемым в трубопровод генераторами сухого сжатого воздуха.

Контроль процесса осушки осуществляют по показаниям датчиков влажности воздуха (психрометра), устанавливаемых в конце осушаемого участка газопровода.

Осушка считается законченной, когда содержание влаги в осушаемом газе не превысит содержания влаги в транспортируемом природном газе (примерно 20 г/м^3 сухого газа).

Перед заполнением АГРС газом произвести заполнение системы азотом давлением $0,1\text{ МПа}$, в целях исключения образования газо-воздушной смеси.

2.3.10 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к оборудованию, зданиям и сооружениям на опасных производственных объектах

Для обеспечения безаварийной работы газораспределительной станции проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- компоновка технологического оборудования выполнена с учетом его безопасного обслуживания, удобства ремонта, монтажа и ревизии;
- материалы, конструкция сосудов и трубопроводов АГРС рассчитаны на обеспечение прочности и надежной эксплуатации в рабочем диапазоне давлений и температур природного газа;
- вся запорная и предохранительная арматура принята по «А» классу герметичности затвора;
- установка предохранительных сбросных клапанов на емкости слива;

- возможность подачи газа потребителю в обход АГРС по обводной линии (байпасирование) с применением ручного регулирования давления газа;
- возможность аварийного отключения станции и сброс газа из технологических трубопроводов в свечи;
- оснащение технологического оборудования всеми необходимыми средствами контроля, автоматики, охранно-пожарной сигнализации, обеспечивающими надежность и безаварийность работы;
- дистанционное и ручное управление по месту входным и выходным кранами АГРС;
- взрывоопасные помещения запроектированы с применением легкосбрасывающих конструкций;
- применение строительных конструкций со степенью огнестойкости не менее IIIa;
- электрооборудование во взрывоопасных зонах помещений и наружных площадок запроектировано во взрывозащищенном исполнении;
- применение защитных покрытий и системы электрохимической защиты от коррозии;
- опознавательная окраска газопроводов и технологических трубопроводов.

В целях обеспечения контроля за герметичностью основного технологического оборудования АГРС и избегания аварийных ситуаций в технологических отсеках АГРС и помещении отопительных агрегатов устанавливаются датчики загазованности.

2.3.11 Сведения о расчетной численности, профессионально квалификационном составе работников, числе рабочих мест и их оснащенности

Проектируемый объект войдет в состав объектов, эксплуатируемых АО «Qarmet» и АО «Интергаз Центральная Азия».

Методическое техническое руководство по эксплуатации АГРС осуществляется инженером производственного отдела по эксплуатации МГ и АГРС.

Приказом по ЛПУМГ должно быть назначено лицо, ответственное за техническое состояние и безопасную эксплуатацию АГРС.

Ответственность за техническое состояние, и обслуживание оборудования на АГРС (связи, УКЗ, энергоснабжения и систем отопления, телемеханики, КИПиА, газового хозяйства) возлагается приказом по ЛПУМГ на руководителей соответствующих служб, а в организации - на руководителей отделов.

Форма обслуживания АГРС – вахтенная - круглосуточным дежурством обслуживающего персонала на посменно в соответствии с утвержденным графиком.

Штатное расписание обслуживающего персонала представлено в таблице 2.3.11.1

Таблица 2.3.11.1 Штатное расписание обслуживающего персонала АГРС

Наименование структурных подразделений и должностей	Катег. произв. процессов	Всего	Смена							
			1		2		3		4	
			м	ж	м	ж	м	ж	м	ж
Оператор АГРС	1А	4	1		1		1		1	
ИТОГО		4	1		1		1		1	

Для осуществления контроля и управления технологическими процессами на АГРС предусматривается автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора (см. часть АТХ).

Для наладки, проверки и ремонта оборудования, приборов АГРС в блоке операторной предусмотрен отсек «Мастерская», в котором размещены слесарный верстак, тиски.

Основной задачей службы эксплуатации АГРС является централизованное техническое обслуживание газораспределительных станций, выполнение ремонтных работ, а также мероприятий, обеспечивающих ее бесперебойную и безопасную эксплуатацию.

Для производства различных ремонтных работ на АГРС привлекается оперативно-дежурный персонал.

Ремонтные работы на АГРС, производятся в соответствии с инструкцией по ведению огневых и газоопасных работ.

Работы текущего ремонта производятся на действующем оборудовании без стравливания газа.

К текущему ремонту относится промывка, протирка, смазка частей и набивка сальников заторных кранов, задвижек; покраска корпуса, опрессовка и регулировка на заданное давление предохранительных клапанов; покраска наружных поверхностей трубопроводов, оборудования, арматуры и систем; устранение подтеков жидкости в запорной арматуре пылеуловителей; частичный ремонт и покраска фундаментов, ограждения и другие.

Таблица 2.3.11.2 Периодичность проведения планово-профилактических мероприятий на АГРС

Технологические операции и виды ремонтных работ	Периодичность
Узел переключения	
Составление дефектной ведомости на коммуникации, арматуру и оборудование блока	по мере необходимости
Ревизия запорной и предохранительной арматуры	1 раз в год
Настройка срабатывания предохранительных клапанов и пломбирование	то же
Проверка и опробование плавности хода трехходового крана и запорной арматуры блока после ремонта	— “ —
Проверка работоспособности постоянно открытой и постоянно закрытой арматуры	1 раз в месяц
Опробование дистанционного управления краном с узла или щита управления	то же
Проверка герметичности, плотности запорных вентилей	— “ —
Ремонт запорной арматуры	по мере необходимости
Ремонт предохранительной арматуры	то же
Подсыпка земли в местах размывок и проседания грунта	— “ —
Покраска наружных поверхностей коммуникаций и оборудования блока с последующим восстановлением надписей и указателей направления движения газа	— “ —
Узел фильтрации (очистки) и блок подогрева	
Составление дефектной ведомости на арматуру и оборудование	по мере необходимости
Восстановление повреждений теплоизоляции на корпусе и коммуникациях блока	то же
Обследование и испытание сосудов, работающих под давлением, в сроки, установленные Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением	1 раз в год
Ревизия запорной арматуры на входе и выходе блоков	1 раз в год
Ревизия запорной арматуры на дренажной линии	1 раз в год по мере необходимости, но не реже 1 раза в 6 мес.
Ревизия блоков безопасности горения и регулирования	1 раз в 6 мес.
Ремонт запорной арматуры	по мере необходимости
Ремонт регулирующей арматуры в системе автоматического удаления жидкости	то же
Покраска наружных поверхностей оборудования и трубопроводов с последующим восстановлением надписей и указателей	— “ —
Проверка работоспособности автоматики безопасности горения и регулирования	ежесменно

Технологические операции и виды ремонтных работ	Периодичность
Блок редуцирования	
Составление дефектной ведомости	по мере необходимости
Ревизия запорной арматуры	1 раз в год
Ревизия регулирующей арматуры	то же
Ремонт запорной арматуры с ручным приводом	по мере необходимости
Ремонт запорной арматуры с пневмоприводом	то же
Ремонт регулирующей арматуры	— “ —
Опробование работоспособности рабочих и резервных линий от узлов дистанционного управления кранами	1 раз в месяц
Проверка герметичности в местах соединений импульсных линий к командным приборам, редукторам, к датчикам, регуляторам давления, фильтрам	ежесменно
Ревизия узла подготовки импульсного и командного газа	по мере необходимости
Регенерация поглотителя в узле подготовки газа	то же
Покраска наружных поверхностей оборудования и трубопроводов с восстановлением надписей и указателей направления потока газа	— “ —
Узел учета газа	
Составление дефектной ведомости	по мере необходимости
Ревизия сужающего устройства	1 раз в год
Проверка герметичности соединительных линий блока	ежедневно
Проверка точности показаний и тарировка приборов учета газа	ежеквартально
Проверка и устранение утечек газа в соединениях блока учета	ежесменно
Проверка показаний планиметров по контрольной линейке	1 раз в 10 дн
Комплексная проверка под руководством инженера ГРС состояние расходомерных узлов и достоверности учета газа	Ежеквартально
Подготовка и сдача в государственную поверку расходомерных устройств и приборов	1 раз в год
Блок одоризации	
Составление дефектной ведомости	по мере необходимости
Полная ревизия запорной, регулирующей и предохранительной арматуры	1 раз в год
Полная замена сальниковой набивки, смена уплотнительных прокладок	то же
Проверка и регулировка расхода одоранта	Ежесменно
КИП и А	
Составление дефектной ведомости	по мере необходимости
Ревизия контрольно-измерительных приборов	1 раз в год
Ревизия датчиков, проверка работоспособности и точности срабатывания систем и устройств охранной, пожарной и дистанционной сигнализации	1 раз в 6 мес.
Проверка и устранение утечек газа в соединениях КИП и А	по мере необходимости
Проверка работоспособности и точности показаний контрольно-измерительных приборов и автоматики	по мере необходимости

Технологические операции и виды ремонтных работ	Периодичность
Ремонт систем охранной, пожарной и дистанционной сигнализаций	то же
Ревизия оборудования блока подготовки и стабилизации газа защитной автоматики	1 раз в месяц
Проверка герметичности соединений в платах и элементах защитной автоматики	1 раз в квартал
Опробование работоспособности защитной автоматики путем искусственного изменения давления	то же
Проверка установки датчиков и временных характеристик в системе защитной автоматики	1 раз в квартал
Опробование дистанционного управления кранами линий редуцирования от узла управления и защитной автоматики	то же
Ремонт систем защитной автоматики	по мере необходимости
Заливка масла в «карманы» датчиков	то же
Запорная арматура	
Составление дефектной ведомости	по мере необходимости
Ревизия запорной арматуры	1 раз в год
Проверка работоспособности запорной арматуры	1 раз в месяц
Ремонт запорной арматуры	по мере необходимости
Покраска запорной арматуры с восстановлением надписей, указателей, номеров	то же
Система связи и телемеханики	
Составление дефектной ведомости	по мере необходимости
Ревизия средств связи и телемеханики	1 раз в год
Проверка работоспособности средств связи с диспетчером и потребителем	Ежесменно
Проверка работоспособности системы телемеханики в режимах ТР, ТУ, ТИ и ТС	1 раз в квартал
Проверка установок датчиков систем телемеханики	то же
Проверка герметичности соединительных линий датчиков телемеханики и устранение утечек газа	
Ремонт средств связи и телемеханики	по мере необходимости
Покраска корпусов и щитов средств связи и телемеханики	то же
Электрооборудование, молниезащита	
Составление дефектной ведомости	по мере необходимости
Ревизия электрооборудования	1 раз в год
Проверка надежности сварных (болтовых) соединений молниеотводов с контуром заземления	1 раз в 6 мес.
Проверка надежности заземления электрооборудования в электрических цепях	то же
Проверка работоспособности электроосвещения	ежесменно
Ремонт электрооборудования и молниеотвода	по мере необходимости
Покраска электрооборудования и молниеотвода	1 раз в год

Технологические операции и виды ремонтных работ	Периодичность
Отопление и вентиляция	
Составление дефектной ведомости	по мере необходимости
Ревизия системы отопления и вентиляции автоматики горения и безопасности водогрейного котла	перед отопительным сезоном
Ревизия оборудования блока редуцирования газа на собственные нужды	1 раз в квартал
Ремонт системы отопления и вентиляции	по мере необходимости
Покраска оборудования системы отопления и вентиляции	то же
Электрохимзащита	
Составление дефектной ведомости	1 раз в год
Ревизия средств электрохимзащиты	1 раз в год
Проверка работоспособности электрохимзащиты	по мере необходимости

2.3.12 Автоматическое управление узлами и агрегатами

Автоматика включает в себя аварийную и технологическую сигнализацию, сигнализацию положения исполнительных механизмов регистрацию технологических параметров, автоматическое управление узлами и агрегатами, ручное управление узлами и агрегатами, автоматический переход на резервное питание.

Аварийная и технологическая сигнализация обеспечивает световую и звуковую сигнализацию аварийного параметра, также выводятся следующие параметры:

- давление газа на входе меньше допустимого;
- давление газа на выходе выше предельно-допустимого;
- давление газа на выходе ниже минимально-допустимого;
- высокий перепад на фильтре очистки газа от механических примесей и капельной жидкости;
- низкое давление на собственные нужды;
- пожар в блоке АГРС;
- высокий уровень в емкости сбора конденсата;
- высокий уровень в емкости для хранения одоранта;
- низкий уровень в емкости для хранения одоранта;
- автоматический переход на резервную нитку редуцирования при повышении/ понижении давления газа на выходе.

Указанные параметры передаются в операторную АГРС и ЦДУ.

Также проектом предусматривается функция передачи данных от АГРС до АКЦ филиала УМГ «Караганда» АО «ИЦА».

2.3.13 Характеристика объектов по взрывопожарной и пожарной опасности

Категория отсеков блоков АГРС-140 по взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 2.3.13.1

Таблица 2.3.13.1

№ п/п	Наименование сооружений	Категория сооружений и помещений по пожаро - и взрывоопасности	Зона взрыво-пожароопасности по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасной смеси по ПУЭ
1.	Узел переключения	Ан	B-Ir	IIA T1
2.	Узел фильтрации газа	Ан	B-Ir	IIA T1
3.	Блок подогрева газа	A	B-Ia	IIA T1

№ п/п	Наименование сооружений	Категория сооружений и помещений по пожаро - и взрывоопасности	Зона взрыво- пожароопас- ности по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасной смеси по ПУЭ
4.	Блок учета расхода газа	А	B-Ia	IIA T1
5.	Блок редуцирования	А	B-Ia	IIA T1
6.	Блок подготовки теплоносителя	Г	-	-
7.	Блок операторной	Д	-	-
8.	Ёмкость теплоносителя	Гн	-	-
9.	Блок автоматической одоризации	А	B-Ia	IIA T3
10.	Ёмкость сбора конденсата	Ан	B-Ir	IIA T1
11.	Ёмкость хранения одоранта	Ан	B-Ir	IIA T3

Степень огнестойкости блоков по СП РК 2.02-101-2022 - II.

Класс конструктивной пожарной опасности - C0.

Класс пожарной опасности строительных конструкций - K0.

Класс функциональной пожарной опасности - Ф5.

Категория и группа взрывоопасной смеси природного газа с воздухом в соответствии с ПУЭ - IIA-T1.

Пожарная безопасность блоков обеспечивается в соответствии с требованиями ГОСТ 22853-86, ГОСТ 12.1.004-91 и СП РК 2.02-101-2022.

Технологические блоки, сооружения и наружные установки оснащены первичными средствами пожаротушения исходя из условий необходимости ликвидации пожара обслуживающим персоналом до прибытия подразделений противопожарной службы. Первичные средства пожаротушения на АГРС приняты согласно Технологическому регламенту «Общие требования к пожарной безопасности» от 17 августа 2021г. порошковые огнетушители объемом, 10л - общее количество согласно площади помещения бшт. Порошковые огнетушители размещены в следующих технологических блоках:

- блок редуцирования - 1 шт;
- блок учета расхода газа - 1 шт;
- операторная:
 - а) мастерская - 1 шт;
 - б) топочная - 1 шт;
 - в) отсек операторной -1шт;
- блок подготовки теплоносителя - 1 шт.

На территории проектируемого объекта устанавливаются 1 пожарный щит со следующим набором инвентаря каждый:

- ящик с песком в количестве 1 шт.;
- плотное полотно в количестве 1 шт.;
- лом в количестве 1 шт.;
- топор в количестве 1 шт.;
- лопата в количестве шт.
- багор в количестве шт.
- пожарное ведро в количестве 1 шт.

Помещения категории А по взрыво - и пожароопасности оборудованы газоанализаторами СО и СН СТГ-3 (см. часть АТХ).

Пожарная защита обеспечивается конструкцией блоков и применением негорючих и слабо горючих материалов.

Утеплитель применяется с пожарными характеристиками:

- группа горючести - НГ (негорючий материал) или Г1 (слабогорючий материал);
- группа воспламеняемости - В1 (трудновоспламеняемый материал);
- группа дымообразующей способности - Д1 (материал).

В качестве утеплителя используется негорючая минераловатная плита на основе базальтового волокна.

2.3.14 Противопожарные мероприятия АГРС

Противопожарные мероприятия учтены при проектировании по следующим направлениям:

- выполнены требования действующих нормативных документов РК;
- предусмотрена пожарная сигнализация, в блоках АГРС, операторной;
- установлены камеры видеонаблюдения на площадке АГРС;
- предусмотрена возможность дистанционного отключения участков трубопровода и прекращение подачи газа по газопроводу в целом.

В случае возникновения пожара на АГРС при отсутствии на момент пожара обслуживающего персонала, участок трубопровода отключается.

Безопасность эксплуатации обеспечивается выполнением следующих мероприятий:

- использование автоматизированной системы управления технологическими процессами;
- применение оборудования и приборов, установленных в опасных зонах во взрывобезопасном исполнении (в основном искробезопасном).
- блокировка АГРС и по всем параметрам, с дублированием основных параметров по показателям датчиков: температуры и давления;
- оснащение приборами, сигнализирующими о загазованности помещений и площадок;
- автоматическая остановка оборудования АГРС, в случае возникновения аварийных или предаварийных ситуаций.

Технологические решения выполнены с учетом снижения возможности возникновения пожара:

- помещения под АГРС-блочно-контейнерные;
- сбросные свечи от предохранительно-сбросных клапанов выведены самостоятельными;
- емкость для продуктов конденсата выполнена отдельно стоящей в подземном исполнении;
- предусмотрено опорожнение системы трубопроводов, через сбросные свечи кранов установленных перед фильтрами;
- предусмотрено дистанционное управление краном на входе;
- предусмотрена пассивная молниезащита всех объектов комплекса;
- заземление молниезащиты и контуров системы электроснабжения разделенные;
- предусмотрена установка датчиков загазованности, в помещениях АГРС и на площадке;
- категория трубопроводов принята – первая (I);
- установлены зоны безопасности в зависимости от категории объекта;
- сооружения, по конструктивному решению имеющие стальной каркас, и их соединительные узлы, внутренние поверхности ограждающих конструкций, подлежат обязательному покрытию защитными лакокрасочными составами;
- полы, в блоках имеющие категорию А, выполняются безыскровыми;
- все объекты оборудованы средствами пожаротушения.

2.3.14.1 Газовая безопасность

Для контроля за содержанием взрывоопасных паров и газов, в воздухе использована система контроля атмосферы промышленных объектов. Точность измерения по установленным приборам находится в пределах до 5%, а срабатывание сигнализации 1 %. Порог срабатывания устанавливается на 20% от нижнего концентрационного предела взрываемости.

При срабатывании нижнего уровня опасной концентрации выдается световой сигнал в пункте управления, а также эти сигналы выдаются на входы помещений с взрывоопасными зонами. На открытые площадки выдается только звуковой сигнал.

Все случаи срабатывания сигнализаторов фиксируются.

Датчики размещаются следующим образом:

- в помещениях АГРС в местах наиболее вероятного выделения газов;
- на открытых площадках датчики располагаются с установкой перекрытия контролируемой площади.

2.3.15 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда

Все виды деятельности, связанные с эксплуатацией оборудования АГРС будут осуществляться в соответствии с разработанными и утвержденными инструкциями (должностными, специальными, по охране труда, по эксплуатации и обслуживанию конкретного оборудования) и с соблюдением необходимых мер безопасности, предотвращающих случаи травматизма работников или повреждения оборудования, приводящего к нарушению транспорта газа.

В период строительства объекта, до полного ввода в эксплуатацию его оборудования, будут разработаны должностные, специальные и инструкции по охране труда новых работников и/или соответствующим образом откорректированы существующие инструкции другого персонала, который будет иметь отношение к эксплуатации объекта в связи с увеличением объема оборудования и возможным изменением штатного расписания.

Для обеспечения безаварийной работы проектируемого объекта предусматривается:

- герметизация трубопроводов и оборудования;
- применение негорючих материалов;
- оснащение устанавливаемого технологического оборудования всеми необходимыми средствами контроля, автоматики, предохранительной арматурой, обеспечивающими надежность и безаварийность их работы;
- применение взрывозащищенного оборудования для взрывоопасных зон;
- молниезащита и заземление;
- использование стальных бесшовных труб с обязательным гидравлическим испытанием каждой трубы на заводе-изготовителе и при строительстве;
- использование фасонных соединительных деталей трубопроводов (отводы, тройники, переходы) заводского изготовления;
- нанесение опознавательной окраски на надземные технологические трубопроводы и надземное оборудование;
- ограждение на переходных мостиках и на площадках обслуживания.

Во всех помещениях проектируемого объекта предусмотрено рабочее, ремонтное и аварийное освещение в соответствии со СН РК 2.04-01-2011.

Оборудование расположено с обеспечением безопасных проходов и удобства обслуживания аппаратов.

Во всех производственных помещениях запроектированы приточно-вытяжные системы вентиляции с механическим или естественным побуждением.

В целях предотвращения несчастных случаев, снижения травматизма и профессиональных заболеваний, устранения опасности для жизни, вреда для здоровья людей, опасности возникновения пожаров или аварий на площадке АГРС проектом предусматривается применение знаков безопасности в соответствии с требованиями «Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов», СТ РК ГОСТ Р 12.4.026-2002 «Цвета сигнальные и знаки безопасности» и ОСТ 39-8-9-1-72 «Знаки безопасности для предприятий нефтегазовой промышленности» (как справочный).

2.4 Подводящий распределительный газопровод Р=1,2МПа

Трасса распределительного газопровода Р=1,2 МПа берет начало от проектируемого АГРС-140. Подводящий газопровод следует в южном направлении от АГРС, на ПК1+87 поворачивает на восток, на ПК9-25 поворачивает на юго-восток, на ПК118+84 поворачивает на восток, на ПК139+34 поворачивает на северо-восток, на ПК159+67 поворачивает на юго-восток и на ПК172+63.90 соединяется с ранее разработанным проектом «Строительство газопровода природного газа от МГ Сары-Арка до территории комбината с установкой АГРС АО «Qarmet» Карагандинская область», трасса проходит по степной местности.

Проектом предусматривается прокладка газопровода высокого давления (I категории) Р≤1,2МПа диаметром Ø630х8,5мм от проектируемой АГРС-140 до врезки в газопровод по ранее разработанный проект «Строительство газопровода природного газа от МГ Сары-Арка до территории комбината с установкой АГРС АО «Qarmet» Карагандинская область». Проект предназначен для газоснабжения АО «QARMET», его промышленных и коммунально-бытовых потребителей комбината.

Принятые в проекте диаметры трубопроводов обусловлены гидравлическим расчетом, выполненным согласно требованиям МСН 4.03-01-2003, СН РК 4.03-01-2011, СП РК 4.03-101-2013 "Газораспределительные системы", МСП 4.03-101 "Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб" (справочное) исходя из условия поставки природного газа в количествах, определенных расчетом газопотребления, обеспечения наиболее экономичной и надежной в эксплуатации работы системы газоснабжения, позволяющей осуществлять стабильную подачу газа в потребителям при максимально-часовых расчетных расходах и допустимых потерях давления газа.

На выходе из АГРС-140. А также по трассе газопровода, предусмотрена установка кранов шаровых для подземной установки DN600 PN1.6МПа с весьма усиленной изоляцией в ограждении, для отключения отдельных участков газопровода при возникновении аварийных ситуаций и проведении ремонтных работ.

Выбор труб и соединительных деталей для газопровода высокого давления I категории произведен на основании прочностных расчетов в соответствии с требованиями МСН 4.03-01-2003, СН РК 4.03-01-2011 "Газораспределительные системы" и МСП 4.03-102.

Газопровод высокого давления I категории $P \leq 1,2$ МПа запроектирован подземным из стальных спиралешовных труб $\varnothing 630 \times 8,5$ по ГОСТ 20295-85 из стали 17Г1СУ с заводской наружной трехслойной полиэтиленовой усиленной изоляцией толщиной 2,5 мм по ГОСТ 31448-2012 и внутренним эпоксидным покрытием толщиной 300 мкм по ГОСТ 31445-2012.

Проектируемый подземный газопровод прокладывается на глубине не менее 0,8 м до верха газопровода или футляра. При пересечении и параллельном следовании подземных газопроводов с воздушными линиями ЛЭП и связи разработку грунта производится вручную по 5 метров с каждой стороны, а также в пределах их охранных зон работы выполнять в строгом соответствии с СТ РК 12.1.013-2002 "Электробезопасность".

Подводящий газопровод подлежит комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты. Защита от почвенной коррозии согласно требований СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 и ГОСТ 9.602-2016 предусмотрена усиленного типа, нанесением в заводских условиях трехслойного полимерного покрытия толщиной 2,5мм и изоляции сварных стыков термоусаживающими манжетами "ТЕРМА-СТМП" или аналог. Изоляция сварных стыков должна выполняться в соответствии с РД153-39.4-091.

Сварка стальных трубопроводов выполняется ручной электродуговой сваркой по ГОСТ 16037-80 согласно требованиям МСП 4.03-102 "Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб" (справочное). Сварку стыков трубопровода с разными толщинами стенок необходимо выполнять согласно МСП 4.03-101 и ГОСТ 16037-80. На трубопроводах и соединительных деталях, имеющих большую толщину, необходимо сделать скос до меньшей толщины стенки трубы.

Все надземные участки трубопроводов и соединительные детали защищаются от атмосферной коррозии путем покрытия конструкций двумя слоями эмали ПФ-115, ГОСТ 6465-2023*, по двум слоям грунтовки ГФ-021, ГОСТ 25129-2020 наносимых на очищенную от ржавчины и окалина обезжиренную поверхность по СН РК 2.01-01-2013. Толщина покрытия должна быть не менее 0,2мм.

Повороты линейной части подземного газопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях выполняются стальными отводами согласно требованиям, а менее 5 градусов упругим изгибом радиусом не менее 600м.

Обозначение трассы газопровода предусматривается путем установки опознавательных знаков на углах поворота трассы газопровода, местах изменения диаметра, установки арматуры, а также на прямолинейных участках трассы (через 500 м).

При производстве работ на пересечении с автомобильными дорогами, каналами и инженерными коммуникациями, работу производить с письменного разрешения ответственного лица и в присутствии представителя заинтересованной организации. Положение и глубину заложения существующих сетей уточнить при производстве работ.

Контроль сварных стыков производится в соответствии с МСН 4.03-01-2003, СН РК 4.03-01-2011 "Газораспределительные системы" в объеме 100%. Количество "Контроль стыков" указано в ведомости объемов работ.

Газопровод подвергается пневматическому испытанию на герметичность согласно требованиям МСН 4.03-01-2003, СН РК 4.03-01-2011 "Газораспределительные системы".

Испытание газопровода высокого давления I категории проводить давлением 1,5 МПа в течении 24 часов.

Строительство, испытание и приемку в эксплуатацию выполнять в полном соответствии со следующими нормативными документами:

- МСН 4.03-01-2003, СН РК 4.03-01-2011, СП РК 4.03-101-2013 "Газораспределительные системы";
- «Требования по безопасности объектов систем газоснабжения»;
- СН РК 1.03-05-2011 "Охрана труда и техника безопасности в строительстве";
- РДС РК 4.03-04-2001 "Положение о надзоре за строительством и реконструкцией систем газоснабжения";
- СН РК 1.03-00-2022* "Строительное производство. Организация строительства предприятий зданий и сооружений";
- Других нормативных документов регламентирующих требования и правила производства работ и настоящей документацией, действующих на территории РК.

Врезку произвести в следующей последовательности при помощи захлеста: Закрыть крановые узлы до точки врезки, снизить давление до допустимого для врезки согласно МСН 4.03-01-2003, подогнать захлест, произвести сварку, дефектоскопию, испытание, продуть участок воздухом, заполнить азотной «подушкой» давлением 0,1 МПа, а затем вытеснить его газом, произвести пуск потребителей.

2.4.1 Испытание и приемка распределительных газопроводов

Границы участков и схема проведения испытаний определяются рабочей документацией. Испытания производят при температуре трубы не ниже минус 15°C. Предварительные испытания полиэтиленовых трубопроводов проводят перед укладкой при бестраншейных методах строительства и реконструкции. Испытания при этом рекомендуется проводить в течении 1 часа. Окончательные испытания стальных газопроводов на герметичность производят после полной засыпки (до проектной отметки) траншеи в соответствии с требованиями МСН 4.03-01-2003.

При приемке новых стальных газопроводов приемочной комиссии предъявляются:

- Проектная документация в полном объеме;
- Акт разбивки трассы;
- Исполнительные чертежи (план, профиль газопровода с указанием его границ (пикетажа));
- Строительный паспорт газопровода, включая акт испытания его на герметичность;
- Сертификаты на примененные материалы (трубы, фитинги, запорную арматуру и т.д.).

После приемки газопровода он подключается к действующему газопроводу в соответствии с техническим регламента «Требования к безопасности систем газоснабжения».

Испытание газопровода на герметичность:

- надземный газопровод высокого давления Р1,2МПа – 1,5 МПа, продолжительность 1 час;
- подземный газопровод высокого давления Р1,2МПа – 1,5 МПа, продолжительность 24 часа.

2.5 Контроль качества строительства трубопровода

Контроль качества строительства трубопроводов заключается в систематическом наблюдении и проверке соответствия выполняемых работ проектной документации и требованиям нормативно-технических документов, и фиксироваться соответствующими документами с момента начала строительства. Контроль качества строительства включает в себя нижеследующие виды контроля:

- контроль качества выполнения подготовительных работ;
- контроль качества выполнения земляных работ;
- приемка, отбраковка и освидетельствование труб, деталей трубопроводов и запорной арматуры;
- контроль качества сварных соединений трубопроводов;

- контроль качества сварных соединений 100% - радиографическим и ультразвуковым методом.
- контроль состояния изоляции и приемка законченных строительством средств электрохимической защиты;
- контроль качества работ при балластировке трубопровода
- контроль чистоты полости, прочности герметичности трубопроводов.
- техническое расследование отказов при испытании трубопроводов;
- охрана окружающей среды.

Контроль качества строительства трубопровода следует осуществлять путем систематического наблюдения и проверки соответствия выполняемых работ требованиям проектной документации, а так же:

- МСН 4.03-01-2003, СН РК 4.03-01-2011, СП РК 4.03-101-2013 "Газораспределительные системы";
- СН РК 1.03-00-2022* «Строительное производство. Организация строительства предприятий зданий и сооружений»
- СН РК 1.03-03-2023 «Геодезические работы в строительстве».

2.5.1 Контроль качества выполнения подготовительных работ

В процессе подготовительных работ исполнители контролируют правильность закрепления трассы с соблюдением следующих требований:

- соответствие фактических отметок и ширины планируемой полосы требованиям проекта, особенно в зоне рытья траншей;
- качество выполнения водопропускных сооружений;
- крутизну откосов при устройстве полук, насыпей;
- величину уклонов, ширину проезжей части, радиусы поворотов;
- наличие разъездов;
- несущую способность при устройстве временных и реконструкции постоянных транспортных коммуникаций;

Перед началом строительства генподрядная строительно-монтажная организация должна произвести контроль геодезической разбивочной основы. Трасса принимается от заказчика по акту, если измеренные длины линий отличаются от проектных не более чем на 1/300 длины, углы не более чем на 3' и отметки знаков, определенные из нивелирования между реперами, - не более 50 мм.

2.5.2 Контроль качества выполнения земляных работ

Способы производства земляных работ на строительстве трубопроводов определяются проектными решениями и должны выполняться в соответствии с требованиями нормативных документов, перечисленных в п. 1.3 и СН РК 5.01-01-2013 «Земляные сооружения, основания и фундаменты». Земляные работы должны производиться с обеспечением требований качества и с обязательным операционным контролем, который заключается в систематическом наблюдении и проверке соответствия выполняемых работ требованиям проектной и нормативной документации.

В зависимости от характера выполняемой операции (процесса) операционный контроль качества осуществляется непосредственно исполнителями, бригадами, мастерами, прорабами или специальными контролерами.

Приборы и инструменты (за исключением простейших щупов, шаблонов), предназначенные для контроля качества материалов и работ, должны быть заводского изготовления и иметь утвержденные в установленном порядке паспорта, подтверждающие их соответствие требованиям Государственных стандартов или технических условий.

Выявленные в процессе контроля дефекты, отклонения от проектов и требований строительных норм и правил или Технологических инструкций должны быть исправлены до начала следующих операций (работ).

Операционный контроль качества земляных работ должен включать:

- проверку правильности переноса фактической оси траншеи и ее соответствие проектному положению;
- проверку отметок и ширины полосы для работы ковшовых экскаваторов (в соответствии с проектами производства работ);

- проверку профиля дна траншеи с замером ее глубины и проектных отметок, проверку ширины траншеи по дну;
- проверку откосов траншей в зависимости от структуры грунтов, указанной в проекте;
- проверку толщины слоя подсыпки на дне траншеи и толщины слоя присыпки трубопровода мягким грунтом;
- контроль толщины слоя засыпки и обвалования трубопровода грунтом;
- проверку отметок верха насыпи ее ширины и крутизны откосов;
- изменение фактических радиусов кривизны траншей на участках поворота горизонтальных кривых.

С целью комплексного ведения работ необходимо контролировать сменный темп разработки траншеи, который должен соответствовать сменному темпу изоляционно-укладочных работ. Разработка траншеи в задел, как правило, не допускается.

Приемку законченных земляных работ осуществляет служба контроля качества с обязательной приемкой по следующим параметрам земляных сооружений:

- ширине траншеи по дну;
- глубине траншеи;
- величине откосов;
- профилю дна траншеи;
- отметке верха насыпи при засыпке с оформлением соответствующей документации.

Приемка законченных земляных сооружений осуществляется Государственными комиссиями при сдаче в эксплуатацию всего трубопровода.

При сдаче законченных объектов строительная организация обязана представить заказчику всю техническую документацию, перечень которой оговаривается действующими правилами.

2.5.3 Приемка, отбраковка и освидетельствование труб, деталей трубопроводов и запорной арматуры

Приемка труб, деталей и узлов трубопроводов, запорной и распределительной арматуры производится организацией-получателем или специализированной службой входного контроля в присутствии представителя организации-получателя в процессе получения указанной продукции от заводов-изготовителей и других поставщиков по месту разгрузки продукции с транспортных средств или после транспортировки ее от мест разгрузки на площадки складирования.

Освидетельствование и отбраковку осуществляет комиссия, в состав которой должны быть включены представители службы материально-технического снабжения и службы контроля. Комиссия имеет право для решения отдельных вопросов привлекать к участию в работе экспертов и представителей других организаций.

Каждая партия труб должна иметь сертификат завода-изготовителя, в котором указывается номер заказа, технические условия, по которым изготовлены трубы, размер труб и их число в партии, номера плавок, вошедших в партию, результаты гидравлических и механических испытаний, заводские номера труб и номер партии.

Все детали, узлы трубопроводов и элементы запорной (распределительной) арматуры должны иметь технические паспорта.

При приемке, разбраковке и освидетельствовании труб проверяют соответствие указанных в сертификатах (паспортах) показателей химического состава и механических свойств металла предусмотренным в соответствующих ТУ:

- а) визуальным контролем;
- б) инструментальным контролем.

Трубы могут подвергаться ремонту, если:

- глубина рисок, царапин и задигов на поверхности труб не превышает 5% от толщины стенки;
- вмятины на концах труб имеют глубину не более 3,5% от внешнего диаметра;
- глубина забоин и задигов фасок не более 5 мм;
- на концевых участках труб имеются расслоения, которые могут быть удалены обрезкой.

Проведение ремонта и заключение о пригодности труб к дальнейшему использованию оформляется актом установленной формы.

Патрубки запорной и распределительной арматуры, детали трубопроводов, имеющие дефекты, могут быть подвергнуты ремонту только в случае, если это разрешено заводом-изготовителем.

Трубы (детали, элементы арматуры), прошедшие освидетельствование, должны быть промаркированы.

По результатам освидетельствования комиссия составляет акт, в котором указывают число освидетельствованных труб, число труб, признанных годными для использования при сооружении газопроводов, подлежащих ремонту, и число полностью отбракованных труб. В акте должны быть указаны причины, в результате которых трубы потребовали ремонта или пришли в негодность.

2.5.4 Контроль качества сварных соединений трубопроводов

Для обеспечения требуемого уровня качества необходимо производить:

- а) проверку квалификации сварщиков;
- б) контроль исходных материалов, труб и трубных заготовок, запорной и распределительной арматуры (входной контроль);
- в) систематический операционный (технологический) контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки;
- г) визуальный контроль (внешний осмотр) и обмер готовых сварных соединений (для сварных соединений, выполненных двусторонней автоматической сваркой под слоем флюса - дополнительно по макрошлифам);
- д) проверку сварных швов неразрушающими методами контроля - контроль качества сварных соединений 100% радиографическим и ультразвуковым методом;
- е) механические испытания сварных соединений, выполненных стыковой контактной сваркой оплавлением, сваркой вращающейся дугой и паяных соединений.

2.5.5 Контроль состояния изоляции и приемка установленных средств электрохимической защиты.

Если при контроле изоляции установлено ее неудовлетворительное состояние, то необходимо:

- найти места повреждений;
- отремонтировать повреждения;
- провести повторное испытание изоляции.

Осмотр и промежуточная приемка скрытых работ

Все скрытые работы должен принять заказчик, о чем составляют акт, в котором делают отметку о разрешении выполнять следующие работы.

Для приемки скрытых работ подрядчик обязан вызвать представителя заказчика. Если представитель заказчика не явился в указанный подрядчиком срок, то последний составляет односторонний акт.

Если подрядчик выполнил вскрытие этих работ по требованию заказчика, то в случае удовлетворительного качества скрытых работ расходы на вскрытие и последующую засыпку относят за счет последнего.

Промежуточной приемке с составлением актов на скрытые работы подлежат:

- поверхностные и глубинные анодные заземления;
- протекторные установки;
- кабели, прокладываемые в земле;
- контрольно-измерительные пункты (КИП), электрические переключки;
- защитные заземления установок электрохимзащиты и трансформаторного пункта (ТП);
- изолирующие фланцы.

При осмотре и промежуточной приемке скрытых работ проверяют:

- соответствие выполненных работ проекту;
- качество применяемых материалов, деталей, конструкций;

- качество выполнения строительно-монтажных работ.

Напряжение на объект подается после того, как:

- получено разрешение приемочной комиссии;
- получено письменное уведомление от строительно-монтажной организации о том, что люди удалены и объект подготовлен, чтобы поставить его под напряжение.

Перед приемом в эксплуатацию готового объекта, должны быть осуществлены:

- приемка заказчиком от подрядчика установленного оборудования;
- поузловая и комплексная проверка заказчиком;
- комплексное опробование объекта в целом.

Комплексное опробование объекта перед сдачей его в эксплуатацию проводит энергоснабжающая организация (районного энергетического управления) за счет средств заказчика. Объем работ по опробованию устанавливаются в соответствии с правилами устройства электроустановок.

Приемка системы электрохимической защиты

Приемочная комиссия после ознакомления с представленной документацией проверяет режимы работы средств ЭХЗ и измеренных значений разности потенциалов трубопровод-земля вдоль трассы объекта. Объем проверки устанавливает председатель комиссии.

Система ЭХЗ данного участка может быть принята в эксплуатацию при соблюдении следующих условий:

- а) минимальная разность потенциалов труба-земля на протяжении всего участка должна быть не ниже проектной величины;
- б) запас мощности СКЗ и силы тока дренажных установок должен составлять не менее 35%;
- в) исключено вредное влияние на другие объекты.

2.5.6 Контроль чистоты полости трубопроводов и проверка на прочность и герметичность трубопроводов. Техническое расследование отказов при испытании трубопроводов

Чистота полости трубопровода должна обеспечиваться на всех этапах работы с трубой и контролироваться визуально путем осмотра:

- каждой трубы в пункте ее получения с завода-изготовителя (ж.д.станция, пристань, аэродром, вертодром);
- каждой трубы после транспортировки с пункта получения до сварочной базы, а также после транспортировки из штабеля на сварочный стеллаж;
- каждой секции (плети) в процессе сборки и после транспортировки ее на трассу;
- при сборке и сварке секций (плетей) в нитку трубопровода;
- полости трубопровода при монтаже технологических захлестов, вварке катушек и линейной арматуры.

До ввода в эксплуатацию полость трубопровода должна быть очищена, трубопровод испытан на прочность и проверен на герметичность, а из газопроводов, испытываемых гидравлическим способом, удалена вода.

В случае возникновения отказа, т.е. нарушения герметичности испытываемого участка трубопровода, вызванного разрушением труб, сварных соединений, деталей трубопроводов, запорной и распределительной арматуры и т.д., производится техническое расследование причин отказа.

После выяснения причин отказа поврежденный участок трубопровода подлежит ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Техническое расследование отказов осуществляет комиссия. По требованию комиссии, строительная организация должна быть готова представить следующую документацию:

- проект участка трубопровода в месте отказа;
- исполнительную съемку;
- журнал сварочных работ;
- журнал изоляционных работ;
- акты производства и приемки работ;
- сертификаты на трубы и детали, паспорта на оборудование;

- акт и журнал испытаний;
- график подъема давления.

По результатам технического расследования комиссия составляет акт, содержащий характеристику объекта, описание места отказа, данные об очаге отказа, обоснование и указание причин отказа, сведения о потерях в результате отказа, выводы и предложения по предупреждению отказов. При необходимости дополнительных исследований металла и других материалов, проведения поверочных расчетов и т.п. в акте должны быть указаны соответствующие организации, которым поручается проведение этих работ. Оплата материальных затрат, связанных с ликвидацией последствий отказов, производится после установления причин отказа в установленном порядке.

2.5.7 Контроль за охраной окружающей среды

На каждом этапе строительства организации, принимающие участие в приемке работ по сооружению трубопроводов, должны следить за строгим соблюдением требований защиты окружающей природной среды, сохранения ее устойчивого экологического равновесия и не допускать нарушений условий землепользования, установленных законодательством по охране природы.

Акты приемки могут быть подписаны только при условии выполнения исполнителями работ всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий.

2.6 Мероприятия по организации ремонтного хозяйства

В основе организации ремонтного хозяйства лежат следующие обязательные условия:

- берутся на учет все объекты ремонта с указанием наименования, технической характеристики, года ввода в эксплуатацию, места нахождения, технического состояния объектов; уточняются с учетом специфики производства и объектов ремонта годовые объемы ремонтных работ в соответствии с принятой системой ремонта;
- определяются необходимые производственные мощности ремонтных бригад, ремонтных мастерских и штаты обслуживающего персонала, особенно по подготовке ремонтного производства; создается архив чертежей всего оборудования, его агрегатов, узлов и деталей по калькам завода-изготовителя; разрабатывается техническая документация; чертежи и технология ремонтных работ; определяются нормы расхода материалов, запасных частей и сложных узлов на основе их сроков службы с учетом загрузки оборудования и условий его работы;
- устанавливаются нормы запаса быстроизнашивающихся деталей оборудования и ремонтных материалов;
- осуществляется рациональная планировка ремонтного цеха и расстановка оборудования, сокращающая поток движения объектов ремонта; организуются рабочие места ремонтников; ведется годовое и оперативное (календарное) планирование работ;
- осуществляется учет и анализ объемов ремонтных работ, сроков службы отдельных узлов, длительность межремонтных периодов, простоев оборудования в ремонте, стоимость ремонтных работ.

2.7 Охрана окружающей среды

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей среды, сохранения ее устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

Работы, связанные с выпуском в атмосферу значительных количеств вредных паров и газов, должны выполняться по согласованию с местными органами санитарно-эпидемиологической службы и санитарными лабораториями при наличии благоприятной метеорологической обстановки.

Строительная организация, выполняющая прокладку линейной части трубопровода, несет ответственность за соблюдение проектных решений, связанных с охраной окружающей природной среды, а также за соблюдение государственного законодательства и международных соглашений по охране природы.

Ширина полосы отвода земли на время строительства магистральных трубопроводов определяется проектом в соответствии с нормами отвода земель для магистральных трубопроводов.

Производство строительно-монтажных работ, движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов в местах, не предусмотренных проектом производства работ, запрещается.

Мероприятия по предотвращению эрозии почв, оврагообразования, а также защитные противообвальные и противооползневые мероприятия должны выполняться в строгом соответствии с проектными решениями.

При выборе методов и средств механизации для производства работ следует соблюдать условия, обеспечивающие получение минимума отходов при выполнении технологических процессов (превращение древесных отходов в промышленную щепу, многократное использование воды при очистке полости и гидравлических испытаниях трубопровода и т.д.).

Не допускается сливать в реки, озера и другие водоемы воду, вытесненную из трубопровода, без предварительной ее очистки.

После окончания основных работ строительная организация должна восстановить водосборные каналы, дренажные системы, снегозадерживающие сооружения и дороги, расположенные в пределах полосы отвода земель или пересекающих эту полосу, а также придать местности **АГРС** проектный рельеф или восстановить природный.

При остановке АГРС и заправке емкости одоранта, а так же при срабатывании предохранительных клапанов сброса газа в атмосферу осуществляется через свечи рассеивания с учетом обеспечения предельно-допустимых концентраций углеводородов в приземной зоне.

Заправка емкостей одоранта осуществляется только герметичным способом, с помощью специального присоединительного устройства.

Сбор конденсата, сбрасываемого из фильтров АГРС, предусматривается в специальную систему исключающий розлив конденсата на территории АГРС.

Газопровод-отвод

С целью охраны окружающей среды проектом предусмотрено предотвращение загрязнения почвы и воздушного бассейна углеводородными газами, которые сами по себе не являются вредными или ядовитыми.

Газопроводы, оборудование и установки, предусмотренные в проекте, представляют собой замкнутую герметичную систему. Газопроводы после монтажа подвергаются испытанию на прочность и герметичность.

Кроме того, для предотвращения разрушения металла стенок газопроводов от атмосферного воздействия и от почвенной коррозии проектом предусмотрено нанесение защитного покрытия на надземные газопроводы и весьма усиленная изоляция на подземный газопровод.

Сбросные свечи кранового узла выведены на высоту 3,0 м, обеспечивающие рассеивание незначительных выбросов и предотвращение попадания их в зону работы обслуживающего персонала.

В связи с намеченной подачей природного газа создается перспектива оздоровление воздушного бассейна населенных пунктов заменены газом других видов топлива.

При сжигании котельно-печного топлива (зольных углей, зернистого мазута) в атмосферу выбрасывается большое количество золы двуокиси серы, окислов азота.

Это отрицательно влияет на воздушный бассейн рассматриваемого региона, здоровье населения, продуктивность животноводства, сельскохозяйственные и лесные угодья, состояние промышленных коммунально-бытовых основных фондов.

Использование вместо перечисленных видов топлива природного газа исключает выбросы окисла азота приблизительно на 20% по сравнению с углем, что резко снижает экономический ущерб от загрязнения атмосферы.

Основными слагающими экономического ущерба, связанного с загрязнением атмосферного воздуха являются:

- увеличение заболеваемости населения, прежде всего болезнями органов дыхания и связанные с этим невыходы на работу и недоработки продукции.
- оплата больничных листов и содержание больных в стационарах
- оплата труда медперсонала.

- повреждения лесной, парковой и другой растительности.
- снижение продуктивности и ухудшение качества продуктов, производящих природными хозяйствами.
- дополнительные расходы на ремонт и содержание основных фондов, связанные с усиленной коррозией металла и т.п.

Однако следует иметь в виду, что попытка выразить социальный ущерб в денежной форме сопряжена с неполным отражением его сущности.

Труднее всего измерить и как-то выразить количественно этот эффект (ущерб) тогда, когда он проявляется в ценностях высшего порядка продолжительности жизни, генетические последствия, которые сказываются на физическом и духовном обмене будущих поколений.

Сравнение расчетов показывает, что замена угля и мазута на природный газ, приносит положительный экономический эффект.

При выполнении строительно-монтажных работ по прокладке газопроводов необходимо соблюдать требования защиты окружающей среды, сохранение его устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране окружающей среды. Охрана окружающей природной среды в зоне размещения строительной площадки осуществляется в соответствии с действующими нормативными правовыми актами по вопросам охраны окружающей природной среды и рациональному использованию природных ресурсов.

Производство строительно-монтажных работ должно проводиться с учетом требований Приказа МЗ РК от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ-49 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства». Работы следует выполнять только в пределах полосы временного отвода земель.

При проведении строительно-монтажных работ предусматривается осуществление ряда мероприятий по охране окружающей природной среды:

- обязательное сохранение границ территории, отводимых для строительства;
- применение герметических емкостей для перевозки растворов и бетонов;
- устранение открытого хранения, погрузки и перевозки сыпучих пылящих веществ (применение контейнеров, специальных транспортных средств);
- завершение строительства уборкой и благоустройством территории с восстановлением растительного покрова;
- оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов;
- использование специальных установок для подогрева воды, материалов;
- слив горюче-смазочных материалов только в специально отведенных и оборудованных для этой цели местах;
- выполнение в полном объеме мероприятий по сохранности зеленых насаждений.

Способ прокладки газопровода и наличие существующих подъездных автодорог исключает загрязнение и порчу земель.

Охрана недр и животного мира

Охрана и рациональное использование земель обеспечивается следующими мероприятиями:

- выбор площадок застройки и трассы трубопровода с учетом ценности пахотных земель и местных угодий;
- совмещение трасс коммуникаций с минимальными расстояниями между ними;
- рекультивация верхнего, плодородного слоя почвы при его наличии;
- противоэрозионные мероприятия.

Строительство газопровода должно выполняться при условии уменьшения нарушений окружающей среды с соблюдением следующих условий:

- все строительно-монтажные работы должны производиться в пределах полосы отвода;
- при проведении подготовительных работ не разрешается движение строительной техники вне полосы отвода, вне дорог, которое может привести к нарушению растительного слоя;
- в целях обеспечения миграции животных протяженность незакрытых грунтом участков траншеи не должна превышать 500 м.

2.7.1 Влияние проекта на состояние окружающей среды и предполагаемые мероприятия по уменьшению вредного воздействия

Газопровод прокладывается подземно, на глубине не менее 0,8 м от поверхности земли до верха трубы. Проектом предусмотрены решения по:

Охране атмосферного воздуха от загрязнений, что включает в себя:

- 100% контроль качества сварных стыков газопровода при строительстве;
- технологические процессы, связанные со снижением давления и подачей его потребителям, предусмотрены в герметичных аппаратах, не имеющих свободного и самопроизвольного выброса газа в атмосферу;
- применяется оборудование на расчетное давление, превышающее давление источника, т.е. рабочее давление устанавливаемой арматуры выше, чем давление в трубопроводе;
- после монтажа газопровод подвергается пневматическому испытанию на прочность и проверке на герметичность.

2.8 Восстановление (рекультивация) земельного участка

Мероприятия по рекультивации плодородного слоя см. Проект организации строительства (24/06/05/1-ПСД-ОПЗ.ПОС).

3. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН И ТРАНСПОРТ

3.1 Общие данные

Раздел ГП рабочего проекта «Строительство газопровода природного газа от МГ Сары-Арка до территории комбината с установкой АГРС АО «Qarmet» Карагандинская область» с установкой АГРС-140 выполнен согласно следующих нормативных документов:

- СН РК 1.02-03-2022* «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектно-сметной документации на строительство»;
- СН РК 3.01-03-2011 «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы»;
- СТ РК 1916-2009 «Магистральные трубопроводы. Требования к технологическому проектированию»;
- СП РК 3.03-122-2013 «Промышленный транспорт»;
- ВН РК 3.1-001-2024 «Автомобильные дороги»;
- ВН РК 3.1-001-2024 «Проектирование дорожных одежд нежесткого типа»;
- «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ).

Краткая характеристика площадки строительства

В административном отношении территория инженерно-геологических изысканий находится в Карагандинской области, Бухар-Жырауском районе и г.Темиртау.

Пути сообщений развиты хорошо - сеть асфальтовых и шоссейных дорог, многочисленные грунтовые дороги. Дорожная сеть представлена железной дорогой Алматы-Астана и автомобильными дорогами республиканского значения. Ближайшая железнодорожная станция разгрузки Темиртау.

Район месторождения относится к густонаселенному и может осваиваться за счет использования местных людских ресурсов.

Исследуемый район расположен в переходной зоне от мелкосопочника к денудационно-аккумулятивной равнине и характеризуется слабой расчлененностью рельефа с абсолютными отметками 439 – 544 м.

Климатическая характеристика и основные климатические параметры, характерные для района строительства, приводятся по данным многолетних наблюдений метеостанции г. Караганда, с учетом требований СН РК 2.03.10-2017.

Начальной точкой объекта является точка подключения газопровода-отвода на 876,24км МГ «Сары-Арка». Трасса магистрального газопровода-отвода пролегает по равнинной местности до площадки АГРС. Площадка АГРС-140 расположена в 755 м к западу от с.Самарканд.

Климат континентальный с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков и засушливым летом.

Более подробно природно-климатические, инженерно-геологические, гидрогеологические условия, а также рельеф местности описаны в отчете по инженерно-геологическим изысканиям.

3.2 Основные решения по генеральному плану

Согласно технологическим решениям в состав объектов строительства входят следующие объекты:

- Газопровод-отвод 9,81МПа, в т.ч. переустройство действующего МГ «Сары-Арка» и МГО «Самарканд» с заменой категорийных участков;
- Крановый узел КУ-1;
- Охранный крановый узел ОКУ-1;
- Подводящий распределительный газопровод 1,2МПа;
- Площадка АГРС-140.

Размещение проектируемых сооружений выполнено в соответствии с технологической схемой, с учетом производственных связей, санитарно-гигиенических, экологических и противопожарных

требований, розы ветров, а так же из условий безопасности обслуживания, производства монтажа, демонтажа и ремонтных работ.

3.2.1 Площадка кранового узла

Площадка кранового узла КУ-1 размещается на свободном от застройки месте, западнее площадки АГРС, на ПК 0+24. Размеры площадки в пределах ограждения 8х7м (см. раздел ГП). В состав площадки входят:

- Охранный крановый узел;
- Свеча продувочная;
- Молниеприемник.

3.2.2 Площадка охранного кранового узла

Площадка охранного кранового ОКУ-1 размещается на свободном от застройки месте, западнее площадки АГРС, на ПК 46+02. Размеры площадки в пределах ограждения 8х7м (см. раздел ГП). В состав площадки входят:

- Охранный крановый узел;
- Свеча продувочная;
- Молниеприемник.

3.2.3 Площадка АГРС-140

Площадка АГРС-140 размещается на свободном от застройки месте. Размеры площадки в пределах ограждения 70х47м (см. раздел ГП).

Проектом предусмотрены следующие здания и сооружения:

- Узел переключения (поз.1 и 1.1 по ГП);
- Узел очистки газа (поз.2 по ГП);
- Блок учета расхода газа (поз.3 по ГП);
- Комплектная однострансформаторная подстанция КТПН (поз.4 по ГП);
- Узел подогрева газа (поз.5 по ГП);
- Блок подготовки теплоносителя (поз.6 по ГП);
- Блок редуцирования (поз.7 по ГП);
- Газопоршневая электростанция блочная (поз.8 по ГП);
- Блок автоматической одоризации газа (поз.9 по ГП);
- Блок операторной (поз.10 по ГП);
- Емкость хранения и выдачи одоранта $V=5.0\text{м}^3$ (поз.11 по ГП);
- Емкость сбора, хранения и выдачи конденсата $V=3,0\text{м}^3$ (поз.12 по ГП);
- Емкость для теплоносителя $V=10,0\text{м}^3$ (поз. 13 по ГП);
- Свеча аварийного сброса газа DN150 (поз. 14 по ГП);
- Свеча аварийного сброса газа DN80 (поз. 15 по ГП);
- Выгреб (поз.17 по ГП);
- Площадка под туалет (поз.18 по ГП);
- Площадка под переносной мусорный контейнер(поз.19 по ГП);
- Пожарный щит;
- Молниеприемники.

3.3 Организация рельефа

Вертикальная планировка выполнена по сплошной системе с отводом поверхностных стоков в пониженные места рельефа. Проектные уклоны на площадках не превышают нормативных значений. Планировочные отметки автодорог, проездов и нулевые отметки запроектированных сооружений увязаны между собой. Грунт для организации насыпи перемещается из карьера. Учитывая размещение площадок на открытой местности, для их снегонезаносимости во время метелей, а также предотвращения затопления талыми и дождевыми водами площадки будут расположены на насыпи высотой в среднем - 0,7м. Почвенно-растительный слой $h=0,1-0,3\text{м}$ снимается, сохраняется, используется в местах озеленения и для укрепления откосов насыпи посевом трав, а так же для улучшения малопродуктивных земель.

По организации рельефа площадок см. листы 24/06/05/1-ПСД-2-ГП.

3.4 Подъездная дорога АГРС

Раздел "Подъездная дорога", как составная часть рабочего проекта «Строительство газопровода природного газа от МГ Сары-Арка до территории комбината с установкой АГРС АО «Qarmet» Карагандинская область» выполнена согласно технического задания на проектирование.

Проект выполнен в соответствии с требованиями ВН РК 3.1-001-2024, СТ РК 1412-2017 и ТП 503-0-51.89.

По данным технического задания и по параметрам в соответствии со ВН РК 3.1-001-2024 дорога относится к дорогам местного значения V технической категории и обеспечивает пропуск автомашин типовых серий.

Поперечный профиль автодорог принят с открытым водоотводом, уклоном проезжей части 30‰ и обочин равным 50‰, ширина проезжей части 4.5м с обочиной шириной – 1.75м.

Технические нормативы:

- Ширина земляного полотна - 8,0 м.
- Ширина проезжей части - 4,5 м.
- Длина дороги - 0,403 км.
- Число полос - 2.
- Расчётная скорость движения - 40 км/час.
- Поперечный уклон проезжей части - 0,030‰.
- Покрытие проезжей части - асфальтобетонное.
- Дорожно-климатическая зона – IV.

Конструкция дорожной одежды (тип 3):

- горячий плотный щебеночный мелкозернистый асфальтобетон типа Б, марки II по СТ РК 1225-2019, h=0.06м;
- Щебень М600 с расклинкой по ГОСТ 8267-93, h=0.15м;
- Гравийно-песчаная смесь по ГОСТ 25607-2014, h= 0.15м;
- уплотненный грунт земполотна.

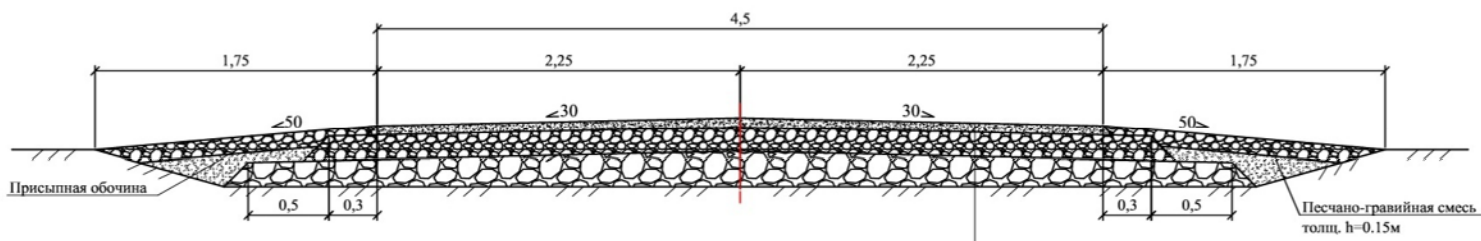


Рис 3.3.1 Конструкция дорожной одежды

3.5 Подъездная дорога к крановым узлам КУ-1 и ОКУ-1

Проект выполнен в соответствии с требованиями ВН РК 3.1-001-2024, СТ РК 1412-2017 и ТП 503-0-51.89.

По данным технического задания и по параметрам в соответствии со ВН РК 3.1-001-2024 дорога относится к дорогам местного значения V технической категории и обеспечивает пропуск автомашин типовых серий.

Поперечный профиль автодорог принят с открытым водоотводом, уклоном проезжей части 30‰ и обочин равным 50‰, ширина проезжей части 3.5м с обочиной шириной – 1.5м.

Технические нормативы:

- Ширина земляного полотна – 6,5 м.
- Ширина проезжей части - 3,5 м.
- Длина дороги КУ-1 - 0,077 км.
- Длина дороги ОКУ-1 - 0,257 км.

- Число полос - 1.
- Расчётная скорость движения - 40 км/час.
- Поперечный уклон проезжей части - 0,030‰.
- Покрытие проезжей части - щебеночное.
- Дорожно-климатическая зона – IV.

Конструкция дорожной одежды (тип 1):

- Щебень М600 с расклинкой по ГОСТ 8267-93, $h=0.15\text{м}$;
- Гравийно-песчаная смесь по ГОСТ 25607-2014, $h= 0.15\text{м}$;
- уплотненный грунт земполотна.

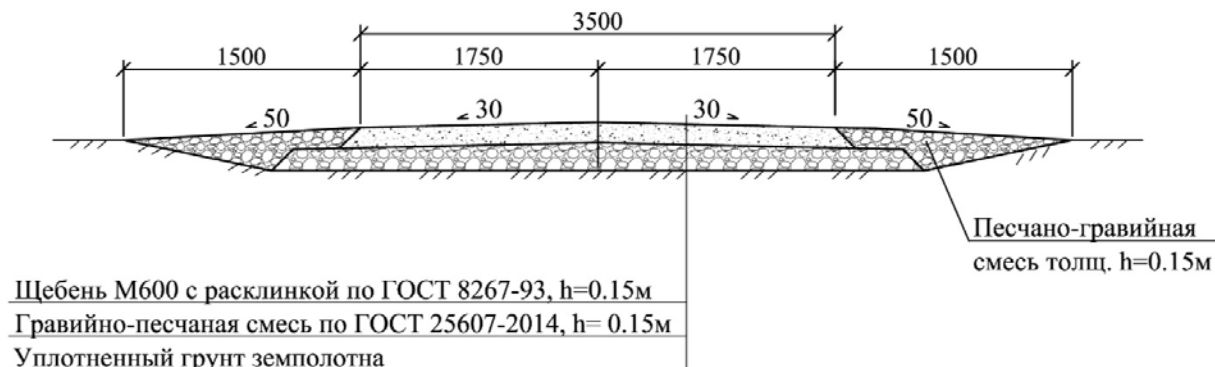


Рис 3.3.2 Конструкция дорожной одежды

Конструкция покрытия площадок КУ-1, ОКУ-1 (тип 2) принята:

- Щебень по ГОСТ 8267-93, $h=0.10$;
- Уплотненное основание.

3.6 Благоустройство и озеленение

Внутриплощадочные дороги и проезды запроектированы в соответствии с требованиями СП РК 3.03-122-2013 «Промышленный транспорт», с учетом противопожарного обслуживания предприятия и обеспечивают подъезд к зданиям и сооружениям.

Подъезд к площадке КУ-1 с северной стороны, к ОКУ-1 с восточной стороны. Подъезд к площадке КУ-1 осуществляется от существующей автодороги к КУ МГО «Самарканд», к площадке ОКУ-1 осуществляется от проектируемой автодороги к АГРС-140. Подъездная дорога щебеночная с поднятием земляного полотна.

Основной въезд и выезд на площадку АГРС предусмотрен с южной и западной части площадки соответственно. Для прохода пешеходов рядом с воротами на въезде-выезде устанавливается калитка.

Конструкция дорожной одежды (тип 2):

- горячий плотный щебеночный мелкозернистый асфальтобетон типа А, марки II по СТ РК 1225-2019, $h=0.04\text{м}$;
- горячий щебеночный пористый крупнозернистый а/б по СТ РК 1225-2019, $h=0.06\text{м}$;
- щебень М600 с расклинкой по ГОСТ 8267-93, $h=0.15\text{м}$;
- гравийно-песчаная смесь по ГОСТ 25607-2014, $h= 0.15\text{м}$;
- бортовой бетонный камень БР 100.30.15 по ГОСТ 6665-2023 (только на территории АГРС).

Для прохода пешеходов предусмотрены тротуары шириной 1.0 м.

Конструкция покрытия тротуаров на территории АГРС (тип 1) принята:

- плиты бетонные тротуарные марки 8К.10 по ГОСТ 17608-2017, $h=0.10$;
- песок укрепленный цементом с расходом 130кг/м^3 , по ГОСТ 8736-2014, $h=0.10\text{м}$;
- бортовой бетонный камень БР 100.20.8 по ГОСТ 6665-2023.

Конструкция покрытия площадок свободной от застройки территории АГРС (тип 4) принята:

- Щебень по ГОСТ 8267-93, $h=0.10$;
- Уплотненное основание.

Для обеспечения санитарно-гигиенических условий работы предусматриваются мероприятия по благоустройству. Свободные от застройки и покрытия участки засыпаются щебнем $h=0.15\text{м}$.

3.7 Решения по расположению инженерных сетей

Инженерные сети размещены в технологических полосах и увязаны со всеми сооружениями в соответствии с общим решением генерального плана.

Для увязки всех сетей составлен «Сводный план инженерных сетей» (см. раздел ГП).

3.8 Организация охраны предприятия

Площадки ограждаются проветриваемой металлической оградой, высотой не менее 2,0 м.

Для проезда автотранспорта и прохода пешеходов на территории проектируемых площадок проектом предусмотрены распашные ворота и калитки:

на площадке охранного кранового узла:

- одна калитки, расположенные с южной стороны (КУ-1) и северной стороны (ОКУ-2) ограждения.

на площадке АГРС:

- ворота для автотранспорта, на основном въезде-выезде, расположенные с южной стороны ограждения и рядом калитка для прохода пешеходов. Аварийный выезд расположенные с западной стороны ограждения и рядом калитка для прохода пешеходов

Подъезды к площадкам КУ-1, ОКУ-1 и АГРС предусмотрены с возможностью разворота автотранспорта.

3.9 Основные показатели по генеральному плану

Основные показатели по генеральному плану приведены в таблице 3.8.1

Таблица 3.8.1

Наименование показателей	Ед. изм.	Количество		
		Площадка ОКУ-1	Площадка КУ-1	Площадка АГРС
Площадь участка по госакту	га	0.0045	0.0006	0.390
Общая площадь территории (в пределах ограждения)	га	0.0056	0.0056	0.329
Площадь застройки, в т.ч. технологические площадки	м ²	1	1	506.3
Площадь покрытия Внеплощадочные дороги, Дорожки или тротуар	м ²	55.00	55.00	2476.5
		1029	382.2	3122.5
		-	-	307.2
Площадь озеленения	м ²	-	-	-
Плотность застройки	%	2	2	15

4. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

4.1 Строительные решения

Настоящий раздел проекта разработан на основании:

- задания на проектирование;
- отчета по инженерно-геологическим изысканиям;
- заданий смежных отделов;
- нормативных документов, действующих в настоящее время:

СН РК 5.01-01-2013	«Земляные сооружения, основания и фундаменты»
СН РК 5.01-02-2013	«Основания зданий и сооружений»
СН РК 2.01-01-2013	«Защита строительных конструкций от коррозии»
Приказ МВД РК №673 от 09.10.2017г.	«Требования по безопасности объектов систем газоснабжения»

СН РК 1.03-00-2022*	«Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений»
СП РК 2.02-101-2022	«Пожарная безопасность зданий и сооружений»
СН РК 1.03-05-2011	«Охрана труда и техника безопасности в строительстве»
СН РК 3.01-01-2013	«Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских населенных пунктов»
СП РК EN 1992-1-1:2004/2011	«Проектирование железобетонных конструкций. Часть 1-1. Общие правила и правила для зданий»
СТ РК EN1090-2-2011	«Изготовление стальных и алюминиевых конструкций»
Закон РК №188-V от 11.04.2014	«О гражданской защите»
НТП РК 01-01-3.1 (4.1)-2017	«Нагрузки и воздействия на здания ЧАСТЬ 1-3. Снеговые нагрузки (к СП РК EN 1991-1-3:2003/2011) ЧАСТЬ 1-4. Ветровые воздействия (к СП РК EN 1991-1-4:2003/2011)»
ГОСТ 8509-93	«Уголки стальные горячекатаные равнополочные»
ГОСТ 8240-97	«Швеллеры стальные горячекатаные»
СТО АСЧМ 20-93	«Двутавры горячекатаные с параллельными гранями полок»
ГОСТ 31108-2020	«Портландцемент и шлакопортландцемент. Технические условия»
ГОСТ 22266-2013	«Цементы сульфатостойкие. Технические условия»
ГОСТ 14202-69	«Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки.»
ГОСТ 19903-2015	«Прокат стальной горячекатаный»
ГОСТ 21924-2024	«Плиты железобетонные с ненапрягаемой арматурой для покрытий городских дорог. Конструкция и размеры»
ГОСТ 30245-2012	«Профили стальные гнутые замкнутые сварные квадратные и прямо-угольные для строительных конструкций»;
ПУЭ	«Правила устройства электроустановок»
СН РК 5.01-01-2013	«Земляные сооружения, основания и фундаменты»

Согласно технологическим решениям в состав проекта входят следующие объекты:

- Газопровод-отвод - (чертежи марки 24/06/05/1-ПСД-1-АС);
- АГРС - (чертежи марки 24/06/05/1-ПСД-2-АС);
- Подводящий распределительный газопровод - (чертежи марки 24/06/05/1-ПСД-АС).

Крановый узел КУ-1 располагается на ПК 0+24, Охранный крановый узел ОКУ-1 располагается на ПК 46+02 газопровода-отвода. Крановые узлы ПРГ располагается на ПК0+60, ПК15+85.2, ПК26+72, ПК41+60.7, ПК49+65.7, ПК71+55.7, ПК122+00, ПК131+00, ПК171+59.8.

Крановый узел КУ-1 и Охранный крановый узел ОКУ-1 состоят из площадки с сетчатым ограждением, с размерами в плане 8х7м, высотой 2.0м, колонки под свечу.

Крановые узлы ПРГ состоят из площадки с сетчатым ограждением, с размерами в плане 2х3 м, высотой 2.0м.

АГРС состоит из технологических блоков и узлов, блока операторной полной заводской готовности, а также сооружений электроснабжения, слаботочных систем и передачи данных.

На АГРС размещено оборудование – наземно на площадках из сборных железобетонных плит и в блок-боксах полной заводской готовности, которые также располагаются на площадках из сборных железобетонных плит.

Подземные емкости устанавливаются на монолитные ж/бетонные плиты, которые, в свою очередь, устраиваются на местном грунте.

Экспликация зданий и сооружений представлена на генеральном плане.

Конструктивные решения представлены в табл. 4.3.1 «Техническая характеристика».

Площадка АГРС-140 размещается на свободном от застройки месте. Размеры площадки в пределах ограждения 70х47м (см. лист 24/06/05/1-ПСД-2-АС-002).

На площадках из сборных железобетонных плит по ГОСТ 21924-2024 устанавливаются блок-боксы заводского изготовления с вмонтированным оборудованием по назначению. Плиты выполняются из бетона класса С20/25, W4, F75 на сульфатостойком цементе по ГОСТ 22266-2013. Швы между плитами заполняются бетоном класса С20/25, W4, F75, с заполнителями мелкой фракции, на сульфатостойком цементе по ГОСТ 22266-2013.

По периметру территории, с расположенным внутри оборудованием и блок-боксами, выполняется ограждение из сетки, в рамке из уголка, с устройством поверху ограждения из проволоки «Егоза». Высота ограждения территории 2.65м.

Размещение проектируемых сооружений выполнено в соответствии с технологической схемой, с учетом производственных связей, санитарно-гигиенических, экологических и противопожарных требований, розы ветров, а также из условий безопасности обслуживания производства, монтажа, демонтажа и ремонтных работ (см. чертежи ГП).

4.2 Характеристика участка строительства

В административном отношении территория работ находится в Карагандинской области, Бухар-Жырауском районе и г.Темиртау.

Местность представляет собой холмисто-увалистую равнину. Грунты преимущественно глинистые, суглинистые и супесчаные, местами вскрывается песок и скальный грунт.

Климат района работ резко-континентальный с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков, засушливым летом. Зима умеренно холодная, лето жаркое.

Абсолютные отметки колеблются в пределах 439 – 544 м.

Среднегодовая температура	+ 3,7°C
Самый холодный месяц январь	
- средняя температура	минус 13,6°C
Самый теплый месяц-июль	+20,4°C
- Абсолютный минимум	минус 42,9°C
- Абсолютный максимум	+ 40,2°C
Средняя температура наиболее холодной пятидневки	минус 28,9°C
Продолжительность отопительного периода	208 суток
Климатический район (СП РК 2.04-01-2017)	I B
Район по весу снегового покрова (СП РК 2.04-01-2017)	III (Wo=1.0кПа)
Район по давлению ветра (НТП РК 01-01-3.1 (4.1)-2017)	II (Wo=0.39кПа)
Средняя относительная влажность воздуха:	
в январе	79%
в июле	55%
Годовое количество осадков	352 мм
Сейсмичность	5 баллов

Нормативная глубина промерзания для суглинков и глин – 1,84м, для крупнообломочных пород – 2,41м. Величина проникновения «0», максимальное значение которого приходится на апрель и составляет 2,70-3,39м соответственно.

4.2.1 Климатологические условия строительства

Климат континентальный с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, средним количеством осадков (около 352 мм за год) и засушливым летом.

4.2.2 Физико-механические свойства грунтов.

Согласно отчета по инженерно-геологическим изысканиям по объекту «Строительство газопровода природного газа от МГ Сары-Арка до территории комбината с установкой АГРС АО «Qarmet» Карагандинская область», выполненным ТОО «Алтын-Самыруқ» в октябре 2024г. основанием для фундаментов и железобетонных плит площадок служат грунты:

- ИГЭ-0 - Почвенно-растительный слой. Вскрытая мощность грунтов достигает от 0,0 м до 0,3 м.

- ИГЭ-5 - Суглинки тяжелые пылеватые твердые с щебнем и дресвой, непросадочные. Вскрытая мощность грунтов достигает от 0,3м до 0,8 м, со следующими расчетными физико-механическими характеристиками: $R_0=300\text{кПа}$.

- ИГЭ-7 - Скальный грунт. Вскрытая мощность грунтов достигает от 0,8м до 3,0 м, со следующими усредненными и табличными данными: $\sigma_{\text{сж.сух}}$, Мпа - 305, плотность, г/см³ – 2,72. Грунты по полевому определению трещиноватые, средней прочности, от неветрелых до слабоветрелых.

УГВ не вскрыт.

По степени засоления грунты в пределах проектирования - незасоленные. Степень агрессивного воздействия грунта на портландцемент (бетоны марки W4, W6, W8) сильной степени, на шлакопортландцемент (бетоны марки W4, W6, W8) от слабой до сильной степени, на сульфатостойкий цемент (бетоны марки W4, W6, W8) слабой степени.

По отношению к железобетонным конструкциям грунты обладают агрессивностью средней степени. Коррозионная активность грунтов по отношению к стальным металлическим конструкциям высокой степени. Степень агрессивности грунта по отношению к алюминиевой оболочке кабеля высокой степени, к свинцовой оболочке кабеля средней степени.

Для фундаментов рекомендуется применять сульфатостойкие портландцементы (ГОСТ 22266-2013) с маркой W4 по водопроницаемости и маркой F50-75 по морозостойкости.

Для сборных ж/бетонных плит применять сульфатостойкие портландцементы (ГОСТ 22266-2013) с маркой W4 по водопроницаемости и маркой F75 по морозостойкости.

Объемно-планировочные решения всех объектов приняты на основе их функционального назначения, с учетом санитарно-гигиенических требований, требований технологии, обеспечения взрыво- пожаробезопасности и охраны труда, а также с учетом унификации конструкций и района строительства.

4.2.3 Водозащитные мероприятия

Водозащитные мероприятия предусматривают:

- устройство оснований под фундаменты, см. в общих указаниях на листе «Общие данные».
- обратную засыпку пазух фундаментов выполнять, сухим непучинистым грунтом с оптимальной влажностью, отдельными слоями 20...25 см и уплотнением до плотности сухого грунта не менее 1,65т/м³;

Устройство вокруг каждой площадки для размещения блок-боксов водонепроницаемой отмостки, шириной 0,5м, из асфальтобетона толщ. 30мм, по щебеночному основанию высотой 100 мм;

- во избежание застоя поверхностных вод и проникновения их в грунты во время строительных работ необходимо предусмотреть отвод поверхностных вод за пределы застраиваемой территории, предусматривать устройство дренажной системы или исключить возможность утечки из неисправных инженерных сетей.

4.2.4 Антикоррозионные мероприятия

Все строительные конструкции подлежат обязательной защите от коррозии коррозионно-стойкими материалами.

Защитные покрытия предусмотрены с учетом вида и степени агрессивности среды эксплуатации.

Защиту стальных строительных конструкций, изготавливаемых на заводе, следует осуществлять в заводских условиях.

Все бетонные и железобетонные изделия и конструкции выполняются из бетона на сульфатостойком портландцементы (ГОСТ 22266-2013) с маркой W4 по водопроницаемости и маркой F50-75 по морозостойкости.

Все боковые поверхности железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, покрыть полимерно-битумной мастикой по слою грунтовки из горячего битума общей толщиной гидроизоляции 2-2,5 мм.

Надземные поверхности стальных элементов конструкций подлежат окрашиванию лакокрасочными пентафталевыми эмалями марки ПФ-115 в два слоя по грунтовке ГФ-021.

Подготовку под подошвами фундаментов и сборных плит выполнять превышающей габариты подошвы на 100 мм из щебня, толщиной 100мм под фундаментами и 250мм под сборными плитами площадок под блок-боксы.

4.2.5 Мероприятия по электро-, взрыво-, и пожарной безопасности

Основным средством защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током является защитное заземление и зануление металлических частей. Защитные меры электробезопасности выполнены в объеме, предусмотренном ПУЭ.

При окраске конструкций следует соблюдать требования ГОСТ 14202-69.

4.2.6 Мероприятия по соблюдению санитарных требований

Строительные материалы, принятые при изготовлении изделий, соответствуют требованиям санитарных норм и охраны окружающей среды и не содержат вредно действующих компонентов и радиоактивных веществ, отрицательно влияющих на состояние и здоровье работающих и окружающую среду.

4.3 Техническая характеристика

Таблица 4.3.1

	24/06/05/1-ПСД-1-АС – Газопровод-отвод
№ по ГП	Крановый узел КУ-1, Охранный крановый узел ОКУ-1
Наименование	Ограждение КУ-1, ОКУ-1
Категория по пожароопасности	-
Уровень ответственности	II
Степень огнестойкости	IIIa
Площадь, м ²	-
Строительный объем, м ³	-
Характеристика конструктивных решений здания или сооружения	В проекте предусматривается ограждение размером в осях 8х7м из стальной сетки «Рабица» в рамке из уголка на высоту 2000 мм по стальным столбам и с устройством поверху сетки «Егоза». Фундаменты под стальные столбы ограждения - отдельно стоящие ж/бетонные, бетон С12/15, W4, F75 на цементе по ГОСТ 22266-2013 с арматурой кл. Вр-I и с закладным элементом. Стойки ограждения привариваются к закладным элементам фундаментов. - Фундамент под свечу отдельностоящий ж/бетонный, бетон С12/15, W4, F75 на цементе по ГОСТ 22266-2013 с арматурой кл. А-400 и А-240. Основанием для фундаментов служит уплотненный местный грунт.
	24/06/05/1-ПСД-2-АС-АГРС
№ по ГП	1...7, 11, 15, 16, 17
Наименование	Площадки под блок-боксы, узлы, КТПН, ГПЭС
Категория по пожароопасности	A
Уровень ответственности	II
Степень огнестойкости	II
Площадь, м ²	452,15 - под ж/б плитами
Строительный объем, м ³	-
Характеристика конструктивных решений здания или сооружения	Площадки для размещения блок-боксов с оборудованием внутри и узлов, выполняются из сборных железобетонных плит по ГОСТ 21924-2024 из бетона С20/25, W4, F75 на цементе по ГОСТ 22266-2013 с арматурой кл. А-400, А-240. Основанием для сборных железобетонных плит служит слой щебня толщиной 250мм, ниже - местный грунт, уплотненный щебнем или гравием катками.
№ по ГП	б/н

Наименование	Ограждение территории
Категория по пожароопасности	-
Уровень ответственности	II
Степень огнестойкости	IIIa
Площадь, м ²	-
Строительный объем, м ³	-
Характеристика конструктивных решений здания или сооружения	В проекте предусматривается ограждение территории размером 70х47м из стальной сетки «Рабица», в рамке из уголка, высотой 2000 мм по стальным столбам и с устройством поверху сетки спирального барьера безопасности «Егоза». Фундаменты под стальные столбы ограждения - отдельно стоящие ж/бетонные, бетон С12/15, W4, F75 на цементе по ГОСТ 22266-2013с арматурой кл. Вр-I и с закладным элементом. Стойки ограждения привариваются к закладным элементам фундаментов. Основанием для фундаментов служит слой щебня толщиной 100мм, ниже - местный грунт, уплотненный щебнем или гравием.
№ по ГП	11, 12, 13
Наименование	Емкость хранения и выдачи одоранта (поз.11), емкость сбора, хранения и выдачи конденсата (поз.12), емкость для теплоносителя (поз. 13)
Категория по пожароопасности	-
Уровень ответственности	II
Степень огнестойкости	II
Площадь, м ²	-
Строительный объем, м ³	-
Характеристика конструктивных решений здания или сооружения	Заглубленная, стальная, горизонтальная, заводской готовности, емкость Ø1,22х4,68 м (поз. по ГП - 8), устанавливается на монолитную ж/бетонную плиту, толщиной 200мм под которой выполняется подготовка из щебня, толщиной 100мм. Низ подготовки на отм. минус 2,702м. Емкость Ø1,22х3,0 м (поз. по ГП - 9), устанавливается на монолитную ж/бетонную плиту, толщиной 200мм под которой выполняется подготовка из щебня, толщиной 100мм. Низ подготовки на отм. минус 4,26м. Емкость Ø1,22х9,08 м (поз. по ГП - 10), устанавливается на монолитную ж/бетонную плиту, толщиной 200мм под которой выполняется подготовка из щебня, толщиной 100мм. Низ подготовки на отм. минус 2,702м. Основанием для подготовок, служит местный уплотненный грунт.
№ по ГП	17
Наименование	Выгреб
Категория по пожароопасности	-
Уровень ответственности	II
Степень огнестойкости	IIIa
Площадь, м ²	6,29
Строительный объем, м ³	26,1 (Подземный)
Характеристика конструктивных решений здания или сооружения	Выгреб состоит из монолитного колодца Км 1 и сборных стеновых колец и вентиляционной колонки, устанавливаемых на колодец. Колодец монолитный железобетонный с размерами 1,70х 3,70м глубиной 4,15м из бетона С12/15, W4, F50 на цементе по ГОСТ 22266-2013, с арматурой кл. А-400. Основанием служит местный уплотненный грунт.
№ по ГП	14, 15

Наименование	Фундаменты для теплоносителя, под свечи
Категория по пожароопасности	-
Уровень ответственности	II
Степень огнестойкости	II
Площадь, м ²	
Строительный объем, м ³	
Характеристика конструктивных решений здания или сооружения	Фундаменты - монолитные железобетонные из бетона класса C12/15, W4, F75 на цементе по ГОСТ 22266-2013, с арматурой кл. А-400, А-240. Основанием служит местный уплотненный грунт.
№ по ГП	
Наименование	Тепловые сети, технологические опоры
Категория по пожароопасности	-
Уровень ответственности	II
Степень огнестойкости	II
Площадь, м ²	-
Строительный объем, м ³	-
Характеристика конструктивных решений здания или сооружения	Фундаменты под стальные опоры - отдельно стоящие железобетонные, бетон C12/15, W4, F75 на цементе по ГОСТ 22266-2013 с арматурой кл. А-400, А-240 и с закладным элементом. Стальные опоры, выполненные из профилей по ГОСТ 30245-2012, ГОСТ 8240-97, ГОСТ 8590-93, СТО АСЧМ-20, ГОСТ 10704-91 привариваются к закладным элементам фундаментов. Основанием служит местный уплотненный грунт.

5. ИНЖЕНЕРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, СЕТИ И СИСТЕМЫ

5.1 Водоснабжение и канализация

Раздел водоснабжения и канализации (НБК) рабочего проекта «Строительство газопровода природного газа от МГ Сары-Арка до территории комбината с установкой АГРС АО «Qarmet» Карагандинская область» выполнен согласно следующих нормативных документов:

- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектно-сметной документации на строительство»;
- СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения»;
- СН РК 4.01-01-2011 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений»;
- СН РК 4.01.03-2011 «Водоотведение. Наружные сети и сооружения»;
- СН РК 4.01-05-2002 «Инструкция по проектированию и монтажу сетей водоснабжения и канализации из пластмассовых труб»;
- СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» (Приказ МЗ РК от 20 февраля 2023 года № 26);
- ГОСТ 9.602-2016 «ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».

Согласно технологическим решениям в состав рабочего проекта входит газопровод-отвод, площадка АГРС-140, подводящий распределительный газопровод.

Площадка АГРС-140 состоит из технологических блоков и блока операторной полной заводской готовности и сооружений электроснабжения площадки.

Блок Операторной (поз.10 по разделу ГП) включает в себя в том числе помещения топочной, с/у и душевую.

Согласно техническому заданию Заказчика и задания смежных разделов запроектированы следующие системы:

- хозяйственно-питьевое водоснабжение;
- местная (закрытая) система горячего водоснабжения;
- хозяйственно-бытовая канализация.

5.1.1 Хозяйственно-питьевое водоснабжение

Ввиду отсутствия источника водоснабжения предусматривается доставка воды автотранспортом (водовозами) из н/п Самарканд или Темиртау.

Для обеспечения обслуживающего персонала площадки АГРС-140 питьевой водой предусматривается привозная бутилированная вода.

Для обеспечения площадки АГРС-140 водой хозяйственно-бытового назначения для санитарно-технических приборов (душевой, мойки, унитаза) в блоке операторной в помещении «топочная» предусмотрен бак для хранения воды ёмкостью 1000 л.

Пополнение запаса воды осуществляется по мере потребления. Заполнение бака с водой производится чеюрез патрубков. Вода к санитарным приборам подается при помощи насосной станции «WILO» HWJ 20 L202. Для защиты насосной станции от сухого хода в емкости запаса воды установлен поплавковый клапан. Насосная станция – «WILO» HWJ 20 L202: Q – 4,5 м³/ч. Н – до 36 м.в.ст., номинальная мощность – 0,55 кВт.

Расход воды на хозяйственно-питьевые нужды проектируемой площадки составляет 0,325 м³/сут.

5.1.2 Местное горячее водоснабжение

Местная система горячего водоснабжения предназначена для подачи горячей воды к санитарно-техническим приборам. Горячая вода готовится в помещении «топочная» блока операторной, где предусмотрен бойлер (поставка завода-изготовителя).

5.1.3 Хозяйственно-бытовая канализация

Хозяйственно-бытовая канализация предусмотрена для отвода хозяйственно-бытовых сточных вод от санитарно-технических приборов от здания операторной, (блочного типа). Канализационные стоки от санитарно-технических приборов поступают в выгреб (поз.17 по разделу ГП). Вывоз фекальных сточных вод предусмотрен по мере наполнения выгреба, с помощью ассенизаторной машины в места, согласованные с санитарно-эпидемиологической инспекцией.

Канализационные колодцы приняты как для сухих грунтов.

Проектируемые сети хоз-бытовой канализации приняты из профилированных полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 50838-2011.

Наружные полиэтиленовые трубы укладываются на песчаное основание толщиной 10см по всему поперечному сечению траншеи. При обратной засыпке трубопроводов следует предусматривать подбивку пазух и защитный слой над верхом труб толщиной 30см из мягкого грунта, не содержащего твердых включений (щебень, камень, кирпич и т.д.).

Согласно Технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности» п. 55 п.п.3 здания производственного назначения 1 и 2 степени огнестойкости объемом до 1 тыс. м3 допускается не предусматривать наружное пожаротушение здания операторной. При этом операторная снабжена первичными средствами пожаротушения (поставка завода-изготовителя), а площадка АГРС оборудована пожарным щитом (см. раздел АС и ТХ).

Таблица 5.1.3.1 Водопотребление и водоотведение

Наименование системы	Расчетный расход воды				Дней в году
	л/с	м³/час	м³/сут	м³/год	
Канализация хоз-бытовая	1,6	0,26	0,325	118,62	365

5.2 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха

5.2.1 Исходные данные

Система отопления и вентиляции обеспечивает в отсеках блоков АГРС-140 нормируемые условия: температуру воздуха в помещениях, чистоту воздуха и требуемую кратность воздухообмена - в соответствии со следующими материалами и нормативными документами:

- СН РК 4.02-01-2011 - Отопление, вентиляция и кондиционирование;
- СП РК 2.02-101-2022 - Пожарная безопасность зданий и сооружений;
- СН РК 3.02-08-2013 - Административные и бытовые здания;
- СН РК 2.02-03-2023 - Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы;
- СН РК 2.04-07-2022 - Тепловая защита зданий;
- СП РК 2.04-01-2017 - Строительная климатология;
- МСН 2.04-02-2004 - Тепловая защита зданий;
- МСП 2.04-101-2001 - Проектирование тепловой защиты зданий;
- СТ РК 1916-2009 – Магистральные газопроводы. Нормы проектирования;
- ВСН 21-77 - Инструкция по проектированию отопления и вентиляции нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий;
- ГОСТ 21.602-2016 - Правила выполнения рабочей документации отопления, вентиляции и кондиционирования.

Исходные данные для проектирования отопления и вентиляции:

- наружная зимняя температура минус 28,9°C;
- наружная летняя температура плюс 29,5°C;
- продолжительность отопительного периода 208 суток;
- средняя температура отопительного периода минус 4,8°C;
- скорость ветра в зимний период 5,3 м/с;
- теплоноситель - пропиленгликоль (антифриз) с параметрами 90-70°C.

5.2.2 Основные технические решения

5.2.2.1 Узел очистки и подогрева газа

Узел подогрева выполнен из двух линий подогрева: одной рабочей и одной резервной. На каждой из линий подогрева газа используется подогреватель газа типа KSI7 с входным/выходным патрубком DN300.

Подогреватель газа KSI7 представляет собой кожухотрубчатый теплообменник с U-образными трубками из стальной трубы. Теплообменник имеет систему защиты контура теплоносителя от прорыва газа высокого давления, сбросные предохранительные клапаны, препятствующие росту давления в кожухе теплообменника в случае прорыва, запорную арматуру на теплопроводах для отключения в случае ремонтных работ, контрольно-измерительные приборы, штуцера для слива конденсата из распределительной камеры теплообменника, штуцер удаления воздуха из кожуха и штуцер для слива теплоносителя.

Узел подогрева газа является основным потребителем тепла на площадке АГРС. Расчетная тепловая нагрузка на технологические нужды составляет 2379 кВт. Теплоноситель в теплообменники поступает из блока подготовки теплоносителя.

5.2.2.2 Блок редуцирования

Блок редуцирования состоит из следующих узлов: узел редуцирования газа на основного потребителя, узел редуцирования газа на собственные нужды.

В соответствии с СТ РК 1916-2009 категория помещения блока технологического по взрыво- и пожароопасности А; кратность воздухообмена для общеобменной приточно-вытяжной естественной вентиляции принята 3 крата через жалюзийные решетки. Кроме общеобменной запроектирована аварийная вентиляция с механическим побуждением взрывозащищенным вентилятором, включаемым

автоматически от газоанализаторов, которые срабатывают на 0,1 НКПРП (нижнего концентрационного предела распространения пламени) или вручную у входа.

Кратность аварийной вентиляции 8 крат. Вместо резервного вентилятора предусмотрена аварийная сигнализация о загазованности. В соответствии с требованиями СП РК 2.02-101-2022, СН РК 4.02-01-2011 предусмотрено автоматическое отключение вентилятора во время пожара.

Отопление блока технологического выполнено по двухтрубной, тупиковой схеме, подогрев и циркуляция теплоносителя осуществляется от блока подготовки теплоносителя. В качестве отопительных приборов приняты секционные алюминиевые радиаторы «Parma».

Расчетная температура воздуха в помещении принята плюс 20°C.

Расчетная тепловая нагрузка составляет 8,64 кВт.

5.2.2.3 Блок учета расхода газа

Блок учета расхода газа состоит из 2х основных замерных линий и линии малого расхода.

В соответствии с СТ РК 1916-2009 категория помещения блока технологического по взрыво- и пожароопасности А; кратность воздухообмена для общеобменной приточно-вытяжной естественной вентиляции принята 3 крата через жалюзийные решетки. Кроме общеобменной запроектирована аварийная вентиляция с механическим побуждением взрывозащищенным вентилятором, включаемым автоматически от газоанализаторов, которые срабатывают на 0,1 НКПРП (нижнего концентрационного предела распространения пламени) или вручную у входа.

Кратность аварийной вентиляции 8 крат. Вместо резервного вентилятора предусмотрена аварийная сигнализация о загазованности. В соответствии с требованиями СП РК 2.02-101-2022, СН РК 4.02-01-2011 предусмотрено автоматическое отключение вентилятора во время пожара.

Отопление блока технологического выполнено по двухтрубной, тупиковой схеме, подогрев и циркуляция теплоносителя осуществляется от блока подготовки теплоносителя. В качестве отопительных приборов приняты секционные алюминиевые радиаторы «Parma».

Расчетная температура воздуха в помещении принята плюс 20°C.

Расчетная тепловая нагрузка составляет 4,32 кВт.

5.2.2.4 Блок подготовки теплоносителя

В соответствии с СТ РК 1916-2009 категория помещения по взрыво- и пожароопасности Г; кратность воздухообмена для общеобменной естественной приточно-вытяжной вентиляции принята 3 крата через жалюзийные решетки. Аварийная вентиляция в блоке подготовки теплоносителя с естественным побуждением. Помещение обеспечено световой сигнализацией о загазованности, а также автоматическим отключением подачи газа на котлы.

Отопление блока подготовки теплоносителя осуществляется за счет тепловыделений от оборудования и трубопроводов.

Расчетная температура воздуха в помещении в холодный период принята 5 °С.

5.2.2.5 Блок автоматической одоризации газа (БАОГ)

Отопление блока автоматической одоризации газа осуществляется от электрических нагревателей ОША-Р во взрывобезопасном исполнении.

Вентиляция естественная, приточно-вытяжная через жалюзийные решетки в размере 10 крат.

5.2.2.6 Блок операторной

В блоке операторной предусмотрены комната операторная с оборудованием - 18 м²; комната отдыха; комната приёма пищи; мастерская; топочная; душевая; туалет; коридор со шкафом для одежды.

Вентиляция в помещениях операторной в основном естественная через жалюзийные решетки.

В помещениях душевой и туалета предусмотрены вытяжные бытовые вентиляторы.

В помещении операторной и комнате отдыха предусмотрена система кондиционирования воздуха сплит-системой.

В соответствии с требованиями СП РК 2.02-101-2022, СН РК 4.02-01-2011 предусмотрено автоматическое отключение вентиляторов во время пожара.

Отопление блока операторной организовано от котла, расположенного в помещении топочной.

Система отопления выполнена по двухтрубной, тупиковой схеме. В качестве отопительных приборов приняты стальные секционные алюминиевые радиаторы «Рарма».

В помещении топочной предусмотрен двухконтурный газовый настенный котёл Logamax U072-24K с коаксиальным дымоходом дымоходом (АЕ 60/100) высотой 5м, обеспечивающий отопление всей операторной.

Расчетная температура в операторной плюс 18 °С.

Расчетная тепловая нагрузка составляет 20 кВт.

5.2.3 Расчетная тепловая нагрузка на блоки

Наименование здания	Объем, м³	Наружная температу ра тн, °С	Расход тепла, кВт		
			Отопление	Технологические нужды	Общий
Узел подогрева газа	-	-28,9	-	2379	2379
Блок редуцирования газа	252,3		8,64	-	8,64
Блок учета расхода газа	127,1		4,32	-	4,32
Всего на котельную блока подготовки теплоносителя:			12,96	2379	2391,96
Блок операторной с собственной котельной	201,6		20	-	20

5.3 Тепломеханические решения. Теплоснабжение.

Проект теплоснабжения блоков АГРС-140 выполнен в соответствии со следующими материалами и нормативными документами действующими на территории Республики Казахстан:

- МСН 4.02-02-2004* «Тепловые сети»;
- Пособие к МСН 4.02-02-2004* «Тепловые сети»;
- МСН 4.02-03-2004, СН РК 4.02-02-2011 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»;
- СН РК 4.02-01-2011 «Отопление, вентиляция и кондиционирование»;
- СН РК 2.04-07-2022 «Тепловая защита зданий»;
- СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология»;
- СТ РК 1916-2009 «Магистральные газопроводы. Требования к технологическому проектированию»;
- ГОСТ 5542-2022 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия»;
- ГОСТ 10704-91 «Трубы стальные электросварные. Технические условия».

Объекты АГРС-140 подлежащие теплоснабжению предусмотрены в блочном исполнении.

Теплоснабжение объектов АГРС-140, а именно блок редуцирования расхода газа, блок подготовки теплоносителя, блок учета расхода газа, узел подогрева, осуществляется от газовой котельной в блочно-модульном исполнении, расположенной в блоке подготовки теплоносителя, расчетной мощностью N=2391,96 кВт.

Котельная оборудована двумя газовыми котлами Bosch «SK755» тепловой мощностью по 1400 кВт (1 рабочий, 1 резервный) и один котёл мощностью 1200 кВт фирмы Meteor. Принятая общая тепловая мощность котельной составляет 4000 кВт. Запас мощности составляет 13%.

Для работы котлов к блоку подготовки теплоносителя подводится природный газ с давлением 30 кПа по ГОСТ 5542. Газ через термозапорный клапан, отсечной электромагнитный клапан и фильтра подаётся в газовую рампу. Краны шаровые отключают участки для проверки, обслуживания и ремонта. После рампы, через краны шаровые, газ поступает в котлы. Для контроля давления и сигнализации превышения давления газа в подводящем газопроводе котлов служат манометр и датчик-реле давления.

Теплоносителем системы теплоснабжения является пропиленгликоль (антифриз) (поставляется в комплекте). Допускается использование других низкотемпературных жидкостей с температурой

кристаллизации не выше минус 40°C. Содержание пропиленгликоля в теплоносителе не должно превышать 50 % по объёму. При использовании теплоносителя необходимо строго соблюдать рекомендации завода-изготовителя. Температурный график теплоносителя 90 °C / 70 °C содержание кислорода не более 0,05...1,1 г/м³.

Циркуляция теплоносителя в контуре теплоснабжения - принудительная, с помощью трёх электронасосов (двух рабочих и одного резервного) WILO IPL 50/175-7.5/2, 2,0 кВт, 3×400 В (для пропиленгликоля).

Узел подогрева теплоносителя может заполняться и подпитываться электронасосом Pedrollo CK 50 из подземной ёмкости для теплоносителя через дренажный патрубок коллектора подпитки.

Избыточное давление в контуре теплоснабжения поддерживается мембранными расширительными баками ёмкостью 500 л в количестве 4 шт., подключёнными к входному трубопроводу коллектора обратного теплоносителя. Для предотвращения повышения давления в контуре циркуляции выше допустимого, на выходе из котлов установлены предохранительные сбросные клапаны с давлением срабатывания 0,6 МПа, сбрасывающие теплоноситель в дренажный бак.

Для отвода продуктов сгорания топлива каждый котёл оборудован газоходом Ду 400 мм со взрывным предохранительным клапаном и подключён к индивидуальной дымовой трубе Ду 400 мм высотой 10,0 м (комплект поставки).

Блок операторной поставляется с собственной котельной, расположенной в помещении топочной. Котельная оборудована настенным двухконтурным газовым котлом Logamax U072-24K с коаксиальным дымоходом дымоходом (АЕ 60/100) высотой 5м, комплектом для подключения водонагревателя к котлу, группой безопасности, датчиком температуры ёмкостного водонагревателя, автоматическим регулятором отопления VRC 470/3, модулем «2 из 7» для управления внешними устройствами, самовсасывающей установкой водоснабжения с гидроаккумулятором на 20 л и другим вспомогательным оборудованием.

5.3.1 Годовые расходы теплоты и топлива котельными

Наименование назначения тепловой нагрузки	Расход теплоты, ГДж	Расход газа, тыс.м ³	Расход электроэнергии, МВт·ч	Источник теплоснабжения
Отопление	2197,5	72,9	-	Котельная блока подготовки теплоносителя пропиленгликоль (антифриз) 90-70°C
Технологическое теплоснабжение	22815,9	756,9	-	
Всего	25013,4	829,8	-	
Отопление и ГВС	90,1	3,05	-	Котельная операторной вода 80-60°C
Всего	90,1	3,05	-	

5.4 Тепловые сети

Расчетные параметры наружного воздуха для проектирования – холодный период минус 28,9 °C.

Источник теплоснабжения - блок подготовки теплоносителя.

Теплоноситель – антифриз с параметрами 90-70 °C.

Схема внутриплощадочных тепловых сетей от блока подготовки теплоносителя к отапливаемым блокам и узлу подогрева принята двухтрубная, тупиковая.

Трубопроводы тепловых сетей прокладываются надземно на низких и высоких опорах, в отдельных местах совместно с трубопроводами ТХ.

Трубы приняты стальные электросварные по ГОСТ 30732-2020 в ППУ изоляции и покрытием из стали тонколистовой оцинкованной группы ОН, класс цинкового покрытия «2» с обрезной кромкой «0» ГОСТ 14918-2020.

Антикоррозийное покрытие трубопроводов эмалью КО 814 (заводское) возможно применение аналогов.

Компенсация тепловых удлинений осуществляется углами поворота, подъемов и опусков теплотрассы.

Запорная и дренажная арматура принята стальная.

После завершения монтажных работ производится проверка сварных швов труб неразрушающим методом контроля – радиографическими (гамма-лучами) и гидравлическое испытание трубопроводов давлением 1,6 МПа.

Изготовление и монтаж трубопроводов, контроль сварных соединений, испытание и приемку в эксплуатацию смонтированных трубопроводов необходимо осуществлять в соответствии с техническим регламентом «Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением» - Приказ МИР РК от 30 декабря 2014 года № 358 г., СНиП 3.05.03-85, СП РК 4.02-104-2013, СН РК 4.02-04-2013 «Тепловые сети» и рекомендациями заводов-изготовителей изделий и материалов.

При выполнении монтажных работ, промежуточной приемке, оформлении актов освидетельствования скрытых работ, составленных по форме, приведенной в СН РК 1.03-00-2022* «Организация строительного производства», подлежат:

- подготовка поверхности труб и сварных стыков под антикоррозийное покрытие;
- выполнение антикоррозийного покрытия труб и сварных стыков;
- гидравлические испытания;
- растяжка компенсаторов.

Общая длина трубопроводов (надземная прокладка) – 231,0 м.

5.5 Электроснабжение**5.5.1 Общие положения**

Настоящий раздел рабочего проекта разработан на основании задания на проектирование и заданий смежных отделов, в соответствии со следующими действующими нормами, правилами и техническими условиями:

- Технические рекомендации №45-1591 от 25.04.2025г., выданные ТОО «Караганды Жарық»;
- СН РК 1.02-03-2022* «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектно-сметной документации на строительство»;
- ВСН 332-74 «Инструкция по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон»;
- СП РК 2.04-103-2013 «Устройство молниезащиты зданий и сооружений»;
- СН РК 2.04-01-2011 «Естественное и искусственное освещение»;
- СН РК 4.04-07-2023 «Электротехнические устройства»;
- СТ РК 1916-2009 «Магистральные газопроводы. Требования к технологическому проектированию»;
- СТ ГУ 153-39-087-2006 «Инструкция по проектированию зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности» (как справочное);
- СТ ГУ 153-39-186-2006 «Определение категорий помещений и зданий взрывопожарной и пожарной опасности» (как справочное).

Согласно ПУЭ и норм технологического проектирования электроприёмники АГРС относятся к I-ой и III-ей категории по надёжности электроснабжения.

В объём данного раздела рабочего проекта входят следующие вопросы:

- наружное электроосвещение;
- молниезащита и заземление;
- электроснабжение внеплощадочное;
- электроснабжение внутриплощадочное;
- инженерно-технические мероприятия и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций.

Основные технические показатели по площадке автоматизированной газораспределительной станции АГРС-140 приведены в таблице 5.5.1.1

Таблица 5.5.1.1 Основные технические показатели

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
«АГРС-140»				
1	Напряжение:		АГРС	
	- силовых токоприёмников;	В	380/220	
	- осветительных установок.	В	380/220	
2	Установленная мощность -			
	общая на стороне 0,4кВ:	кВт	62,13	
	- в т. ч. силового оборудования;	кВт	58,72	
	- электроосвещения;	кВт	3,41	
3	Расчётная потребляемая мощность:			
	- на стороне 0,4кВ;	кВт	49,04	
	- в т. ч. силового оборудования;	кВт	46,31	
	- электроосвещения.	кВт	2,73	
4	Годовой расход электроэнергии	кВт/год	429 590	
5	Длина ВЛ-10кВ	км	0,267	
6	Количество опор	шт.	6	

5.5.2 Источники и схема электроснабжения

Для электроснабжения АГРС-140 предусмотрено от опоры №35 существующая линия ВЛ-10кВ фидер 1 ПС "Самарканд" с заменой деревянной анкерной опоры на ж/б опору, установкой концевой анкерной опоры и КТПН-100/10-0,4кВ мощностью 100 кВА на территории АГРС. Проектируемая отпайка ВЛ-10 кВ подключается при помощи РЛНД 1-10/400У1 и пункта секционирования сетевого - реклоузера 10кВ Rec15. Опоры приняты на стойках СВ105-2. Провода на отпайке приняты СИП-3 3(1х50). Ввод в КТПН принят воздушный. Район по ветру II, по гололеду III согласно ПУЭ РК. Монтажная стрела провеса провода согласно Пособие по проектированию ВЛЗ 6-20кВ ТОО "Институт "Казсельэнергопроект". Закрепление опор в грунте предусмотреть согласно серии 4.407-253 "Закрепление в грунтах железобетонных опор и деревянных опор на железобетонных приставках ВЛ 0,4-20кВ".

Проектируемый КТПН-100/10-0,4кВ мощностью 100 кВА устанавливается на площадке АГРС. Для учета электроэнергии принят трехтарифный счетчик "Меркурий 230 ART03PQRSIDN с GPRS модемом Teleofis WRX708-R4" поставляемые комплектно совместно с КТПН. С целью обеспечения коэффициента мощности $\cos\phi \geq 0,92$, в КТПН предусматривается установка КРМ (компенсации реактивной мощности) 12,6кВАр. Для резервного питания в качестве второго источника применена газопоршневая электростанция ГПЭС GRI-50 GFT в блочном исполнении, мощностью 50кВт.

По степени надежности электроснабжения объект автоматизированной газораспределительной станции АГРС относится к I категории и часть электроприемников к III категории. Для подключения электроприемников АГРС в здании Операторной установлен шкаф ВРУ-0,4кВ (90-СР1) питающий потребителей III категории и потребителей I категории через АВР. На время отключения электростанции, электропотребление электроприемников I категории надежности подключенных к шкафу ВРУ через АВР, осуществляется от газопоршневой электростанции. Шкаф ВРУ запитан двумя вводами от комплектной трансформаторной подстанции КТПН-10/0,4 кВ и от газопоршневой электростанции. Шкаф ВРУ и АВР, входящий в комплект шкафа, поставляются комплектно с операторной АГРС.

5.5.3 Внутриплощадочные электрические сети

Внутриплощадочные электрические сети выполнены силовыми кабелями марки ВБбШв и ВБбШвнг(А)-LS, прокладываемыми по кабельным конструкциям и в траншеях. Прокладываемые кабели в траншеях защищены на всем протяжении кирпичом, в местах пересечения защищены асбестоцементными трубами. Подключение блоков и узлов, поставляемых комплектно, выполнено согласно рекомендуемым данным завода изготовителя.

5.5.4 Силовое электрооборудование

Силовыми потребителями электроэнергии на территории АГРС являются технологические насосы Блока подготовки теплоносителей, аварийные вентиляторы, оборудование автоматики САУ ТП и связи, приборы учета расхода газа.

Для подключения электроприемников АГРС в здании Операторной установлен шкаф вводно-распределительный ВРУ-0,4кВ питающий потребителей III категории и потребителей I категории через АВР. На время отключения электростанции, электропотребление электроприемников I категории надежности, подключенных к шкафу ВРУ через АВР, осуществляется от газопоршневой установки. Потребители I категории критической группы подключены к шкафу ВРУ через АВР и источник бесперебойного питания ИБП (3кВА/2,2кВт). ВРУ запитан двумя вводами от комплектной трансформаторной подстанции КТПН-10/0,4 кВ и от газопоршневой установки. Шкаф ВРУ, АВР и ИБП поставляются комплектно с операторной АГРС.

В качестве распределительного устройства принят шкаф вводно-учетный ШВУ, индивидуального исполнения. ШВУ оборудован АВР, переключающий между основным питанием от РУ-КТПН-63/10-0,4кВ и резервным питанием от газопоршневой генераторной установки. Блоки и узлы, расположенные на территории АГРС-140, являются законченными устройствами, разработанными и поставляемыми заводом изготовителем оборудования.

Силовые и контрольные сети выполнены кабелями с медными жилами.

5.5.5 Наружное электроосвещение

Рабочее освещение АГРС выполняется прожекторами светодиодными уличными типа Diora Light Zevs модели NX-GB-NX-1/15, мощность 240Вт, IP67, в количестве 2 прожектора, устанавливаемыми на каждую прожекторную мачту ПМЖ-22,8 серия 3.407.9-172, высотой 22,8м, расположенных на площадке АГРС. Общее количество прожекторных мачт - 4шт. Управление освещением предусмотрено от ящика ЯУО 9601, расположенного на наружной стене Блока операторной. Ящик управления освещением предназначен для автоматического, местного ручного или дистанционного управления осветительными сетями. Ящик ЯУО запитан от шкафа ВРУ (90-СР1).

На площадке для подключения прожекторов устанавливается распределительный ящик ЯР1-63. Подвод питания к прожекторной мачте осуществляется кабелем через вводной ящик ЯАЕ25-10, установленный у основания мачты. Для разделки кабеля предусмотрен протяжной ящик К654У2.

Для защиты питающего кабеля от грозовых перенапряжений, кабель уложить в трубе за 10 м до мачты. Кабель на вертикальном участке (по всей высоте) проложить в коробе для защиты от наведения потенциала при прохождении тока молнии, а также от воздействия прямых солнечных лучей и для механической защиты.

Прожекторная мачта (МО1-МО4) типа ПМЖ-22,8 предназначены для установки светильников и молниезащиты. Оборудованы металлическими площадками и лестницами для установки и обслуживания прожекторов и светильников. Прожекторная мачта изготовлена из центрифугированной железобетонной стойки СК26.3-2.0 с предварительно напряженной арматурой. Изделия выполняются по типовой серии 3.407.9-172 "Прожекторные мачты и отдельностоящие молниеотводы" выпуск 1, разработки Севзапэнергопроект. Сборка, закрепление в грунте производится согласно типовой серии 3.407.9-172.

Кабеля наружного освещения с медными жилами проложить в траншеях совместно с силовыми кабелями электроснабжения.

Все электрооборудование (шкаф вводно-распределительный (ВРУ), внутренние светильники, внутреннее заземление) поставляется комплектно с АГРС.

Система заградительных огней на мачтах не предусматривается в связи с тем, что высота мачт не превышает 50 м, а место установки расположено на удаленном расстоянии от аэродрома

5.5.6 Молниезащита

Сооружения на территории АГРС по устройству молниезащиты относятся к I категории и защищаются от прямых ударов молнии, заноса потенциалов через землю и вторичных проявлений молний. Для защиты от прямых ударов молнии предусмотрены молниеприемники, присоединенным к отдельным заземлителям. Импульсное сопротивление заземлителей должно составлять не менее 10 Ом. Защита от вторичных проявлений молний выполнена присоединением металлических корпусов аппаратов и трубопроводов к наружным контурам заземления.

В данном проекте предусматривается использование прожекторной мачты типа ПМЖ-22,8 и отдельностоящего молниеотвода МЖ-24,3. Прожекторная мачта предназначена для установки светильников и молниезащиты и оборудована площадкой и лестницей. Прожекторная мачта изготовлена из центрифугированной железобетонной стойки СК26.3-2.0 с предварительно напряженной арматурой, отдельностоящий молниеотвод изготовлен из центрифугированной железобетонной стойки СЦП 195-310 с предварительно напряженной арматурой. Изделия выполняются по типовой серии 3.407.9-172 "Прожекторные мачты и отдельностоящие молниеотводы" выпуск 1, разработки Севзапэнергопроект. Сборка, закрепление в грунте производится согласно типовой серии 3.407.9-172.

Для газоотводных и дыхательных труб, оборудованных колпаками или «гусаками», в зону защиты молниеотводов должно входить пространство над обрезами труб, для газов легче воздуха, ограниченное цилиндром высотой $H=5$ м, $R=5$ м.

Для наружных взрывоопасных установок взрывоопасная зона класса В-Iг считается в пределах до:

1) 3 м по горизонтали и вертикали от закрытого технологического аппарата, содержащего горючие газы или ЛВЖ, от вытяжного вентилятора, установленного снаружи (на улице) и обслуживающего помещения со взрывоопасными зонами любого класса;

2) 5 м по горизонтали и вертикали от устройств для выброса из предохранительных и дыхательных клапанов емкостей и технологических аппаратов с горючими газами или ЛВЖ, от расположенных на ограждающих конструкциях зданий устройств для выброса воздуха из систем вытяжной вентиляции помещений с взрывоопасными зонами любого класса.

Общее количество молниеотводов составляет: ПМЖ-22,8 - 4шт., МЖ-24,3 - 3шт

5.5.7 Заземление и защитное зануление

Для защиты людей от поражения электрическим током предусмотрено заземление и защитное зануление всех металлических частей электрооборудования. Заземление предусмотрено путём присоединения электрооборудования к наружному контуру заземления стальной полосой 40х4мм. В качестве защитного зануления используются дополнительные жилы кабелей путём присоединения их к нулевой шине распределительных щитов и металлическим частям электрооборудования. Для токоотводов используется сталь полосовая 40х4мм, прокладываемая снаружи АГРС и соединённая с контуром заземления блоков минимум в двух точках. Полосовую сталь приваривать к вертикальным заземлителям термитной или дуговой сваркой. Сварные швы в земле покрыть битумным лаком для защиты от коррозии, а на открытых местах краской, стойкой к химическим воздействиям.

Проектом предусматривается устройство внешнего контура заземления с глухозаземлённой нейтралью системы TN. Сталь полосовая 40х4 прокладывается в траншее на глубине 0,6м от планировочной отметки. В качестве вертикальных заземлителей применены стальные стержни Ø16мм L=5м. Тип заземлителей выбран исходя из удельного сопротивления грунта $\rho=65,2-81 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и требуемой величины сопротивления заземления 4 Ом. При значении измеренного сопротивления более 4 Ом - смонтировать дополнительные вертикальные электроды.

Для защиты от электростатического электричества предусмотрено присоединение технологических трубопроводов и оборудования узлов к наружному контуру заземления.

5.5.8 Защита от статического электричества

Защита от статического электричества выполняется в соответствии с «Правилами защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности».

Защите от статического электричества подлежат все трубопроводы и технологическое оборудование, на котором возможно возникновение статического электричества.

Для защиты от возникновения статического электричества при движении газа внутри газопровода, трубопроводы в местах соединений должны быть надёжно соединены между собой через перемычки.

Заземление является основным и достаточным способом устранения опасности от статического электричества.

5.5.9 Инженерно-технические мероприятия и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

Инженерно-технические мероприятия в электротехнической части предусматривают устройство наружного освещения, которое выполняется прожекторами, устанавливаемыми на прожекторных мачтах.

По предупреждению чрезвычайных ситуаций предусматривается устройство молниезащиты и защиты от статического электричества технологического оборудования и трубопроводов, путем присоединения их к контуру заземления.

Защита людей от поражения электрическим током выполняется путем присоединения металлических нетоковедущих частей электрооборудования через дополнительную защитную жилу питающего кабеля к нулевой шине распределительных щитов. Кроме этого, предусмотрены средства

индивидуальной защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током: резиновые перчатки, коврики, изолированный инструмент, плакаты и т.д.

Обслуживающий персонал должен один раз в год проходить проверку знаний по ТБ согласно ПУЭ, ПТБ и ПТЭ и иметь группу допуска соответственно квалификации

5.6 Автоматизация комплексная

В раздел комплексной автоматизации входят решения по автоматизации газораспределительной станции по проекту «Строительство газопровода природного газа от МГ Сары-Арка до территории комбината с установкой АГРС АО «Qarmet» Карагандинская область».

5.6.1 САУ ТП АГРС

Для автоматизации блока редуцирования газа предусмотрена САУ ТП АГРС заводского изготовления с блоком резервного питания, предназначенного только для нужд САУ ТП АГРС.

Система автоматизированного управления технологическими процессами (САУ ТП АГРС) предназначена для осуществления:

- контроля и управления технологическими процессами на АГРС посредством сбора информации о состоянии технологических параметров от первичных приборов (с выводом аналоговых сигналов «4-20 мА», и дискретных сигналов типа «сухой контакт»);
- анализа ситуации и выдачи сигналов управления на исполнительные механизмы согласно заложенному алгоритму.

Конструктивно САУ ТП АГРС состоит из шкафа контроля и управления и шкафа вводно-учетного, которые располагаются в блоке «операторная».

САУ ТП АГРС обеспечивает:

- непрерывный автоматический контроль технологических параметров;
- реализацию функций защиты;
- дистанционное и автоматическое управление основным и вспомогательным оборудованием газораспределительной станции, обеспечивающим подачу газа потребителям в необходимом количестве с заданными параметрами.

САУ ТП АГРС предназначена для функционирования в составе интегрированной автоматизированной системы управления технологическими процессами газотранспортного предприятия, с возможностью обеспечения взаимодействия с диспетчерским пунктом по каналам связи системы линейной телемеханики или по промышленной вычислительной сети.

САУ ТП АГРС является проектно-компоновемым изделием, состав и количество функциональных устройств которого определяется заказом в соответствии с требуемой конфигурацией АГРС.

Модульный принцип построения архитектуры САУ ТП АГРС обеспечивает простую адаптацию системы под необходимые требования, позволяет осуществлять развитие, наращивание и модернизацию системы в процессе ее эксплуатации.

5.6.2 Функции САУ ТП АГРС

5.6.2.1 Информационные функции

К информационным функциям САУ ТП АГРС относятся:

- автоматический сбор информации от датчиков технологических параметров;
- автоматический сбор и обработка информации о режимах работы, состоянии основного и вспомогательного оборудования и положении запорной арматуры, в том числе:
 - запорной арматуры узлов переключения и редуцирования;
 - подогревателей газа;
 - систем пожарообнаружения (пожарная сигнализация), контроля загазованности (система газоанализа);
 - систем отопления, вентиляции, охранной сигнализации;
 - формирование сигнализации о предаварийных и аварийных ситуациях, несанкционированном изменении состояния технологического оборудования, отклонения параметров за пределы технологических установок;
- отображение информации и сигнализация о нештатных ситуациях на оперативной панели (панели контроля и управления) шкафа автоматики или на экране дисплея АРМ оператора АГРС;

- измерение расхода газа с накоплением данных о часовых, суточных, месячных и годовых расходах газа по потребителям АГРС;
- интеграция с коммерческими вычислителями расхода газа;
- обмен информацией с удаленным и (или) местным АРМ оператора по интерфейсным каналам связи;
- регистрация, архивирование информации о состоянии АГРС, аварийных сообщений, действий оператора при управлении объектами с глубиной ретроспективы не менее 30 суток на АРМ оператора, ведение аварийного архива на контроллерном оборудовании.

5.6.2.2 Управляющие функции

К управляющим функциям САУ ТП АГРС относятся:

- автоматическая реализация алгоритмов управления исполнительными механизмами;
- дистанционное управление запорной арматурой и другими технологическими объектами с оперативной панели и (или) с АРМ оператора в соответствии с регламентом работы АГРС;
- автоматическое управление по защитам, в том числе: автоматическое включение резервных ниток редуцирования при выходе из строя одной из рабочих, отключение вышедших из строя редуцирующих ниток;
- автоматическое включение аварийной вытяжной вентиляции при загазованности помещений.

Количество входных и выходных сигналов САУ ТП АГРС, тип и диапазон измерения датчиков уточняются при заказе оборудования и пусконаладочных работах на объекте. Объем информации, передаваемый на верхний уровень и в систему телемеханики, а также формы отображения информации на АРМ оператора определяются при разработке программного обеспечения САУ ТП АГРС.

5.6.2.3 Функции АРМ оператора АГРС

Для осуществления контроля и управления технологическими процессами на АГРС, для отслеживания работы САУ ТП АГРС и для возможности осуществления работы САУ ТП АГРС в режиме дистанционного управления предусматривается автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, необходимое для выполнения следующих функций:

- отображение на мониторе мнемосхем крановой обвязки и технологического оборудования АГРС в форме видеок кадров, выполненных по принципу многоуровневого вложения от общего к частному;
- визуализация на мониторе информации от датчиков и сигнализаторов о состоянии технологического оборудования АГРС, а также информации, поступающей от локальных САУ в реальном масштабе времени (подогревателей газа и других);
- регистрация и архивирование информации с согласованной глубиной ретроспективы о состоянии крановой обвязки АГРС, состоянии технологического оборудования, аварийных и предаварийных ситуациях, действиях оператора (по управлению технологическим оборудованием, изменению установок технологических параметров);
- представление информации на мониторе в виде журналов сообщений и событий, рапортов и трендов для анализа истории хода технологического процесса;
- генерация сменных ведомостей в виде твердых копий по запросу оператора;
- выполнение расчетных задач в объеме и по формулам, представляемым заказчиком;
- обеспечение механизма регистрации пользователей для защиты от несанкционированного управления технологическим оборудованием АГРС;
- дистанционное управление технологическим оборудованием АГРС;
- запрет выполнения команд оператора (изменение установок) при работе САУ АГРС в автоматическом режиме, если они не предусмотрены алгоритмами управления;

- отображение и регистрация учета расхода газа по нескольким замерным узлам (мгновенного, суточного, месячного расхода), изменение конфигурационных параметров, в том числе с учетом химического состава газа.

5.6.2.4 Режимы работы САУ ТП АГРС

САУ ТП АГРС рассчитана для работы в непрерывном режиме без постоянного обслуживания, но с проведением регламентных работ в период плановых остановок и ревизии технологического оборудования АГРС.

САУ ТП АГРС обеспечивает работу в режимах:

- автономного функционирования;
- дистанционного управления;
- централизованного управления.

Автономное функционирование

В автономном режиме осуществляется сбор, обработка и представление технологической, аварийной сигнализации и автоматическое управления исполнительными механизмами по защитам.

Дистанционное управление

В режиме дистанционного управления осуществляется сбор, обработка и представление технологической, аварийной сигнализации и управление исполнительными механизмами с панели контроля и управления комплекса или удаленного пульта контроля и управления.

Централизованное управление

В режиме централизованного управления осуществляется автоматическая передача информации и прием команд управления с верхнего уровня.

5.6.3 Интерфейс пользователя САУ ТП АГРС

САУ ТП АГРС обеспечивает отображение хода технологического процесса на сенсорной панели контроля и управления оператора.

На основном экране представлена общая технологическая схема оборудования АГРС с отображением текущего состояния оборудования и технологических параметров. Отдельная область экрана отведена для индикации таких аварийных состояний, как «Авария», «Пожар», «Охрана» и другие. В нижней части экрана размещены кнопки навигации, позволяющие пользователю перемещаться между мнемосхемами и вызывать окна настройки установок и других параметров системы. Управление запорной арматурой (пневматическими кранами, электромагнитными клапанами) производится непосредственно с помощью мнемознаков оборудования.

Для доступа к управлению оборудованием пользователь должен ввести свое имя и пароль при помощи встроенной клавиатуры. Являясь многопользовательской системой управления, система допускает к управлению только пользователей, имеющих специальное разрешение и соответствующий уровень доступа. Подсистема администрирования системы позволяет вместе с зарезервированными системными разрешениями (управление, квитирование тревог и др.) использовать дополнительные уровни доступа, что дает возможность разделить доступ пользователей к конфигурации отдельных частей системы. Например, можно разделить права доступа к модификации параметров между работниками службы КИПиА и службы метрологии таким образом, чтобы работники могли модифицировать только те настройки системы, которые относятся к их службе.

5.6.4 Коммуникационные возможности

Обмен данными САУ ТП АГРС с оборудованием КП телемеханики осуществляется по стандартным промышленным интерфейсам последовательной связи типа RS232/RS485 (открытый протокол передачи данных Modbus RTU). САУ ТП АГРС выступает в режиме ведомого устройства (SLAVE) по отношению к диспетчерскому пункту (MASTER).

Для обмена с вышестоящими и смежными системами используются протоколы передачи данных Modbus RTU, Modbus TCP/IP, MPI (Siemens), Profibus DP, ProfiNet.

САУ ТП АГРС обеспечивает передачу в операторную 11 расшифрованных аварийных и принудительных сигналов о состоянии работы АГРС, 8 расшифрованных аналоговых параметров и 4 сигнала управления средствами УДКС (устройство дистанционного контроля и сигнализации).

Для взаимодействия с оборудованием электроснабжения, электрохимической защиты (ЭХЗ), не входящего в комплект поставки блоков АГРС, зарезервированы соответствующие дискретные и аналоговые входы/выходы, порты RS-232/485 для передачи данных по протоколу Modbus.

5.6.4.1 Контролируемые параметры

Измерение

САУ ТП АГРС удовлетворяет всем требованиям основных положений по автоматизации газораспределительных станций и обеспечивает измерение технологических параметров, сравнение измеренных значений с заданными технологическими и аварийными границами, такими как:

- температура и давление газа на входе и выходе АГРС;
- температура газа после подогревателя;
- перепад давления на фильтрах очистки газа;
- перепад давления на счетчиках газа;
- давление газа в линиях редуцирования;
- температура теплоносителя до и после теплообменника;
- предельные значения уровня конденсата в промежуточной емкости сброса конденсата;
- предельные значения уровня в емкостях хранения одоранта, сброса конденсата;
- напряжение, ток и потенциал СКЗ;
- коммерческий учет расхода газа, подаваемого потребителям;
- учет расхода газа на собственные нужды (котлы системы подогрева газа, котлы системы отопления);
- концентрация горючих газов в отсеках АГРС;
- концентрация оксида углерода в отсеке котельной;
- положение всех кранов АГРС;
- состояние подогревателя газа (работа/неисправность);
- состояние системы вентиляции (включена/отключена);
- параметры с блока управления одоризатором (объем информации зависит от конкретной модели блока управления).

Все выходы параметров за установленные аварийные технологические границы фиксируются в журнале (архиве) событий с указанием даты и времени.

Значение основных параметров: давление, температура газа на входе и выходе АГРС заносятся в отдельные журналы, где хранятся в виде графиков.

Информация с приборов коммерческого учета и учета газа на собственные нужды собирается по коммуникационным каналам связи (RS232, RS485) с использованием протокола связи устройства дистанционного контроля и сигнализации.

Для автоматического управления дозированием одоранта, собранная информация по текущему расходу газа передается в блок управления одоризатором газа. Обмен данными с блоком управления также осуществляется по коммуникационным каналам связи (RS232, RS485).

Контроль и управление

САУ ТП АГРС обеспечивает управление исполнительными механизмами на АГРС с индикацией их положения и автоматическим контролем исполнения команд:

- охранным краном;
- кранами узла переключения;
- краном линии сброса конденсата с сепаратора;
- кранами узла подогрева газа;

- кранами блока редуцирования газа;
- клапаном-отсекателем на линии подачи газа на котлы;
- системой принудительной вентиляции отсеков АГРС.

5.6.4.2 Коммерческий учет газа

В систему САУ ТП АГРС для реализации опции коммерческого учета газа интегрирован контроллер расхода FloBoss S107.

Контроллер расхода FloBoss S107 представляет новую технологическую платформу для семейства контроллеров расхода FloBoss, включая модульный принцип организации, универсальность, высокие эксплуатационные характеристики и удобство эксплуатации. Независимо от того, требуется ли контроллер расхода на один или несколько потоков, или на несколько или множество точек ввода/вывода, контроллер FloBoss S107 решает все эти задачи. FloBoss S107 является идеальным решением для большинства применений, связанных с измерением расхода природного газа.

FloBoss S107 отвечает требованиям пользователей контроллеров расхода. Заказчик также получаете все апробированные функции, такие как сложные вычисления, соответствующие стандартам AGA, архивирование данных, широкие коммуникационные возможности, экономичное потребление мощности, выполнение ПИД-регулирования, последовательное регулирование с помощью программирования таблиц последовательности функций (Function Sequence Table, FST), а также возможности эксплуатации при экстремальных температурах.

Контроллеры расхода газа

Базовый блок контроллеров расхода газа FloBoss S107 включает объединительную панель, слоты для модулей, порты и электрические соединения для модуля S107. Расширительная панель контроллеров расхода газа S107 вставляется в базовый блок и включает в себя объединительную панель и слоты для дополнительных модулей.

5.6.5 Безопасность и надежность

САУ ТП АГРС обеспечивает осуществление контроля и управления работой АГРС в целом как при работе в нормальных режимах, так и при возникновении нештатных ситуаций с автоматическим выполнением следующих основных защитных алгоритмов:

- закрытие входного и выходного кранов при превышении давления газа на выходе АГРС выше установленных аварийных пределов;
- закрытие входного, выходного кранов и открытие свечного крана, блокировка включения системы принудительной вентиляции блоков АГРС при возникновении пожара в отсеках;
- отсечение подогревателя (теплообменника) газа и открытие крана на обводной линии при прорыве трубного пучка в теплообменнике;
- переход на резервную нитку редуцирования;
- остановка подачи газа на котлы при превышении максимально допустимого значения давления газа на собственные нужды, превышении концентрации горючего и угарного газа;
- включение системы принудительной вентиляции при превышении концентрации горючих газов в отсеках АГРС.

Для безопасности обслуживающего персонала при проведении ремонтно-профилактических работ на АГРС предусмотрено отключение автоматических алгоритмов защиты АГРС и запрет управления исполнительными механизмами с верхнего уровня.

САУ ТП АГРС также обеспечивает контроль за действиями персонала и предотвращение несанкционированного доступа к системе управления АГРС посторонних лиц.

В журнале событий фиксируются дата, время, имя пользователя, а также произведенные им операции. Для группы пользователей «Операторы» предусмотрена функция фиксации времени начала и окончания смены.

Надёжность и эффективность функционирования системы автоматизированного управления достигается применением комплектующих ведущих зарубежных и отечественных производителей,

гальванической развязкой входов и выходов контроллера от первичных датчиков и исполнительных механизмов.

Для повышения надежности работы системы разработан проект САУ ТП АГРС с использованием контроллера Simatic S7-300, компании Siemens. Применение источника бесперебойного питания позволяет не только обеспечить работу САУ ТП АГРС при пропадании внешнего электроснабжения в течении 48 часов, но и обеспечивает стабильное напряжение питания 220 В приборов, входящих в состав САУ ТП АГРС. Информация о работе источника бесперебойного электроснабжения поступает на контроллер и передается на верхний уровень. При длительном отсутствии внешнего электроснабжения предусмотрена возможность подключения газогенератора для зарядки аккумуляторных батарей.

Применение программируемых логических контроллеров семейства Simatic благодаря целому ряду интерфейсных модулей, позволяет связывать САУ ТП АГРС с различными внешними устройствами практически по любому из стандартных интерфейсов с использованием практически любых протоколов обмена данными. Также контроллеры могут выполнять функции контролируемого пункта (КП) системы линейной телемеханики. Обеспечивать формирование массивов информации и их передачу на диспетчерский пункт.

Система автоматизированного управления АГРС позволяет минимизировать участие человека в контроле над технологическими процессами и при возникновении аварийных ситуаций мгновенно реагировать на его ход.

Дополнительно САУ ТП АГРС обеспечивает выполнение следующих вспомогательных функций:

- управление и сигнализация системы освещения АГРС;
- управление и сигнализация системы вентиляции АГРС.

5.6.5.1 Подсистемы САУ ТП АГРС

Узлы и блоки, входящие в состав АГРС поставляются в блочно-модульном исполнении в комплекте системами пожарообнаружения (пожарная сигнализация), контроля загазованности (система газоанализа) и охранной сигнализации. Оборудование системы охранной и пожарной сигнализации, системы газоанализа, предусматриваемое в узлах и блоках (комбинированные светозвуковые оповещатели, газосигнализаторы, пожарные извещатели, датчики) устанавливаются заводом-изготовителем, и подключаются на распределительные коробки. Подключение оборудования систем охранной и пожарной сигнализации, газоанализа, установленного в блоках или узлах АГРС, а также соединение блоков с контроллером газовой сигнализации и прибором приемно-контрольным пожарной сигнализации выполняется в соответствии с технической документацией завода-изготовителя.

По системам загазованности, охранной и пожарной сигнализации САУ ТП АГРС обеспечивает выполнение следующих функций:

- непрерывный контроль загазованности отсеков категории «А» по взрывопожарной и пожарной опасности газоанализаторами ОГС-ПГП-СН4;
- котельных - прибором для измерения концентрации СО и СН СТГ-3;
- автоматическое включение систем аварийной вентиляции, а также световой и звуковой сигнализации при обнаружении загазованности;
- непрерывный контроль работы систем охранной и пожарной сигнализации.

Система газоанализа

Для предотвращения повышения предельно допустимых концентраций (ПДК) и для контроля дозврывной концентрации (ДВК) газов на узлах и блоках, входящих в состав АГРС проектом предусматриваются газосигнализаторы СГОЭС (детектор взрывоопасных газов, датчик контроля загазованности).

Газосигнализаторы подключаются к контроллеру газовой сигнализации, который располагается в блоке «операторная».

Система газоанализа обеспечивает постоянный контроль на узлах и блоках, входящих в состав АГРС. При повышении концентрации взрывоопасных газов до величины, превышающей 20 % от

нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР), подается предупреждающий световой и звуковой сигнал на узле или блоке, а также передается сигнал в систему САУ ТП АГРС для отображения информации на АРМ оператора. При повышении концентрации газа до величины, превышающей 50 % НКПР, контроллер газовой сигнализации передает управляющий сигнал в систему САУ ТП АГРС для локализации узла или блока, а также для включения аварийной вытяжной вентиляции, предусмотренной в помещениях блоков.

По контролю загазованности САУ ТП АГРС обеспечивает выполнение следующих функций:

- непрерывный контроль и световая сигнализация загазованности помещений АГРС категорий А и Г;
- автоматическое включение вытяжной вентиляции;
- закрытие электромагнитного клапана на трубопроводе подачи газа на отопительные агрегаты при загазованности в отсеке подготовки теплоносителя;
- сигнализация о загазованности помещений и неисправности прибора сигнализации загазованности.

Система контроля доступа

Система контроля и управления доступа в блок-бокс Операторной строится на базе оборудования BOLID и объединена с системой периметральной охранной сигнализацией. Система выполняет функцию ограничения доступа в блок-бокс с разграничением полномочий (учитывая время суток и дни недели, также уровни доступа), при этом обеспечивается легкая смена полномочий и фиксация в памяти всех событий в привязке к текущей дате и времени суток. Весь состав сотрудников будет обеспечен индивидуальными картами/бейджами. Для программирования карт предусматривается установка, рядом с АРМом оператора, считывателя бесконтактного настольного PROXY-USB-MA. Дверь входной группы блок-бокса операторной АГРС оборудуется бесконтактным считывателем с клавиатурой.

Система периметральной охранной сигнализации.

Система охранной сигнализации предназначена для подачи извещений в пункт централизованного наблюдения (операторная АГРС) сигналов тревоги при обнаружении признаков нарушителя на охраняемом объекте. Данная система объединена с системой контроля доступа (СКД) на базе оборудования BOLID.

Для охраны прямолинейных участков периметра площадки АГРС применяются извещатели ОПТЕХ, активные ИК-извещатели инфракрасного диапазона. Извещатели монтируются на собственных стальных опорах, которые установлены по периметру площадок, на высоте 1,1-1,2 м.

В блок-боксе устанавливается извещатель охранный оптико-электронный. Охранные извещатели подключаются к приемно-контрольному прибору (ПКП) Сигнал-10 устанавливаемом в шкафу охранной сигнализации в операторной. Сигналы тревоги отображаются на АРМ оператора АГРС.

Система видеонаблюдения.

На территории АГРС устанавливаются уличные цилиндрические IP видеокамеры DS-2CD2T85FWD-I8. Камеры видеонаблюдения по территории устанавливаются на собственные опоры на высоте 4,9м, а также на наружной стене блок-бокса Операторной и подключаются к сетевому видеорегистратору DS-8664NI-I8, устанавливаемому в телекоммуникационном шкафу 90-CC1 (поставляемом с блок-боксом операторной) в операторной АГРС.

Изображение с камер транслируется на АРМ оператора, устанавливаемый в операторной АГРС.

Подключение камер, расположенных на площадке АГРС, выполняется к Ethernet-коммутаторам уровня доступа Cisco C1000-24FP-4G-L (см. раздел АТХ) и Antaira LMP-1202M-SFP-24-T, по медному кабелю "витая пара" FTP 4x2x0,51 категории 5е, через устройство грозозащиты Ethernet цепей SP-IP4/1000P, с учетом максимальной длины не превышающей 100м. Коммутатор LMP-0702G-SFP-24-T-V2 устанавливается в распределительном уличном шкафу на территории площадки АГРС. Коммутатор LMP-1202M-SFP-24-T подключаются к Ethernet-коммутаторам уровня доступа: Cisco C1000-24FP-4G-L (см. раздел АТХ).

Пожарная сигнализация

Сигналы от извещателей пожарной сигнализации заведены на прибор пожарной сигнализации «Яхонт-16И», а с прибора в контроллер САУ ТП АГРС. Пожарные извещатели ИП 101 1Exd[ia]IICT4/T5/T6X выполнены в искробезопасном исполнении, что является достаточным для обеспечения искробезопасной цепи и не требует установки барьеров искрозащиты.

В отсеках категории А применяются извещатели пожарные тепловые взрывозащищенные (пассивные) ИП 101 «Гранат-МД» 1Exd[ia]IICT4/T5/T6X, искробезопасного исполнения, формирование сигнала «Пожар» происходит при срабатывании пожарных извещателей в двух параллельных шлейфах, на одном шлейфе по два датчика.

В отсеках категории В4 применяются дымовые датчики ИП-212.

По охранной и пожарной сигнализации САУ ТП АГРС обеспечивает выполнение следующих функций:

- сигнализация о нарушении блокировки дверей, пожара в помещениях, неисправности прибора охранно-пожарной сигнализации, несанкционированное проникновение в помещения;
- блокировку вытяжных вентиляторов при пожаре;
- закрытие электромагнитного клапана на трубопроводе подачи газа на отопительные агрегаты при пожаре в отсеке подготовки теплоносителя.

5.6.6 Решения по автоматизации и размещению оборудования САУ ТП АГРС

Объектами контроля и управления САУ ТП АГРС являются:

- блок учета расхода газа;
- узел переключения;
- блок редуцирования;
- узел подогрева газа;
- узел очистки газа;
- блок подготовки теплоносителя;
- блок «Операторная» с размещением САУ ТП ГРС, систем контроля пожароопасности, загазованности, источника бесперебойного электропитания;
- блок автоматической одоризации газа;
- подземная емкость сбора конденсата $V=3,0\text{м}^3$;
- подземная емкость хранения одоранта $V=5,0\text{м}^3$;
- емкость для слива теплоносителя $V=10,0\text{м}^3$.

К предусматриваемым техническим средствам САУ ТП АГРС обеспечен удобный подход для их осмотра и замены, также обеспечена возможность замены блоков и отдельных датчиков, расположенных вне опасных зон, без останова основных технических средств АГРС.

Применяемые датчики давления и температуры имеют погрешность не более 0,25% и стандартный аналоговый выход 4-20 мА.

Для управления кранами АГРС применены узлы ЭПУУ.

На датчиках давления и узлах управления предусмотрена установка диэлектрических вставок.

5.6.6.1 Узел переключения

Линии узлов, входящих в состав блока переключения оснащаются всеми необходимыми приборами КИПиА (датчиками давления, температуры, термометрами и манометрами показывающими, манометрами электроконтактными) в соответствии с минимальными требованиями, необходимыми для переключения потока газа высокого давления с автоматического на ручное регулирование давления по обводной линии, а также для предотвращения повышения давления в линии подачи газа с помощью предохранительной арматуры.

Для контроля и управления оборудованием блока переключения САУ ТП АГРС будет обеспечивать выполнение следующих функций:

- измерение давления газа на входе и на выходе узла датчиками избыточного давления Поток DSIII;

- измерение температуры газа на входе и на выходе узла датчиками температуры Метран-274-08Exd;
- непрерывный контроль отклонения давления газа от заданного значения на входе и на выходе узла сигнализирующими манометрами ДМ2005С/Exг;
- дистанционное управление кранами на входе и на выходе, и на свече аварийного сброса газа.

5.6.6.2 Узел очистки и подогрева газа

Узел очистки газа на АГРС служит для защиты от преждевременного износа и выхода из строя оборудования, регуляторов давления газа на узлах редуцирования, а также защиты счетчиков газа, датчиков и приборов автоматики системы контроля и управления.

Узел очистки спроектирован на базе фильтров-сепараторов (ФС). На линиях перед ФС осуществляется местный контроль давления при помощи установленных манометров показывающих. На перемычке между линиями, соединяющими линии до, и после ФС предусмотрен датчик давления (измерение значения дифференциального давления).

На линии после узла подготовки импульсного газа для кранов с пневмоприводом на базе фильтров-осушителей (ФО) осуществляется контроль давления при помощи установленного электроконтактного манометра, который подает сигнал в САУ ТП АГРС о значениях давления на линии после ФО.

Максимальный и минимальный уровень жидкости в промежуточной емкости конденсата определяется датчиками верхнего и нижнего уровня соответственно, которые подают сигнал в САУ ТП АГРС для открытия или закрытия крана с дистанционным управлением, осуществляющего сброс конденсата в ёмкость сбора в автоматическом режиме.

Для контроля и управления оборудованием узла очистки газа САУ ТП АГРС будет обеспечивать выполнение следующих функций:

- измерение перепада давления газа на фильтрах-сепараторах датчиками разности давления Поток DSIII(1.6кПа-160кПа);
- контроль нижнего и верхнего предельного уровня в промежуточной емкости сбора конденсата вибрационными сигнализаторами уровня СУ-802;
- автоматический сброс продуктов очистки газа в емкость сбора конденсата при достижении верхнего предельного уровня жидкости в промежуточной емкости сбора конденсата.

Узел подогрева газа оснащается всеми необходимыми приборами КИПиА (датчиками давления, температуры, сигнализаторами прорыва трубного пучка) в соответствии с минимальными требованиями, необходимыми для осуществления подогрева теплоносителя, обеспечения его циркуляции, поддержания требуемого избыточного давления и регулирования расхода.

Для контроля и управления оборудованием узла подогрева газа САУ ТП ГРС будет обеспечивать выполнение следующих функций:

- измерение температуры газа на выходе из подогревателей датчиком температуры Поток DSIII;
- непрерывный контроль отклонения давления теплоносителя от заданного значения в теплообменниках («прорыв трубного пучка» сигнализирующим манометром ДМ2005Сг/Ex.

5.6.6.3 Блок редуцирования газа

Блок редуцирования предназначен для снижения и автоматического поддержания заданного давления газа, подаваемого потребителям.

На всех линиях блока редуцирования газа, состоящего из блока редуцирования на выходе с ГРС и узла отбора газа на собственные нужды, осуществляется местный контроль давления при помощи установленных манометров показывающих.

На ГРС редуцирование газа осуществляется двумя линиями редуцирования одинаковой производительности (одна нитка рабочая, а другая - резервная), рассчитанными на 100% пропускную способность каждая.

Отбор газа на собственные нужды осуществляется от выходящего газопровода ГРС (после обводной линии и одоризации) с редуцированием давления газа до заданного значения. Учет газа на

собственные нужды осуществляется в блоке подготовке теплоносителя при помощи счетчиков и в блоке «операторная».

Для контроля работы блока редуцирования газа САУ ТП ГРС обеспечивает дистанционное управление кранами узла (на входе каждой линии редуцирования газа).

5.6.6.4 Блок подготовки теплоносителя

(Управление подготовкой теплоносителя осуществляется с помощью логических контроллеров САУ МП, компании «ОВЕН»). Конструктивно САУ состоит из шкафа управления подготовкой теплоносителя, который размещается в отсеке подготовки теплоносителя.

ШУПТ осуществляет следующие функции:

- сигнализацию загазованности (CH₄) блока подготовки теплоносителя (осуществляет САУ ГРС);
- сигнализацию загазованности блока подготовки теплоносителя по СО, с 1-ым и 2-ым порогами и остановкой котлов при достижении 2-го порога загазованности (осуществляет САУ ГРС);
- прекращение работы котлов при остановке обоих циркуляционных насосов (сбрасывание по сигналу с реле напора);
- прекращение работы котлов при понижении или повышении давления газа к котлам (осуществляет САУ ГРС);
- дистанционное управление клапаном-отсекателем подачи газа на котлы (осуществляет САУ ГРС);
- остановку котлов при отсутствии тяги дымовых газов;
- сигнализацию об остановке и отказе котлов;
- сигнализацию о повышении давления в кожухе теплообменника (при прорыве трубного пучка) (осуществляет САУ ГРС);
- сигнализацию неисправности циркуляционного насоса с автоматическим переходом на резервный насос;
- контроль несанкционированного доступа в блок (осуществляет САУ ГРС);
- сигнализацию пожара в блоке с отключением подачи газа на котлы осуществляет САУ ГРС);
- измерение температуры теплоносителя до и после котлов осуществляет САУ ГРС);
- измерение температуры газа после подогрева осуществляет САУ ГРС);
- измерение температуры теплоносителя до и после котлов датчиками температуры накладными ТСМУ 014.11П.ИНД-ОП-4/20 (Термоприбор) осуществляет САУ ГРС);
- дистанционное управление клапаном-отсекателем подачи газа на котлы осуществляет САУ ГРС);
- непрерывный контроль отклонения давления газа на котлы от заданного значения датчиком-реле давления ДРД-40А осуществляет САУ ГРС);
- непрерывный контроль наличия потока теплоносителя датчиками реле-потока ДР-П-35-15

При необходимости есть возможность ввода в САУ ТП ГРС контура автоматического поддержания заданной температуры газа на выходе.

Сигналы о ходе технологического процесса передаются на верхний уровень по протоколу Modbus RTU.

5.6.6.5 Блок операторной

В блоке размещено оборудование САУ ТП АГРС, а именно АРМ оператора, шкаф контроля и управления, шкаф вводно-распределительный и источник бесперебойного электропитания. Также в блоке операторной размещены системы контроля пожароопасности и загазованности.

Блок-контейнер «Операторная» обеспечивает:

- автоматическое управление режимами работы технологического оборудования станции;
- реализацию функций управления, измерения и сигнализации;
- координацию взаимодействия между локальными системами автоматики;
- аварийную защиту при пожаре;

- аварийную защиту при превышении выходного давления;
- аварийную защиту при превышении или понижении уровня одоризации газа относительно заданного значения;
- аварийное включение вентиляции при превышении уровня загазованности;
- выдачу аварийных сигналов оператору и диспетчеру эксплуатирующей организации при нарушениях режима работы АГРС.

САУ ТП АГРС осуществляет обмен данными с диспетчерским пунктом эксплуатирующей организации по каналу телемеханики.

Блок-контейнер «Операторная» оснащён системами отопления и кондиционирования воздуха, позволяющими поддерживать комфортные температурные условия для работы оборудования и обслуживающего персонала.

5.6.6.6 Блок учета расхода газа

Блок учета расхода газа предназначен для коммерческого учета газа на выходе от проектируемой АГРС-140 к потребителю. Учет объема газа осуществляется при помощи сужающих устройств установленных на линии основного (с байпасной линией) расхода. Узел оснащается всеми необходимыми приборами КИПиА (датчиками давления, температуры, манометрами показывающими) в соответствии с минимальными требованиями, необходимыми для осуществления контроля параметров при подаче газа через узел.

Для контроля работы блока редуцирования газа САУ ТП АГРС обеспечивает обмен данными между корректором объема газа.

5.6.6.7 Блок автоматической одоризации газа

БАОГ работает в 3-х режимах: автоматическом, полуавтоматическом и ручном режимах работы.

Управление осуществляется шкафом управления одоризатором (ШУО) на базе контроллера Simatic S7-1200, компании Siemens, который устанавливается в комнате оператора.

Шкаф управления одоризатором отображает:

- текущий расход одоранта, г/час;
- текущий суточный и предыдущий суточный расход одоранта, кг/сутки;
- текущий месячный и предыдущий месячный расход одоранта, кг/месяц.

Предусмотрен также ручной ввод фактической плотности одоранта.

ШУО ведёт постоянный контроль за состоянием оборудования одоризатора и при выявлении отклонения от нормы выдаёт на верхний уровень сигнал «Неисправность одоризатора газа». При нормальном режиме работы БАОГ САУ ТП ГРС обеспечивает обмен данными между шкафом управления одоризатором по интерфейсу RS485.

Автоматический режим работы БАОГ

Режим автоматического дозирования через дозирующий клапан (ЭКД) с автоматической установкой значения расхода газа осуществляется следующим образом - сигнал о расходе газа в автоматическом режиме может подаваться в виде непосредственного значения расхода газа по каналу «Modbus».

Полуавтоматический режим работы БАОГ

Режим полуавтоматического дозирования через дозирующий клапан с ручной установкой расхода газа. В данном режиме значение расхода газа для определения объема дозирования одоранта устанавливается оператором вручную. Оператор на внешнем устройстве замера расхода газа определяет текущее значение расхода газа (Q расх.) и заносит данное значение. По величине основного сигнала формируется объемная производительность и частота включения электромагнитного дозирующего клапана. Минимальный интервал включения ЭКД соответствует максимальной производительности ГРС по газу.

Ручной режим работы БАОГ

Режим ручной настройки дозирования через регулирующий кран. Данный режим является резервным и применяется в случае отказа автоматической системы дозирования.

Блок автоматической одоризации газа выполнен в шкафном исполнении с электроподогревом и укомплектован датчиками загазованности и охранно-пожарной сигнализации.

5.6.6.8 Подземная емкость сбора конденсата V=3,0м³

Емкость оборудована датчиком верхнего уровня (вибрационный сигнализатор уровня СУ-802) для определения максимального уровня конденсата, поступающего из узлов очистки АГРС. Емкость выполнена в подземном исполнении.

5.6.6.9 Подземная емкость хранения одоранта V=5,0м³

Максимальный и минимальный уровень одоранта в емкости определяется датчиками верхнего и нижнего уровня (вибрационный сигнализатор уровня СУ-802) соответственно, которые подают сигнал в САУ ТП АГРС.

5.6.6.10 Емкость для слива теплоносителя V=10,0м³

Емкость оборудована манометром электроконтактным для осуществления дистанционного контроля пределов давления в емкости САУ ТП АГРС.

5.6.7 Электропитание системы автоматизации

Питание системы автоматизации осуществляется по 1 категории от энергоблока подводом напряжения ~220В и заземляющего проводника РЕ к шкафу контроля и управления.

Для организации резервного питания аппаратуры контроля использованы гелиевые аккумуляторные батареи и преобразователь, который следит за зарядом батарей и производит автоматический переход на резерв.

В САУ ТП АГРС входит источник бесперебойного питания, обеспечивающий работу САУ при отсутствии напряжения на основном источнике питания – не менее 24 часов, включая 1 час управления кранами.

По узлу электропитания САУ ТП АГРС обеспечивает выполнение следующих функций:

- бесперебойное питание, за счет источника бесперебойного питания для САУ ТП АГРС;
- состояние источника бесперебойного питания САУ ТП АГРС (разряд АБ).

5.6.8 Монтаж приборов автоматизации

При производстве работ по монтажу и наладке систем автоматизации должны соблюдаться требования СН РК 4.02-03-2012 «Системы автоматизации».

Бобышки, гильзы и другие устройства для монтажа первичных приборов на технологических трубопроводах и оборудовании, должны быть установлены до начала монтажа приборов организациями, изготавливающими и монтирующими технологическое оборудование и трубопроводы.

Подключение датчиков, устройств и приборов к промежуточным клеммным рядам шкафа контроля и управления и шкафа вводно-учетного САУ ТП АГРС предусматривается контрольными кабелями с медными жилами сечением 1мм², а подключение аппаратуры контроля - штатными жгутами комплектной поставки.

Кабельные трассы цепей управления, сигнализации, интерфейсных связей выполнены контрольными кабелями с медными жилами типа, витой парой. Проходы кабелей из отсеков категории В-1а в блок «операторная» уплотнены противопожарным раствором и шпатлёвкой. Кабельные трассы искробезопасные, незащищенные и силовые прокладываются отдельно друг от друга. При условии совместной прокладки кабелей автоматики с другими кабелями руководствоваться таблицей, приведенной ниже.

Таблица 5.6.8.1

Расстояние между кабелями, мм	Высоково льтный кабель	Силовой кабель ~220В	Кабель управления и сигнализации ~220В	Кабель управления и сигнализации 24 В постоянного тока	Кабель с аналоговым и сигналами	Кабель с интерфейс ными сигналами
Высоковольтный кабель	Н/Н	Н/Н	250	400	600	800

Силовой кабель ~220В	Н/Н	Н/Н	100	250	250	400
Кабель управления и сигнализации ~220В	250	100	Н/Н	100	100	100
Кабель управления и сигнализации 24 В постоянного тока	400	250	100	Н/Н	Н/Н	100
Кабель с аналоговыми сигналами	600	250	100	Н/Н	Н/Н	Н/Н
Кабель с интерфейсными сигналами	800	400	100	100	Н/Н	Н/Н
Н/Н – расстояние не нормируется						

5.6.9 Пожаробезопасность и взрывобезопасность

Во взрывоопасных зонах, где по проекту требуется установка средств автоматизации, предусматривается следующее:

- уровень взрывозащиты средств, устанавливаемых во взрывоопасной зоне, принят соответствующим классу взрывоопасной зоны;
- электрические проводки выполнены частично бронированным кабелем с медными жилами, кабели без брони проложены в трубах;
- для заземления предусмотрены специальные заземляющие (нулевые) защитные проводники;
- во взрывоопасных зонах заземлено (занулено) все оборудование постоянного и переменного тока при всех напряжениях, а также все металлоконструкции, на которых установлены технические средства;
- уплотнение кабелей и проводов должно быть выполнено самым тщательным образом, так как от этого зависит взрывонепроницаемость вводных устройств.

Пожарная безопасность узлов и блоков, входящих в состав АГРС обеспечивается в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.004-91* «Пожарная безопасность. Общие требования», СН РК 2.02-02-2023 «Пожарная автоматика зданий и сооружений», СП РК 2.02-101-2022 «Пожарная безопасность зданий и сооружений», ПУЭ РК, правил пожарной безопасности в Республике Казахстан.

Блоки оборудованы средствами пожарной сигнализации и укомплектованы средствами пожаротушения (огнетушителями), установленными в удобных и доступных местах.

Молниезащита блоков обеспечивается металлической обшивкой крыши и наличием заземляющего устройства.

Все оборудование, применяемое проектом, отвечает требованиям по взрыво-пожаробезопасности и имеет сертификаты соответствия РК.

5.6.10 Автоматизация технологических процессов газопровода-отвода на АГРС-140

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) газопровода-отвода на АГРС-140 предназначена для оперативного контроля и коммерческого учета расхода газа между магистральными газопроводами, дистанционного управления переключением кранов и другого оборудования на технологических узлах газопровода. Пункт управления газопроводом-отводом на АГРС-140 в операторной АГРС-140, на ПУ предусматривается установка сервера СЛТМ.

Структура системы автоматизации

На уровне Пункте управления МГ предусматриваются:

- циклический сбор и регистрация данных от ПЛК;
- формирование архивов для хранения ретроспективных данных с целью дальнейшего представления их на уровень 1;
- защита информации.
- непрерывный циклический мониторинг состояния объектов;
- первичная обработка сигналов;

- обработка логических алгоритмов контроля и управления - прикладного программного обеспечения.

Структура и параметры ПУ газопровода-отвода на АГРС-140 унифицированы.

Комплекс обеспечивает выполнение функций пункта управления по сбору, обработке, хранению и отображению информации в реальном времени о состоянии газопровода-отвода на АГРС-140, включая поддержку графических операторских рабочих мест (АРМ диспетчеров).

Комплекс состоит из:

- унифицированного основного сервера и АРМ оператора на ПУ в настольном исполнении;
- накопителя на компакт дисках.

В качестве сервера используются универсальные ЭВМ.

Реализация функции системы управления и визуализации технологического процесса будет осуществлена на базе ПО WINCC.

На уровне операторского управления поддерживается интерфейс:

- отображения информации на сенсорной панели оператора;
- световой и звуковой сигнализации нарушений технологического процесса и отказов технических средств системы;
- печати протоколов;
- архивирования информации;
- санкционирования доступа к функциям системы с помощью паролей.

Структура комплекса технических средств и Функциональная схема автоматизации приведены на чертежах.

Ввод питания в щиты контроллера (~220В и заземляющего проводника РЕ) выполнен в электрической части проекта. Для питания контроллеров и приборов полевого уровня предусмотрены блоки питания с выходным током 24В DC 10А, вх. 100-220В AC.

На щитах контроллера устанавливаются шины заземления: шина заземления РЕ и шина сбора экранов.

Решения по взаимосвязи систем автоматизации технологических узлов

Газопровод-отвод на АГРС-140 условно разбит на следующие узлы и линейную часть:

- 1-я площадка АГРС-140 .

Описание системы автоматизации АГРС-140 приведено в разделе АТХ Автоматизированный комплекс контроля, управления и защиты АГРС-140.

Связь между проектируемым АГРС-140 и ДП осуществляется по оптоволоконному кабелю до кабельной муфты АО «Казахтелеком», далее по республиканской телекоммуникационной сети данные передаются в УМГ «Караганда».

Технико-экономические показатели системы автоматизации технологических процессов газопровода-отвода на АГРС-140:

АГРС-140

- САУ ГРС поставляемая комплектно с АГРС – 1 компл;
- Контрольно-измерительные приборы поставляемые комплектно с технологическим оборудованием АГРС – 1 компл;
- Коммерческий узел учета газа на базе FloBoss поставляемый комплектно с АГРС – 1 компл;
- Пожаро-охранная сигнализация поставляемая комплектно с АГРС – 1 компл.

5.7 Электрохимическая защита

В раздел электрохимической защиты по проекту «Строительство газопровода природного газа от МГ Сары-Арка до территории комбината с установкой АГРС АО «Qarmet» Карагандинская область» с установкой АГРС-140 входят решения по защите от коррозии:

- подземные футляры Ø820x12мм на переходах с автомобильными дорогами и на пересечениях с коммуникациями;
- подземные футляры Ø720x10мм на переходах с автомобильными дорогами;
- магистральный газопровод-отвод Р=9,81МПа Ø530x16, Ø530x12, Ø530x10мм, протяженностью 4989 м;
- газопровод высокого давления Ø630x8.5 мм, протяженностью 17310 м;
- подземных стальных технологических емкостей и трубопроводов на АГРС-140.

Коррозионные исследования выполнены ТОО «Алтын-Самырұқ» в октябре 2024 года. На основании заключения об коррозионных исследованиях грунтов относительно стали, свинцовой и алюминиевой оболочкам силовых электрических кабелей сделаны следующие основные выводы:

- на всех участках подземных переходов подводящих газопроводов в земле в стальных футлярах, а также подземных стальных технологических емкостей и трубопроводов площадки АГРС и по трассе газопровода-отвода необходимо принять высокую коррозионную активность грунта;
- блуждающие токи и токи почвенного характера на вышеуказанных участках коррозионных исследований не зарегистрированы;
- для всех стальных сооружений, прокладываемых в земле необходимо предусмотреть защитные покрытия усиленного типа;
- для стальных футляров необходимо применить защиту протекторными установками из расчета, что величина удельного сопротивления грунта будет не более 30 Ом·м;
- для сооружений на площадке АГРС и газопровода-отвода необходимо предусмотреть катодную защиту используя преобразователи типа ИПКЗ-Е-РА;
- анодное заземление принять на основании проведенного вертикального электрического зондирования как подпочвенное глубиной до 5м используя полимерные электроды;
- исследованные грунты имеют от средней до высокой агрессивности к алюминию и свинцу. Электрические кабели в пределах эксплуатации будут подвергаться растягивающим усилиям.

На основании заключения об инженерно-геологических условиях сделаны следующие основные выводы:

- группы грунтов - почвенно-растительный слой, суглинок, супесь, песок мелкий, щебенисто-дресвянистые и скальные грунты;
- по степени засоления грунты выше УГВ незасоленные, ниже УГВ от слабой до сильной сульфатно-хлоридной засоленности;
- нормативная глубина промерзания, м: крупнообломочных грунтов до 2,41м, суглинков и глин – 1,84м; глубина проникновения 0 °С в грунт - 2,7-3,39 м.

5.7.1 Проектные решения

Подземные металлические сооружения, такие как стальные трубопроводы, стальные футляры, стальные емкости и силовые электрические кабели являются одной из самых капиталоемких отраслей экономики, и срок службы их зависит от коррозионной среды, наличия блуждающих токов и токов почвенного характера, возникающих от источников постоянных и переменных токов.

Решения по защите от коррозии газопровода-отвода, подводящего распределительного газопровода, подземных стальных технологических емкостей и трубопроводов на АГРС-140 основывается на комплексном решении поставленных задач и применении современных методов их решения, обеспечивающих безаварийную и оптимальную работу объекта в целом. Защита должна осуществляться двумя методами: пассивным – применение изоляционных материалов (основной) и активным – применение катодной поляризации.

5.7.1.1 Пассивная защита

В соответствии с вышеуказанными условиями, а также в соответствии с СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии», для данного

газопровода-отвода применяется наружное антикоррозионное покрытие усиленного типа. В заводском или базовом исполнении по условиям нанесения защитное покрытие конструктивно выполнено как трехслойное полимерное (ЗРЕ), толщиной не менее 2,0 мм. Данное защитное покрытие обеспечивает сопротивление изоляции величиной 300000 Ом·м². В структуру защитного покрытия входят:

- грунтовка на основе термореактивных смол;
- термоплавкий полимерный подслои;
- защитный слой на основе экструдированного полиолефина.

Для защиты сварных стыков, применяются термоусаживающиеся манжеты толщиной не менее 2 мм.

Для подземных стальных технологических емкостей и трубопроводов на АГРС-140 необходимо применить изоляцию с максимальной температурой эксплуатации 60 °С или 333,15 °К, толщина покрытия определяется исходя из структуры покрытия и диаметра трубопроводов. Надземные части трубопроводов защищаются от коррозии лакокрасочными материалами.

Запорная арматура, устанавливаемая на технологических трубопроводах, поставляется с заводской изоляцией и защитным покрытием.

Благодаря положительным геологическим характеристикам грунтов на участках прохождения газопровода-отвода подсыпка по дну траншеи и присыпка над верхом трубы для защиты изоляции от механических повреждений не предусматривается.

Мероприятия по защите строительных конструкций от коррозии

Для защиты строительных конструкций в агрессивной среде в соответствии с требованиями СН РК 2.01-01-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии» предусматриваются следующие мероприятия:

Для железобетонных конструкций:

- применение бетона повышенной плотности;
- применение цемента и заполнителей, стойких к данной агрессивной среде;
- применение конструкций с увеличенным защитным слоем арматуры;
- применение лакокрасочных покрытий.

Для защиты стальных конструкций:

- применение лакокрасочных покрытий, в зависимости от характера агрессивной среды;
- применение соответствующих сталей;
- применение элементов конструкций замкнутого профиля.

5.7.1.2 Активная защита

С течением времени происходит естественное старение защитного покрытия трубопровода, и оно теряет свои диэлектрические свойства, водостойчивость и адгезию, сопротивление изоляции падает, защищаемая поверхность трубопровода (стали) подвергается коррозии. Задача катодной защиты – сделать естественный потенциал трубопровода более отрицательным, чем окружающий его грунт, остановив тем самым процесс коррозии. Система катодной защиты наложенным током должна обеспечивать проектируемые сооружения достаточным поляризационным потенциалом. При осуществлении катодной поляризации подземных сооружений, выдерживают средние значения минимального (-0,85 В) и максимального (-1,15 В) защитных потенциалов при помощи установок катодной защиты. Естественный потенциал трубопровода определяется по данным изысканий или принимается равным значению (- 0,55 В).

На всей территории под строительство газопровода, АГРС инженерно-геологические условия однородные, поэтому удельное электрическое сопротивление грунта в поле токов катодной защиты и месте расположения анодного заземления будет не более 30 Ом·м.

Защита стальных футляров осуществляется катодной поляризацией с помощью протекторов.

5.7.1.3 Системы защиты

Система катодной защиты включает установку катодной защиты, состоящей из двух станций катодной защиты (СКЗ) (одна для АГРС+одна для газопровода-отвода и ПРГ) со 100%

резервированием, обеспечивающих вероятность безотказной работы на наработку не менее 10000 ч., анодного заземления, соединительных проводов (кабелей), а также контрольно-измерительных пунктов и неполяризуемых электродов сравнения.

В установках катодной защиты должны быть приборы для учета выходного напряжения, силы тока, оценки суммарного времени работы под нагрузкой. Для связи с единой системой телемеханики СКЗ имеют функции связи по стандартному промышленному интерфейсу последовательной связи типа RS485 и открытым протоколом передачи данных Modbus RTU. СКЗ устанавливаются около блока «операторная» на территории АГРС-140. Электропитание СКЗ осуществляется от низковольтного щита (шкафа) 220В, 50 Гц, переменного тока, либо от автономного источника питания постоянного тока.

Перерыв в действии каждой установки системы электрохимической защиты допускается при необходимости проведения регламентных и ремонтных работ не более 1 раза в квартал до 80 ч.

При необходимости проведения опытно-исследовательских работ и электрометрических обследований допускается отключение электрохимической защиты по согласованию с эксплуатирующей организацией на срок не более 10 суток в год.

Система гальванической защиты состоит из установок протекторной защиты, резисторов, соединительных проводов и контрольно-измерительных пунктов.

Для подключения средств защиты и контроля состояния на сооружениях оборудованы контрольно-измерительные пункты (КИП). На газопроводе-отводе КИПы устанавливаются:

- для контроля потенциала, в местах подключения средств временной защиты трубопровода на период строительства, до ввода в эксплуатацию штатных средств защиты. В начале, в середине и в конце газопровода-отвода – для контроля тока;
- в точке дренажа установок электрохимической защиты и на анодном поле. Для коммутации средств защиты подземных коммуникаций на АГРС-140.

Согласно п. 12.3.2.4 СТ РК 1916-2009 «Промышленность нефтяная и газовая. Магистральные газопроводы. Требования к технологическому проектированию» параметры каждой СКЗ должны обеспечивать возможность защиты смежных участков газопровода при отключенной соседней СКЗ.

Согласно СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» система электрохимической защиты от коррозии всего объекта в целом должна быть построена и включена в работу до сдачи сооружения в эксплуатацию.

5.7.2 Решения по газопроводу-отводу и подводящему распределительному газопроводу

5.7.2.1 Станции катодной защиты

Учитывая все необходимые условия по применению электрохимической защиты (ЭХЗ), в данном проекте предусматривается активная защита от почвенной коррозии газопровода и осуществляемая установкой катодной защиты.

Проектируемая система катодной защиты предусматривает установку станции катодной защиты, размещаемую около блока «операторная» на территории АГРС-140.

Количество выпрямителей выбирается согласно расчетам исходя из средних показателей удельного сопротивления грунта (30 Ом·м), с учетом минимального повреждения изоляции трубопровода при его укладке (1%).

Выпрямители катодной защиты имеют высокие эксплуатационные характеристики, в том числе автоматическое поддержание защитного потенциала в заданных пределах. Мощность СКЗ выбрана с запасом 50 % на момент включения, согласно СТ РК 1916-2009 «Промышленность нефтяная и газовая. Магистральные газопроводы. Требования к технологическому проектированию», обеспечивающим увеличение требуемого тока защиты и выходного напряжения вследствие старения изоляции и растворения анодных заземлителей (АЗ).

Исходные данные для расчета СКЗ МГО и ПРГ

Наименование данных	Значение	Обозначение
Удельное сопротивление стали трубы, Ом·мм ² /м	0,245	p _т
Диаметр трубопровода, м	0,630...0,530	D _т
Толщина стенки трубы, мм	8,5	d _т
Среднее удельное сопротивление грунта, Ом·м	30	p _г
Глубина укладки трубопровода, м	0,8	H _т
Сопротивление изоляции, Ом·м ²	300000	R _{из}
Срок службы проектируемой УКЗ, лет	30	T
Естественный потенциал трубопровода, В	-0,55	U _е
Минимальный защитный потенциал трубопровода, В	-0,85	U _{змин}
Максимальный защитный потенциал трубопровода, В	-1,15	U _{змак}
Удельное электрическое сопротивление грунта в поле токов катодной защиты, Ом·м	30	p _з
Удельное электрическое сопротивление грунта в расположения АЗ, Ом·м	30	p _{га}
Длина трубопровода, м	26036	L

Результаты расчета параметров трубопровода

Наименование данных	Значение	Обозначение
Продольное сопротивление трубопровода, Ом/м	14,76*10 ⁻⁶	R _т
Сопротивление растеканию трубопровода, Ом*м	78,29	R _н
Сопротивление изоляции трубопровода на конечный срок эксплуатации, Ом*м ²	11065	R _{из}
Постоянная распространения тока на конечный срок эксплуатации, 1/м	5,14*10 ⁻⁵	a(t)
Входное сопротивление трубопровода, Ом	0,145	Z _{вх} (t)

Результаты расчета УКЗ

Длина защитной зоны одной УКЗ на конечный год эксплуатации, м	18378	L _з
Ток одной УКЗ на начальный год эксплуатации, А	1,686	I _н
Ток одной УКЗ на конечный год эксплуатации, А	3,36	I _к
Напряжение на выходе УКЗ, В	3,93	U _з
Требуемая мощность УКЗ, Вт	2x4500	W

Согласно правилам устройства электроустановок ПУЭ РК, все токопроводящее оборудование должно иметь защитное заземление.

Для поддержания работы катодных установок в режиме заданного защитного потенциала их необходимо подключить к системе линейной телемеханики.

Высокоэффективная работа средств ЭХЗ зависит от непрерывного контроля основных параметров защиты. От стабильности работы установок катодной защиты зависит срок службы и безаварийное функционирование трубопровода. Применение телемеханизированных средств ЭХЗ является наиболее

оптимальным вариантом решения данного вопроса, к тому же управление и контроль за средствами ЭХЗ ведутся с диспетчерских пунктов и не требуют регулярных выездов на объект.

5.7.2.2 Анодное заземление

Согласно СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии», а также на основании проведенного вертикального электрического зондирования в качестве анодных заземлителей катодной защиты для газопровода рекомендуется применить подпочвенные электроды вертикального заложения глубиной до 2,5м на участках со средним удельным электрическим сопротивлением грунта до 100 Ом·м используя электроды с полимерным содержанием типа АЗП-РА.

Проектом предусматривается подпочвенные анодное заземление с горизонтальным расположением анодных заземлителей. В качестве электродов для анодных заземлителей проектом предлагается использование контейнеров из полимерных электродов и свободное пространство заполнено суглинком.

Исходные данные для расчета

Число электродов в одном анодном заземлителе, шт	20	Naз
Длина 1го электрода, м	1,5	La1
Масса одного электрода, кг	40	M
Площадь сечения электрода анода, м ²	0,0038	Sa
Удельное электрическое сопротивление материала анода, Ом*м	0,06	pa
Диаметр засыпки, м	0,3	Dз
Расстояние между двумя заземлителями, м	2,5	a
Диаметр заземлителя (электрода), м	0,07	da
Скорость растворения заземлителя, кг/А*год	0,06	q
Глубина (до середины заземлителя), м	2	h
Среднее удельное электрическое сопротивление грунта по глубине скважины, Ом*м	30	pgc

Результаты расчета анодного заземления

Сопротивление растеканию 1-го А.З, Ом	11,962	Rэ1
Сопротивление растеканию сосредоточенного АЗ, Ом	1,111	Rэ
Количество анодных заземлителей, шт	20	Na
Срок службы сосредоточенного АЗ, лет	57	T
Расстояние между трубопроводом и АЗ, м	200	Y
Длина защитной зоны одной УКЗ на конечный год эксплуатации, м	48377	Lз

Конструкция анодных заземлителей собирается в гирлянду из 20-ти упакованных электродов АЗП-РА располагаемых в траншею, на глубине 2,0 м до верха АЗ.

Количество электродов рассчитано на нормативный срок службы АЗ, с учетом коэффициента растворения материала электрода. При расчете среднее удельное электрическое сопротивление грунта принималось 30 Ом·м, что соответствует средней коррозионной агрессивности грунта на участке трассы прохождения газопровода-отвода.

Анодные заземлители располагаются в 242 метрах от АГРС и 269 м газопровода, вне зависимости от характеристик грунта и плотности катодного тока в конкретном месте, потому как на всей территории под строительство газопровода-отвода и ПРГ, инженерно-геологические условия однородные, соответственно удельное электрическое сопротивление грунта в месте расположения анодного заземления будет не более 30 Ом·м.

Номинальный расход материала заземлителя составляет 0,06 кг/А·год. Срок службы анодного заземления рассчитан на весь эксплуатационный период газопровода – 30 лет. Контроль параметров анодных заземлителей и подключение к установкам катодной защиты необходимо выполнить через контактные устройства в контрольно-измерительных пунктах.

Согласно расчетов для защиты газопровода и футляров от электрохимической коррозии проектом предусматривается:

- 1) установка преобразователя катодной защиты ИПКЗ-Е-РА-5,0-48/96-Р-ТЗ-У1 с АУКЗ-GSM, со 100% резервированием, обеспечивающая вероятность безотказной работы наработку не менее 10000 ч.,
- 2) для преобразователя предусматривается подпочвенное анодное заземление АЗП-РА-20-50 в количестве 1 шт.;
- 3) преобразователь соединяются с газопроводом и анодным заземлением дренажными кабелями типа ВВГ 1х35 мм²;
- 4) подключение кабелей осуществляется через контрольно-измерительные пункты (КИПы);
- 5) Для защиты футляров применяются протекторы с активатором-ПМ-20У.

5.7.2.3 Совместная защита

Средства электрохимической защиты газопровода не должны оказывать вредного влияния на соседние металлические сооружения.

В случаях, когда при осуществлении катодной поляризации возникает вредное влияние на соседние металлические сооружения, необходимо применить меры по устранению вредного влияния или осуществить совместную защиту этих сооружений.

В данном проекте, для исключения вредного влияния средств электрохимической защиты на другие коммуникации предусмотрена установка КИП с электрод сравнения длительного действия ЭНЕС-4М, со вспомогательным электродом БПИ-2 и блок диодно-резисторный одноканальный типа БДРМ-М2-15/25-2-У1.

5.7.2.4 Контроль системы катодной защиты

Для контроля электрохимической защиты по всей трассе газопровода-отвода и ПРГ согласно СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» и СТ РК 1916-2009 «Промышленность нефтяная и газовая. Магистральные газопроводы. Требования к технологическому проектированию», проектом предусматривается установка контрольно-измерительных пунктов (КИП) с подключением:

- в начале для контроля потенциала;
- на анодном заземлении.

При контроле электрохимической защиты проводят:

- снятие показаний амперметра, вольтметра и прибора оценки суммарного времени работы под нагрузкой катодного выпрямителя;
- измерение потенциала земля-трубопровод по трассе и в точках дренажа установки катодной защиты.

Контрольно-измерительные пункты устанавливаются в 0,2-х метрах параллельно оси трубопровода и подключаются к газопроводу, катодным выпрямителям.

Для контроля за состоянием защищаемого газопровода посредством измерения величины потенциалов (наложенных и естественных) применяются неполяризующиеся электроды сравнения длительного действия, с датчиком скорости коррозии. Конечная цель проектирования таких электродов – получение точных значений, для эффективного контроля за состоянием системы катодной защиты. Они устанавливаются вертикально на расстоянии не менее 10 см от нижней образующей защищаемого сооружения, в точках измерения величин потенциалов (наложенных и естественных).

5.7.2.5 Изолирующие муфты и электрические перемычки

Для того чтобы ограничить потери по току, катодная защита трубопровода-отвода и ПРГ должна быть электрически изолирована от смежных цепей заземления. В точке подключения газопровода-

отвода к МГ «Сары-Арка», на входе в АГРС и после выхода из нее, предусматривается изолирующая вставка (муфта) монолитного типа. Установка изолирующих муфт предусматривается в технологической части проекта.

Для предотвращения повреждения изоляционного материала муфты из-за наведенного потенциала высокого напряжения, необходимо установить электрический искровой разрядник.

5.7.2.6 Электрические кабели

Выбор сечения электрических кабелей постоянного и переменного тока выполнен исходя из расчетов и имеющегося опыта эксплуатации на системах магистральных газопроводах РК.

Электрические кабели постоянного и переменного тока с номинальным напряжением 0,6/1кВ имеют следующее сечение:

- питающий кабель электроснабжения СКЗ – 3х2,5 мм²;
- цепи от СКЗ до анодного заземления – 1х35 мм²;
- цепи от СКЗ до газопровода – 1х35 мм²;
- цепи от СКЗ до постоянного электрода сравнения в точке дренажа – 2х10 мм²;
- цепи контрольно-измерительных пунктов – 2х6 мм².

Кабели от анодных заземлителей, протекторов, электродов сравнения поставляются комплектно.

5.7.3 Решения по АГРС

5.7.3.1 Станции катодной защиты и анодное заземление

Проектируемая система катодной защиты подземных коммуникаций площадки АГРС-140 предусматривает установку одной станций катодной защиты (СКЗ) со 100% резервированием с обеспечением автоматического перевода при отказе основной линии. СКЗ размещаются на территории АГРС около блока «операторная» на открытом воздухе вне взрывоопасной зоны.

Постоянный электрический ток для системы катодной защиты подземных стальных коммуникаций обеспечивается трансформаторами – выпрямителями. Электроснабжение станции катодной защиты выполняется от низковольтного щита (шкафа) напряжением 220 В, 50 Гц, переменного тока.

5.7.3.2 Система ЭХЗ подземных емкостей

На территории АГРС-140 располагаются подземные стальные технологические емкости: емкость для хранения и выдачи одоранта, емкость сбора, хранения и выдачи конденсата и емкость для теплоносителя.

В целях предотвращения коррозии указанных заглубленных стальных емкостей, проектом предусматривается гальваническая протекторная защита.

Количество протекторов для каждого резервуара рассчитано индивидуально с учетом нормативного срока службы протекторов, диаметра и длины проектируемого резервуара.

Протекторы устанавливаются горизонтально в грунт и закладываются на глубину ниже промерзания грунта.

Подключение групповых протекторных установок к резервуарам выполняется через контрольно-измерительные пункты и регулируемое сопротивление (определяется в ходе пуско-наладочных работ), закрепленное на стойке контрольно-измерительного пункта.

5.7.3.3 Контроль системы катодной защиты

Для контроля электрохимической защиты подземных трубопроводов площадки АГРС-140 СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» и СТ РК 1916-2009 «Промышленность нефтяная и газовая. Магистральные газопроводы. Требования к технологическому проектированию», проектом предусматривается установка контрольно-измерительных пунктов (КИП) с подключением:

- к коммуникациям, длиной более 50 м;
- посередине с интервалом не более 50 м;
- на анодном заземлении;

- на расстоянии не менее трех диаметров трубопровода от точек дренажа установок электрохимической защиты;
- на групповой протекторной установке.

При контроле электрохимической защиты проводят:

- снятие показаний амперметра, вольтметра и прибора оценки суммарного времени работы под нагрузкой катодного выпрямителя;
- измерение потенциала земля-трубопровод и в точках дренажа установок катодной и протекторной защиты;
- измерение тока протекторной установки.

Контрольно-измерительные пункты устанавливаются вне взрывоопасной зоны и подключаются к трубопроводам, катодным выпрямителям и протекторам.

Для контроля за состоянием защищаемых трубопроводов посредством измерения величины потенциалов (наложенных и естественных) применяются неполяризующиеся электроды сравнения длительного действия, с датчиком скорости коррозии. Конечная цель проектирования таких электродов – получение точных значений, для эффективного контроля за состоянием системы катодной защиты. Они устанавливаются вертикально на расстоянии не менее 10 см от нижней образующей защищаемого сооружения.

5.7.3.4 Анодное заземление

Согласно СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии», а также на основании проведенного вертикального электрического зондирования в качестве анодных заземлителей катодной защиты для газопровода рекомендуется применить подпочвенные электроды вертикального заложения глубиной до 2,5м на участках со средним удельным электрическим сопротивлением грунта до 100 Ом·м используя электроды с полимерным содержанием типа АЗП-РА.

Проектом предусматривается подпочвенное анодное заземление с горизонтальным расположением анодных заземлителей. В качестве электродов для анодных заземлителей проектом предлагается использование контейнеров из полимерных электродов и свободное пространство заполнено суглинком.

Исходные данные для расчета СКЗ АГРС

Наименование данных	Значение	Обозначение
Удельное сопротивление стали трубы, Ом·мм ² /м	0,245	ρ _т
Диаметр трубопровода, м	0,426...0,022	D _т
Толщина стенки трубы, мм	16-3	d _т
Среднее удельное сопротивление грунта, Ом·м	30	ρ _г
Глубина укладки трубопровода, м	0,6	H _т
Сопротивление изоляции, Ом·м ²	300000	R _{из}
Срок службы проектируемой УКЗ, лет	30	T
Естественный потенциал трубопровода, В	-0,55	U _е
Минимальный защитный потенциал трубопровода, В	-0,85	U _{змин}
Максимальный защитный потенциал трубопровода, В	-1,15	U _{змак}
Удельное электрическое сопротивление грунта в поле токов катодной защиты, Ом·м	30	ρ _з
Удельное электрическое сопротивление грунта в расположения АЗ, Ом·м	30	ρ _{га}

Наименование данных	Значение	Обозначение
Длина трубопровода, м	222	L

Результаты расчета параметров трубопровода

Наименование данных	Значение	Обозначение
Продольное сопротивление трубопровода, Ом/м	$11,89 \cdot 10^{-6}$	R _т
Сопротивление растеканию трубопровода, Ом*м	82,837	R _н
Сопротивление изоляции трубопровода на конечный срок эксплуатации, Ом*м ²	18243	R _{из}
Постоянная распространения тока на конечный срок эксплуатации, 1/м	$2,95 \cdot 10^{-5}$	a(t)
Входное сопротивление трубопровода, Ом	0,202	Z _{вх} (t)

Результаты расчета УКЗ

Длина защитной зоны одной УКЗ на конечный год эксплуатации, м	3100	L _з
Ток одной УКЗ на начальный год эксплуатации, А	1,8	I _н
Ток одной УКЗ на конечный год эксплуатации, А	3,45	I _к
Напряжение на выходе УКЗ, В	4,15	U _з
Требуемая мощность УКЗ, Вт	14,3	W

Исходные данные для расчета

Число электродов в одном анодном заземлителе, шт	6	N _{аз}
Длина 1го электрода, м	1,5	La1
Масса одного электрода, кг	40	M
Площадь сечения электрода анода, м ²	0,0038	S _a
Удельное электрическое сопротивление материала анода, Ом*м	0,06	ρ _a
Диаметр засыпки, м	0,3	D _з
Расстояние между двумя заземлителями, м	8	a
Диаметр заземлителя (электрода), м	0,18	da
Скорость растворения заземлителя, кг/А*год	0,06	q
Глубина (до середины заземлителя), м	2,7	h
Среднее удельное электрическое сопротивление грунта по глубине скважины, Ом*м	30	ρ _{гс}

Результаты расчета анодного заземления

Сопротивление растеканию 1-го А.З, Ом	9,396	R _{э1}
Сопротивление растеканию сосредоточенного АЗ, Ом	1,971	R _э
Количество анодных заземлителей, шт	6	N _a
Срок службы сосредоточенного АЗ, лет	63	T
Расстояние между трубопроводом и АЗ, м	45	Y
Длина защитной зоны одной УКЗ на конечный год эксплуатации, м	3100	L _з

Конструкция анодных заземлителей собирается в гирлянду из 6-ти упакованных электродов АЗП-РА располагаемых в траншею, на глубине 2,0 м до верха АЗ.

Количество электродов рассчитано на нормативный срок службы АЗ, с учетом коэффициента растворения материала электрода. При расчете среднее удельное электрическое сопротивление грунта принималось 30 Ом·м, что соответствует средней коррозионной агрессивности грунта на участке трассы прохождения газопровода-отвода.

Анодные заземлители располагаются в 13 метрах от АГРС и 45 м газопровода, вне зависимости от характеристик грунта и плотности катодного тока в конкретном месте, потому как на всей территории под строительство АГРС, инженерно-геологические условия однородные, соответственно удельное электрическое сопротивление грунта в месте расположения анодного заземления будет не более 30 Ом·м.

Номинальный расход материала заземлителя составляет 0,06 кг/А·год. Срок службы анодного заземления рассчитан на весь эксплуатационный период газопровода – 30 лет. Контроль параметров анодных заземлителей и подключение к установкам катодной защиты необходимо выполнить через контактные устройства в контрольно-измерительных пунктах.

Согласно расчетов для защиты газопровода и футляров от электрохимической коррозии проектом предусматривается:

- 1) установка преобразователя катодной защиты ИПКЗ-Е-РА-3,0-48/96-Р-ТЗ-У1 с АУКЗ-GSM, со 100% резервированием, обеспечивающая вероятность безотказной работы наработку не менее 10000 ч.,
- 2) для преобразователя предусматривается подпочвенные анодное заземление АЗП-РА-6-40 в количестве 1 шт.;
- 3) преобразователь соединяются с газопроводом и анодным заземлением дренажными кабелями типа ВВГ 1х35 мм²;
- 4) подключение кабелей осуществляется через контрольно-измерительные пункты (КИПы).

5.7.3.5 Изолирующие муфты и перемычки

Для того чтобы ограничить потери по току, катодная защита технологических трубопроводов на территории АГРС-140 должна быть электрически изолирована от внешних цепей заземления. На входном и выходном газопроводах АГРС предусмотрена установка изолирующих вставок (муфт) монолитного типа (НЭМС). Установка изолирующих муфт предусматривается в технологической части проекта.

Для предотвращения повреждения изоляционного материала муфты из-за наведенного потенциала высокого напряжения, необходимо установить электрический искровой разрядник.

5.7.3.6 Электрические кабели

Электрические кабели постоянного тока с номинальным напряжением 0,6/1 кВ имеют следующее сечение:

- цепи от катодных выпрямителей до трубопроводов и анодного заземления – 1х35 мм²;
- цепи от выпрямителей катодной защиты до постоянного электрода сравнения в точке дренажа – 2х10 мм²;
- кабель для уравнивания потенциала – 1х35 мм²;
- кабель для измерения потенциала – 2х10 мм².

Кабели анодного заземления поставляются в комплекте поставщиком анодных заземлителей.

5.7.4 Решения по временной электрохимической защите

Согласно требованию СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» подземные металлические сооружения могут быть не защищенными от почвенной коррозии не более 10 суток в год, следовательно, средства ЭХЗ должны монтироваться одновременно с закладкой трубопроводов в грунт. Так как постоянные средства ЭХЗ не могут быть смонтированы одновременно с заложением трубопроводов в грунт, необходимо применение временных систем катодной защиты.

Проектом предусматривается временная защита газопровода-отвода, подземных стальных технологических емкостей и трубопроводов на АГРС-140 и стальных футляров на пересечениях с

дорогами, а также на пересечениях с инженерными коммуникациями. На период строительства для защиты указанных технологических объектов предусмотрены гальванические протекторы из магниевых сплавов с заполнителем – активатором. Длина защитной зоны одного протектора согласно расчетам составляет от 4500 до 5500 м в зависимости от удельного электрического сопротивления грунта участка расположения технологических объектов. Протекторы устанавливаются горизонтально в грунт на расстоянии 5м от газопровода и закладываются на глубину ниже промерзания грунта.

5.8 Системы связи

5.8.1 Общая часть

Рабочий проект по системам связи выполнен на основании технического задания на проектирование в соответствии с действующими нормативно-техническими документами:

- СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы»;
- СТ РК 1916-2009 «Магистральные газопроводы. Требования к технологическому проектированию»;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- МТнК РК 1998 г. «Инструкция по проектированию линейно-кабельных сооружений связи»;
- ГОСТ 21.406-88* «Проводные средства связи. Обозначения условные графические на схемах и планах».

5.8.2 Проектные решения

В раздел по системам связи входят решения:

- по обеспечению АГРС-140 средствами связи и передачи данных, входящих в общую структуру системы производственно-технологической связи (СПТС) магистральных газопроводов АО «Qarmet» (МГ);

5.8.3 Решения по линейной части

5.8.3.1 Общее

Для обеспечения надежной и безопасной работы проектируемой АГРС-140, газопровода-отвода, как части магистрального газопровода, предусматривается строительство современных средств технологической связи.

Средства связи должны обеспечить организацию производственной телефонной связи, диспетчерской связи, УКВ радиосвязи, технологической связи, передачи данных, резервной спутниковой связи.

5.8.3.2 Волоконно-оптическая линия связи (ВОЛС)

Раздел наружные сети связи - ВОЛС рабочего проекта выполнен на основании технического задания и Технических условий за №10-904-5/2025 от 14.05.2025г. выданных АО "Казакхтелеком". Для передачи информации коммерческого учета и телемеханики в систему SCADA УМГ "Караганда" АО "ИЦА", данным комплектом предусматривается прокладка оптического кабеля (8 волокон) от Операторной АГРС до ближайшей оптической кабельной муфты №6 на участке ОК854 Темирау-Ростовка ТУСМ-10 АО "Казакхтелеком". Начальной точкой ВОЛС принята Операторная АГРС.

Проектируемый волоконно-оптический кабель прокладывается в грунте в полиэтиленовом трубопроводе d=40мм. Для прокладки в п/э трубопроводе методом задувки предусмотрен волоконно-оптический кабель без металлических элементов с максимально допустимой статической нагрузкой при растяжении - 2,7 кН. Тип используемого оптического волокна в кабеле - стандарт G.652. В соответствии с "Инструкцией по проектированию линейно-кабельных сооружений связи", утвержденной Министерством транспорта и коммуникаций РК N47 от 26 февраля 1998г., прокладка полиэтиленовой трубы d=40мм для ВОК предусмотрена на глубину 1,2 метра. В местах пересечения с инженерными коммуникациями, автодорогами, водопропускными каналами возможно увеличение или уменьшение заглубления. Для отыскания трассы подземного ВОК в процессе эксплуатации, а также для предупреждений при выполнении несанкционированных земляных работ, предусмотрена прокладка сигнальной ленты. Глубина прокладки ленты составляет 0,6м. Разработка траншеи предусмотрена механизированным способом; в труднодоступных местах, при пересечении с инженерными коммуникациями - вручную. В местах пересечения с инженерными коммуникациями прокладывается защитный кожух, п/э труба диаметром d=75 мм. Под автомобильной дорогой футляр из п/э трубы d=75 мм укладывается бестраншейным методом (ГНБ).

Для фиксации трассы ВОЛС устанавливаются указательные ж.б. столбики:

- фиксирующие h-1,2м в местах пересечения с инженерными коммуникациями, линиями электропередач, дамбами, углах поворота трассы, в местах установки оптических муфт, на прямых участках через 250-300 метров;

- предупредительные h-2,4м при пересечении с автодорогами, каналами, газопроводом, на прямых участках через 500 метров.

При совпадении мест установки фиксирующих и предупредительных столбиков оставлять предупредительные столбики. Для обеспечения требований противопожарной безопасности прокладка проектируемого ВОК от места ввода в служебно-техническое здание до оптического красса осуществляется в ПВХ гофротрубе, не распространяющей горение.

Запас на монтаж и укладку по трассе принят:

- п/э трубопровода d=40мм - 2%;
- волоконно-оптического кабеля с учетом запаса на муфтах - 5%;
- ленты сигнальной - 2%.

5.8.3.3 Требования к ВОК

Одним из основных требований, предъявляемых к оптическому кабелю, является его соответствие внутригосударственным и международным стандартам. Кабели, предназначенные для задувки в полиэтиленовые трубы, должны иметь внешнюю оболочку из полиэтилена высокой плотности имеющий низкий коэффициент трения по отношению к внутреннему покрытию трубы, достаточную жесткость и стойкость к раздавливанию, выдерживать достаточное растягивающее усилие, возникающее при монтажных работах.

В кабеле применяется ОВ типа Е – одномодовое стандартное (рекомендация МСЭ – Т G.652):

- оптические кабели (ОК) должны быть водонепроницаемы при избыточном гидростатическом давлении до 2,5МПа;

- диапазон рабочих температур ОК от –40 °С до +60 °С. Кабели должны быть стойкими к повышенной влажности воздуха до 98% при +35 °С, к воздействию пониженного атмосферного давления до 53 кПа и плесневых грибов;

- срок службы кабеля, включая срок сохраняемости при соблюдении указаний при эксплуатации и при отсутствии воздействий должен быть не менее 25 лет;

- кабели не должны содержать опасных или токсичных химических соединений;

- упаковка кабеля должна соответствовать ГОСТ 18690-82;

- коэффициент затухания ОВ в строительной длине на длине волны 1,55 мкм должен быть не более 0,22 дБ/км. Метод испытаний должен соответствовать Публикации ИЕС 793-1-C1A или C1C;

- хроматическая дисперсия ОВ на длине волны 1,55 мкм должна быть не более 18пс/нм.км (испытания проводятся в заводских условиях). Метод испытаний должен соответствовать рекомендации G.652 ITU-T;

- оптические волокна кабелей должны быть защищены от атомарного водорода. Общее возможное приращение затухания за 25 лет за счет влияния атомарного водорода должно быть не более 0,01 дБ/км;

5.8.3.4 Технологические решения по монтажу и прокладке волоконно-оптического кабеля

Для сращивания строительных длин ВОК по трассе проектом предусмотрена установка соединительных оптических муфт. Соединительные муфты устанавливаются на соединениях строительных длин кабеля и предназначены для защиты сращиваемых оптических волокон от механических повреждений.

Для герметизации точек вывода кабеля из трубы в проекте предусмотрены кабельные вводы с механическим распорным зажимом. Они позволяют фиксировать не только сам ввод на конце трубки, но и проходящий через него кабель.

Все мероприятия по установке ввода кабеля и монтажа муфты следует проводить в короткие сроки. После прокладки каждой строительной длины оптического кабеля необходимо произвести контрольные измерения затухания в оптических волокнах, которое должно быть в пределах установленной километрической нормы. Технологический запас оптического кабеля в муфте должен быть уложен кольцами в колодце и закрыт.

На одном регенерационном участке кабель должен быть изготовлен одним предприятием, только одной марки с одним типом волокна и его защитных покрытий. По результатам группирования регенерационного участка необходимо составить укладочную ведомость и приложить к сдаточной документации по участку ВОЛС.

Сращивание оптических волокон производят электросваркой. Ожидаемая средняя величина затухания для одного сростка не должна превышать 0,04-0,08 дБ. Все измерения должны быть занесены в паспорт на смонтированную оптическую муфту.

Технологический запас оптического кабеля в операторной составляет около 15 метров.

Для определения места расположения трассы ВОЛС проектом предусматривается предупредительная сигнальная лента. Предупредительная сигнальная лента должна быть проложена на глубине равной половине от глубины прокладки кабеля и предназначена для маркировки и идентификации подземных линий связи с целью предотвращения повреждения кабеля при проведении земляных работ. Материал ленты должен выдерживать до 200% удлинения до разрыва. Надпись может быть выполнена по желанию заказчика.

Сигнальная лента прокладывается одновременно с оптическим кабелем и должна выполняться кабелеукладчиком, оборудованным специальной канально-направляющей кассетой, в которой есть специальный канал для пропускания ленты.

Для фиксации трассы в проекте предусмотрены железобетонные столбики, установленные через 250 метров на прямолинейных участках, на поворотах трассы и пересечениях автомобильных и железных дорог на расстоянии 0,1 метра от оси трассы в сторону противоположную АГРС.

При пересечениях инженерных коммуникаций разработка траншеи производится вручную с защитой кабеля полиэтиленовой двухслойной трубой диаметром 75 мм. Перед выполнением работ по пересечению инженерных коммуникаций необходимо производить шурфование. При пересечениях высоковольтных линий электропередач строительные работы, выполняемые с помощью механизмов, вблизи проводов ВЛ должны выполняться с особой осторожностью. Расстояние от наивысшей надземной части механизма до ближайшего провода ВЛ должно быть не менее: для ВЛ 10 кВ. – 2м, ВЛ 35-110 кВ – 4м.

Все работы на пересечениях выполнять только с письменного разрешения и в присутствии представителя эксплуатационной организации, соблюдая требования согласований.

До начала производства работ строительно-монтажная организация должна разработать и согласовать с заказчиками схему и инструкцию по безопасному производству работ.

Прокладка кабеля в полиэтиленовую трубу выполняется методом задувки.

5.8.3.5 Требования к защитным полиэтиленовым трубам

Пластмассовые трубопроводы, применяемые для нужд отрасли связи и сертифицированные по системе «Электросвязь», имеют двухслойную структуру:

- наружный слой из полиэтилена высокой плотности типа РЕ-63 или РЕ-80 с антиоксидантами и светостабилизаторами;
- внутренний слой из композиции ПЭВП и силикона, играющий роль твердой смазки и обеспечивающий уменьшение коэффициента трения между пластмассовой оболочкой кабеля и внутренней поверхностью трубы до значений 0,1 и ниже. Этим обеспечивается в последующем необходимая дальность непрерывной прокладки кабеля.

Применяемые пластмассовые трубопроводы должны удовлетворять требованиям, указанным в таблице 5.4.3.5.1

Таблица 5.8.3.5.1

Типоразмер ЗПТ	Растягивающее усилие, не менее, кН*	Раздавливающее усилие, не менее, МПа	Внутреннее избыточное давление воздуха, не менее, МПа
32/2,5	3,5	1,5	2,0
32/3,0	4,1	2,1	
40/3,0	5,2	1,1	
40/3,5	6,0	1,3	
50/4,0	8,7	1,5	
50/4,5	9,6	2,0	
63/5,0	13,6	1,4	

Срок службы ЗПТ должен быть не менее 50 лет.

Ключевым требованием технологии прокладки пластмассовых трубопроводов является обеспечение герметичности всех соединений с целью избегания проникновения внутрь воды и посторонних частиц.

Внешний диаметр защитной полиэтиленовой трубы должен быть не более 40 мм.

Защитная труба должна быть стойкой к повреждению грызунами в соответствии с ГОСТ 9.057-75. Соответствующие испытания могут быть проведены Заказчиком.

5.8.3.6 Технологические решения по монтажу и прокладке полиэтиленовой трубы

Разработка траншеи и способ прокладки трубки представлен в ведомости основных объемов работ.

Соединение строительных длин полиэтиленовой трубы выполняется установкой соединительных муфт. Соединение полиэтиленовой трубы в основном выполняется с помощью пластмассовых муфт.

Метод соединения с помощью пластмассовых муфт имеет преобладающее распространение вследствие следующих качеств:

- образует герметичное соединение трубок с допускаемым внутри кабелевода давлением до 2,5МПа;
- обладает высокой устойчивостью к воздействию агрессивных сред;
- не имеет металлических деталей;
- позволяет неоднократный демонтаж, монтаж;
- позволяет соединение трубок различного диаметра (выпускаются переходные муфты);
- прост в монтаже.

Пластмассовые муфты устанавливаются только на прямолинейных участках соединения трубок, что дает возможность не подвергать при монтаже силовым изгибам и растягивающим нагрузкам.

Наиболее перспективными для сращивания полиэтиленовой трубы является электросварная муфта. Метод сращивания электродуговыми муфтами основан на разогреве однородных контактирующих материалов. Муфта, как и трубка, изготовлены из одного материала – полиэтилена и представляет собой втулку, в которую залит электронагревательный спиральный элемент с выводами для подключения электропитания. Питание осуществляется от сети или бензоагрегата переносного типа.

Сварка муфт производится с помощью электропреобразовательного аппарата с компьютерной программой выбора технологического режима процесса в зависимости от типоразмера свариваемых соединений (муфт) и наружной температуры.

При прокладке трубки кабелеукладчиком в грунтах I-IV категорий необходимо заранее выполнить подготовительные работы и соблюдать следующие условия:

- перед прокладкой трубы необходимо произвести предварительную пропорку грунта, что позволит вести более скоростную прокладку, исключить простои кабелеукладочной техники при встрече с неопознанными препятствиями, уменьшить объем земляных работ при устранении препятствий и пересечении коммуникаций;

- для ввода и выхода ножа кабелеукладчика следует отрывать котлованы в 2 раза длиннее, чем наибольшая ширина ножа с кассетой для обеспечения плавного без превышения пределов минимального радиуса изгиба выхода трубы и исключения ее повреждения;

- нож и кассета должны обеспечивать равное заглаживание дна прорези во избежание повреждения трубы от выступающих камней и исключение резких изгибов трубы;

- трубы на стыке строительных длин должны перекрываться не менее 1м и связаны между собой смоляной лентой, поверх которой обмотаны по всей длине перекрытия лентой из стеклотканей или другого материала, не вызывающую загрязнения внутренней поверхности канала кассеты. Концы трубок должны быть надежно закрыты водонепроницаемыми заглушками;

- в местах, где необходимо выполнить более крутой поворот трассы, чем допускает кабелеукладочная техника по радиусу поворота должна быть открыта траншея для выполнения маневра;

- в грунтах IV категории проектом предусмотрена предварительная двукратная пропорка грунта перед прокладкой трубы;

- в грунтах V-VII категорий грунта разработка траншеи производится шпуровым методом на глубину 0,5-0,7 метра в зависимости от толщины мягкого грунта. На участке до прокладки трубы очистить траншею от камней и скальной породы, произвести подсыпку из мягкого грунта толщиной 10 см, а только потом уложить трубу. На данном участке прокладка трубы осуществляется вручную с платформы, движущейся вдоль траншеи, затем снова выполнить подсыпку 10 см мягкого грунта, затем засыпать на половину глубины прокладки трубы, проложить сигнальную ленту и засыпать траншею полностью. При наличии выступающих не извлекаемых пород или камней следует выполнить подсыпкой плавный переход, чтобы труба не имела резкого изгиба.

При размотке трубы со стационарного барабана с движущиеся платформы следует надеть кабельный чулок на заглушенный конец трубы и подсоединить его к машине через компенсатор кручения, либо использовать концевую проушину, ввинчиваемую в трубу. Независимо от метода прокладки, барабан на кабельном транспортере должен устанавливаться так, чтобы размотка трубы производилась снизу барабана, обеспечивая ее устойчивость и нормальное развертывание. Укладка трубы в траншею производится двумя рабочими, один на платформе, второй на обочине траншеи.

При пересечениях инженерных коммуникаций по трассе ВОЛС выемку ножа из траншеи произвести на расстоянии не менее 10 м от них и отпустить через 10 м за ними. Этот участок траншеи должен быть разработан вручную, на пересечении прокладываемый кабель защитить полиэтиленовой двухслойной трубой диаметром 75 мм.

При пересечении электрокабелей, газопроводов, нефтепроводов других кабелей связи кабель прокладывается ниже этих сооружений 0,5 м по вертикали с защитной полиэтиленовой трубой диаметром 75 мм.

При пересечении водопровода, канализации, тепловых сетей, дренажных сооружений кабель прокладывается выше на 0,2 также с защитой полиэтиленовой трубой диаметром 75 мм.

Когда пересечение инженерных коммуникаций находится в середине маршрута прокладки защитной полиэтиленовой трубы (ЗПТ) следует нож с кассетой извлечь из приямка, размотать часть защитной полиэтиленовой трубы с барабана длиной достаточной для ручной прокладки до находящегося за препятствием приямка и разрезать ЗПТ. Пропустить конец ЗПТ под препятствием и уложить ее в траншею до приямка, после чего продолжить прокладку ЗПТ кабелеукладчиком, оставив требуемый нахлест 1м, поставив заглушки или сразу произвести соединение ЗПТ муфтой.

Все участки трубопроводов, смонтированные из ЗПТ, уложенных в грунт, должны быть подвергнуты контрольным проверкам на отсутствие загрязнения канала, проходимость и герметичность. По окончании проверок концы трубок должны быть закрыты герметичными

концевыми заглушками. Результаты проверок кабелевода должны быть оформлены протоколом, на основании которого должен быть составлен акт сдачи участка для ввода кабеля.

При укладке трубы в траншею при высокой температуре первоначально трубку необходимо присыпать 10 см слоем мягкого грунта и выдержать несколько часов для выравнивания температуры трубы и грунта, после чего произвести окончательную засыпку траншеи.

5.8.4 Решения по станционной части

5.8.4.1 Общее

Согласно СТ РК 1916-2009 и техническим условиям на АГРС-140 предусмотрена производственно-технологическая связь с организацией и установкой следующих видов связи, сетей передачи данных:

- линейно-диспетчерской радиотелефонной связи УКВ диапазона на частоте 403-520 МГц (существующая от АГРС-300);
- спутниковой резервной связи;
- телефонной связи оператора с абонентами сети, расположенными на предприятиях, подразделениях и производственных участках вдоль всей трассы МГ посредством IP-телефонии;
- обеспечение каналами передачи данных от САУ ТП ГРС на диспетчерский пункт МГ.

5.8.4.2 Требования, предъявляемые к оборудованию связи

Оборудование, применяемое для организации технологической связи проектируемой АГРС-140 должно обеспечивать поддержку гарантированной передачи данных требуемых типов сервиса, надежности и простоты на сетях связи производственно-технологического назначения. Оборудование должно обеспечивать транспорт для всех вышеуказанных типов сервиса.

В проекте предусмотрено оборудование связи в соответствии с требованиями стандарта СТ РК 1916-2009. Проектируемое оборудование связи должно отвечать требованиям подключения комплексной системы автоматизации (КСА) в соответствии с IEC 61508.

5.8.4.3 Схема организации связи на оборудовании CISCO по ВОЛС

Вдоль МГ производственно-технологическая связь построена на специализированном оборудовании CISCO специально разработанного для нужд и задач производственно-технологического сектора.

На АГРС во всех системах такие как «система автоматизации», «видеонаблюдение», «IP телефония», «система передачи данных» (спутник) используется интерфейс Ethernet. Это позволяет унифицировано реализовывать без дополнительных программно-аппаратных средств все необходимые каналы связи: IP телефонию, передачу видео, организацию аудио-видео конференцсвязи, низкоскоростные каналы ПД, высокоскоростные каналы ПД (Ethernet 10/100), каналы АСУ и ТМ, различные виды абонентских окончаний.

Установка промышленного Коммутатора CISCO производится на всех технологических узлах МГ, это позволяет добиться высокой интеграции, минимального количества межсоединений и как следствие высокой надежности сети, также очень важными является момент унификации оборудования CISCO – использования на всех узлах МГ одного оборудования снижает эксплуатационные затраты и предоставляет максимум удобств в эксплуатации данной сети. Межузловое соединение коммутаторов CISCO в сеть производится с использованием ВОЛС. Узлы CISCO соединены между собой в сети через ВОЛС по типу «точка-точка».

На АГРС-140 предусмотрена установка Ethernet коммутатора 1 Гб/с с 8 оптическими портами и с 4 комбопортами (электрические/оптические) в операторной. На АГРС-300 МГО «Сары-Арка» предусмотрена установка коммутационной панели Кросс 19" 1U LC SM 24 port. Коммутаторы будут установлены в телекоммуникационный шкаф. Коммутатор должен быть подключен по Ethernet к существующим маршрутизаторам или коммутатору МГО «Сары-Арка». Далее информация от БУРГ передается по существующей ВОЛС МГО «Сары-Арка» на АКЦ Филиал УМГ «Караганда» и АО «Qarmet».

5.8.4.4 Организация линейно-диспетчерской радиосвязи

Вдоль МГ другим проектом предусмотрена цифровая радиосвязь, работающая в конвенциональном режиме. АГРС-140 попадает в зону покрытия базовой станции АГРС-Самарканд. Для обеспечения оператора АГРС-140 услугами линейно-диспетчерской радиосвязи в рабочем проекте предусмотрен комплект портативной радиостанции УКВ радиосвязи, работающий в диапазоне частот 403-520 МГц.

5.8.4.5 Спутниковая связь

Для организации резервной связи предусмотрена установка земной станции спутниковой связи (ЗССС), обеспечивающей организацию голосовой связи и передачи данных САУ ТП ГРС на базе цифрового оборудования.

Технология цифрового оборудования является одной из наиболее эффективных спутниковых систем на рынке VSAT обеспечивающей эффективное использование полосы пропускания, как на спутниковом сегменте, так и на уровне IP-протокола.

Рабочим проектом предусмотрено оборудование спутниковой связи, которое используется на всех газопроводах РК.

Для организации резервной спутниковой связи на АГРС предлагается использовать спутниковый модем маршрутизатор.

Предлагается организовать сеть спутниковой связи передачи голоса и данных с использованием топологии сети mesh/star. Передача голосовых сообщений будет осуществляться в топологии mesh, передача данных в топологии star.

Услуги связи будут предоставлены в следующем объеме:

- организация голосовых каналов;
- организация канала передачи данных пропускной способностью 256 Кбит/с;
- пропускная способность ЗССС должна быть 128/256 Кбит/с;

На АГРС предусмотрено оборудование:

- спутниковый модем;
- антенна с опорой;
- передатчик Direct Universal BUC 4W Ku-Band;
- малошумящий усилитель;
- противообледенительная система;

Электропитание станций спутниковой связи выполнено от общего источника бесперебойного электропитания, предусмотренного в электротехнической части проекта.

5.8.4.6 Система телефонной связи

Вдоль магистрального газопровода организована IP телефония с установкой единой IP АТС для всех предприятий, подразделений и производственных участков УМГ «Караганда». Связь оборудования IP телефонии установленного на объектах МГ между собой осуществляется по ВОЛС.

На АГРС для обеспечения телефонной связи в операторной предусмотрена установка IP телефона производства компании Cisco. IP телефон подключается к IP АТС МГ через интерфейсную Ethernet плату коммутатора CISCO.

5.8.5 Основные требования по технике безопасности

Соблюдение правил техники безопасности является необходимым условием безопасной работы при эксплуатации установок. Нарушение правил техники безопасности может привести к несчастным случаям.

Обслуживающий персонал допускается к выполнению работ только после прохождения вводного общего инструктажа по технике безопасности и инструктирования на рабочем месте безопасным методом труда.

Вводный инструктаж производится со всеми вновь принятыми на работу. При инструктаже знакомят с обязанностями на данном рабочем месте, по данной специальности. Прохождение инструктажа отмечают в журнале по технике безопасности.

При эксплуатации установок необходимо выполнять следующие правила:

- ремонтные работы электрооборудования производить после отключения электропитания;
- при выполнении работы с электрооборудованием необходимо наличие диэлектрических ковриков и перчаток;
- при выполнении ремонтных работ должны применяться переносные светильники с напряжением не выше 24В;
- все нетоковедущие части электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением в результате нарушения изоляции, должны быть заземлены (занулены). Защитное заземление (зануление) выполняется согласно ПУЭ;
- все работы производить только исправным инструментом, запрещается использование гаечных ключей с удлиненными рукоятками, рукоятки инструментов должны быть выполнены из изоляционного материала.

5.8.6 Пожарная сигнализация

Система пожарной сигнализации для АГРС включает в себя тепловые и дымовые пожарные извещатели устанавливаемые в соответствии с требованиями СН РК 2.02-02-2023.

Ручные пожарные извещатели монтируются внутри или снаружи защищаемых помещений у выходов на путях возможной эвакуации при пожаре на стенах или строительных конструкциях на высоте не более 1,5м.