

ТОО "ПГУ Туркестан"



Государственная лицензия № 000337

**СТРОИТЕЛЬСТВО ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ НА БАЗЕ ПГУ
МОЩНОСТЬЮ 1000 МВТ В САЙРАМСКОМ РАЙОНЕ
ТУРКЕСТАНСКОЙ ОБЛАСТИ. ВНЕШНЕЕ
ГАЗОСНАБЖЕНИЕ**

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

5792-ПЗ

Том 2

Алматы, 2025г.

ТОО "ПГУ Туркестан"



ТОО «КІТНГ»

Государственная лицензия № 000337

**СТРОИТЕЛЬСТВО ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ НА БАЗЕ ПГУ
МОЩНОСТЬЮ 1000 МВТ В САЙРАМСКОМ РАЙОНЕ
ТУРКЕСТАНСКОЙ ОБЛАСТИ. ВНЕШНЕЕ
ГАЗОСНАБЖЕНИЕ**

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

5792-ПЗ

Том 2

Главный инженер



И.Д.Бунакова

Главный инженер проекта

A handwritten signature in blue ink, appearing to be "Dem".

Д.К.Рахимджанов

Алматы, 2025г.

СОСТАВ ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

| Наименование отделов/разделов | Должность | Ф.И.О. | Подпись | Дата |
|--|-----------------------------------|--------------------------------|---|------|
| Технологический отдел | Начальник отдела | Муртазина О.М. |  | |
| Архитектурно-строительный отдел | Начальник отдела | Придвижкин Я.И. |  | |
| Отдел генерального плана и транспорта | Начальник отдела | Турганбеков М.С. |  | |
| Отдел автоматизации и связи | Начальник отдела | Коваленко Н.Н. |  | |
| Электротехнический отдел/Раздел электрохимическая защита | Начальник отдела | Крыжановский К.Н. |  | |
| Отдел отопления, вентиляции и кондиционирования | Начальник отдела | Урунбаева Н.Б. |  | |
| Сметный отдел | Начальник отдела | Темиргалиев А.Б. |  | |
| Раздел ПОС | Инженер | Шавдинов У.Н. |  | |
| Отдел систем связи | Начальник отдела | Гаврин Д.В. |  | |
| Отдел водоснабжения и канализации | Начальник отдела | Сарипбаев С.Д. |  | |
| Технический отдел/все разделы | Начальник отдела Нормоконтроль | Певень И.А. Глушанинко О.В. |  | |
| Раздел ООС | Специалист | Молдабекова Ш. |  | |

| | |
|---|-----------|
| СОДЕРЖАНИЕ | |
| СОСТАВ ИСПОЛНИТЕЛЕЙ | 3 |
| СОСТАВ РАБОЧЕГО ПРОЕКТА..... | 9 |
| 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ | 13 |
| 1.1 Основание для разработки проектной документации | 13 |
| 1.2 Исходные данные | 13 |
| 1.2.1 Сведения о проведенных согласованиях проектных решений | 13 |
| 1.3 Назначение и основные характеристики объекта | 13 |
| 1.4 Характеристика участка строительства | 15 |
| 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ..... | 17 |
| 2.1 Общие данные..... | 17 |
| 2.2 Линейная часть. Магистральный газопровод..... | 19 |
| 2.2.1 Технологическая схема газопровода | 19 |
| 2.2.2 Выбор и обоснование трассы магистрального газопровода | 22 |
| 2.2.3 Маршрут проектируемого магистрального газопровода | 22 |
| 2.2.4 Гидравлический расчет..... | 22 |
| 2.2.4.1 Формулы и программное обеспечение | 22 |
| 2.2.4.2 Исходные данные для выполнения гидравлического расчета..... | 23 |
| 2.2.5 Конструктивная характеристика магистрального газопровода | 26 |
| 2.2.5.1 Основные конструктивные характеристики газопровода..... | 26 |
| 2.2.5.2 Трубы и соединительные детали | 26 |
| 2.2.5.3 Линейная запорная арматура..... | 28 |
| 2.2.5.4 Узлы запуска и приема очистных устройств | 29 |
| 2.2.5.5 Защита газопровода..... | 30 |
| 2.2.6 Укладка магистрального газопровода | 30 |
| 2.2.7 Очистка полости и испытание магистрального газопровода..... | 31 |
| 2.2.7.1 Очистка полости трубопровода | 32 |
| 2.2.7.2 Испытание магистрального газопровода | 32 |
| 2.2.7.3 Пневматическое испытание крановых узлов запорной арматуры | 33 |
| 2.2.8 Оознавательные знаки | 34 |
| 2.2.9 Сооружение переходов через естественные и искусственные препятствия | 34 |
| 2.2.9.1 Пересечения с инженерными коммуникациями | 34 |
| 2.2.9.2 Переходы через автомобильные дороги..... | 35 |

| | | |
|----------------|--|-----------|
| 2.2.9.3 | Переходы через водные преграды..... | 35 |
| 2.3 | Автоматизированная газораспределительная станция (АГРС)..... | 36 |
| 2.3.1 | Назначение и технические характеристики АГРС | 36 |
| 2.3.2 | Описание принятых технологических решений..... | 42 |
| 2.3.2.1 | Узел переключения..... | 42 |
| 2.3.2.2 | Узел очистки газа..... | 43 |
| 2.3.2.3 | Блок учета расхода газа по входу Ду 300 Ду100 | 43 |
| 2.3.2.4 | Узел подогрева газа | 44 |
| 2.3.2.5 | Блок редуцирования | 45 |
| 2.3.2.6 | Блок подготовки теплоносителя (см. раздел ТС) | 46 |
| 2.3.2.7 | Блок учета расхода газа..... | 46 |
| 2.3.2.8 | Блок автоматической одоризации газа | 47 |
| 2.3.2.9 | Емкость для сбора конденсата | 47 |
| 2.3.2.10 | Емкость для хранения одоранта | 48 |
| 2.3.2.11 | Аккумулятор импульсного газа | 48 |
| 2.3.2.12 | Блок операторной | 48 |
| 2.3.2.13 | Блок ограничения расхода газа | 49 |
| 2.3.3 | Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования..... | 49 |
| 2.3.4 | Оборудования заводской поставки..... | 50 |
| 2.3.5 | Запорная арматура..... | 50 |
| 2.3.6 | Технологические трубопроводы..... | 51 |
| 2.3.7 | Газоснабжение на собственные нужды | 52 |
| 2.3.8 | Противокоррозионная защита | 52 |
| 2.3.9 | Испытания гидравлические и на прочность | 53 |
| 2.3.10 | Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к оборудованию, зданиям и сооружениям на опасных производственных объектах | 54 |
| 2.3.11 | Сведения о расчетной численности, профессионально квалификационном составе работников, числе рабочих мест и их оснащенности..... | 55 |
| 2.3.11.2 | Организация санитарно-бытового обслуживания..... | 60 |
| 2.3.12 | Характеристика объектов по взрывопожарной и пожарной опасности | 61 |
| 2.3.13 | Противопожарные мероприятия АГРС..... | 62 |
| 2.3.14 | Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда .. | 64 |
| 2.3.15 | Контроль качества строительства трубопровода..... | 65 |
| 2.3.16 | Контроль качества выполнения подготовительных работ | 65 |

| | | |
|--------|---|----|
| 2.3.17 | Контроль качества выполнения земляных работ | 66 |
| 2.3.18 | Приемка, отбраковка и освидетельствование труб, деталей трубопроводов и запорной арматуры..... | 67 |
| 2.3.19 | Контроль качества сварных соединений трубопроводов | 68 |
| 2.3.20 | Контроль состояния изоляции и приемка установленных средств электрохимической защиты. 68 | |
| 2.3.21 | Контроль чистоты полости трубопроводов и проверка на прочность и герметичность трубопроводов. Техническое расследование отказов при испытании трубопроводов | 69 |
| 2.3.22 | Контроль за охраной окружающей среды | 70 |
| 2.4 | Охрана окружающей среды | 71 |
| 2.4.1 | Влияние проекта на состояние окружающей среды и предполагаемые мероприятия по уменьшению вредного воздействия..... | 74 |
| 2.5 | Техника безопасности..... | 74 |
| 2.5.1 | Техника безопасности при земляных работах..... | 74 |
| 2.5.2 | Техника безопасности при проведении работ по испытанию газопровода | 74 |
| 2.5.3 | Техника безопасности при эксплуатации АГРС | 75 |
| 2.6 | Восстановление (рекультивация) земельного участка..... | 76 |
| 3. | ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН | 77 |
| 4. | АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ | 84 |
| 4.1 | Характеристика участка строительства | 84 |
| 4.2 | Физико-механические свойства грунтов..... | 85 |
| 4.3 | Коррозионные свойства грунтов..... | 86 |
| 4.4 | Основные конструктивные решения | 86 |
| 4.5 | Антикоррозионные мероприятия | 87 |
| 4.6 | Мероприятия по электро-, взрыво-, и пожарной безопасности | 88 |
| 4.7 | Мероприятия по соблюдению санитарных требований | 88 |
| 5. | НАРУЖНЫЕ СЕТИ КАНАЛИЗАЦИИ | 89 |
| 5.1 | Общие положения | 89 |
| 5.2 | Инженерно-геологические условия на площадке строительства..... | 89 |
| 5.3 | Основные технические решения | 90 |
| 5.5 | Местное горячее водоснабжение. | 90 |
| 5.6 | Хозяйственно-бытовая канализация. | 90 |
| 6. | ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ | 92 |
| 6.1 | Расчетная тепловая нагрузка на блоки | 93 |

| | | |
|-------|--|------------|
| 6.2 | Отопление и вентиляция (здания блочно-модульной заводской поставки) | 94 |
| 7. | ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ | 96 |
| 7.1 | Общие положения | 96 |
| 7.2 | Источники и схема электроснабжения | 98 |
| 7.3 | Внутриплощадочные электрические сети | 99 |
| 7.4 | Силовое электрооборудование | 99 |
| 7.5 | Наружное электроосвещение | 99 |
| 7.6 | Молниезащита | 100 |
| 7.7 | Заземление и защитное зануление | 100 |
| 7.8 | Защита от статического электричества | 100 |
| 7.9 | Инженерно-технические мероприятия и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций | 101 |
| 8. | АВТОМАТИЗАЦИЯ КОМПЛЕКСНАЯ | 102 |
| 8.1 | Перечень сокращений | 102 |
| 8.2 | Назначение, цель создания системы автоматизации | 102 |
| 8.3 | Объекты автоматизации | 102 |
| 8.4 | Структура системы автоматизации | 102 |
| 8.5 | Основные решения по автоматизации | 104 |
| 8.5.1 | Крановый узел КУ-1 | 104 |
| 8.5.2 | Охранный крановый узел ОКУ | 104 |
| 8.5.3 | Узел запуска очистных устройств..... | 105 |
| 8.5.4 | Узел приема очистных устройств | 106 |
| 8.5.5 | АГРС | 107 |
| 8.5.6 | Крановый узел КУ-2..... | 110 |
| 8.6 | Электропитание системы автоматизации | 111 |
| 8.7 | Монтаж приборов автоматизации | 111 |
| 8.8 | Пожаробезопасность и взрывобезопасность | 111 |
| 8.9 | Рекомендации по технике безопасности | 112 |
| 9. | СИСТЕМЫ СВЯЗИ | 113 |
| 9.1 | Общая часть..... | 113 |
| 9.2 | Проектные решения..... | 113 |
| 9.3 | Решения по линейной части | 113 |
| 9.3.1 | Общее..... | 113 |
| 9.3.2 | Волоконно-оптическая линия связи (ВОЛС)..... | 113 |
| 9.3.3 | Требования к ВОК | 114 |

| | |
|---|------------|
| 9.3.4 Технологические решения по монтажу и прокладке волоконно-оптического кабеля | 114 |
| 9.3.5 Требования к защитным полиэтиленовым трубам..... | 116 |
| 9.3.6 Технологические решения по монтажу и прокладке полиэтиленовой трубы..... | 117 |
| 9.4 Решения по станционной части..... | 119 |
| 9.4.1 Общие требования | 119 |
| 9.4.2 Требования, предъявляемые к оборудованию связи..... | 119 |
| 9.4.3 Схема организации связи по ВОЛС..... | 119 |
| 9.4.4 Система телефонной связи | 120 |
| 9.4.5 Основные требования по технике безопасности | 120 |
| 10. ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА | 121 |
| 10.1 Проектные решения | 122 |
| 10.1.1 Пассивная защита | 122 |
| 10.1.2 Активная защита..... | 123 |
| 10.1.3 Системы защиты | 123 |
| 10.2 Решения по магистральному газопроводу | 124 |
| 10.2.1 Станции катодной защиты..... | 124 |
| 10.2.2 Анодное заземление..... | 126 |
| 10.2.3 Совместная защита | 127 |
| 10.2.4 Контроль системы катодной защиты | 127 |
| 10.2.5 Изолирующие муфты и электрические перемычки..... | 128 |
| 10.2.6 Электрические кабели | 128 |
| 10.3 Решения по АГРС..... | 129 |
| 10.3.1 Станции катодной защиты и анодное заземление..... | 129 |
| 10.3.2 Система ЭХЗ подземных емкостей | 129 |
| 10.3.3 Контроль системы катодной защиты | 129 |
| 10.3.4 Изолирующие муфты и перемычки | 130 |
| 10.3.5 Мероприятия по уравниванию потенциала | 130 |
| 10.3.6 Электрические кабели..... | 130 |
| 10.4 Решения по временной электрохимической защите | 130 |
| ПРИЛОЖЕНИЯ | 132 |
| Приложение 1 Государственная лицензия ТОО «КИТНГ»..... | 132 |

СОСТАВ РАБОЧЕГО ПРОЕКТА

| Номер тома | Обозначение | Наименование | Примечание |
|------------|---|--|------------|
| - | 5792-ЭП | Эскизный проект | |
| 1 | 5792-ПРП | Паспорт рабочего проекта | |
| 2 | 5792-ПЗ | Общая пояснительная записка | |
| 3 | 5792-ИГИ | Инженерные изыскания | |
| | Книга 1 | Отчет по инженерно-геодезическим изысканиям | |
| | Книга 2 | Отчет по инженерно-геологическим изысканиям. | |
| 4 | 5792 | Чертежи и спецификации | |
| | Альбом 1 | Магистральный газопровод | |
| | 5792-1-МГ1 | Магистральный газопровод | |
| | 5792-1-МГ2 | Магистральный газопровод | |
| | 5792-1-ЭХЗ | Электрохимическая защита | |
| | 5792-1-ГП | Генеральный план | |
| | Альбом 2 | АГРС | |
| | 5792-2-ГП | Генеральный план | |
| | 5792-2-ТХ | Технологические решения | |
| | 5792-2-АС | Архитектурно-строительные решения | |
| | 5792-2-ТС | Теплоснабжение | |
| | 5792-2-ЭС | Электроснабжение | |
| | 5792-2-ЭХЗ | Электрохимическая защита | |
| | 5792-2-АК | Автоматизация комплексная | |
| | 5792-2-СВН | Система видеонаблюдения | |
| | 5792-2-ОС | Охранная сигнализация | |
| | 5792-2-СС | Системы связи | |
| | 5792-2-НК | Наружные сети канализации | |
| | 5792-2-ПС | Пожарная сигнализация | |
| | Альбом 3 | Узел запуска очистных устройств | |
| | 5792-3-ГП | Генеральный план | |
| | 5792-3-МГ2.ТХ | Технологические решения | |
| | 5792-3-АС | Архитектурно-строительные решения | |
| | 5792-3-ЭС | Электроснабжение | |
| | 5792-3-АК | Автоматизация комплексная | |
| | 5792-3-ОС | Охранная сигнализация | |
| | 5792-3-СВН | Система видеонаблюдения | |
| | 5792-3-ПС | Пожарная сигнализация | |
| 5792-3-ОВ | Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха | | |

| Номер тома | Обозначение | Наименование | Примечание |
|------------|-----------------|---|------------|
| | Альбом 4 | Узел приема очистных устройств | |
| | 5792-4-ГП | Генеральный план | |
| | 5792-4-МГ2.ТХ | Технологические решения | |
| | 5792-4-АС | Архитектурно-строительные решения | |
| | 5792-4-ЭС | Электроснабжение | |
| | 5792-4-АК | Автоматизация комплексная | |
| | 5792-4-ОС | Охранная сигнализация | |
| | 5792-4-СВН | Система видеонаблюдения | |
| | 5792-4-ПС | Пожарная сигнализация | |
| | 5792-4-ОВ | Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха | |
| | Альбом 5 | Совмещенный крановый узел | |
| | 5792-5-ГП | Генеральный план | |
| | 5792-5-МГ1.ТХ | Технологические решения | |
| | 5792-5-АС | Архитектурно-строительные решения | |
| | 5792-5-АК | Автоматизация комплексная | |
| | 5792-5-ОС | Охранная сигнализация | |
| | 5792-5-СВН | Система видеонаблюдения | |
| | 5792-5-ПС | Пожарная сигнализация | |
| | 5792-5-ОВ | Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха | |
| | Альбом 6 | Узел врезки в МГ "ББШ" | |
| | 5792-6-ГП | Генеральный план | |
| | 5792-6-МГ1.ТХ | Технологические решения | |
| | 5792-6-АС | Архитектурно-строительные решения | |
| | 5792-6-АК | Автоматизация комплексная | |
| | 5792-6-ОС | Охранная сигнализация | |
| | 5792-6-СВН | Система видеонаблюдения | |
| | 5792-6-ПС | Пожарная сигнализация | |
| | 5792-6-ОВ | Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха | |
| | Альбом 7 | Охранный крановый узел | |
| | 5792-7-ГП | Генеральный план | |
| | 5792-7-МГ2.ТХ | Технологические решения | |
| | 5792-7-АС | Архитектурно-строительные решения | |
| | 5792-7-ЭС | Электроснабжение | |
| | 5792-7-АК | Автоматизация комплексная | |
| | 5792-7-СВН | Система видеонаблюдения | |
| | 5792-7-ОС | Охранная сигнализация | |
| 5 | 5792-СМ | Сметная документация | |

| Номер тома | Обозначение | Наименование | Примечание |
|------------|--------------------|---|---|
| | Книга 1 | Сводный сметный расчет стоимости строительства. Сметные расчеты стоимости строительства | |
| | Книга 2 | Объектные сметы. Локальные сметы | |
| | Книга 3 | Часть 1. Книга прайс-листов. Основной вариант | |
| 6 | 5792-МОПБ | Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности | |
| 7 | 5792-ООС | Раздел Охрана окружающей среды | |
| 8 | 5792-ПОС | Проект организации строительства | |
| 9 | 5792-АИ | Археологические исследования | |
| 10 | 5792-ЗУП | Землеустроительный проект | |
| 11 | 5792- ИТМ ГО ЧС | Инженерно-технические мероприятия по промышленной безопасности, гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций. Информацию об организационных и инженерно-технических мероприятиях по обеспечению безопасности, эксплуатации и устойчивому функционированию объекта, включая меры по антитеррористической защищенности | |
| 12 | 5792-СЗЗ | Проект обоснования СЗЗ | |
| | | | |
| 13 | 5792-ГМ Книга 1 | Графические материалы | Чертежи согласований |
| | 5792-ТМ Книга 2 | Текстовые материалы | Технические условия, согласования, письма |
| 14 | 5792-АТЗ | Обеспечение антитеррористической защищенности объекта | |

ЗАПИСЬ ГИПа

Рабочий проект соответствует 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



Д.К.Рахимджанов

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Основание для разработки проектной документации

Разработка проектно-сметной документации по рабочему проекту: «Строительство электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт в Сайрамском районе Туркестанской области. Внешнее газоснабжение» - выполнен на основании:

- Договора между Заказчиком ТОО «ПГУ Туркестан» и компанией ТОО «КИТНГ»;
- задания на разработку проектно-сметной документации;
- Технические условия на магистральный газопровод и АГРС ТУ № 1.71, письмо от ТОО «ГБШ» №BS6P/LE/PTD/23-1292 от 22.09.23.

1.2 Исходные данные

Исходными данными для выполнения рабочего проекта являются:

- Закон Республики Казахстан «О газе и газоснабжении» №532-IV от 9 января 2012 года;
- ТЭО «Строительство электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт в Туркестанской области»;
- 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;
- материалов инженерно-геодезических изысканий, выполненных ТОО «КИТНГ» 2024 года;
- материалов инженерно-геологических изысканий, выполненных ТОО «КИТНГ» 2024 года;
- прочие документы.

1.2.1 Сведения о проведенных согласованиях проектных решений

В ходе выполнения проектных работ были получены следующие согласования:

- Согласование рабочего проекта с Заказчиком ТОО «ПГУ Туркестан»;
- согласования с владельцами на подключение к существующим объектам инженерного обеспечения;
- согласования владельцев на пересечение существующих объектов инженерного обеспечения.

1.3 Назначение и основные характеристики объекта

Основное назначение разрабатываемой проектно-сметной документации по рабочему проекту «Строительство электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт в Сайрамском

районе Туркестанской области. Внешнее газоснабжение» - обеспечение газом ПГУ мощностью 1000 МВт, расположенной в Сайрамском районе Туркестанской области.

В объём данного раздела рабочего проекта входят:

1. Узел врезки в МГ «ББШ»;
2. Магистральный газопровод (МГ1);
3. Совмещенный крановый узел;
4. Магистральный газопровод (МГ2)
5. Узел запуска очистных устройств (УЗОУ);
6. Узел приема очистных устройств (УПОУ);
7. Охранный крановый узел;
8. Площадка АГРС

Источником газоснабжения потребителей является магистральный газопровод МГ «ББШ» $\varnothing 1067 \times 19,1$ мм давлением $P_{max} = 9,81$ Мпа. Проектируемый магистральный газопровод и АГРС запроектированы согласно требованиям ТУ № 1.71, письмо от ТОО «ГБШ» № BS6P/LE/PTD/23-1292 от 22.09.23.

Место подключения проектируемого магистрального газопровода к существующему МГ «ББШ» Ду 1000 $P=9,81$ Мпа на 1451+150 км. В месте подключения предусматривается узел врезки в МГ «ББШ» с установкой запорной арматуры.

Общий объем газа в точке врезки МГ «ББШ» предусмотрен на 2 потребителя и составляет 390 000 ст.м³/ч:

1) Для электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт составляет в объеме 270 000 ст.м³/ч.

2) Для АО «3-Энергоорталык» в объеме 120 000 ст.м³/ч

Участок магистрального газопровода МГ1 Ду500 $P=9,81$ Мпа пропускной способностью 390 000 ст.м³/ч предусмотрен для транспортировки газа для 2-х потребителей.

Перераспределение потока газа на потребителей предусматривается на совмещенном крановом узле, где предусмотрены отдельные крановые узлы на 2 потребителя: Ду400, $P=9,81$ Мпа на газоснабжение электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт (проектируемый) и Ду300, $P=9,81$ Мпа на газоснабжение объекта АО «3-Энергоорталык» (перспектива).

Проектируемый участок магистрального газопровода (МГ2) Ду400 $P=9,81$ Мпа предусмотрен от совмещенного кранового узла для транспортировки газа на АГРС для газоснабжения электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт. Пропускная способность магистрального газопровода МГ2 – 270 000 ст.м³/ч. В составе магистрального газопровода (МГ2) для периодической очистки полости газопровода с целью обеспечения проектного гидравлического состояния предусмотрены узлы запуска и приема очистных устройств. Узел запуска очистных устройств (УЗОУ) располагается на ПК 05+90 магистрального газопровода, узел приема очистных устройств (УПОУ) – на ПК 129+67. Также размещен охранный крановый узел Ду400 для обеспечения отключения АГРС при аварии или ремонте. Охранный крановый узел располагается на ПК 131+02 магистрального газопровода.

Общая производительность АГРС составляет 270 000 ст.м³/ч
Основные параметры и технические характеристики проектной АГРС:

1. Номинальная производительность (без учета газа на собственные нужды):

- $Q_{\max}=270\ 000$ ст.м³/ч.
- 2. Давление газа на входе АГРС:
 - $P_{\max, \text{раб.}}=9,81$ Мпа.
- 3. Количество выходных линий – 2 шт;
- 4. Производительность на выходе:
 - $Q_{\text{№1}}=500\dots 260\ 000$ ст.м³/ч;
 - $Q_{\text{№2}}=500\dots 10\ 000$ ст. м³/ч.
- 5. Давление газа на выходе АГРС:
 - $P_{\text{вых.№1}}=3,0$ Мпа;
 - $P_{\text{вых.№2}}=0,6$ Мпа.
- 6. Газ на собственные нужды на БПТ не более -701,09 ст.м³/ч;
- 7. Давление газа на собственные нужды на БПТ- 0,02 Мпа,;
- 8. Газ на собственные нужды на блок операторной и БКЭС -18,8 ст.м³/ч
- 9. Давление газа на собственные нужды на блок операторной и БКЭС-0,003 Мпа.

Проектируемый магистральный газопровод по рабочему давлению в трубопроводе относится к I классу.

В соответствии с СН РК 3.05-01-2013* «Магистральные трубопроводы» проектируемый магистральный газопровод отнесен ко II и III категории, узел врезки в МГ «ББШ», совмещенный крановый узел, охранный крановый узел и узлы запуска и приема очистных устройств (УЗОУ, УПОУ) – ко II категории.

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

Согласно «Правил определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам», утвержденных Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 165 проектируемый объект относится к объектам I (повышенного) уровня ответственности.

1.4 Характеристика участка строительства

В административном отношении район работ расположен в пределах Туркестанской области, на территории Сайрамского района.

Климатический район строительства: площадка ПГУ – III, подрайон –ШБ; трасса внешнего газоснабжения - IV, подрайон IVГ, согласно СП РК 2.04-01-2017.

Нормативные нагрузки, согласно отчета ИГИ:

- вес снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности для IV и V географического района – 1,8 кПа и 2,4 кПа;
- скоростной напор ветра для IV географического района – 0,77 кПа.

Расчетная температура для проектирования конструкций принята следующая:

- средняя наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92 – минус 16,9 °С
- средняя наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 – минус 14,3 °С
- сейсмичность района строительства – 8 баллов;
- категория грунтов по сейсмическим свойствам – II;
- сейсмичность площадки строительства – 8 баллов;
- глубина промерзания нормативная для суглинков – 0,29 м;

- максимальная глубина промерзания грунтов – 0,43 м.

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» в пунктах 1.1, 1.2).

Вид строительства – новое.

В данном разделе проекта рассмотрены технологические решения по строительству основных сооружений (магистральный газопровод, АГРС) для газоснабжения электростанции на базе ПГУ мощностью 1000МВт.

Источником газоснабжения потребителей является магистральный газопровод МГ «ББШ» $\varnothing 1067 \times 19,1$ мм давлением $P_{max} = 9,81$ Мпа.

В объём данного раздела рабочего проекта входят:

- Узел врезки в МГ «ББШ»;
- Магистральный газопровод (МГ1);
- Совмещенный крановый узел;
- Магистральный газопровод (МГ2)
- Узел запуска очистных устройств (УЗОУ);
- Узел приема очистных устройств (УПОУ);
- Охранный крановый узел;
- Площадка АГРС

Таблица 2.1.1. Основные технико-технологические показатели

| Наименование показателей | Ед. изм. | Количество |
|---|----------------------|--|
| 1 | 2 | 3 |
| Узел врезки в сущ. МГ «ББШ» | | |
| Точка подключения к сущ. МГ «ББШ» | ПК | 1451+150 |
| Характеристики сущ. МГ «ББШ» | | Труба $\varnothing 1067 \times 9,87$; 9,81 Мпа; Сталь: X70; Категория II |
| Общая пропускная способность : | ст.м ³ /ч | 390 000 |
| 1) Расход газа на ПГУ «Туркестан» (проект.) | ст.м ³ /ч | 270 000 |
| 2) Расход газа АО «3-Энергорталык» (перспектива) | ст.м ³ /ч | 120 000 |
| Проектное давление | Мпа | 9,81 |
| Диаметр | мм | Ду500 |
| Место размещения | ПК | 0+00 (МГ1) |
| Магистральный газопровод (МГ1) | | |
| Пропускная способность | ст.м ³ /ч | 390 000 |
| Диаметр | мм | 530 |
| Толщина стенки трубы | мм | 14,0 (II категория) |
| Проектное давление | Мпа | 9,81 |
| Общая протяженность трассы | км | 0,239 |

| Наименование показателей | | Ед. изм. | Количество |
|--|------------------------------------|----------------------|---|
| 1 | | 2 | 3 |
| Материал трубопровода | | | 17Г1С (К52) |
| Общий вес труб | | тонн | 42,76 |
| Совмещенный крановый узел | | | |
| Пропускная способность на входе | | ст.м ³ /ч | 390 000 |
| Пропускная способность на выходе | АГРС (проектируем.) | ст.м ³ /ч | 270 000 |
| | АО «3-Энергоорталык» (перспектив.) | ст.м ³ /ч | 120 000 |
| Проектное давление | | Мпа | 9,81 |
| Диаметр | | мм | Ду400 |
| Место размещения | | ПК | 2+39 (МГ1) |
| Магистральный газопровод (МГ2) | | | |
| Точка подключения | | | Совмещенный крановый узел |
| Проектное давление | | Мпа | 9,81 |
| Пропускная способность | | ст.м ³ /ч | 270 000 |
| Диаметр | | мм | 426 |
| Толщина стенки трубы | | мм | 9,0 (III категория); 12,0 (II категория) |
| Общая протяженность трассы | | км | 13,373 |
| Материал трубопровода | | | 17Г1С (К52) |
| Общий вес труб | | тонн | 1302 |
| Узел запуска очистных устройств (УЗОУ) | | | |
| Проектное давление | | Мпа | 9,81 |
| Диаметр | | мм | Ду400 |
| Место размещения | | ПК | 05+90 (МГ2) |
| Узел приема очистных устройств (УПОУ) | | | |
| Проектное давление | | Мпа | 9,81 |
| Диаметр | | мм | Ду400 |
| Место размещения | | ПК | 129+67 (МГ2) |
| Охранный крановый узел | | | |
| Пропускная способность | | ст.м ³ /ч | 270 000 |
| Проектное давление | | Мпа | 9,81 |
| Диаметр | | мм | Ду400 |
| Место размещения | | ПК | 265+18 (МГ2) |
| Площадка АГРС | | | |
| Номинальная производительность | | ст.м ³ /ч | 270 000 |
| Расчетное давление на входе АГРС P _{вх} | | Мпа | 9,81-4,75 |
| Максимальный расход газа потребителю №1, | | ст.м ³ /ч | 260 000 |
| Минимальный расход газа потребителю №1, | | ст.м ³ /ч | 500 |
| Давление на выходе №1 P _{вых} | | Мпа | 3 |
| Максимальный расход газа потребителю №2, | | ст.м ³ /ч | 10 000 |
| Минимальный расход газа потребителю №2, | | ст.м ³ /ч | 500 |
| Давление на выходе №2 P _{вых} | | Мпа | 0,6 |
| Расход газа на собственные нужды на БПТ | | ст.м ³ /ч | 701,09(давление 0,02 Мпа) |

| Наименование показателей | Ед. изм. | Количество |
|---|----------------------|---------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Расход газа собственные нужды блок операторной и БКЭС | ст.м ³ /ч | 18,8 (давление 0,003 Мпа) |

Трасса магистрального газопровода пролегает через Сайрамский район Туркестанской области до площадки АГРС. Площадка АГРС «ПГУ-1000» расположена в Сайрамском районе Туркестанской области.

2.2 Линейная часть. Магистральный газопровод

2.2.1 Технологическая схема газопровода

Магистральный газопровод предназначен для газоснабжения электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт. Проектом предусматривается строительство магистрального газопровода (МГ1) Ду500 Р=9,81 Мпа, протяженность составляет 0,239 км от узла врезки в существующий МГ «ББШ» до совмещенного кранового узла и магистрального газопровода (МГ2) Ду400 Р=9,81 Мпа, протяженность составляет 13,373 км от совмещенного кранового узла до АГРС. Технологическая схема магистрального газопровода представлена на чертеже 5792-1-МГ1-002 и 5792-1-МГ2-004 (см. Рисунок 2.2.1.1).

Технологическая схема магистрального газопровода разработана с учетом:

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

На схеме показаны: проектируемый магистральный газопровод, узел врезки в существующий МГ «ББШ», совмещенный крановый узел, узлы запуска и приема очистных устройств, охранный крановый узел, точка примыкания к АГРС.

Место подключения магистрального газопровода к существующему МГ «ББШ» Ду 1000 Р=9,81 Мпа на 1451+150 км. На месте врезки предусмотрен узел врезки в МГ «ББШ» разработанный согласно ТУ № 1.71, письмо от ТОО «ГБШ» №BS6P/LE/PTD/23-1292 от 22.09.23. Участок магистрального газопровода МГ1 Ду 500 Р=9,81 Мпа пропускной способностью 390 000 ст.м³/ч предусмотрен для транспортировки газа для 2-х потребителей :

1. Газоснабжение электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт – 270 000 ст.м³/ч (проектный);
2. Газоснабжение объекта АО «3-Энергоорталык» -120 000 ст.м³/ч (перспектива).

Перераспределение потока газа на потребителей предусматривается на совмещенном крановом узле, где предусмотрены отдельные крановые узлы на 2 потребителя: Ду 400, Р=9,81 Мпа на газоснабжение электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт (проектируемый) и Ду 300, Р=9,81 Мпа на газоснабжение объекта АО «3-Энергоорталык» (перспектива).

Проектируемый участок магистрального газопровода (МГ2) Ду 400 Р=9,81 Мпа предусмотрен от совмещенного кранового узла и предусмотрен для транспортировки газа на АГРС для газоснабжения электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт. Пропускная способность магистрального газопровода МГ2 – 270 000 ст.м³/ч. В составе магистрального газопровода (МГ2) для периодической очистки полости газопровода с целью обеспечения проектного гидравлического состояния предусмотрены узлы запуска и приема очистных устройств. Узел

запуска очистных устройств (УЗОУ) располагается на ПК 05+90 магистрального газопровода, узел приема очистных устройств (УПОУ) – на ПК 129+67. Также размещен охранный крановый узел Ду400 для обеспечения отключения АГРС при аварии или ремонте. Охранный крановый узел располагается на ПК 131+02 магистрального газопровода.

Проектируемый магистральный газопровод по рабочему давлению в трубопроводе относится к I классу.

В соответствии с СН РК 3.05-01-2013* «Магистральные трубопроводы» проектируемый магистральный газопровод отнесен ко II и III категории, узел врезки в МГ «ББШ», совмещенный крановый узел, охранный крановый узел и узлы запуска и приема очистных устройств (УЗОУ, УПОУ) – ко II категории.

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

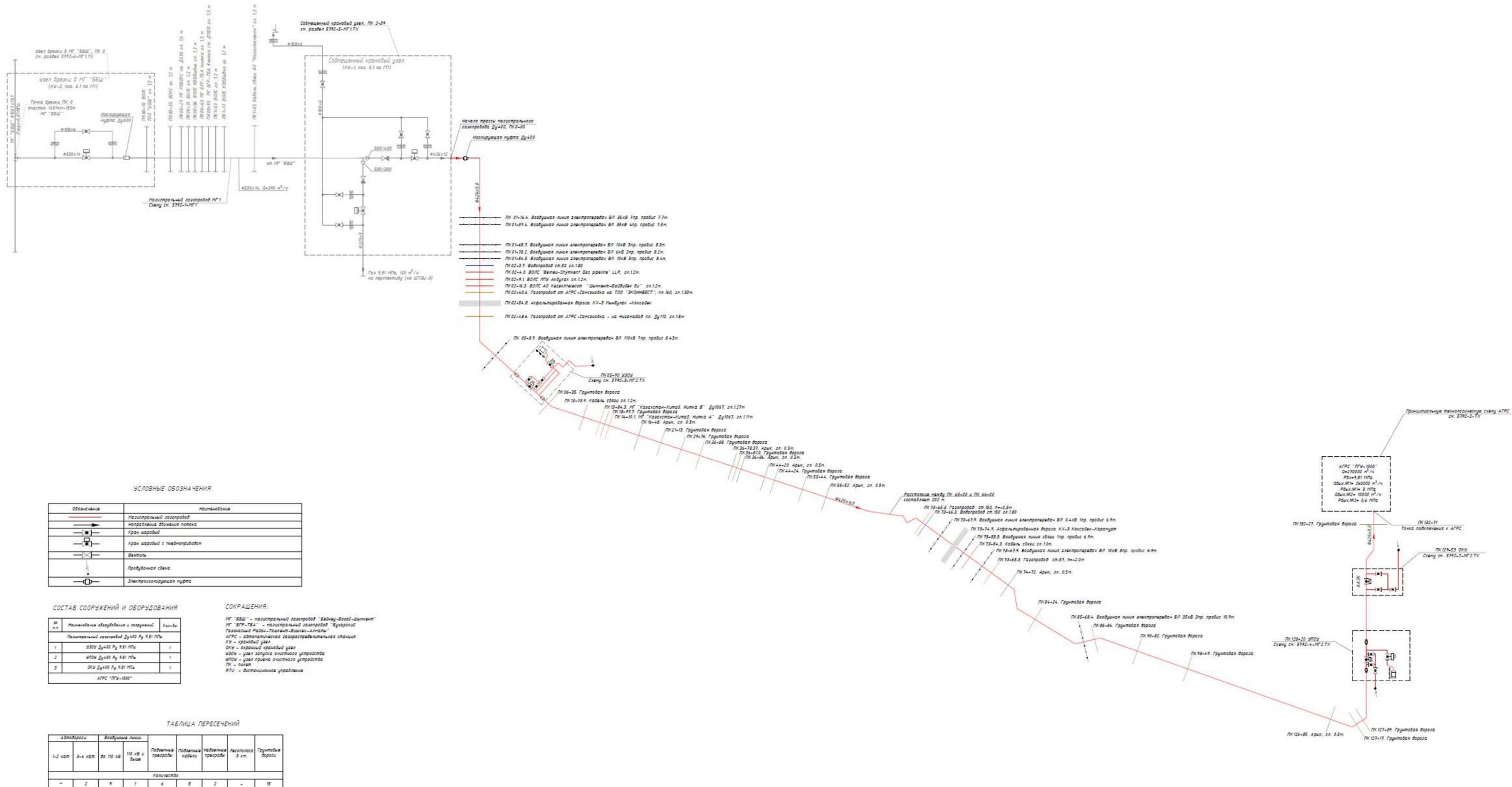


Рисунок 2.2.1 Технологическая схема магистрального газопровода

2.2.2 Выбор и обоснование трассы магистрального газопровода

Выбор маршрута проектируемого магистрального газопровода 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 магистрального газопровода

Проектируемая трасса магистрального газопровода проходит по равнинной местности Туркестанской области. Трасса газопровода берет начало от существующего МГ «ББШ» на 1451+150 км. От точки врезки газопровод следует в юго-западном направлении от МГ «ББШ» по равнинной местности, пересекает ряд полевых дорог, воздушные линии электропередач, каналы, автодороги и т.д. согласно технологической схеме через Сайрамский район Туркестанской области до площадки АГРС. Площадка АГРС расположена в Сайрамском районе Туркестанской области. Подробное описание трассы по участкам представлено в отчете по инженерным изысканиям.

2.2.4 Гидравлический расчет

2.2.4.1 Формулы и программное обеспечение

Гидравлический расчет магистрального газопровода произведен в соответствии с требованиями СТ РК 1916-2009 «Магистральные газопроводы. Требования к технологическому проектированию», раздел 18.3.8

Согласно заданию на проектирование расчет выполнен на максимальную производительность АГРС.

Пропускную способность газопровода 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 $Q_{MЧ}$ - максимальное часовое потребление газа ($\text{м}^3\text{/ч}$), определяемое по совмещенному графику газопотребления всеми потребителями, расположенными за рассчитываемым линейным участком.

Коэффициент использования пропускной способности должен определяться по формуле:

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

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

Пропускная способность (млн. $\text{м}^3\text{/сутки}$ 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 системе СИ:

$C_1=105,087$ при P_n, P_k (Мпа);

d (м); T_{cp} (К); L (км).

В смешанной системе:

$C_1=0,323 \times 10^{-6}$ 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;

$\lambda \Delta$ - 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 °С, (кг/ м³).

2.2.4.2 Исходные данные для выполнения гидравлического расчета

Расчет выполнен на максимальную производительность АГРС: 270 000 ст.м³/ч.

Состав и параметры газа в точке подключения газопровода к МГ «ББШ» приняты согласно техническим условиям и данным проекта «Строительство газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент (второй участок газопровода «Казахстан-Китай» (I и II этапов второго участка))»:

- давление газа $P_{max} = 9,81$ МПа, $P_{min} = 4,75$ МПа;
- температура газа $T_{max} = +20^\circ\text{C}$, $T_{min} = 0^\circ\text{C}$;
- протяженность магистрального газопровода участок МГ1 составляет 0,240 км;
- протяженность магистрального газопровода участок МГ2 составляет 13,531 км.

Расчетная схема магистрального газопровода представлена на рисунке 2.2.4.2.1

Результаты гидравлического расчета газопровода представлены в таблице 2.2.4.2.1.

Таблица 2.2.4.2.1. Результаты гидравлического расчета ГО

| Режим газопровода | Расчетн. участок | Диаметр газопровода, мм | Протяженность газопровода, км | Количество транспортируемого газа, ст.м ³ /ч | Начальное давление газа, МПа | Конечное давление газа, МПа |
|------------------------------|------------------|-------------------------|-------------------------------|---|------------------------------|-----------------------------|
| Макс. расход в зимний период | МГ1 | 530x14,0 | 0,239 | 390000 | 7,2 | 7,19 |
| Макс. расход в зимний период | МГ2 | 426x9,0 426x12,0 | 13,373 | 270000 | 7,19 | 4,75 |

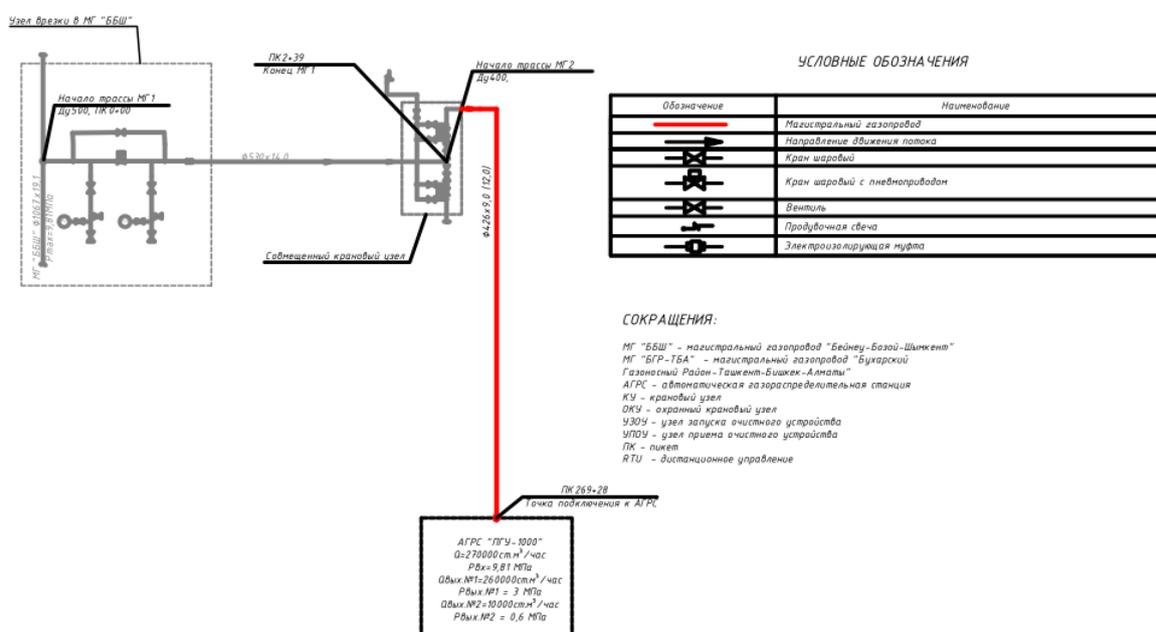


Рисунок 2.2.4.2.1 Расчетная схема магистрального газопровода

Таблица 2.2.4.2.2 Компоненты газа с Бейнеу

| Компоненты | CH ₄ | C ₂ H ₆ | C ₃ H ₈ | iC ₄ H ₁₀ | nC ₄ H ₁₀ | iC ₅ H ₁₂ |
|------------|---------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| Моl% | 94.757 | 2.307 | 0.3 | 0.036 | 0.059 | 0.012 |
| Компоненты | nC ₅ H ₁₂ | C ₆ H ₁₄ | CO ₂ | N ₂ | H ₂ S | Тиоспирт |
| Моl% | 0.015 | 0.008 | 0.593 | 1.864 | 0.002 g/m ³ | 0.004 g/m ³ |

Таблица 2.2.4.2.3 Компоненты газа с Бозой

| Компоненты | CH ₄ | C ₂ H ₆ | C ₃ H ₈ | iC ₄ H ₁₀ | nC ₄ H ₁₀ | iC ₅ H ₁₂ |
|------------|---------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| Мо l % | 91.579 | 3.886 | 1.356 | 0.231 | 0.266 | 0.090 |
| Компоненты | nC ₅ H ₁₂ | C ₆ H ₁₄ | CO ₂ | N ₂ | H ₂ S | Тиоспирт |
| Мо l% | 0.068 | 0.099 | 1.037 | 1.384 | 0 | 0 |

Таблица 2.2.4.2.4 Физические характеристики газа с Бейнеу и Бозой

| Характеристики | Бейнеу | Бозой |
|--|--------|--------|
| Коэффициент сжимаемости | 0.9969 | 0.9965 |
| Удельная теплоемкость, МДж/м ³ | 35.64 | 36.82 |
| Плотность, кг/м ³ (1 атмосферное давление, 0 °С) | 0.706 | 0.7389 |

Таблица 2.2.4.2.5 Состав газа «Бозой» (по справке, представленной АО ИЦА)

| № п/п | Наименование показателей | Норма по ГОСТ 5542-2014 | Норма по СТ РК 1666-2007 | Фактическое значение |
|-------|--|-------------------------------|--------------------------|----------------------|
| 1 | Компонентный состав, %об. | | | |
| | Метан CH ₄ | Не норм. | Не норм. | 90,310 |
| | Этан C ₂ H ₆ | | | 4,925 |
| | Пропан C ₃ H ₈ | | | 1,697 |
| | Изобутан i- C ₄ H ₁₀ | | | 0,235 |
| | Н-бутан n- C ₄ H ₁₀ | | | 0,321 |
| | Изопентан i- C ₅ H ₁₂ | | | 0,070 |
| | Н-пентан n- C ₅ H ₁₂ | | | 0,052 |
| | Углеводороды C ₆ и выше | | | 0,092 |
| | Двуокись углерода CO ₂ | | | 0,544 |
| | Азот N ₂ | | | 1,747 |
| | Кислород O ₂ | Не более 1,0 | Не более 0,5 | 0,006 |
| 2 | Массовая концентрация сероводорода, г/м ³ | 0,02 | 0,007 | 0 |
| 3 | Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³ | 0,036 | 0,016 | следы |
| 4 | Массовая концентрация мехпримесей, г/м ³ | 0,001 | По согл. ст. | 0 |
| 5 | Температура точки росы по влаге, °С (КРП ТЦК; P _{ср} =31,6 кг/см ²) | Ниже t °С газа в пункте сдачи | Не выше-5 | - 9,98 |

| № п/п | Наименование показателей | Норма по ГОСТ 5542-2014 | Норма по СТ РК 1666-2007 | Фактическое значение |
|-------|---|-------------------------|--------------------------|----------------------|
| 6 | Влажность, г/м ³ | Ненорм. | Не норм. | 0,09 |
| 7 | Теплота сгорания низшая, МДж/м ³ | 31,8 | 32,5 | 35,49 |
| 8 | Число Воббе, МДж/м ³ | 41,2 - 4,5 | Не норм. | 49,84 |
| 9 | Плотность по ГОСТ 17310-2002, кг/м ³ | Не норм. | Не норм. | 0,7467 |

2.2.5 Конструктивная характеристика магистрального газопровода

2.2.5.1 Основные конструктивные характеристики газопровода

Основные конструктивные характеристики газопровода включают в себя:

- диаметр трубы, толщину стенки в зависимости от категории участка, а также отдельные элементы – ригрузы на участках с затоплением и высоким уровнем воды, стабилизирующие устройства для поглощения деформации от давления и температурных колебаний;
- приспособленность газопровода под принятые параметры транспортируемой среды (природного газа) принимается в соответствии с требованиями нормативных документов по СП РК 3.05-101-2013, СН РК 3.05-01-2013 «Магистральные трубопроводы»;
- категория участка определена в зависимости от условий прокладки и нормируется по Приложению А (см. табл. А1) СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы». Безопасные расстояния до газопровода принимается по Приложению Б (см. табл. Б1) СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы» и зависят от диаметра газопровода.

Участки, прилегающие к крановым узлам и АГРС, относятся ко II категории.

2.2.5.2 Трубы и соединительные детали

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

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

- 0,87 – для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву до 470 МПа включительно;
- 0,90 – для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву свыше 470 до 590 МПа включительно;
- 0,92 – для труб с нормативным временным сопротивлением разрыву более 590 МПа.

Величина эквивалента углерода C_e 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.

Выбор стальных труб и соединительных деталей для газопровода произведен в соответствии с требованиями СП РК 3.05-101-2013, СН РК 3.05-01-2013 «Магистральные трубопроводы» и СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».

Проектом предусмотрены следующие трубы:

1. Труба 426x12,0 17Г1С ГОСТ 31447-2012- участки II категории общей длиной 1720 м.
2. Труба 426x9,0 17Г1С ГОСТ 31447-2012- участки III категории общей длиной 11791 м.
3. Труба 530x14,0 17Г1С ГОСТ 31447-2012- участки II категории общей длиной 239 м.

Расчет толщины стенки трубопровода выполнен в соответствии с требованиями СП РК 3.05-101-2013, СН РК 3.05-01-2013 «Магистральные трубопроводы». 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 | σвр. | σ т. | n | М | К ₁ | Кн | Толщина стенки, мм | |
|---------------|-----------------|---------------|------|------|-----|------|----------------|-----|-----------------------|---------|
| | | | | | | | | | расчет. | принят. |
| 9,81 | 426 (II к.) | ГОСТ 20295-85 | 510 | 353 | 1,1 | 0,85 | 1,55 | 1,1 | 10,44 | 12,0 |
| 9,81 | 426 (III к.) | ГОСТ 20295-85 | 510 | 353 | 1,1 | 1,00 | 1,55 | 1,1 | 8,35 | 9,0 |
| 9,81 | 530 (II к.) | ГОСТ 20295-85 | 510 | 353 | 1,1 | 0,85 | 1,55 | 1,1 | 12,99 | 14,0 |

Таблица 2.2.5.2.2 Сводная таблица труб магистрального трубопровода

| Назначение/категория | Дн, м | Толщина стенки, мм | Длина, м | Вес 1 п.м., кг | Общий вес, т | Пересечение/ примечание |
|---------------------------------------|-------|--------------------------|--------------|----------------------|--------------------|----------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Трубы по ГОСТ 31447-2012 | | | | | | |
| Подземная прокладка/ II категория | 426 | 12,0 | 1720 | 122,51 | 210,72 | Основная трасса |
| Подземная прокладка/ III категория | 426 | 9,0 | 11791 | 92,55 | 1091,26 | Основная трасса |
| Подземная прокладка/ II категория | 530 | 14,0 | 239 | 178,15 | 42,76 | Основная трасса |
| Итого: | - | - | 13751 | - | 1344,74 | |

Поворот газопровода 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 гнущья (СП РК 3.05-101-2013, СН РК 3.05-01-2013).

Гнутые отводы (до 27°) применяются холодного гнущья по ГОСТ 24950-2019 «Отводы гнутые и вставки кривые на поворотах линейной части стальных магистральных трубопроводов», с радиусом изгиба $R=40D$.

Гнутые отводы холодного гнущья изготавливаются в полевых условиях или на сварочной базе из прямошовных труб, с заводской усиленной полиэтиленовой изоляции, толщиной 2мм, поставляемых на трассу.

Гнутые отводы свыше 27° применяются горячего гнущья, изготовленные методом индукционного нагрева с радиусом изгиба $R=6D$. 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 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 магистральном газопроводе размещены:

Участок магистрального газопровода МГ1 Ду 500

- Узел врезки в МГ «ББШ»;
- Совмещенный крановый узел;

Участок магистрального газопровода МГ2 Ду 400

- Охранный крановый узел.

На узле врезки в МГ «ББШ» в качестве запорной арматуры принят полнопроходной шаровый кран Ду500 для подземной установки, с концами под приварку, пневмогидроприводом и дистанционным управлением. Для обвязки кранового узла приняты полнопроходные шаровые краны Ду100 для надземной установки, с концами под приварку и ручным управлением.

На совмещенном крановом узле в качестве запорной арматуры принят полнопроходной шаровый кран Ду400 и Ду300 для подземной установки, с концами под приварку, пневмогидроприводом и дистанционным управлением. Для обвязки кранового узла приняты полнопроходные шаровые краны Ду100 для надземной установки, с концами под приварку и ручным управлением.

На охранном крановом узле для отключения АГРС на случай аварии и ремонта в качестве запорной арматуры принят полнопроходной шаровый кран Ду400 для подземной установки, с концами под приварку, пневмогидроприводом и дистанционным управлением. Для обвязки кранового узла приняты полнопроходные шаровые краны Ду100 для надземной установки, с концами под приварку и ручным управлением.

На крановых узлах предусмотрена установка стояков отбора газа для приборов КИПиА и питания пневмогидропривода шарового крана. Для удаления природного газа из газопровода на

крановых узлах предусмотрена установка продувочной свечи. Продувочные свечи расположены на расстоянии 245 м (ОКУ) и 148м (совмещенный КУ) от запорной арматуры.

Полностью смонтированные крановые узлы устанавливаются на площадке в ограждении. Ограждение комплектуется охранной сигнализацией.

2.2.5.4 Узлы запуска и приема очистных устройств

Для периодической очистки полости газопровода, с целью поддержания пропускной способности газопровода на уровне проектной, а так же для запуска и приема диагностических устройств, в проекте предусмотрена установка узлов запуска и приема очистных устройств. Очистка полости газопровода предусматривается без прекращения транспортировки газа пропуском очистного устройства, перемещающегося в потоке газа. В процессе очистки из полости газопровода удаляются влага, пыль, окалина и другие загрязнения.

Категория участка газопровода в соответствии с СН РК 3.05-01-2013 вторая (II) категория. Узел запуска очистных устройств (УЗОУ) располагается на ПК 05+90 газопровода, узел приема очистных устройств (УПОУ) - –а ПК 135+31.

В состав проектируемого узла запуска очистных устройств УЗОУ входят:

- камера запуска;
- механизм перемещения и запасовки очистного устройства;
- запорная арматура и продувочные свечи;
- трубопроводы обвязки камеры запуска;
- сигнализатор прохождения очистных устройств, устанавливаемый на 1000 м после узла запуска;
- стабилизирующее устройство для защиты от возможных продольных перемещений газопровода, от действия перепада температуры и давления.

Технологическую схему узла запуска очистных устройств см. лист 5792-3-МГ2.ТХ-002.

В состав сооружений проектируемого узла приема очистных устройств УПОУ входит:

- камера приема;
- механизмы для извлечения и перемещения очистного устройства;
- запорная арматура и продувочные свечи;
- трубопроводы обвязки камеры приема;
- сигнализатор прохождения очистных устройств, устанавливаемый на 1000 м до камеры приема;
- стабилизирующее устройство для защиты от возможных продольных перемещений газопровода, от действия перепада температуры и давления
- площадка конденсатосборника.

Прокладка основных трубопроводов узлов запуска и приема очистных устройств принята подземной.

Для осуществления технологических операций на узлах запуска и приема очистных устройств предусматривается запорная и регулирующая арматура - –аровые краны с пневмогидроприводом и ручным управлением.

На байпасной линии УЗОУ и УПОУ, до и после шарового крана с пневмогидроприводом, предусмотрена установка стоячков отбора газа для питания пневмогидроприводов шаровых кранов. На площадках УЗОУ и УПОУ для удаления природного газа из магистрального газопровода, камер

запуска и приема, трубопроводной обвязки предусмотрены установки продувочных свечей. Продувочная свеча расположена на расстоянии 241,19 м и 196,34 м соответственно от запорной арматуры.

Конденсатосборник объемом 50 м³ для сбора продуктов очистки устанавливается на отдельной площадке на расстоянии 33 м от узла приема очистных устройств. Свеча для сброса газа из конденсатосборника размещается на расстоянии 156 м от конденсатосборника.

2.2.5.5 Защита газопровода

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

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

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

Конструкция полимерного покрытия магистрального газопровода:

- адгезионный подслоу на основе эпоксидных порошковых или жидких красок;
- клеящий подслоу на основе термоплавкой полимерной композиции;
- защитный слоу на основе экструдированного полиэтилена или полипропилена.

Конструкция защитного покрытия сварных стыков труб на основе термоусаживающихся манжет:

- праймер;
- замковая пластина.

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

- праймер;
- термоусаживающая лента.

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

2.2.6 Укладка магистрального газопровода

Работы по строительству участка проектируемого газопровода к АГРС в охранной зоне действующего магистрального газопровода МГ «ББШ» выполнять, руководствуясь требованиями ВСН 51-1-80 «Инструкция по проведению работ в охранных зонах магистральных трубопроводов министерства газовой промышленности» и «Правил охраны магистральных трубопроводов».

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

В зависимости от характеристики грунтов, гидрогеологических и других условий – ирина траншеи по дну принята 700 мм. Ширина траншеи по дну на криволинейных участках принята равной двухкратной величине по отношению к ширине траншеи на прямолинейных участках.

На всей трассе магистрального газопровода предусматривается подземная прокладка труб с глубиной заложения не менее 0,8 м от поверхности земли до верхней образующей трубопровода.

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

При выборе трассы, при всех прочих равных условиях, отдавалось предпочтение варианту прохождения по участкам, не требующим рекультивации земель, т.е. где плодородный слой менее 0,1 м 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 СП РК 3.05-101-2013, СН РК 3.05-01-2013.

Объемы грунта, вытесненные трубой, подлежат планировке по полосе строительства, без изменения рельефа, с учетом сохранения естественных водоперепусков, при пересечении местности с наклоном перпендикулярно к газопроводу.

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

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

Температурный перепад, принятый для подземных участков равен 60 °С. Минимальная температура сборки участков газопровода в нитку не менее 5°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 необходимом для подготовки подсыпки и прокладки трубопровода в траншее.

Засыпка траншеи линейной части производится непосредственно после монтажа трубопровода и укладке его в траншею. 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.

2.2.7 Очистка полости и испытание магистрального газопровода

Очистка полости и испытание газопровода на прочность, и герметичность производится в соответствии с требованиями 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 строительной-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

До начала испытаний полость газопровода должна быть очищена от окалины и грата, а также случайно попавшего грунта и различных предметов.

Очистка полости газопровода производится после укладки и засыпки. Очистка полости линейной части выполняется продувкой с применением очистных или разделительных устройств, кроме участков менее 1 км, участков с крутоизогнутыми отводами радиусом менее 5 диаметров трубопровода.

2.2.7.2 Испытание магистрального газопровода

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

Проектом принято испытание на прочность и проверку на герметичность пневматическим способом. Испытание на прочность трубопровода осуществляется *в один этап*. Давление испытания на прочность принято $1,1P_{раб}=10,8$ МПа. Продолжительность испытания на прочность составляет 12 часов.

Переходы газопровода через автомобильные дороги испытываются на прочность *в два этапа* (до или после укладки и засыпки и одновременно с прилегающими участками категорий):

- II категории - давлением $1,1P_{раб}=10,8$ МПа продолжительность пневматического испытания 12 часов;

- III категории $1,1P_{\text{раб}}=10,8$ МПа продолжительность пневматического испытания 12 часов.

Переходы газопровода через водные преграды испытываются на прочность *в два этапа*.

- 1-ый этап (после укладки, но до засыпки) давлением $1,1P_{\text{раб}}=10,8$ МПа
- 2-ой этап: одновременно с прилегающими участками категорий II категории - давлением $1,1P_{\text{раб}}=10,8$ МПа продолжительность пневматического испытания 12 часов; III категории $1,1P_{\text{раб}}=10,8$ МПа продолжительность пневматического испытания 12 часов.

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

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.

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

2.2.7.3 Пневматическое испытание крановых узлов запорной арматуры

Пневматическое испытание КУ должно производиться на трассе - на месте проектного расположения узла.

Подготовка к испытанию кранового узла ведется в следующем порядке:

- на конце одного из патрубков монтируется манометр;
- второй манометр устанавливается в начале шлейфа у компрессорной станции, вне охранной зоны;
- полностью открывают запорную арматуру кранового узла;

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

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

Для испытания сжатым воздухом используется передвижная компрессорная станция, установленная вне охранной зоны.

Подъем давления до испытательного на прочность следует производить без остановок с предварительным удалением людей за охранную зону.

Испытание узла сжатым воздухом на прочность следует производить при давлении 3 МПа (30 кгс/см²) с выдержкой в течение 2 ч, проверку на герметичность - при давлении 2 МПа (20 кгс/см²) в течение времени, необходимом для осмотра кранового узла.

Крановый узел считается выдержавшим предварительное испытание воздухом, если при осмотре не будут обнаружены утечки.

После окончания испытания воздухом следует полностью сбросить давление и демонтировать патрубки с заглушками на концах.

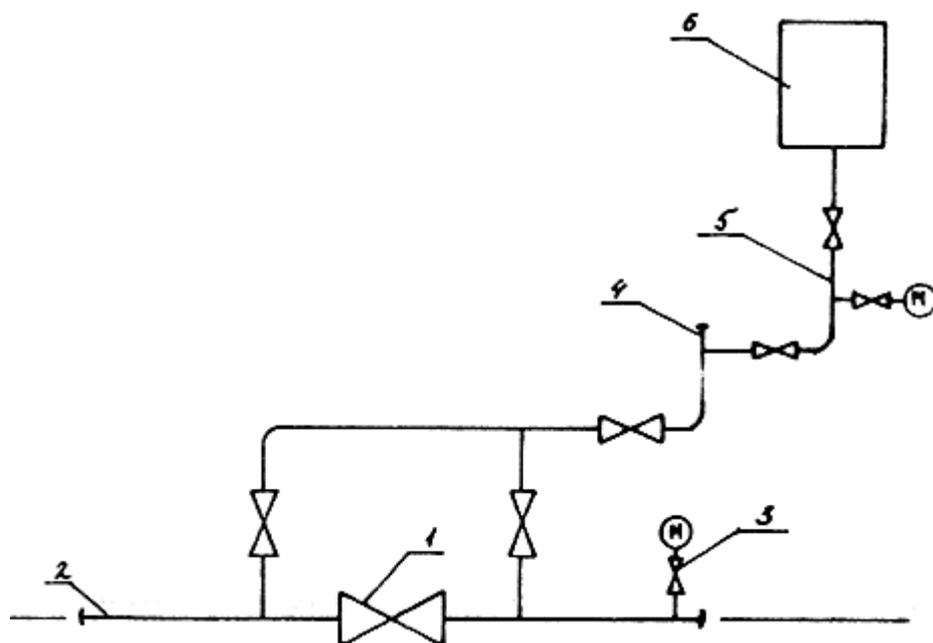


Рис 2.2.7.3.1 Принципиальная схема предварительного испытания кранового узла сжатым воздухом

1 - –рановый узел; 2 - –атрубок с заглушкой; 3 - –анометр; 4- свеча с заглушкой; 5 - –лейф с арматурой; 6 – компрессорная станция.

2.2.8 Оознавательные знаки

На трассе магистрального газопровода предусматривается установка опознавательных знаков высотой 1,5 - м от поверхности земли, которые оснащены соответствующими щитами с надписями- указателями. Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не реже, чем через 500 м, а также на углах поворота газопровода, с указанными на них: километражем, фактической глубины 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.0

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 СП РК 3.05-101-2013, СН РК 3.05-01-2013 «Магистральные трубопроводы» и технических условий, выданных заинтересованными организациями.

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

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

Пересечения между трубопроводами и другими инженерными сетями (водопровод, канализация, воздушными линиями электропередач и др.) запроектированы в соответствии с требованиями СП РК 3.01-103-2012 «Генеральные планы промышленных предприятий» и «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ).

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 2 м в обе стороны от стенки пересекаемой коммуникации в соответствии с требованиями СН РК 5.01-01-2013 и СП РК 5.01-101-2013 «Земляные сооружения, основания и фундаменты».

Пересечения проектируемого газопровода с искусственными и естественными препятствиями см. лист 5792-1-МГ1-003, 5792-1-МГ2-004.

2.2.9.2 Переходы через автомобильные дороги

Переходы трубопровода через автомобильные дороги выполнены в соответствии с требованиями СП РК 3.05-101-2013, СН РК 3.05-01-2013 «Магистральные трубопроводы» и технических условий, выданных заинтересованными организациями.

Проектируемый газопровод пересекает ряд автомобильных и полевых дорог.

При пересечении трубопроводом проселочных, полевых дорог прокладка магистрального газопровода осуществляется без футляра при заглублении не менее чем 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей трубы.

В местах пересечения газопровода с автомобильными дорогами применяются прямошовные трубы диаметром 426 толщиной стенки 12 мм.

Категория участка газопровода, перехода через автомобильные дороги I-IV категории (включая участки длиной 25 м по обе стороны), включая участки длиной 50 м по обе стороны – вторая (II).

Пересечения проектируемого газопровода с искусственными и естественными препятствиями, см. лист 5792-1-МГ2-004.

2.2.9.3 Переходы через водные преграды

Переходы трубопровода через водные преграды выполнены в соответствии с требованиями СП РК 3.05-101-2013, СН РК 3.05-01-2013 «Магистральные трубопроводы» и технических условий, выданных заинтересованными организациями.

Проектируемый газопровод пересекает ряд арыков.

Переходы подземного газопровода через водные преграды предусматриваются открытым способом.

Категория участка газопровода при переходе через оросительные каналы и поймы рек вторая (II) согласно СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы». Категория примыкающих участков газопровода к пересечению не регламентируются.

Пересечения проектируемого газопровода с искусственными и естественными препятствиями см. 5792-1-МГ2-004.

2.3 Автоматизированная газораспределительная станция (АГРС)

2.3.1 Назначение и технические характеристики АГРС

Автоматизированная газораспределительная станция (АГРС) предназначена:

- для подачи газа от магистрального газопровода МГ «Бейнеу-Бозой-Шымкент», с давлением $P_{вх.}=4,75...9,81$ МПа на газоснабжение электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт;
- для переключения поступающего газа из газопровода, его очистки и подогрева;
- для редуцирования со снижением и поддержанием давления в заданных пределах и поддержания его с определенной точностью при изменении расхода и давления газа на входе в АГРС;
- для измерения, регистрации его расхода и одоризации, перед подачей потребителю.

Технологическая схема АГРС представлена на чертеже 5792-2-ТХ-002.

Основные параметры и технические характеристики проектной АГРС:

1. Номинальная производительность (без учета газа на собственные нужды):
 - $Q_{min}=1000$ ст.м³/ч;
 - $Q_{max}=270\ 000$ ст.м³/ч.
2. Давление газа на входе АГРС:
 - $P_{min.раб.}=4,75$ МПа;
 - $P_{max.раб.}=9,81$ МПа.
3. Температура на входе АГРС:
 - $T_{min}=0^{\circ}C$;
 - $T_{max}=20^{\circ}C$.
4. Количество выходных линий – 2 шт;
5. Производительность на выходе:
 - Выход №1 $Q=500...260\ 000$ ст.м³/ч;
 - Выход №2 $Q=500...10\ 000$ ст.м³/ч;
6. Давление газа на выходе АГРС:
 - Выход №1 $P_{вых}=3,0$ МПа;
 - Выход №2 $P_{вых}=0,6$ МПа;
7. Температура газа на выходе АГРС:
 - $T=$ не ниже $0^{\circ}C$.
8. Газ на собственные нужды на блок БПТ-701,09 ст.м³/ч;
9. Давление газа на собственные нужды на блок БПТ- 0,02 МПа,;
10. Газ на собственные нужды на блок операторной и ГПУ- 18,8 ст.м³/ч
11. Давление газа на собственные нужды на блок операторной и ГПУ- 0,003 МПа.

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 газораспределяющей организации;
- одоризация газа;
- автоматическое управление режимами работы технологического оборудования станции, в том числе ограничение поставок газа по требованиям газораспределяющей 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:

В составе АГРС предусматриваются:

- узел переключения (входной коллектор);
- узел очистки газа;
- блок учета расхода газа на входе;
- узел подогрева газа №1;
- узел подогрева газа №2;
- блок редуцирования газа (включая входные/выходные краны и байпас на раме) №1;
- блок редуцирования газа (включая обводную линию) №2;
- узел переключения (выходной коллектор) №1;
- узел переключения (выходной коллектор) №2;
- блок операторной;
- блок учета расхода газа на выходе №1;
- блок учета расхода газа на выходе №2;
- блок автоматической одоризации газа №1;
- блок автоматической одоризации газа №2;
- блок подготовки теплоносителя;
- подземная емкость для хранения и выдачи одоранта $V=8,0\text{м}^3$;
- подземная емкость для хранения и выдачи одоранта $V=2,0\text{м}^3$;
- подземная емкость сбора, хранения и выдачи конденсата $V=10,0\text{м}^3$;
- подземная емкость для слива теплоносителя $V=8,0\text{м}^3$ - 2шт.;
- аккумулятор импульсного газа $V=1,5\text{м}^3$;
- блок регулирования расхода газа №1;
- блок регулирования расхода газа №2;

- газопоршневая электростанция (БКЭС).

Материальный баланс технологического процесса приведен в таблице 2.3.1.1.

Таблица 2.3.1.1

| <i>Приход</i> | | | <i>Расход</i> | | | |
|--|----------------------|---------|---|-------------------------------|--|----------------|
| Наименование | Ед. измерения | Колич. | Наименование | Ед. измерения | Колич. | |
| -Газ, в том числе: -капельной жидкости (конденсата); - Одорант (16г на 1000 м ³) | ст.м ³ /ч | 270 000 | Газ | <i>Потребитель №1(Ду 400)</i> | ст.м ³ /ч | 260 000 |
| | кг/ч | 1,4 | | <i>Потребитель №1(Ду 150)</i> | ст.м ³ /ч | 10 000 |
| | кг/ч | 0,16 | в том числе: Капельной жидкости (конденсата) | | кг/ч | 0,04 |
| | | | Газ на собственные нужды: 1. Операторная и БКЭС 2. Блок подготовки теплоносителя | | ст.м ³ /ч ст.м ³ /ч | 18,8 701,09 |
| | | | Одорант | | кг/ч | 0,16 |
| | | | Конденсат (в емкость для сбора конденсата) | | кг/ч | 1,36 |

– **Таблица 2.3.1.2 Таблица технико-технологические характеристики АГРС**

| Поз. по ГП | Наименование | Характеристики | Масса 1 ед, кг | Примечание |
|------------|--|---|----------------|-------------------|
| 1 | Узел переключения. Рама входного коллектора | Блочно-модульного заводского исполнения. Q _{min} = 1000 ст.м ³ /ч; Q _{max} =270000 ст.м ³ /ч; Давл. раб. Р=9,81 МПа; среда: газ Габариты: 5000x2300x2060 мм | 10000 | Под навесом. |
| 2 | Узел переключения. Рама выходного коллектора №1 | Блочно-модульного заводского исполнения. Q _{min} = 500 ст.м ³ /ч; Q _{max} =260 000 ст.м ³ /ч; Р _{раб.} =3,0МПа; среда: газ; Габариты: 4500x2200x3397 мм | 15000 | Под навесом. |
| 3 | Узел переключения. Рама выходного коллектора №2 | Блочно-модульного заводского исполнения. Q _{min} = 500 ст.м ³ /ч; Q _{max} =10 000 ст.м ³ /ч; Р _{раб.} =0,6МПа; среда: газ; Габариты: 3000x1700x1810 мм | 5000 | Под навесом. |
| 4 | Узел очистки | Блочно-модульного заводского исполнения. Q _{min} = 1000 ст.м ³ /ч; Q _{max} =270000 ст.м ³ /ч; Р _{раб.} =9,81 МПа; среда: газ; 2 линии Ду300, фильтры сепараторы ФС-300 (2 шт.) Габариты: 7000x3000x4386 мм | 20000 | Открытая площадка |

| | | | | |
|---------------------|---|---|---------------------------------|-------------------|
| 5.1- 5.2- 5.3 | Блок учета расхода газа по входу Ду300 Ду100 | Блочно-модульного заводского исполнения. $Q_{min}= 1000 \text{ ст.м}^3/\text{ч}$; $Q_{max}=270000 \text{ ст.м}^3/\text{ч}$; $P_{раб.}=9,81 \text{ МПа}$; среда: газ; 3 линии учета: основ. Ду300, 100% резерв. Ду300, малый расход Ду100 Габариты: Рама входных кранов: 3450x2600x1900 мм; Блок учета расхода: 7000x3000x3000 мм; Рама выходных кранов: 3100x2600x6000 мм | 4000 + 13000 + 4000 | - |
| 6.1 | Узел подогрева. Рама 1 | Блочно-модульного заводского исполнения. $Q_{min}= 1000 \text{ ст.м}^3/\text{ч}$; $Q_{max}=260000 \text{ ст.м}^3/\text{ч}$; $P_{раб.}=9,81 \text{ МПа}$; среда: газ; 3 линии Ду300, Подогреватель газовый ПГ-300 (3 шт.) Габариты: рама 1: 5400x3000x6000 мм Рама 2: 5400x1500x3740 мм | 20000 | Открытая площадка |
| 6.2 | Узел подогрева. Рама 2 | | | |
| 6.3 | Узел подогрева. Рама 2 | Блочно-модульного заводского исполнения. $Q_{min}= 1000 \text{ ст.м}^3/\text{ч}$; $Q_{max}=10000 \text{ ст.м}^3/\text{ч}$; $P_{раб.}=9,81 \text{ МПа}$; среда: газ, 1 линии Ду80, Подогреватель газовый ПГ-100 (1 шт.) Габариты: 4200x2100x2800 мм | 10000 | Открытая площадка |
| 7.1 | Блок редуцирования газа. Узел входных кранов на раме | Блочно-модульного заводского исполнения. $Q_{min}= 1000 \text{ ст.м}^3/\text{ч}$; $Q_{max}=260000 \text{ ст.м}^3/\text{ч}$; Давление раб. $P=9,81 \text{ МПа}$; среда: газ, 3 линии Ду300(2л. основ. расхода; 1л. 100% резерв.) общая пропускная способность $Q_{max}=260000 \text{ ст.м}^3/\text{ч}$; Габариты: 4000x2000x1800 мм | 7000 | Открытая площадка |
| 7.2 | Блок редуцирования газа. Блок-бокс редуцирования БРГ | Блочно-модульного заводского исполнения. $Q_{min}= 1000 \text{ ст.м}^3/\text{ч}$; $Q_{max}=260000 \text{ ст.м}^3/\text{ч}$; Давл. раб. $P_{вх}=9,81 \text{ МПа}$; $P_{вых}=3,0-3,5 \text{ МПа}$; среда:газ, Габариты: 8000x3000x3400 мм; Узел редуцирования на собственные нужды - операторная и ГПУ ($Q_{max}=18,8 \text{ ст.м}^3/\text{ч}$; $P_{вых}=0,003 \text{ МПа}$); - БПТ ($Q_{max}=701,09 \text{ ст.м}^3/\text{ч}$; $P_{вых}=0,02 \text{ МПа}$); Узел подготовки импульсного газа. | 22000 | Блок-бокс |
| 7.3 | Блок редуцирования газа. Узел выходных кранов на раме | Блочно-модульного заводского исполнения. $Q_{min}= 1000 \text{ ст.м}^3/\text{ч}$; $Q_{max}=260000 \text{ ст.м}^3/\text{ч}$; Давление раб. $P=3,0-3,5 \text{ МПа}$; среда: газ, 3 линии Ду400 (2л. основ. расхода; 1л. 100% резерв.) общая пропускная способность $Q_{max}=260000 \text{ ст.м}^3/\text{ч}$; 1 линии Ду150 (линия малых расходов) пропускная способность $Q_{max}=10000 \text{ ст.м}^3/\text{ч}$; Габариты: 5100x2200x1600 мм | 16000 | Открытая площадка |
| 7.4 | Блок редуцирования газа. Обводная линия | Блочно-модульного заводского исполнения. $Q_{max}=260000 \text{ ст.м}^3/\text{ч}$; Давление раб. $P=9,81/3,0-3,5 \text{ МПа}$; среда: газ, Ду400 Габариты: 9800x1000x1800 мм | 7000 | Открытая площадка |

| | | | | |
|-------|---|--|--------------------|-------------------|
| | узла редуцирования на раме | | | |
| 24.1 | Блок редуцирования газа на выходе №2 | Блочно-модульного заводского исполнения. $Q_{min}= 1000$ ст.м ³ /ч; $Q_{max}=10000$ ст.м ³ /ч; Давл. раб. $P_{вх}=9,81$ МПа; $P_{вых}=0,6$ МПа; среда: газ, Габариты: 6000x3000x3400 мм | 15 | Блок-бокс |
| 24.2 | Обводная линия БРГ №2 | Блочно-модульного заводского исполнения. $Q_{max}=10000$ ст.м ³ /ч; Давление раб. $P=9,81/0,6$ МПа; среда: газ, Ду400 Габариты: 5000x500x1500 мм | 5 | Открытая площадка |
| 8 | Блок операторной | Блочно-модульного заводского исполнения. Габариты: 12000x8400x3590 мм | 48000 | Блок-бокс |
| 9.1-2 | Блок учета расхода газа на выходе №1 | Блочно-модульного заводского исполнения. $Q_{min}= 500$ ст.м ³ /ч; $Q_{max}=260000$ ст.м ³ /ч; Давление раб. $P=3,0-3,5$ МПа; среда: газ, 2 линии Ду400 (1л. основ. расхода; 1л. 100% резерв.); 1 линия малых расходов Ду100; Габариты блока: 9500x5200x3132 мм; рама входных кранов: 5000x1700x2000 мм | 20000 + 3000 | Блок-бокс |
| 9.3-4 | Блок учета расхода газа на выходе №2 | Блочно-модульного заводского исполнения. $Q_{min}= 500$ ст.м ³ /ч; $Q_{max}=10000$ ст.м ³ /ч; Давление раб. $P=0,6$ МПа; среда: газ, 2 линии Ду150 (1л. основ. расхода; 1л. 100% резерв.); Габариты блока: 8000x3000x3000 мм; рама входных кранов: 2400x2400x1600 мм | 10000 + 2000 | Блок-бокс |
| 11.1 | Блок автоматической одоризации газа №1 | Шкаф заводского исполнения. среда: одорант, 16г на 1000 м ³ ; Габариты блока: 2400x1600x2820 мм | 2000 | Шкафного типа |
| 11.2 | Блок автоматической одоризации газа №2 | Шкаф заводского исполнения. среда: одорант, 16г на 1000 м ³ ; Габариты блока: 1600x1000x2820 мм | 1000 | Шкафного типа |
| 12 | Блок подготовки теплоносителя | см.чертежи марки ТС | | |
| 13.1 | Емкость для хранения и выдачи одоранта $V=8,0$ м ³ | Емкость подзем. горизонтальная $V=8,0$ м ³ , $P_{раб.}=3,0$ МПа Материал: К60. Габариты блока: $L=7284$ мм, $D=1400$ мм | 3000 | подземная |
| 13.2 | Емкость для хранения и выдачи одоранта $V=2,0$ м ³ | Емкость подзем. горизонтальная $V=2,0$ м ³ , $P_{раб.}=0,6$ МПа Материал: К60. Габариты блока: $L=5850$ мм, $D=720$ мм | 1250 | подземная |
| 14 | Емкость для сбора, хранения и выдачи конденсата $V=10,0$ м ³ | Емкость подзем.горизонт. ЕКП-300-1/4,75,,,9,81/3,0....3,5-У1 $V=10,0$ м ³ , $P_{раб.}=9,81$ МПа Ст. 09Г2С Габариты: $L=7340$ мм, $D=1240$ мм | 10000 | подземная |
| 15 | Аккумулятор импульсного газа $V=1,5$ м ³ | Емкость подзем. горизонтальная АИГ-300-1/4,75...9,81/3,0...3,5-У1 $V=1,5$ м ³ , $P_{раб.}=9,81$ МПа | 2100 | подземная |

| | | | | |
|--------|---|--|-------|-----------|
| | | Ст. 09Г2С Габариты блока: 2590x1240x3010 мм | | |
| 16.1-2 | Емкость для теплоносителя V=8 м ³ (2 шт.) | см.чертежи марки ТС | | |
| 17 | Площадка под свечи | 3 аварийные свечи: 2 свечи Ду150; 1 свеча Ду100 | - | - |
| 18.1 | Блок регулирования расхода газа №1 | Блочно-модульного заводского исполнения. Q _{min} = 500 ст.м ³ /ч; Q _{max} =260000 ст.м ³ /ч; P _{раб} =3,0...3,5 МПа; среда: газ, 2 линии Ду400 (1л. основ. расхода; 1л. 100% резерв.) Габариты блока: 7500x3000x3400 мм | 20000 | Блок-бокс |
| 18.2 | Блок регулирования расхода газа №2 | Блочно-модульного заводского исполнения. Q _{min} = 500 ст.м ³ /ч; Q _{max} =10000 ст.м ³ /ч; P _{раб} =0,6 МПа; среда: газ, 2 линии Ду150 (1л. основ. расхода; 1л. 100% резерв.) Габариты блока: 4500x3000x3000 мм | 10000 | Блок-бокс |

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

Краткое описание технологического процесса АГРС.

Газ с магистрального газопровода (МГ) Ду400 P_{max}=9,81 МПа поступает на АГРС. На входе в АГРС предусмотрен узел переключения, который предназначен для переключения потока газа высокого давления с автоматического на ручное регулирование давления по обводной линии, а также предотвращение повышения давления в линии подачи газа с помощью предохранительной арматуры. Далее газ перед подачей на учет необходимо очистить от капельной жидкости и механических примесей на узле очистки при помощи фильтров сепараторов ФС-300 (2 шт.) с автоматическим сбросом конденсата в емкость сбора и хранения конденсата V=10м³. Очищенный газ поступает в блок учета расхода газа на входе, который состоит из линии основного расхода газа Ду300, 100% резервирование основной линии расхода газа Ду300, линия малого расхода газа Ду100. В блоке учета расхода газа предусмотрено ультразвуковое измерение газа. Перед редуцированием газа до необходимого давления, газ подогревается и автоматически поддерживается до заданной температуры в узлах подогрева (2 шт.) при помощи подогревателей газа ПГ300-100. Теплоноситель в подогреватели поступает из блока подготовки теплоносителя (см. раздел ТС). После подогрева газ редуцируется в блоке редуцирования газа (2 шт.) с высокого давления (магистрального) 9,81 МПа до 3,0 МПа и 0,6 МПа, а так же осуществляется поддержание его с заданной точностью при изменении входного давления или расхода газа. Редуцирование на узле №1 состоит из 4-х линий 2 основные и 1 резервная Ду300, 1 линия малых расходов Ду100. Редуцирование на узле №2 состоит из 2-х линий 1 основная и 1 резервная Ду80. В блоке редуцирования газа №1 предусмотрены узлы редуцирования газа на собственные нужды (на блок операторной, БКЭС, БПТ), а так же узел подготовки импульсного газа, где он дополнительно осушается и очищается. После редуцирования газ осуществляется учет газа с помощью ультразвукового измерения. Учет состоит из двух отдельных линий одна для давления 3,0 МПа, другая для 0,6 МПа, 100% резервирование основной линии расхода газа, линия малого расхода газа Ду100 предусматривается только в узле учета №1. После узлов учета предусмотрены блок

регулирования расхода газа (2 шт.). Далее предусмотрена одоризация газа при помощи блока автоматической одоризации газа (2 шт.). Хранение и выдача одоранта осуществляется из подземной ёмкости одоранта объёмом $V=8,0 \text{ м}^3$ для БАОГ №1 и $V=2,0 \text{ м}^3$ для БАОГ №2.

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:

- Узел переключения. Рама входного коллектора, поз. 1 по ГП;
- Узел переключения. Рама выходного коллектора №1, поз. 2 по ГП;
- Узел переключения. Рама выходного коллектора №2, поз. 3 по ГП.

Во входной коллектор входит:

- управляемый кран шаровой с пневмогидроприводом DN300, PN10,0 МПа;
- кран шаровой DN100, PN10,0 Мпа с пневмоприводом на линии аварийного сброса газа;

Выходной коллектор №1, выполнен по схеме:

- управляемый кран шаровой с пневмогидроприводом DN400, PN10,0 МПа;
- блок предохранительных сбросных клапанов пружинных СППК с трёхходовым шаровым краном DN100;
- кран запорно-регулирующий с ручным приводом DN200, PN10,0 МПа (от обводной линии).

Выходной коллектор №2, выполнен по схеме:

- управляемый кран шаровой с пневмогидроприводом DN150, PN10,0 МПа;
- блок предохранительных сбросных клапанов пружинных СППК с трёхходовым шаровым краном DN50;
- кран запорно-регулирующий с ручным приводом DN50, PN10,0 МПа (от обводной линии).

Обводная линия предусмотрена для непродолжительного снабжения потребителей газом, минуя АГРС, контроль выходного давления при работе по «байпасу» осуществляться по манометру. Расположение запорной арматуры на обводной линии – закрытое. Запорные устройства обводной линии пломбируются службой АГРС. Свеча Ду100 с дистанционно управляемым краном для аварийного сброса газа из технологических трубопроводов.

Для защиты трубопроводов потребителя от превышения давления установлены предохранительные клапаны типа СППК. Предохранительные сбросные клапана, устанавливаются после шаровых кранов с пневмогидроприводом на выходных линиях газопровода, настраиваются на давление срабатывания $1,1xP_{\text{вых}}$. Если в случае неисправности регуляторов давления сбросные клапана полностью открываются, но выходное давление продолжает нарастать – срабатывает регулятор давления, поддерживающего постоянное давление перед ограничителем расхода, полностью и герметично перекрывая подачу газа в выходной газопровод.

Сброс с предохранительных клапанов осуществляется на свечи Ду150 и Ду80, и выносятся не менее чем на 10 м за ограждение ГРС.

Аварийные сбросы и сбросы с предохранительных клапанов осуществляются каждый на свою отдельную свечу.

Шаровые краны с пневмогидроприводом обеспечиваются системой управления приводом (местной и дистанционной). Управление осуществляется при помощи импульсного газа с узла подготовки импульсного газа.

2.3.2.2 Узел очистки газа

Узел очистки газа, поз. 4 по ГП, 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 для защиты расходомеров, счетчиков газа, датчиков и приборов автоматики системы контроля и управления.

Газ из узла переключения поступает на узел очистки газа.

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

- фильтр-сепаратор ФС-300, DN300, PN10,0 МПа;
- кран шаровой ручной DN300, PN10,0МПа до и после ФС-300;
- кран DN20 для продувки узла очистки азотом и кран DN25 на продувочную свечу.

Газ поступает на вход узла очистки, состоящего из двух вертикальных фильтр-сепараторов ФС-300. Отделение жидкости осуществляется за счет закручивания потока газа и резкого изменения направления его движения, а также отсечки жидкости мелкой латунной сеткой. 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 сетки определяется по перепаду давления на выходе и входе. Жидкость накапливается в нижней части фильтра-сепаратора и автоматически, по мере накопления, самотеком сливается в емкость хранения, сбора и выдачи конденсата поз. 14 по ГП. Максимальный уровень конденсата в емкости определяется датчиком верхнего уровня, который подает сигнал для открытия/закрытия крана с дистанционным управлением, осуществляющего сброс конденсата в ёмкость сбора конденсата $V=10,0 \text{ м}^3$ в автоматическом режиме.

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.

После узла очистки газ подаётся в блок учета расхода газа.

2.3.2.3 Блок учета расхода газа по входу Ду 300 Ду100

Блок учета расхода газа по входу, поз.5.1-5.3 по ГП, предназначен для коммерческого учета газа, подаваемого на АГРС с магистрального трубопровода МГ «Бейнеу-Бозой-Шымкент». Блок учета расхода газа запроектирован в соответствии с ГОСТ 8.586.1-2005...ГОСТ 8.586.5-2005, требованиями Закона Республики Казахстан «Об обеспечении единства измерений Республики Казахстан».

Блок учета расхода газа по входу состоит из следующих линий:

- линии основного расхода газа;
- 100% резервирование основной линии расхода газа;
- линия малого расхода газа (на летний период).

Блок учёта расхода газа по входу установлен на входном трубопроводе АГРС после узла очистки газа и предназначен для коммерческого учёта расхода газа.

В качестве средств измерений использованы ультразвуковые преобразователи расхода типоразмеров DN300 и DN100.

Узел учёта выполнен из трёх измерительных линий: рабочей, резервной и линии малых расходов.

Рабочая и резервная измерительные линии имеют условный диаметр DN300, линия малых расходов – DN100. По входу и выходу каждой измерительной линии предусмотрены шаровые краны с ручным приводом.

Прямые участки измерительных трубопроводов (перед ультразвуковым расходомером газа) до ближайшего местного сопротивления составляют согласно рекомендации производителя расходомеров не менее 20D.

Конструкция узла учёта обеспечивает простой способ установки/снятия ультразвукового счётчика, а также возможность периодического контроля состояния внутренней поверхности измерительных трубопроводов на участке 20D до и 5D после счётчика.

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

2.3.2.4 Узел подогрева газа

Узел подогрева газа служит для подогрева газа до заданной температуры для исключения гидратообразования при дросселировании и поддержания температуры газа на выходе из АГРС на заданном значении.

Узел подогрева газа состоит из:

- узел подогрева №1. Рама 1, поз. 6.1 по ГП;
- узел подогрева №1. Рама 2, поз. 6.2 по ГП;
- узел подогрева №2, поз. 6.3 по ГП;

Узел подогрева №1 выполнен из трех линий подогрева: рабочей и резервных. На каждой из линий подогрева газа используется подогреватель газа типа ПГ300-100 с входными и выходными патрубками DN300.

Узел подогрева №2 выполнен из двух линий подогрева: рабочей и резервной. На каждой из линий подогрева газа используется подогреватель газа типа ПГ100-100 с входными и выходными патрубками DN80.

Подогреватель газа представляет собой кожухотрубчатый теплообменник с U-образными трубами 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;
- 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).

Теплообменный аппарат рассчитан на максимальное входное давление. Каждый теплообменник имеет: систему защиты контура теплоносителя от прорыва газа высокого давления, сбросные предохранительные клапаны, препятствующие росту давления в теплообменнике, запорную арматуру на теплопроводах для отключения в случае ремонтных работ, контрольно-измерительные приборы штуцера для слива конденсата из распределительной камеры теплообменника, штуцер для удаления воздуха из кожуха и штуцер для слива теплоносителя. Обвязка газопроводом обеспечивает возможность последовательного и параллельного включения теплообменников. Для аварийного удаления газа из технологических труб предусматриваются сбросные свечи.

По входу и выходу каждой из линий подогрева предусмотрены шаровые краны с ручным приводом DN300 для узла подогрева №1 и DN80 для узла подогрева №2, PN10,0 МПа.

На каждой из линий 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.

2.3.2.5 Блок редуцирования

Блок редуцирования газа предназначен для снижения и автоматического поддержания заданного давления газа, подаваемого потребителям.

Блок редуцирования №1 состоит из:

- блок редуцирования газа. Рама входных кранов БРГ, поз. 7.1 по ГП;
- блок редуцирования газа. Блок-бокс редуцирования БРГ, поз. 7.2 по ГП;
- блок редуцирования газа. Рама выходных кранов БРГ, поз. 7.3 по ГП;
- блок редуцирования газа. Рама обводной линии БРГ, поз. 7.4 по ГП;

Блок редуцирования №2 состоит из:

- блок редуцирования газа. Блок-бокс редуцирования БРГ, поз. 7.5 по ГП;
- блок редуцирования газа. Рама обводной линии БРГ, поз. 7.6 по ГП;

Газ на блок редуцирования №1 подается с узла подогрева газа №1. Рабочая и резервные линии редуцирования выполнены по схеме по ходу газа: кран с пневмогидроприводом DN300 PN10,0 МПа, регулятор давления DN200 PN10,0 МПа.

Линия редуцирования малых расходов выполнена по схеме по ходу газа: кран с пневмоприводом DN100 PN10,0 МПа, регулятор давления DN50 PN10,0 МПа.

Газ на блок редуцирования №2 подается с узла подогрева газа №2. Рабочая и резервные линии редуцирования выполнены по схеме по ходу газа: кран с пневмогидроприводом DN80 PN10,0 МПа, регулятор давления DN50 PN10,0 МПа.

Используемые регуляторы давления автоматически поддерживают давление с точностью $\pm 5\%$ независимо от колебания давления на входе и расхода газа потребителем. При отклонении рабочих параметров за допустимые пределы резервная линия редуцирования включается в работу автоматически.

При применении системы защитной автоматики каждая линия редуцирования оборудована кранами с пневмоприводами, используемыми в качестве исполнительных механизмов.

Линии редуцирования оборудуются сбросными свечами. Для сброса давления и продувки выходных трубопроводов низкого давления, до отключающих кранов предусматривается свеча Ду25.

На каждой из линий редуцирования предусмотрена возможность подключения оборудования для продувки газовых коммуникаций азотом на период проведения ремонтных работ в целях предотвращения прямого контакта природного газа и атмосферного воздуха, а также продувочные свечи.

В блоке редуцирования №1 также расположен *узел редуцирования газа на собственные нужды на газопоршневую электростанцию и операторную*, где осуществляется снижения давления газа с 3,0 МПа до 0,003 МПа. Максимальный расход на собственные нужды газопоршневой электростанции и операторной составляет 18,8 ст.м³/ч.

В блоке редуцирования №1 расположен *узел редуцирования газа на собственные нужды блока подготовки теплоносителя*. Узел редуцирования на собственные нужды предназначен для понижения давления, до значения указанного в паспортных данных, в котлах блока подготовки теплоносителя (с 3,0 МПа до 0,02 МПа). Расход на собственные нужды блока операторной и ГПУ составляет 18,8 ст.м³/ч, блока подготовки теплоносителя – 701,09 ст.м³/ч. Из узла редуцирования на собственные нужды газ, через наружный коллектор, поступает в помещение отопительных агрегатов и далее, через термозапорный клапан и электромагнитный клапан, на регулирующее устройство и отопительные агрегаты.

Отбор газа для редуцирования на собственные нужды осуществляется от выходящего газопровода №2 АГРС (после обводной линии и одоризации). Учет газа на собственные нужды блока подготовки теплоносителя так же осуществляется в блоке подготовки теплоносителя при помощи счетчиков, а учет газа на собственные нужды операторной и БКЭС осуществляется в блоке редуцирования.

Перед блоком редуцирования газа №1 осуществляется отбор газа для узла подготовки импульсного газа, размещаемого в блоке редуцирования. Для обеспечения бесперебойной работы систем защиты, автоматического регулирования и управления импульсный и командный газ осушается и дополнительно очищается в соответствии с СТ РК 1916-2009 при помощи 2-х фильтров-осушителей Ф08.

2.3.2.6 Блок подготовки теплоносителя (см. раздел ТС)

2.3.2.7 Блок учета расхода газа

Блок учета расхода газа на выходе предназначен для коммерческого учета газа, подаваемого от АГРС потребителю.

Блок учёта расхода газа расположен на выходных трубопроводах, после блока переключения до блока ограничения расхода газа.

Блок учета газа на выходе состоит из 2 блоков:

- блок учета расхода газа по выходу №1, поз. 9.1-9.2 по ГП;
- блок учета расхода газа по выходу №2, поз. 9.3-9.4 по ГП;

Блок учета расхода газа по выходу №1 запроектирован Ду 400 P=3,0МПа и блок учета расхода газа по выходу №2 запроектирован Ду 150 P=0,6Мпа:

В качестве средств измерений использованы ультразвуковые преобразователи расхода типоразмеров DN400 и DN150.

До и после измерения расхода предусмотрены краны шаровые с ручным приводом DN400 PN4,0 Мпа и Ду150 PN1,6Мпа.

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

2.3.2.8 Блок автоматической одоризации газа

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

БАОГ №1 установлен на выходном трубопроводе Ду400 АГРС.

БАОГ №2 установлен на выходном трубопроводе Ду150 АГРС.

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

Узел дозирования одоранта размещён в шкафу.

Хранение и выдача одоранта для БАОГ №1 осуществляется из подземной ёмкости одоранта объёмом $V=8,0$ м³, расположенной на площадке АГРС, также входящей в комплект поставки. Для БАОГ №2 подача одоранта осуществляется из подземной емкости одоранта объёмом $V=2,0$ м³.

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, вентилях и обеспечивать их полную герметизацию..

2.3.2.9 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 $V=10,0$ м³ выполнена в подземном исполнении. Емкость оборудована сигнализатором

верхнего уровня. Для сброса газа из емкости предусмотрен предохранительный клапан СППКР-50-16.

Слив жидкости из емкости сбора конденсата выполняется перекачиванием давлением не более 0,06 МПа. Для настройки давления газа перекачивания в обвязке ёмкости предусмотрен манометр. Выход слива конденсата DN50 выведен наружу и оборудован фланцевым переходом труба-шланг для слива конденсата в автоцистерну.

2.3.2.10 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 эллиптическим днищем, подводными и отводящими патрубками.

Проектом предусмотрены 2 отдельные емкости одоранта для БАОГ №1 и БАОГ №2. Емкость $V=8,0 \text{ м}^3$ и $V=2,0 \text{ м}^3$ 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. Емкость оборудована системой контроля утечек одоранта. Технология утилизации оборудования одоризации газа предусматривает разработку, согласованных с органами государственного надзора, подготовительных мероприятий по демонтажу оборудования одоризации газа и последующей передаче его для утилизации.

2.3.2.11 Аккумулятор импульсного газа

Аккумулятор импульсного газа предназначен для размещения и хранения в нем аварийного запаса сухого газа, который подается к пневмогидравлическим приводам кранов применяемых на АГРС, при возникновении аварийных ситуаций связанных с разгерметизацией газопровода. Емкость представляет собой горизонтальный сосуд с эллиптическим днищем, подводными и отводящими патрубками.

Емкость $V=1,5 \text{ м}^3$ имеет подземное исполнение. В пневмогидравлической системе привода крана производится преобразование потенциальной энергии сжатого газа в механическую работу по перемещению запорного шарового узла.

2.3.2.12 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, системой автоматики, электротехническими устройствами, средствами телефонной

и диспетчерской связи, оборудованием канала телемеханики и системой телемеханики для круглосуточного дежурства обслуживающего персонала с помещениями:

- комнаты операторной с оборудованием;
- бытовая комната;
- комната приёма пищи;
- мастерская;
- топочная;
- душевая;
- туалет;
- коридор (гардеробная).

В комнате операторной расположены узел контроля и автоматического управления технологическими процессами (шкаф САУ ТП), рабочее место оператора, система отопления, кондиционирования воздуха и аварийного электроснабжения.

Отсек мастерская, в которой расположено место для слесарно-ремонтных работ.

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

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

2.3.2.13 Блок ограничения расхода газа

Блок ограничения расхода газа предусмотрен для лимитирования (ограничения потребления) природного газа потребителю. Система ограничения расхода газа позволяет изменять регулируемое значение давления и максимальный расход на выходе АГРС как на месте, так и дистанционно. Система позволяет поддерживать неизменными различные заданные величины.

Блок ограничения расхода газа предусмотрен на 2 выхода :

- блок ограничения расхода газа DN150, поз. 18.1 по ГП;
- блок ограничения расхода газа DN400, поз. 18.2 по ГП.

2.3.3 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

Выбор технологического оборудования и показателей принятых технологических процессов определен техническими условиями на разработку рабочего проекта магистрального газопровода 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 магистрального газопровода;
- максимальная скорость газа в технологической обвязке АГРС не превышает 25 м/с.

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

2.3.4 Оборудования заводской поставки

Блок-контейнеры выполнены в соответствии с требованиями ГОСТ 22853-86 «Здания мобильные (инвентарные). Общие технические условия» и имеют сертификат соответствия в области пожарной безопасности и разрешения на применения. (Декларация о соответствии ЕАС до 10.05.2027; Разрешение на применение на опасных производственных объектах от комитета индустриального развития и промышленной 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 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.

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 легко сбрасываемых конструкций.

Блок-контейнеры оборудованы датчиками загазованности, пожарной, охранной сигнализации. Датчики, расположенные в технологических отсеках, выполнены во взрывобезопасном исполнении.

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.

2.3.5 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.

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

2.3.6 Технологические трубопроводы

Проектируемые технологические трубопроводы по взрывопожароопасной 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 склада 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 и подземно на глубине $\geq 0,6$ м.

В месте пересечения автомобильной дороги трубопроводы газа прокладываются подземно в футлярах на глубине не менее 1,0м от верха покрытия проезжей части до верха футляра.

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 ГРС установлены электроизолирующие вставки.

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

2.3.7 Газоснабжение на собственные нужды

На АГРС предусмотрено газоснабжение на собственные нужды АГРС. В данном разделе предусмотрено строительство наружного газоснабжения блока теплоносителя (поз. 12 по генплану 5792-2-ГП), операторной (поз. 8) и газопоршневой электростанции (поз. 21) на площадке АГРС. В блок теплоносителя подача газа осуществляется средним давлением, в операторную и газопоршневую электростанцию – низким.

Общая пропускная способность газопроводов на собственные нужды составляет 719,89 ст.м³/ч:

- Газоснабжение на собственные нужды операторной и ГПУ-18,8 ст.м³/ч (давление 0,003 Мпа);
- Газоснабжение на собственные нужды блока подготовки теплоносителя -701,09 ст.м³/ч (давление 0,02 Мпа).

Диаметр трубопровода ГСН на БПТ предусмотрен Ду150, на операторную и ГПУ Ду50. Прокладка трубопровода ГСН предусмотрена в подземном исполнении из стальной трубы по ГОСТ 10704-91.

Предусмотрено пневматическое испытание на прочность и герметичность системы давлением Р_{исп}=0,6Мпа в течении 24 ч.

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

- МСН 4.03-01-2003 «Газораспределительные системы»;
- СН 4.03-01-2011 «Газораспределительные системы»;
- СП 4.03-101-2013 «Газораспределительные системы»;
- СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб»;
- СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб»;
- СН РК 1.03-05-2011 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве»;
- СП РК 1.03-106-2012 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве».

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. 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 трассовых условиях. Конструкция полимерного покрытия:

- двухкомпонентный жидкий эпоксидный праймер;
- термоусаживающаяся лента «ТЕРМА» (2-х слойная).

Изоляция сварных стыков подземных трубопроводов выполняется термоусаживающимися манжетами «ТЕРМА-СТМП».

В местах крепления трубопровода к опорам в качестве изоляционного материала применяется фторопласт Ф4С15 (Ф4) в соответствии с требованиями п. 3.5СТ 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 усиленного типа ленточное полимерно-битумное толщиной 4,6 мм. Конструкция покрытия состоит:

- грунтовка битумная или битумно-полимерная;
- лента полимерно-битумная толщиной не менее 2,0 мм (в два слоя)
- обертка защитная полимерная с липким слоем, толщиной не менее 0,6 мм.

2.3.9 Испытания гидравлические и на прочность

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

Проектом принято испытание на прочность и проверку на герметичность выполнить гидравлическим 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 $P_{зав.}=14,7$ МПа. Продолжительность испытания на прочность составляет 24 часа. Вода для гидравлических испытаний будет подвозиться с близлежащих населённых пунктов или других источников водоснабжения.

Проверку на герметичность участков трубопровода необходимо производить после испытания на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего давления $P_{раб}=9,81$ 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 водой производится при положительной температуре окружающей среды, а в зимний период – после проведения мероприятий по теплозащите гидрокамер 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/м³ сухого газа).

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 легко сбрасываемых конструкций;
- 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

Проектируемые объекты линейной части магистрального газопровода войдут в состав объектов ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент», которые будут в последующем переданы на баланс АО «ИЦА» для осуществления эксплуатации и технического обслуживания газотранспортной системы. В период эксплуатации линейной части магистрального газопровода подлежит осмотру путем обхода, объезда. Периодичность обхода, объезда и объем проверки устанавливается графиком, разработанным ЛПУМГ и утвержденный главным инженером в соответствии с нормами обслуживания и нормативами численности для линейных обходчиков.

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 2.3.12.1

Таблица 2.3.12.1 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 АК).

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 2.3.12.2 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 вентилях | — “ — |
| 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 очистки газа | |
| Составление дефектной ведомости на арматуру и оборудование | по мере необходимости |
| Обследование и испытание сосудов, работающих под давлением, в сроки, установленные Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением | |
| 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. |
| Ремонт запорной арматуры | по мере необходимости |
| Ремонт регулирующей арматуры в системе автоматического удаления жидкости | то же |

| Технологические операции и виды ремонтных работ | Периодичность |
|--|-----------------------|
| Покраска наружных поверхностей оборудования и трубопроводов с последующим восстановлением надписей и указателей | — “ — |
| 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, задатчикам, регуляторам давления, фильтрам | ежесменно |
| Ревизия узла подготовки импульсного и командного газа | по мере необходимости |
| Регенерация поглотителя в узде подготовки газа | то же |
| Покраска наружных поверхностей оборудования и трубопроводов с восстановлением надписей и указателей направления потока газа | — “ — |
| Узел подогрева газа | |
| Составление дефектной ведомости | по мере необходимости |
| Ревизия теплообменника | 1 раз в год |
| Ревизия подогревателя газа | То же |
| Ревизия запорной арматуры на водяной и газовых линиях | — “ — |
| Ревизия блоков безопасности горения и регулирования | 1 раз в 6 мес. |
| Проверка герметичности запорной арматуры | То же |
| Проверка работоспособности автоматики безопасности горения и регулирования | ежесменно |
| Ремонт запорных кранов и задвижек | по мере необходимости |
| Восстановление повреждений теплоизоляции на корпусе и коммуникациях блока | то же |
| Блок/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 |

| Технологические операции и виды ремонтных работ | Периодичность |
|---|-----------------------|
| 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 |
| 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 |

| | |
|---|----------------------------|
| Технологические операции и виды ремонтных работ | Периодичность |
| 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 |
| 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 узла 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 |

| Технологические операции и виды ремонтных работ | Периодичность |
|---|-----------------------|
| Ревизия средств электрохимзащиты | 1 раз в год |
| Проверка работоспособности электрохимзащиты | по мере необходимости |

2.3.11.2 Организация санитарно-бытового обслуживания

В комплекс санитарно-бытовых мероприятий входит обеспечение работающего бытовыми помещениями, санитарно-гигиеническими устройствами и индивидуальными средствами защиты от вредных производственных факторов.

На территории АГРС предусмотрена операторная, в которой имеются санитарно-бытовые помещения (туалет, душевая, комната приема пищи) оборудованные мебелью и оборудованием. Предусмотрены шкафы для хранения верхней и специальной одежды.

В общей системе мероприятий по улучшению условий труда работников большое значение имеет применение спецодежды, спецобуви и средств индивидуальной защиты. Средства индивидуальной защиты являются дополнительным мероприятием, необходимым в тех случаях, когда основными способами и средствами невозможно полностью устранить вредные и опасные производственные факторы.

Согласно требованиям СН РК 1.03-05-2011 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве» и санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства» все работники должны быть обеспечены специальной одеждой, обувью и средствами индивидуальной защиты (СИЗ).

Работников с неисправными СИЗ к работе не допускают. Неисправные СИЗ подлежат изъятию.

На взрыво-пожароопасных объектах МГ эксплуатационный персонал обеспечивают специальной одеждой из антистатичной и огнестойкой ткани.

Защитная обувь. Ношение защитной обуви требуется при выполнении работы в местах, где имеется опасность получения травмы ног.

На участках, где ношение специальной защитной обуви необязательно, работники должны носить закрытую кожаную обувь, соответствующую полевым условиям. Подошва должна быть стойкой к воздействию высоких температур и химических веществ. Подошва также не должна скользить.

Для оператор АГРС принята группа производственных процессов – 1А, что не предусматривает стирку, сушку спецодежды и обуви, а так же не предусматривается помещение и устройство обеспыливания. Организация питания будет осуществляться на территории площадки ПГУ на договорной основе. Площадка ПГУ выполняется отдельным проектом.

Оснащенность рабочих мест

Технологическое оборудование расположено с учетом удобного доступа и с соблюдением норм и требований техники безопасности..

Постоянное рабочее место оператора будет располагаться в помещении операторной.

Управление всеми процессами на установке осуществляется с помощью современных систем САУ ТП, что позволяет свести к минимуму потребность обходов оборудования, повышает качество работы, значительно облегчает труд.

Передача информации в операторную осуществляется средствами вычислительной техники по оптоволоконной линии связи. Информация о ходе технологического процесса выводится на дисплей АРМ.

Сигнализация о предупредительных и аварийных значениях параметров процесса, определяющих его взрывоопасность, выводится в виде цветовой и звуковой индикации на дисплей АРМ.

Освещенность рабочего места выбрана в соответствии с разрядом зрительных работ.

Блок-бокс операторной обеспечен естественным освещением, искусственным - общим и местным освещением .

Мероприятия по снижению шума. На площадке АГРС предусмотрены общие технологические решения и мероприятия по снижению шумового воздействия:

- предусмотрены малошумных технологий и оборудования;
- ограничение скорости движения технологических сред по трубопроводам (при котором может создаваться шум или свист). ПЗ дополнена информацией по мероприятиям по снижению шума;
- использование защитных кожухов, чехлов, которыми укрывают оборудования. Чехлы и кожухи изготавливаются из специальных материалов, которые способны гасить шум на различных частотах;
- обеспечение работников СИЗ (например, специальными наушниками).

2.3.12 Характеристика объектов по взрывопожарной и пожарной опасности

Категория отсеков блоков АГРС 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 взрывопожароопасности по ПУЭ | Категория и группа взрывоопасной смеси по ПУЭ |
|-------|-----------------------------------|--|-----------------------------------|---|
| 1. | Узел переключения | Ан | В-Іг | ПАТ1 |
| 2. | Узел очистки газа | Ан | В-Іг | ПАТ1 |
| 3. | Блок учета расхода газа по входу | А | В-Іа | ПАТ1 |
| 4. | Узел подогрева газа | Ан | В-Іг | ПАТ1 |
| 5. | Блок редуцирования газа | А | В-Іа | ПАТ1 |
| 6. | Блок учета расхода газа по выходу | А | В-Іа | ПАТ1 |
| 7. | Блок подготовки теплоносителя | Г | - | - |
| 8. | Блок операторной | Д | - | - |

| № п/п | Наименование сооружений | Категория сооружений и помещений по пожаро - и взрывоопасности | Зона взрыво-пожароопасности по ПУЭ | Категория и группа взрывоопасной смеси по ПУЭ |
|-------|--------------------------------|--|------------------------------------|---|
| 9. | Ёмкость теплоносителя | Гн | - | - |
| 10. | Блок автоматической одоризации | А | В-Ia | ПАТЗ |
| 11. | Ёмкость сбора конденсата | Ан | В-Iг | ПАТ1 |
| 12. | Ёмкость хранения одоранта | Ан | В-Iг | ПАТЗ |
| 13. | Ёмкость импульсного газа | Ан | В-Iг | ПАТЗ |
| 14. | Блок ограничения расхода газа | А | В-Ia | ПАТ1 |
| 15 | Шкаф учета расхода газа на ГПУ | А | В-Ia | ПАТ1 |

2.3.13 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 отдельной, 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.

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.

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 21 февраля 2022 г. порошковые огнетушители объемом, 10л - общее количество согласно площади помещения 17 шт. Порошковые огнетушители размещены в следующих технологических блоках:

- узел переключений (на входе, выход №1, выход №2) - 3 шт.;
- узел очистки - 1 шт.;
- блок учета расхода газа - 1 шт.;
- узел подогрева - 2 шт.;
- узел редуцирования - 2 шт.;
- операторная: а) мастерская - 1 шт.;
- б) топочная - 1 шт.;
- в) отсек операторной - 1 шт.;
- блок учета расхода газа по выходу №1, 2 - 2 шт.;
- блок ограничения расхода газа №1 и №2 - 2 шт.;
- блок подготовки теплоносителя - 1 шт.

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

- огнетушитель ОПВ 10 л в количестве 1 шт.;
- ящик с песком в количестве 1 шт.;
- плотное полотно в количестве 1 шт.;
- лом в количестве 1 шт.;
- лопата в количестве 2 шт.;
- багор в количестве 1 шт.;
- пожарное ведро в количестве 2 шт.

2.3.14 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.

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 ГОСТ 12.4.026-2015 «Цвета сигнальные и знаки безопасности» и ОСТ 39-8-9-1-72 «Знаки безопасности для предприятий нефтегазовой промышленности» (как справочный).

2.3.15 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 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:

- СП РК 3.05-101-2013, СН РК 3.05-01-2013 «Магистральные трубопроводы»;
- СН РК 1.03-00-2022 «Строительное производство. Организация строительства предприятий зданий и сооружений» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 10.04.2024 г.)
- СН РК 1.03-03-2023 «Геодезические работы в строительстве».

2.3.16 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 полок, насыпей;
- величину уклонов, ширину проезжей части, радиусы поворотов;
- наличие разъездов;
- несущую способность при устройстве временных и реконструкции постоянных транспортных коммуникаций;

Перед началом строительства генподрядная строительной-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.

2.3.17 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 СП РК 5.01-101-2013 "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, бригадирами, 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 роторных 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.

2.3.18 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, предусмотренных 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.

2.3.19 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 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;
- е) механические испытания сварных соединений, выполненных стыковой контактной сваркой оплавлением, сваркой вращающейся дугой и паяных соединений.

2.3.20 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 перемычки;
- 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 устанавливается 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.

2.3.21 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.

2.3.22 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.

2.4 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 значительного количества 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 почвы, образования оврагов, 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 проектный рельеф или восстановить природный.

АГРС

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

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

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

Магистральный газопровод

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 надземный газопровод и весьма усиленная изоляция подземного газопровода.

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 оздоровления воздушного бассейна населенных пунктов (замена 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, производимых 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, генетических последствий, 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 её 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.

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.

2.4.1 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.

2.5 Техника безопасности

2.5.1 Техника безопасности при земляных работах

При проведении земляных работ в зоне расположения подземных коммуникаций необходимо иметь допуск-разрешение организаций, ответственной за их эксплуатацию.

При рытье траншей, размещение вынутого грунта, строительных материалов, машин и механизмов, а так же передвижение последних вдоль бровки, в зоне призмы обрушения грунта – запрещается. Расстояние от бровки должно быть:

- в сухих связанных грунтах – 0,5 м;
- в песчаных и увлажненных грунтах – не менее 1,0 м.

При появлении во время работы трещин в откосах, следует удалить из опасных мест рабочих и принять меры против самопроизвольного обрушения грунта.

Запрещается при работе одноковшового экскаватора находиться в радиусе, превышающем длину стрелы экскаватора менее чем на 5 м, а так же между экскаватором и отвалом грунта, под стрелой и ковшом на дне траншеи.

При работе людей в траншее должны быть приняты меры против скатывания или падения в нее труб и тяжелых предметов.

2.5.2 Техника безопасности при проведении работ по испытанию газопровода

До начала работ по испытанию весь персонал, занятый по проведению вышеуказанных работ, охранных постов, аварийных бригад и водительский состав проходят инструктаж по правилам безопасности. Производитель работ по гидростатическим испытаниям со стороны подрядчика отвечает за то, что персонал ознакомлен с мерами безопасного выполнения работ и за полное отсутствие несчастных случаев.

Минимальными требованиями к технике безопасности являются следующие:

- весь персонал, участвующий в гидростатических испытаниях, должен иметь спецодежду, специальную обувь и защитные каски для постоянного ношения во время испытаний;
- только высококвалифицированным специалистам разрешается работать на высокопроизводительном оборудовании с высоким давлением;
- каждая бригада должна иметь аптечку, в которой есть все необходимое для оказания первой помощи пострадавшему на площадке;
- все материалы (шланги, фитинги) и оборудование должны иметь рабочее давление, которое превышает максимальное испытательное давление;
- запрещается нахождение людей и оборудования на расстоянии ближе, чем 20 м от испытываемых участков.

До начала работ оформляется наряд-допуск на опасные работы. Руководителем работ разъясняется цель и задача каждого участника работ.

Мобильные охранные посты выставляются на время проведения испытаний посменно в местах наиболее возможного проникания в охранную зону людей, животных и автотранспорта.

Посты обязаны:

- вести постоянное наблюдение в зоне закрепленных участков, располагаясь за пределами опасной зоны;
- постоянно поддерживать связь со штабом по испытанию и информировать об обстановке на закрепленном участке;
- предупреждать допуск в зону испытания людей, техники и животных;
- обозначить вешками и выставить предупредительные знаки в местах обнаруженных дефектных участков на трубопроводе.

Организуются посты контроля за давлением, которые обязаны:

- по команде руководителя работ (председателя комиссии) выполнять переключение запорной арматуры;
- вести постоянное наблюдение за показаниями манометра;
- при достижении максимального, для данного места установки манометра, давления сообщить председателю комиссии;
- во время выдержки газопровода под испытательным давлением немедленно сообщать председателю комиссии о любом изменении показаний манометра;
- вести учет времени выдержки газопровода под испытательным давлением;
- вести контроль за обстановкой в пределах видимости по ширине расстояний опасной зоны.

Для ликвидации возможных повреждений газопровода организуется аварийно - восстановительная бригада.

2.5.3 Техника безопасности при эксплуатации АГРС

При обслуживании емкостей одоранта необходимо строго соблюдать правила безопасности при работе с одорантом. Переливать одорант допускается только закрытым способом. Работать необходимо в прорезиненных фартуках, резиновых сапогах ГОСТ 12265-78 и перчатках ГОСТ 20010-93.

Пролитый одорант должен быть немедленно нейтрализован раствором хлорной извести, гипохлорида натрия или марганцевокислого калия.

Обслуживание оборудования должно осуществляться в соответствии с техническими и должностными инструкциями и графиками планово-предупредительных ремонтов.

2.6 Восстановление (рекультивация) земельного участка

Мероприятия по рекультивации плодородного слоя см. Проект организации строительства (5792-ПОС).

3. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

1.1. 3.1 Общие сведения о разработке

Генеральный план разработан на основании:

- Задания на проектирование;
- Инженерно-геологических изысканий выполненных ТОО «Торoplan-3D» ГСЛ № 14002128 от 12.02.2014;
- Инженерно-геодезических изысканий выполненных ТОО «Торoplan-3D» ГСЛ № 14002128 от 12.02.2014. Система координат – местная. Система высот - Балтийская;
- Заданий от смежных отделов.

Раздел ГП "Строительство электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт в Сайрамском районе Туркестанской области. Внешнее газоснабжение" выполнен согласно следующих нормативных документов:

СН РК 3.01-03-2011, СП РК 3.01-103-2012 «Генеральные планы промышленных предприятий»;

СН РК 3.03-22-2013, СП РК 3.03-122-2013 «Промышленный транспорт»;

ВН РК 3.1-001-2024 «Автомобильные дороги»;

СТ РК 1549-2006 Смеси щебеночно-гравийно песчаные и щебень для покрытий и оснований автомобильных дорог и аэродромов. Технические условия;

СП РК 3.03-104-2014 Проектирование дорожных одежд нежесткого типа;

СНиП 3.06.03.85 Автомобильные дороги;

Приказ № ҚР ДСМ-2 (2022, 11 января) МЗ РК «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека».

3.2 Краткая характеристика площадок строительства

Проектируемые площадки узла врезки, совмещенного кранового узла, УЗОУ, УПОУ, ОКУ-1, АГРС расположены в Сайрамском районе Туркестанской области. Район располагается вблизи города Шымкент.

Природно-климатические, инженерно-геологические, гидрогеологические условия, рельеф местности описаны в отчете по инженерно-геологическим изысканиям.

3.3 Основные решения по генеральному плану

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. Перед производством строительного-монтажных работ в пределах границы проектируемых участков проектом предусматриваются работы по срезке растительного слоя с заменой грунта.

Проектом "Строительство электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт в Сайрамском районе Туркестанской области. Внешнее газоснабжение" предусматриваются следующие объекты и сооружения:

1. Газопровод-отвод (протяженностью 13770 м);
2. Площадка АГРС;

3. Узел запуска очистных устройств - УЗОУ;
4. Узел приема очистных устройств - УПОУ;
5. Совмещенный крановый узел – КУ-1;
6. Узел врезки в МГ "ББШ" – КУ-2;
7. Охранный крановый узел - ОКУ-1.

3.3.1 Площадка ОКУ-1

Разделом 5792-7-ГП данного рабочего проекта предусматривается разработка площадки Охранного кранового узла - 1 (ОКУ - 1). К площадке подведен автомобильный подъезд с разворотной площадкой с естественным, накатанным покрытием. На площадке расположены следующие здания и сооружения:

- Охранный крановый узел - 1 (поз. 1.1 по ГП);
- Модуль связи (поз. 1.2 по ГП).

3.3.2 Площадка АГРС.

Разделом 5792-2-ГП - АГРС данного рабочего проекта предусматривается разработка площадки Автоматизированной газораспределительной станций (АГРС). При посадке зданий и сооружений были выдержаны расстояния, отвечающие всем противопожарным и санитарно-эпидемиологическим требованиям. На площадке расположены следующие здания и сооружения:

- Узел переключения. Рама входного коллектора (поз.1 по ГП);
- Узел переключения. Рама выходного коллектора №1 (поз.2 по ГП);
- Узел переключения. Рама выходного коллектора №2 (поз.3 по ГП);
- Узел очистки (поз.4 по ГП);
- Блок учета расхода газа по входу Ду300 Ду100 (поз.5.1-5.2-5.3 по ГП);
- Узел подогрева. Рама 1 (поз.6.1 по ГП);
- Узел подогрева. Рама 2 (поз.6.2 по ГП);
- Узел подогрева. Рама 3 (поз.6.3 по ГП);
- Блок редуцирования газа на выходе №1. Узел входных кранов на раме (поз.7.1 по ГП);
- Блок редуцирования газа. Блок-бокс редуцирования БРГ (поз. 7.2 по ГП);
- Блок редуцирования газа. Узел выходных кранов на раме (поз.7.3 по ГП);
- Блок редуцирования газа. Обводная линия узла редуцирования на раме (поз.7.4 по ГП);
- Блок операторной (поз.8 по ГП);
- Блок учета расхода газа на выходе №1 (поз.9.1-2 по ГП);
- Блок учета расхода газа на выходе №2 (поз.9.3-4 по ГП)
- Выгребная яма (поз.10 по ГП);
- Блок автоматической одоризации газа №1 (поз.11.1 по ГП);
- Блок автоматической одоризации газа №2 (поз.11.1 по ГП);
- Блок подготовки теплоносителя (поз.12 по ГП);
- Емкость для хранения и выдачи одоранта V=8,0м³ (поз.13.1 по ГП);
- Емкость для хранения и выдачи одоранта V=8,0м³ (поз.13.2 по ГП);
- Емкость для сбора, хранения и выдачи конденсата V=10,0 м³ (поз.14 по ГП);
- Аккумулятор импульсного газа V=1,5м³ (поз.15 по ГП);
- Емкость для теплоносителя V=8м³ (поз.16.1-2 по ГП);
- Площадка под свечи (поз.17 по ГП);
- Блок регулирования расхода газа №1 (поз.18.1 по ГП);

- Блок регулирования расхода газа № 2 (поз.18.2 по ГП);
- Навес (поз.19 по ГП);
- Комплектная трансформаторная подстанция (поз.20 по ГП);
- Газопоршневая электростанция (поз.21 по ГП);
- Ограждение территории (поз.22 по ГП);
- Прожекторная мачта (поз.23-по ГП);
- Блок редуцирования газа на выходе №2 (поз.24.1 по ГП);
- Блок редуцирования газа на выходе №2. Рама обводной линии БРГ №2 (поз.24.2 по ГП).
-

3.3.3 Узел запуска очистных устройств.

Разделом 5792-3-ГП данного рабочего проекта предусматривается разработка площадки Узла запуска очистных устройств (УЗОУ). К площадке подведен автомобильный подъезд с разворотной площадкой. На площадке расположены следующие здания и сооружения:

- Узел запуска очистных устройств (поз.3.1 по ГП);
- Модуль связи (поз.3.2 по ГП).

3.3.4 Узел приема очистных устройств.

Разделом 5792-4-ГП данного рабочего проекта предусматривается разработка площадки Узла приема очистных устройств (УПОУ). К площадке подведен автомобильный подъезд с разворотной площадкой. На площадке расположены следующие здания и сооружения:

- Узел приема очистных устройств (поз.4.1 по ГП);
- Модуль связи (поз.4.2 по ГП).

3.3.5 Совмещенный крановый узел - площадка КУ-1.

Разделом 5792-5-ГП данного рабочего проекта предусматривается разработка площадки Кранового узла - 1 (КУ-1). К площадке подведен автомобильный подъезд с разворотной площадкой с естественным, накатанным покрытием. На площадке расположены следующие здания и сооружения:

- Крановый узел - 1 (поз.5.1 по ГП);
- Модуль связи (поз.5.2 по ГП).

3.3.6 Узел врезки в МГ "ББШ" – площадка КУ-2.

Разделом 5792-6-ГП данного рабочего проекта учитывается разработка и посадка площадки Кранового узла - 2 (КУ-2). На площадке расположены следующие здания и сооружения:

- Крановый узел - 2 (поз.6.1 по ГП);
- Модуль связи (поз.6.2 по ГП).

3.4 Принятые проектные решения по размещению (посадке)

По генеральному плану противопожарные мероприятия предусмотрены путем размещения зданий и сооружений с учетом противопожарных разрывов между ними, а также возможного подъезда пожарной выездной техники.

3.5 Планировочные решения по организации рельефа

Организация рельефа по площадкам УЗОУ, УПОУ, ОКУ-1, КУ-1, КУ-2 выполнены сплошной в проектных красных горизонталях с сечением рельефа 0,1 м с переменным проектным уклоном 5-30 ‰ что является благоприятным рельефом и приспособлен для

строительства. Уклоны площадок выполнены таким образом, что все поверхностные воды будут отведены с поверхности площадок на дневную поверхность. Вертикальная планировка в районе нового строительства выполнена по сплошной системе в увязке с существующей планировкой, с отводом поверхностных стоков в пониженные места рельефа.

При разработке генерального плана в части планировочных решений по организации рельефа площадки АГРС, заданием был принят исходный материал для привязки в вертикальном отношении в системе высот проектируемой площадки и проезда к основной площадке базы ПГУ с точкой примыкания (выполненного ранее проекта ТОО Проектный институт "Промстройпроект"). Прилагаемый материал ранее выполненного проекта генерального плана с планировочными решениями включен в состав ведомости ссылочных и прилагаемых документов.

Основываясь на геодезических изысканиях, при разработке проекта, на выделяемых для строительства площадке под тех. свечу (поз. 17), было определено что рельеф площадок и поверхность прилегающей территории представляется благоприятным для строительства имеет следующие градации по уклонам (2.5%).

По организации рельефа площадок см. листы 5792-1-ГП-004, 5792-2-ГП-004, 5792-3-ГП-004, 5792-4-ГП-004, 5792-5-ГП-004, 5792-6-ГП-004.

3.6 Решение по расположению инженерных сетей

Инженерные сети увязаны со всеми сооружениями в соответствии с общим решением генерального плана. Для увязки всех сетей представлен чертеж «Сводный план инженерных сетей». см. листы 5792-1-ГП-004, 5792-2-ГП-006, 5792-3-ГП-004, 5792-4-ГП-004, 5792-5-ГП-004, 5792-6-ГП-004.

3.7 Проектные решения по благоустройству

Организация подъездов к площадкам функционально обеспечивает возможность в обслуживании, доступа подъезда пожарной техники, служебных или иных видов транспорта. Для пожарной безопасности, ликвидации, организации разворота и подъезда к объектам проектом обеспечиваются разворотные площадки.

Тип покрытия применен низшим (IV-в категория) по его малой интенсивности передвижения транспорта и незначительного потока грузооборота.

3.7.1 Площадка ОКУ-1

К проектируемой площадке ОКУ-1 подведен автомобильный проезд с разворотной площадкой с естественным, накатанным покрытием. На самой площадке ОКУ-1 применяется площадка из щебеночного покрытия по заданию от смежного раздела АС.

Проектные решения по типу покрытий благоустройства проездов и площадок представляют собой:

Тип 1. Конструкция площадки ОКУ-1:

- Щебень фракционированный ГОСТ 8267-93* 20-40 мм $h = 0.15$ м.

3.7.2 Площадка АГРС.

К площадке АГРС подведен автомобильный проезд с разворотной площадкой. Организация внутриплощадочных дорог и подъездов к зданиям запроектированы в соответствии с требованиями, функционально обеспечивает возможность в обслуживании, доступа подъезда пожарной техники, служебных или иных видов транспорта. На самой площадке АГРС применяется площадка из щебеночного покрытия по заданию от смежного раздела АС. Для прохода пешеходов предусмотрен тротуар шириной 1,5 м.

Проектные решения по типу покрытий благоустройства проездов и площадок представляют собой:

Тип 1. Конструкция дорог площадки АГРС:

- Горячий плотный мелкозернистый асфальтобетон типа Б, марки П, $h = 0.04$ м по СТ РК 1225-2019;
- Горячий пористый крупнозернистый асфальтобетон марки П, $h = 0.06$ м СТ РК 1225-2019;
- Щебеночная или гравийная смесь С4 фр.0-80 мм $h = 0.15$ м;
- Песок средней крупности по ГОСТ 8736-2014, $h = 0.10$ м;
- Укрепление обочин щебнем Тип 1А, $h=0.10$ м;

Тип 3. Конструкция тротуаров:

- Плитка бетонная тротуарная, по ГОСТ 17608-2017, $h=0.06$ м;
- Песок средней крупности по ГОСТ 8736-2014, $h=0.03$ м;
- ПГС, $h=0.20$ м.

Тип 4. Конструкция площадки АГРС:

- Щебень фракционированный ГОСТ 8267-93* фр. 40-70, 20-40 мм $h = 0.15$ м.

3.7.3 Узел запуска очистных устройств.

К проектируемой площадке УЗОУ подведен автомобильный проезд с разворотной площадкой шириной 6 м. На самой площадке УЗОУ применяется площадка из щебеночного покрытия по заданию от смежного раздела АС.

Проектные решения по типу покрытий благоустройства проездов и площадок представляют собой:

Тип 1. Конструкция проездов и площадок:

- Подобранная песчано-гравийная смесь № С1, фракции 20-40 мм ГОСТ 25607-2009 $h=20$ см;
- Щебень фракционированный (70-120 мм), легкоуплотняемый с расклиновкой щебня фракции ГОСТ 8267-93* 40-70 мм, $h=15$ см;
- Песок средней крупности по ГОСТ 8736-2014, $h=10$ см;
- Устройство обочины Тип 1А, подобранная песчано-гравийная смесь № С1 фракции 20-40 мм (ГОСТ 25607-2009) $h=20$ см.

Тип 2. Конструкция площадки УЗОУ:

- Щебень фракционированный ГОСТ 8267-93* 20-40 мм $h = 0.15$ м.

3.7.4 Узел приема очистных устройств.

К проектируемой площадке УПОУ подведен автомобильный проезд с разворотной площадкой шириной 6 м. На самой площадке УПОУ применяется площадка из щебеночного покрытия по заданию от смежного раздела АС.

Проектные решения по типу покрытий благоустройства проездов и площадок представляют собой:

Тип 1. Конструкция проездов и площадок:

- Подобранная песчано-гравийная смесь № С1, фракции 20-40 мм ГОСТ 25607-2009 $h=20$ см;
- Щебень фракционированный (70-120 мм), легкоуплотняемый с расклиновкой щебня фракции ГОСТ 8267-93* 40-70 мм, $h=15$ см;
- Песок средней крупности по ГОСТ 8736-2014, $h=10$ см;
- Устройство обочины Тип 1А, подобранная песчано-гравийная смесь № С1 фракции 20-40 мм (ГОСТ 25607-2009) $h=20$ см;

Тип 2. Конструкция площадки УЗОУ:

- Щебень фракционированный ГОСТ 8267-93* 20-40 мм $h = 0.15$ м.

3.7.5 Совмещенный крановый узел – площадка КУ-1.

К проектируемой площадке КУ-1 подведен автомобильный проезд с разворотной площадкой с естественным, накатанным покрытием. На самой площадке КУ-1 применяется площадка из щебеночного покрытия по заданию от смежного раздела АС.

Проектные решения по типу покрытий благоустройства проездов и площадок представляют собой:

Тип 1. Конструкция площадки КУ-1:

- Щебень фракционированный ГОСТ 8267-93* 20-40 мм $h = 0.15$ м.

3.7.6 Узел врезки в МГ "ББШ" – площадка КУ-2.

К проектируемой площадке КУ-2 подведен автомобильный проезд с разворотной площадкой с естественным, накатанным покрытием. На самой площадке КУ-1 применяется площадка из щебеночного покрытия по заданию от смежного раздела АС.

Проектные решения по типу покрытий благоустройства площадки представляет собой:

Тип 1. Конструкция площадки КУ-2:

- Щебень фракционированный ГОСТ 8267-93* 20-40 мм $h = 0.15$ м.

3.7.7 Магистральный газопровод

Разделом данного проекта предусматриваются технологические пересечения для обслуживания через газопровод-отвод I-категории и III-категории, диаметром Ду400, давлением $P=9.81$ МПа, протяженностью 13771 м, I класса опасности, от Узла врезки в МГ «ББШ» до АГРС "ПГУ-1000" разрабатываемого отдельным разделом 5792-1-МГ2. Газопровод по трассе пересекает существующие полевые накатанные автомобильные дороги с гравийным покрытием, где на участках пересечения в разделе 5792-1-ГП учитываются объемы по разработке, насыпи подстилающего основания и устройства Дорожной плиты ПАГ-14. Расположение участков переезда через проектируемый газопровод-отвод представлены на листе 5792-1-ГП-002. Количество переездов 14.

Проектные решения по типу покрытия технологического пересечения представляет собой:

Тип 1. Типовой переезд через проектируемый МГ:

- Дорожные плиты ПАГ-14 ГОСТ 25912-2015 6000x2000x140 мм (42 шт);

- Песчано-гравийная смесь, СТ РК 1549-2006, $h=0.15$ м (Слой основания).

3.8 Данные об экологическом состоянии территории, окружающей среды, объектов предприятия инженерных и транспортных коммуникаций.

На этапе проектирования были учтены санитарно-эпидемиологические требования по установлению Санитарно-защитной зоны для участков проектируемого Магистрального газопровода (Газопровод-отвод) I-класса опасности.

Санитарные разрывы от магистрального газопровода в каждую сторону установлена 150 м, согласно Приложению 3 "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека". Приказ МЗ РК №КР ДСМ-2 от 11 января 2022 г. Охранная зона от магистрального газопровода в каждую сторону установлена 50 м.

Проектируемый газопровод-отвод основная труба II -категории и частично на участках III-категории, диаметром Ду400, давлением $P=9.81$ МПа, протяженностью 13770 м, I класса опасности, от Узла врезки в МГ «ББШ» до АГРС "ПГУ-1000".

3.9 Технико-экономический показатель генерального плана

Таблица 3.9.1

| № п/п | Наименование показателей | Ед. изм. | Площадки в составе проекта 5768-ГП | | | | | |
|----------|--|----------------|------------------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| | | | Площа дка ОКУ-1 | Площ адка АГРС | Площ адка УЗОУ | Площ адка УПОУ | Площ адка КУ-1 | Площ адка КУ-2 |
| | | | Количество | | | | | |
| 1 | Общая площадь участка (в пределах условной границы проектирования) | га | 0,0442 | 0,7595 | 0,316 1 | 0,4360 | 0,082 2 | 0,048 5 |
| 2 | Площадь застройки | м ² | 7,5 | 1047 | 51,5 | 51,5 | 16,4 | 7,5 |
| 3 | Площадь покрытий | м ² | 375 | 5171 | 1878 | 3472 | 754 | 464 |
| | В том числе: | | | | | | | |
| | а) Площадь автомобильных дорог | м ² | | 1618 | 837 | 1481 | | |
| | б) Площадь покрытия обочин | м ² | | 427 | | | | |
| | в) Площадь покрытий площадок | м ² | 375 | 2810 | 1041 | 1991 | 754 | 464 |
| | г) Площадь тротуарной дорожки | м ² | | 307 | | | | |
| 4 | Площадь озеленения | | | 750 | | | | |
| 5 | Свободная от застройки и покрытий (спланированная площадь) | м ² | 19,5 | 636 | 1231, 5 | 836,5 | 51,6 | 13,5 |
| 6 | Плотность застройки | % | 1,86 | 13,78 | 1,62 | 1,18 | 1,99 | 1,54 |

Таблица 3.9.2

| № п/ п | Наименование | Ед. изм. | Количество | Примечание |
|---|---|----------------|------------|---------------------|
| Магистральный газопровод – Технологические пересечения через МГ | | | | |
| 1 | Площадь в условных границах проектирования | га | 0,0630 | |
| 2 | Площадь покрытий | м ² | 504 | Тип 1 |
| 3 | Площадь под обвалования края покрытия - Тип 1 | м ² | 126 | (Присыпные участки) |

4. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ

Рабочий проект «Строительство электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт в Сайрамском районе Туркестанской области. Внешнее газоснабжение» разработан на основании:

- задания на проектирование;
- отчета по инженерно-геологическим изысканиям;
- заданий смежных отделов.

Проектирование выполнено в соответствии со следующими строительными нормами и правилами:

- ГОСТ 21.101-97 «Основные требования к проектной и рабочей документации»;
- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектно-сметной документации на строительство»;
- СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология»;
- СП РК EN 1991-1-1:2002/2011 «Воздействия на несущие конструкции» Часть 1-1. Собственный вес, постоянные и временные нагрузки на здания
- НТП РК 01-01-3.1 (4.1)-2017 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)
- СП РК EN 1993-1-1(2005-2011) «Проектирование стальных конструкций. Часть 1-1. Общие правила и правила для зданий»;
- СП РК EN 1992-1-1:2004/2011 «Проектирование железобетонных конструкций». Часть 1-1. Общие правила и правила для зданий
- Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности»;
- СН РК 5.01-02-2013 «Основания зданий и сооружений»;
- СП РК 5.01-102-2013 «Основания зданий и сооружений»;
- СН РК 2.01-01-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии».

Климатические условия строительства, физико-механические свойства грунтов и характеристика участка строительства представлены в инженерно-геологических изысканиях.

4.1 Характеристика участка строительства

Район строительства республика Казахстан, Туркестанская область.

Климатический район строительства: площадка ПГУ – III, подрайон – IIIБ; трасса внешнего газоснабжения - IV, подрайон IVГ, согласно СП РК 2.04-01-2017.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки:

- обеспеченностью 0,92 → минус 16,9°С;

Нормативные нагрузки:

- Нормативное значение веса снегового покрова на 1м² горизонтальной поверхности для V географического района по НТП РК 01-01-3.1(4.1)-2017-2,40кПа;
- Скоростной напор ветра для IV района по НТП РК 01-01-3.1(4.1)-2017 - 0,77 кПа;

Согласно СП РК 5.01-102-2013 «ОСНОВАНИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ»:

- Нормативная глубина промерзания для суглинков составила 29см, для песков мелких и пылеватых – 35см, для песков средних – 38см, для крупнообломочных грунтов – 43см..
- Сейсмичность изысканий по данным СП РК 2.03-30-2017 (Приложение Б. Сейсмическая опасность) - в баллах по картам ОСЗ-2 475 - 8 баллов, ОСЗ-2 2475 - 8 баллов.
- Тип грунтовых условий по сейсмическим свойствам II (второй).

- Значение расчетного ускорения a_g (в долях g) – 0,29;
- Значение расчетного вертикального пикового ускорения a_{gv} (в долях g) – 0,232.

4.2 Физико-механические свойства грунтов.

Согласно отчета по инженерно-геологическим изысканиям, по площадкам строительства на основании геолого-литологического разреза, был выделены следующие инженерно-геологический элементы:

Почвенно-растительный слой. Мощность 0,1-0,3м. По данному грунту не приводятся физико-механические характеристики, так как при реализации проекта плодородный слой подвергается снятию и рекультивации.

ИГЭ-1 Суглинок легкий, просадочный. Консистенция грунта от твердой до мягкопластичной.

Характеристики просадочности:

| ИГЭ № 1 – Суглинок просадочный | | | | |
|---|-------|-------|-------|-----|
| Коэффициент, относительной просадочности при нагрузке: МПа. | | | | |
| | 0,05 | 0,1 | 0,2 | 0,3 |
| | 0,003 | 0,061 | 0,022 | |
| Начальное просадочное давление, кПа. | | | | |
| | 0,025 | 0,2 | 0,082 | |
| Тип грунтовых условий по просадочности - II | | | | |

ИГЭ-2 Супесь легкий, просадочный. Местами в толще грунта встречаются включения дресвы и мелкой гальки. Консистенция грунта от твердой до мягкопластичной.

Характеристики просадочности:

| ИГЭ № 2 – Супесь просадочный | | | | |
|---|-------|-------|-------|-----|
| Коэффициент, относительной просадочности при нагрузке: МПа. | | | | |
| | 0,05 | 0,1 | 0,2 | 0,3 |
| | 0,009 | 0,035 | 0,020 | |
| Начальное просадочное давление, кПа. | | | | |
| | 0,05 | 0,3 | | |
| Тип грунтовых условий по просадочности - II | | | | |

ИГЭ-3 Пески мелкие средней плотности.

ИГЭ-4 Гравийно-галечник. Мощность 0,1-9,9м

Таблица физико-механических характеристик грунта

| № ИГЭ | Наименование грунта | Плотность грунта, гс/см ³ | | | Удельное сцепление, кПА | | | Угол внутреннего трения, градус | | | Модуль деформации. МПа | Услов. Расч. Давл. Кпа |
|-------|---------------------|--------------------------------------|---------|----------|-------------------------|------|-------|---------------------------------|------------|-------------|------------------------|------------------------|
| | | ρ | ρ' | ρ'' | C | C' | C'' | φ | φ' | φ'' | | |
| 1 | Суглинок лёгкий | 1,83 | 1,80 | 1,82 | 31,4 | 24,4 | 27,0 | 16,3 | 14,6 | 15,2 | 3.7/ 2.65 | - |
| 2 | Супесь легкий | 1,73 | 1,65 | 1,68 | 25,1 | 9,9 | 15,8 | 17,3 | 13,6 | 15,0 | 5.7/ 3.8 | - |

| | | | | | | | | | | | | |
|---|-------------------|------|--|--|-----|--|--|-----------|--|--|----|---------------------|
| 3 | Пески мелкие | 1,75 | | | 1-2 | | | 33/ 29 | | | 25 | 250-300/ 100-200 |
| 4 | Гравийно-галечник | 2.23 | | | 2 | | | 38 | | | 60 | 600 |

Грунтовые воды на площадках строительства выработками не вскрыты.

4.3 Коррозионные свойства грунтов.

Согласно лабораторных данных грунтыслагающие участок проектирования – незасолены и обладают следующими показателями по агрессивности грунтов:

| Степень агрессивного воздействия сульфатов в грунтах на бетон | | | |
|---|--|---------------------------------------|---------------------------------------|
| Цемент | Показатель агрессивности грунта с содержанием сульфатов в пересчете на ионы $SO_4^{2-}=384-2400$ мг/кг | | |
| | Марка бетона по водопроницаемости | | |
| | W4 | W6 | W8 |
| Портландцемент по ГОСТ 31108-2020 | От неагрессивной до сильноагрессивной | От неагрессивной до сильноагрессивной | От неагрессивной до среднеагрессивной |
| Портландцемент по ГОСТ 10178-85 с содержанием в клинкере C_3S – не более 65%, C_3A – не более 7%, C_3A+C_4AF – не более 22% и шлакопортландцемент | Неагрессивная | Неагрессивная | Неагрессивная |
| Сульфатостойкие цементы по ГОСТ 22266 | Неагрессивная | Неагрессивная | Неагрессивная |

| Степень агрессивного воздействия хлоридов в грунтах на арматуру в железобетонных конструкциях | | |
|---|--------------------------------------|---------------|
| Показатель агрессивности грунта с содержанием хлоридов в пересчете на ионы $Cl^-=351-876$ мг/кг | | |
| Марка бетона по водопроницаемости | | |
| W4-W6 | W8 | W10-W14 |
| От слабоагрессивной до среднеагрессивной | От неагрессивной до слабоагрессивной | Неагрессивная |

4.4 Основные конструктивные решения

В настоящем проекте приведены строительные решения по следующим вспомогательным площадкам трассы газопровода:

- 5792-2-АС АГРС
- 5792-3-АС Узел запуска очистных устройств
- 5792-4-АС Узел приема очистных устройств
- 5792-5-АС Совмещенный крановый узел
- 5792-6-АС Узел врезки в МГ "ББШ"

- 5792-7-АС Охранный крановый узел

По вышеуказанным площадкам все проектируемые сооружения можно поделить на следующие типы:

-Технологическое оборудование устанавливаемое на отдельностоящие монолитные плитные или столбчатые фундаменты. Материал данных фундаментов принят: бетон С20/25 W8 F100 на сульфатостойком цементе по ГОСТ 22266-2013, арматура гладкая и периодического профиля по ГОСТ 34028-2016. Под монолитные конструкции устраивается бетонная подготовка из бетона С8/10 W8 F100 на сульфатостойком цементе по ГОСТ 22266-2013.

-Блочно-модульные здания полной заводской готовности привозятся на площадку строительства и устанавливаются на отдельностоящие монолитные плитные или столбчатые фундаменты. Материал данных фундаментов принят: бетон С12/15 W8 F50 на сульфатостойком цементе по ГОСТ 22266-2013, арматура гладкая и периодического профиля по ГОСТ 34028-2016. Под монолитные конструкции устраивается бетонная подготовка из бетона С8/10 W8 F100 на сульфатостойком цементе по ГОСТ 22266-2013.

-Сооружения молниеотводов и свечей. Молниеотвод представляет металлическую конструкцию из стальных труб по ГОСТ 10704-91 переменного сечения высотой 15,2м. Свеча представляет собой трубу основание которой замоноличено в монолитном отдельностоящем столбчатом фундаменте. Материал данных фундаментов принят: бетон С12/15 W8 F100 на сульфатостойком цементе по ГОСТ 22266-2013, арматура гладкая и периодического профиля по ГОСТ 34028-2016. Под монолитные конструкции устраивается бетонная подготовка из бетона С8/10 W8 F100 на сульфатостойком цементе по ГОСТ 22266-2013.

-Технологические сети. Данные сооружения представляют собой отдельно-стоящие металлические стойки двутаврового сечения, а также пространственные рамы в местах перехода через автомобильные и пешеходные дороги. Стойки и рамы имеют жесткое сопряжение стоек с фундаментами, что обеспечивает устойчивость конструкции. Рамы в дополнение имеют жесткий узел сопряжения с балками в поперечном направлении, а также в местах сопряжения балок и колонн устанавливаются дополнительные подкосы, что в свою очередь также повышают устойчивость рамы в продольном направлении. Фундаменты рам и стоек приняты отдельностоящие столбчатые. Материал данных фундаментов принят: бетон С12/15 W8 F100 на сульфатостойком цементе по ГОСТ 22266-2013, арматура гладкая и периодического профиля по ГОСТ 34028-2016. Под монолитные конструкции устраивается бетонная подготовка из бетона С8/10 W8 F100 на сульфатостойком цементе по ГОСТ 22266-2013.

Обратную засыпку пазух котлованов вести местным ненабухающим грунтом с послойным уплотнением.

4.5 Антикоррозионные мероприятия

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

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

Для бетонных и железобетонных конструкций использовать бетон класса С12/15 с показателем водонепроницаемости W8 и морозостойкости F100, бетон готовить на основе сульфатостойкого цемента по ГОСТ 22266-2013.

Подготовку под фундаменты выполнять из бетона кл. С8/10 W8 F100, превышающего габариты подошвы на 100 мм в каждую сторону, толщиной 100 мм.

Все боковые поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом за два раза, по холодной битумной грунтовке.

Надземные поверхности стальных конструкций окрашиваются эмалью ПФ-115 по ГОСТ 6465-76 по слою грунтовки ГФ-021 по ГОСТ 25129-2020.

4.6 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.

4.7 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.

5. НАРУЖНЫЕ СЕТИ КАНАЛИЗАЦИИ

5.1 Общие положения

Раздел водоснабжения и канализации рабочего проекта «Строительство электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт в Сайрамском районе Туркестанской области. Внешнее газоснабжение» выполнен на основании задания на проектирование.

Вид строительства – новое строительство.

Исходными данными являются:

- инженерно-геологический отчет;
- задания на проектирование от смежных разделов, решения генерального плана и других разделов проекта.

Рабочий проект выполнен в соответствии с действующими на территории Республики Казахстан нормативными документами:

- СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- СН РК 4.01-03-2011 «Водоотведение. Наружные сети и сооружения»;
- СН РК 4.01-03-2013 "Наружные сети и сооружения водоснабжения и канализации";
- СН РК 4.01-05-2002 «Инструкция по проектированию и монтажу сетей водоснабжения и канализации из пластмассовых труб».

5.2 Инженерно-геологические условия на площадке строительства

Площадка расположена в Туркестанской области, на территории Сайрамского района. Климатический район строительства: площадка АГРС – III Б; подводящий газопровод – IV Г, согласно СП РК 2.04-01-2017.

Абсолютная минимальная температура воздуха минус 30,3 °С.

Средняя температура воздуха в июле плюс 26,4 °С.

Абсолютная максимальная температура воздуха плюс 44,2 °С.

Грунты в пределах проектируемой территории представлены следующим образом:

- почвенно-растительный слой;
- ИГЭ-4 – галечниковый грунт с песчано-гравийным заполнителем, размер гальки от мелкой до средней, грунт маловлажной консистенции. Мощность 9,9 м.

Грунты незасоленные.

Степень агрессивного воздействия грунтов на бетонные и железобетонные конструкции по содержанию сульфатов для бетона марки W4-8 – от неагрессивной до сильноагрессивной; на сульфатостойких цементах неагрессивная. По содержанию хлоридов для бетона марки W4-14 – от неагрессивной до среднеагрессивной.

Коррозионная активность грунтов по отношению к углеродистой стали на описываемом участке от средней до высокой.

Максимальная глубина проникновения нулевой изотермы при обеспеченности 0,90 – 50 см., а при обеспеченности 0,98 – 100 см.

В пределах площадки изысканий подземные воды на момент изысканий на исследуемую глубину 4-10 м не вскрыты.

Сейсмичность участка изысканий по данным СП РК 2.03-30-2017 - 8 баллов.

5.3 Основные технические решения

Настоящим разделом рабочего проекта запроектированы следующие системы:

- хозяйственно-питьевое водоснабжение;
- хозяйственно-бытовая канализация.

5.4 Хозяйственно-питьевое водоснабжение

Ввиду отсутствия источника водоснабжения предусматривается доставка хозяйственно-бытовой воды автотранспортом (водовозами).

Для обеспечения обслуживающего персонала площадки АГРС питьевой водой предусматривается привозная бутилированная вода, соответствующая требованиям Санитарных правил.

Для обеспечения площадки АГРС водой хозяйственно-бытового назначения для санитарно-технических приборов (душевой, мойки, унитаза) в операторной (поз. 8 по разделу ГП) предусмотрен бак для хранения воды (поставка завода-изготовителя).

Пополнение запаса воды осуществляется по мере потребления, для этого емкость для хранения воды снабжена поплавковым уровнем.

Блок операторной принят блочно-модульного типа. Все системы водоснабжения и канализации, а также санитарные приборы входят в комплект модуля. Операторная блок-модульного типа представлена в разделе ТХ.

5.5 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).

5.6 Хозяйственно-бытовая канализация.

Бытовая канализация предусмотрена для отвода хозяйственно-бытовых сточных вод от санитарно-технических приборов здания операторной, блочного типа (поз. 8 по разделу ГП). Канализационные стоки от санитарно-технических приборов поступают в водонепроницаемый выгреб объемом 4,0 м³, разработанный в разделе АС. Вывоз фекальных сточных вод предусмотрен по мере наполнения выгреба, с помощью ассенизаторной машины в места, согласованные с санитарно-эпидемиологической инспекцией.

Начальная глубина заложения канализационных труб - 1,00 м.

Проектируемые сети хоз-бытовой канализации приняты из полипропиленовых безнапорных гофрированных с раструбом DN/ID 150 SN8 PP труб по ГОСТ Р 54475-2011. Выпуск канализации от задания до первого колодца запроектирован из труб напорных из ориентированного непластифицированного поливинилхлорида PN 10 СТ РК 3371-2019 110x2,6 мм, с уплотнительным кольцом.

Наружные канализационные трубы укладываются на песчаное основание толщиной 0,1 м по всему поперечному сечению траншеи. Обратную засыпку трубопроводов из полиэтиленовых труб выполнить из песчаного или мягкого местного грунта толщиной не менее 30 см, не содержащего твердых включений (щебня, камней, кирпичей и т.д.).

Подбивка грунтом трубопровода производится ручным немеханизированным инструментом. Уплотнение грунта в пазухах между стенкой траншеи и трубой, а так же всего

защитного слоя производить ручной механической трамбовкой. Уплотнение первого защитного слоя толщиной 0,1 м над трубопроводом производить ручным инструментом, п. 9.10.4 СН РК 4.01-05-2002.

На канализационной сети предусмотрены смотровые и поворотные колодцы из сборных железобетонных элементов, изготовленных по СТ РК 1971-2010 и выполненных по типовому проекту 902-09-22.84.

Вертикальная планировка площадки спланирована непросадочным грунтом. Сеть бытовой канализации запроектирована без учета просадки грунта.

Изготовление, монтаж, испытание и очистку трубопроводов произвести согласно СН РК 4.01-05-2002, СН РК 4.01-03-2013, СП РК 4.01-103-2013.

При выполнении строительно-монтажных работ, промежуточной приемке оформленной актами освидетельствования скрытых работ, составленных по форме, приведенной в СН РК 1.03-00-2022 подлежат:

- основания подземных трубопроводов;
- устройство пересечений трубопроводов водоснабжения с другими подземными коммуникациями;
- работы по очистке трубопроводов;
- подготовка основания под трубопроводы, колодцы;
- устройство колодцев;
- герметизация мест проходов через стенку колодца;
- засыпка трубопровода с уплотнением.

6. ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

Рабочий проект «Строительство электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт в Сайрамском районе Туркестанской области. Внешнее газоснабжение» выполнен в соответствии с действующими на территории Республики Казахстан нормативными документами:

- СН РК 4.02-04-2013 «Тепловые сети»;
- СП РК 4.02-104-2013 «Тепловые сети»;
- МСН 4.02-03-2004 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»;
- ГОСТ 10704-91 «Трубы стальные электросварные. Технические условия».
-

Объекты АГРС подлежащие теплоснабжению предусмотрены в блочном исполнении.

Теплоснабжение объектов АГРС, а именно блоки учета расхода газа на выходе, блок редуцирования газа, блок подготовки теплоносителя, узлы подогрева, блоки ограничения расхода газа осуществляется от газовой котельной в блочно-модульном исполнении, расположенной в блоке подготовки теплоносителя.

Расчетные параметры наружного воздуха для проектирования в холодный период года минус 14,3°C.

Блок теплоносителя, комплектной заводской поставки оборудован двумя водогрейными котлами «CRONOS» BB3000 марки «BURAN» (2 котла в работе) тепловой мощностью 3000 кВт каждый. А также нержавеющей дымовой трубой диаметром 800 мм, высотой 20 м, утепленной ламельными матами ХОТPIPE LM 50 ALU.

Общая тепловая мощность котельной составляет 6000 кВт.

Запас мощности блока теплоносителя 10%.

Теплоноситель – раствор этиленгликоля с водой с параметрами 90-65°C.

Для корректной работы АГРС в целом и исключения проблемы по балансировке расхода на подогрев газа в блоке подготовки теплоносителя (БТП) запроектировано разделение подогрева га по выходам, на каждый выход предусмотрены отдельные подогреватели, на каждом выходе разные падения давления температур, разное количество тепла (разный расход теплоносителя) на подогрев газа по каждому выходу.

Для заполнения и подпитки предусмотрены две подземные емкости теплоносителя объемом 8 м³, поставляемые совместно с блоком теплоносителя.

Трубопроводы тепловых сетей прокладываются надземно на низких и высоких опорах.

Трубы приняты стальные электросварные по ГОСТ 10704-91.

Трубопроводы проложенные надземно на опорах изолируются матами из стеклянного штапельного волокна URSA марки M25-Ф60 и сталью тонколистовой оцинкованной группы ОН, класс цинкового покрытия «2» с обрезной кромкой «0» ГОСТ 14918-2020.

Антикоррозийное покрытие трубопроводов эмалью КО-814.

Компенсация тепловых удлинений осуществляется углами поворота, подъемов и опусков теплотрассы, а также П-образного компенсатора.

Запорная и дренажная арматура принята стальная.

После завершения монтажных работ следует произвести проверку сварных швов труб неразрушающим методом контроля - радиографическим (гамма-лучами) и гидравлическое испытание трубопроводов давлением 1,6 МПа.

Изготовление и монтаж трубопроводов, контроль сварных соединений, испытание и приемку в эксплуатацию смонтированных трубопроводов следует осуществлять в соответствии с СП РК 4.02-104-2013 и СН РК 4.02-04-2013 "Тепловые сети" и рекомендациями заводов-изготовителей изделий и материалов.

При выполнении монтажных работ, промежуточной приемке оформленной актами 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 антикоррозионное покрытие;
- выполнение антикоррозионного покрытия труб и сварных стыков;
- гидравлические испытания;
- растяжка компенсаторов.

Общая длина трубопроводов (надземная прокладка) – 445,5 м.

6.1 Расчетная тепловая нагрузка на блоки

Таблица 5.2.1

| Наименование здания | Поз | Наружная т-ра тн, °С | Расход тепла, КВт | | |
|--|------|----------------------|-------------------|-----------------------|---------------|
| | | | Отопление | Технологические нужды | Общий |
| Узел подогрева. Рама 1 | 6.1 | -14.3 | - | 2648,85 | 2648,85 |
| Узел подогрева. Рама 2 | 6.2 | | - | 2648,85 | 2648,85 |
| Узел подогрева. Рама 3 | 6.3 | | - | 265,1 | 265,1 |
| Блок редуцирования газа. Блок-бокс редуцирования БРГ | 7.2 | | 4.1 | - | 4.1 |
| Блок редуцирования газа №2 | 24.1 | | 3,1 | - | 3,1 |
| Блок учета расхода газа по входу Ду300 Ду100 | 5.2 | | 4,3 | - | 4,3 |
| Блок учета расхода газа на выходе №1 | 9.1 | | 8 | - | 8 |
| Блок учета расхода газа на выходе №2 | 9.3 | | 4,1 | - | 4,1 |
| Блок регулирования расхода газа №1 | 18.1 | | 4,6 | - | 4,6 |
| Блок регулирования расхода газа №2 | 18.2 | | 2,9 | - | 2,9 |
| Блок подготовки теплоносителя | 12 | | 53 | - | 53 |
| Итого: | | | 84,1 | 5562,8 | 5646,9 |

6.2 Отопление и вентиляция (здания блочно-модульной заводской поставки)

Система отопления, вентиляции и температуры воздуха в блочно-модульных зданиях АГРС (заводская поставка) соответствует требованиям СН РК и техническим требованиям заводоизготовителей оборудования, систем, устройств и приборов.

Кратность воздухообмена в помещениях АГРС обеспечена в соответствии с требованиями СТ РК 1916-2009:

Включение аварийной вентиляции происходит как при срабатывании датчика контроля загазованности помещений, так и от ручного побуждения, при этом она должна обеспечивать восьмикратный воздухообмен.

Оборудование аварийных систем вентиляции принято во взрывозащищенном исполнении.

С наружной стороны дверей установлены средства световой и звуковой сигнализации о загазованности этих помещений и кнопочные посты управления аварийной вентиляцией.

Предусмотрено автоматическое отключение вентиляционных систем во время пожара.

В здании операторной (блочно-модульная заводская поставка) отопление предусмотрено от настенного 2-х контурного газового котла марки "Arderia 24 кВт каждый (1 рабочий, 1 резервный).

Для отопления применяются алюминиевые радиаторы. Перед радиаторами на трубопроводах прямой и обратной сетевой воды установлены ручные регулирующие клапаны.

Система отопления операторной принята двухтрубная, с горизонтальной разводкой, с тупиковым движением теплоносителя. Трубы прокладываются в конструкции плинтуса.

Подводки и трубопроводы для системы отопления приняты полипропиленовые, армированные стекловолокном. Трубопроводы изолируются теплоизоляционным материалом из вспененного каучука. Для удаления воздуха из системы предусмотрены ручные радиаторные воздухоотводчики. Компенсация температурного расширения теплоносителя обеспечивается расширительным мембранным баком, установленным в котле.

Вентиляция операторной принята приточно-вытяжная смешанная. Воздухообмен в помещениях определен по кратности и по санитарной норме на одного человека. Приток неорганизованный.

В помещении топочной предусмотрена естественная вентиляция через жалюзийные решетки, обеспечивающие 3-х кратный воздухообмен и удаление избыточных тепловыделений от установленного газового котла. В душевой и санузле предусмотрена вытяжная вентиляция с механическим побуждением, вентиляторы включаются при включении света в помещении.

Для охлаждения воздуха в летнее время в блочно-модульной операторной предусмотрена установка двух кондиционеров марки General Climate мод. GCW-07HRN1.

Отопление помещения блока подготовки теплоносителя, без постоянного обслуживания в холодный период года $+5^{\circ}\text{C}$. Поддержание заданной температуры предусматривается за счет теплопоступлений трубопроводов в обвязке котлов, арматуры, от работающего оборудования и трубопроводов. Для дежурного отопления дополнительно предусматривается электрический воздушно-отопительный агрегат, с электронным цифровым термостатом.

Вентиляция помещения приточно-вытяжная. Подача воздуха на горение предусматривается при помощи вентиляционных установок П1 и П2, с нагревом воздуха до температуры $+5^{\circ}\text{C}$. Общеобменная вентиляция осуществляется при помощи дефлектора ВЕ1 и жалюзийных решеток ПЕ1-ПЕ4, установленных в конструкции стен

7. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

7.1 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:

- 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 4.04-08-2023 «Проектирование электроснабжения промышленных предприятий»;
- СП РК 4.04-109-2013 «Правила проектирования силового и осветительного оборудования промышленных предприятий»
- СН РК 4.04-07-2023 «Электротехнические устройства»;
- СТ РК 1916-2009 «Магистральные газопроводы. Требования к технологическому проектированию»;
- «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ)
- СТ ГУ 153-39-186-2006 «Определение категорий помещений и зданий взрывопожарной и пожарной опасности» (как справочное).

В рабочем проекте рассматриваются вопросы электроснабжения узлов запуска и приема скребка (УЗОУ и УПОУ), крановых узлов КУ и ОКУ, АГРС.

Согласно ПУЭ и норм технологического проектирования электроприёмники АГРС ПГУ относятся к I-ой особой, I-ой, II-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 проекта приведены в таблице 7.1.1

Таблица 7.1.1 Основные технические показатели

| № п/п | Наименование | Ед. изм. | Количество | Примечание |
|---------------------|---------------------------|----------|------------|------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| УЗОУ+КУ1+КУ2 | | | | |
| 1 | Напряжение: | | | |
| | - силовых токоприёмников; | В | 380/220 | |

| № п/п | Наименование | Ед. изм. | Количество | Примечание |
|--------------|--|----------|------------|------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| | - осветительных установок. | В | 380/220 | |
| 2 | Установленная мощность - общая на стороне 0,4кВ: | кВт | 21,9 | |
| | - в т. ч. силового оборудования; | кВт | 21,9 | |
| | - в т.ч. электроосвещения; | кВт | - | |
| | - в т. ч. наружное освещение. | кВт | - | |
| 3 | Расчётная потребляемая мощность на стороне 0,4кВ: | кВт | 17,5 | |
| | - в т. ч. силового оборудования; | кВт | 17,5 | |
| | - в т.ч. электроосвещения. | кВт | - | |
| 4 | Годовой расход электроэнергии | кВт/год | 105 000 | |
| ОКУ-1 | | | | |
| 1 | Напряжение: | | | |
| | - силовых токоприёмников; | В | 380/220 | |
| | - осветительных установок. | В | 380/220 | |
| 2 | Установленная мощность - общая на стороне 0,4кВ: | кВт | 5,4 | |
| | - в т. ч. силового оборудования; | кВт | 5,4 | |
| | - в т.ч. электроосвещения; | кВт | - | |
| | - в т. ч. наружное освещение. | кВт | - | |
| 3 | Расчётная потребляемая мощность на стороне 0,4кВ: | кВт | 4,5 | |
| | - в т. ч. силового оборудования; | кВт | 4,5 | |
| | - в т.ч. электроосвещения. | кВт | - | |
| 4 | Годовой расход электроэнергии | кВт/год | 27 000 | |
| УПОУ | | | | |
| 1 | Напряжение: | | | |
| | - силовых токоприёмников; | В | 380/220 | |
| | - осветительных установок. | В | 380/220 | |
| 2 | Установленная мощность - общая на стороне 0,4кВ: | кВт | 11,1 | |
| | - в т. ч. силового оборудования; | кВт | 11,1 | |
| | - в т.ч. электроосвещения; | кВт | - | |
| | - в т. ч. наружное освещение. | кВт | - | |
| 3 | Расчётная потребляемая мощность на стороне 0,4кВ: | кВт | 9,3 | |
| | - кв т. ч. силового оборудования; | кВт | 9,3 | |
| | - кв т.ч. электроосвещения. | кВт | - | |
| 4 | Годовой расход электроэнергии | кВт/год | 57 600 | |
| АГРС | | | | |
| | Напряжение: | | | |

| № п/п | Наименование | Ед. изм. | Количество | Примечание |
|-------|--|----------|------------|------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | - силовых токоприёмников; | В | 380/220 | |
| | - осветительных установок. | В | 380/220 | |
| 2 | Установленная мощность - общая на стороне 0,4кВ: | кВт | 99,97 | |
| | - в т. ч. силового оборудования; | кВт | 95,58 | |
| | - в т.ч. электроосвещения; | кВт | 4,39 | |
| | - в т. ч. наружное освещение. | кВт | 1,52 | |
| 3 | Расчётная потребляемая мощность на стороне 0,4кВ: | кВт | 63,8 | |
| | - в т. ч. силового оборудования; | кВт | 59,41 | |
| | - в т.ч. электроосвещения. | кВт | 4,39 | |
| 4 | Годовой расход электроэнергии | кВт/год | 382 800 | |

7.2 Источники и схема электроснабжения

Внешнее электроснабжение АГРС ПГУ выполнено согласно техническим условиям №01-10-1292 от 26.09.2024 выданного ПГУ Туркестан. Подключение осуществляется от существующей ячейки РУ-10кВ секции BUS-1900-А, Ячейка №13 "АГРС" до проектируемой ТП-10/0,4кВ с силовым масляным трансформатором мощностью 100 кВА. Прокладкой КЛ-10кВ осуществляется частично в земле в траншее, на глубине 0,7м, частично, по территории ПГУ, по существующей кабельной эстакаде ПГУ Туркестан по существующим кабельным полкам, реконструкция кабельной эстакады в рамках проекта не предусмотрена.

В качестве резервного источника электроснабжения, для потребителей I-й особой, I и II категории предусмотрена установка автоматизированной газопоршневой установки (далее ГПУ) в блочном комплектном исполнении мощностью 50 кВт, входящей в комплект поставки АГРС. К электроприемникам I-й особой, I и II категории надежности электроснабжения относятся: пожарная сигнализация, устройства автоматизации и связи, котельная (блок подготовки теплоносителей), аварийная вентиляция.

Для подключения электроприемников АГРС ПГУ в здании Операторной установлен шкаф вводно-учетный (далее ШВУ) с автоматическим вводом резерва АВР. Шкаф ШВР изготавливается заводом изготовителем АГРС и поставляется комплектно. АВР шкафа ШВУ управляет контролером пульта управления ГПУ. ШВУ запитан от РУ-0,4 кВ комплектной трансформаторной подстанции КТПН-10/0,4 кВ и ГПУ. Основным вводом для ШВУ принят питающий кабель от РУ-0,4 кВ КТПН-10/0,4 кВ, резервным - кабель от РУ-0,4 кВ ГПУ. При исчезновении напряжения предусмотрено автоматическое включение ГПУ. Питающие кабели к ШВУ операторной проложены в кабельных лотках.

Учет потребляемой электроэнергии предусмотрен многотарифным электронным счетчиком электрической энергии типа EMS-135/51/4, адаптированный к считывающим устройствам АСКУЭ, который устанавливается в КТП.

Для электроснабжения УЗОУ, КУ-1 и КУ-2 предусматривается устройство отпайки от существующей ВЛ 10 кВ, установкой опоры с разъединителем РЛНД и установка КТПН-10-0,4 кВ с масляным трансформатором мощностью 40 кВА, вблизи территорий КУ-1.

Для электроснабжения УПОУ и ОКУ-1 предусматривается прокладка кабельной линии от КТП 100-10/0,4 кВ, устанавливаемой на АГРС.

Электропитание устройств сигнализации прохождения скребка осуществляется прокладкой кабельных линий от блок-модулей связи УЗОУ и УПОУ до соответствующих шкафов ШСЗ (СПОУ-1) и ШС4 (СПОУ-2).

7.3 Внутриплощадочные электрические сети

Внутриплощадочные электрические сети выполнены силовыми кабелями марки ВББШвнг(А) и контрольными кабелями марки КВББШвнг(А), прокладываемыми по кабельным конструкциям, в железобетонных лотках и в траншеях. Прокладываемые кабели защищены на всем протяжении сигнальной лентой, в местах пересечения двухстенной ПНД трубами.

Подключение блоков и узлов, поставляемых комплектно, выполнено согласно рекомендуемым данным завода изготовителя.

7.4 Силовое электрооборудование

К силовым электроприёмникам, расположенным на территории АГРС, относятся технологические насосы и горелки блока подготовки теплоносителей, электрообогреватели, греющие кабели узла очистки газа, аварийные вентиляторы, оборудование автоматики САУ ТП и связи, приборы учета расхода газа.

В качестве распределительного устройства принято шкаф ШВУ индивидуального исполнения (поставка заводом изготовителем АГРС. ШВУ оборудован АВР, переключающий между основным питанием от РУ КТПН-10/0,4 кВ и резервным питанием от газопоршневой установки.

Блоки и узлы, расположенные на территории АГРС являются законченными устройствами, разработанными и поставляемыми заводом изготовителем оборудования. Силовые и контрольные сети выполнены кабелями с медными жилами.

7.5 Наружное электроосвещение

Рабочее наружное электроосвещение на площадке АГРС выполняется прожекторами с светодиодными лампами мощностью 205 Вт, установленными на прожекторных мачтах, на высоте 19,3м. Управление освещением предусмотрено от ШВУ, установленного в помещении рабочего места оператора. На прожекторной мачте установлен ящик ЯУ с автоматическим выключателем. Включение освещения производится автоматически и зависит от уровня естественного освещения.

Охранное освещение, совмещено с аварийным освещением, выполняется консольными уличными светильниками с светодиодными лампами 36 Вт. Светильники устанавливаются на стальных опорах. Внутри стоек установлены автоматические выключатели, клеммные колодки. Управление охранным освещением предусмотрено обслуживающим персоналом от ШВУ и автоматически от фотореле.

Кабели наружного освещения с медными жилами прокладываются в траншеях и железобетонных лотках совместно с силовыми кабелями электроснабжения.

7.6 Молниезащита

Молниезащита сооружений объекта по классификации относится ко II категории и защищает эти сооружения от прямых ударов молнии, вторичных проявлений молнии и заноса высоких потенциалов через наземные (надземные) и подземные металлические коммуникации, путём присоединения их к заземлителю, от прямых ударов молнии.

Защита от прямых ударов молнии выполняется с помощью отдельностоящих молниеприемников расчетной длины, присоединенных к отдельным заземлителям. Для защиты прожекторной мачты, оборудованной молниеприемником, выполнен отдельный контур, не соединенный с общим контуром. Все импульсное сопротивление заземлителей должно составлять не менее 10 Ом. Защита от вторичных проявлений молний выполнена присоединением металлических корпусов аппаратов и трубопроводов к наружному контуру заземления.

7.7 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 40x4мм. В качестве защитного зануления используются дополнительные жилы кабелей путём присоединения их к нулевой шине распределительных щитов и металлическим частям электрооборудования.

Наружный контур заземления выполнен из горизонтальных электродов из стальной полосы 40x4 мм и вертикальных электродов из стали круглой диаметром 16 мм длиной 5 м, которые вбиваются в землю с глубины – 0,5 м. Соединения вертикальных и горизонтальных электродов выполняются сваркой. Сопротивление растеканию заземляющего контура в любое время года должно быть не более 4 Ом. Если при замерах сопротивление окажется более 4 Ом, то требуется дополнительно вбить вертикальные электроды.

Для защиты от электростатического электричества предусмотрено присоединение технологических трубопроводов и оборудования узлов к наружному контуру заземления. На площадке также предусмотрен контур заземления «Нуль система» для приборов КИПиА, связи и сигнализации, гальванически не связанный с защитным контуром заземления. Сопротивление контура «Нуль система» в любое время года должно быть не более 4 Ом.

7.8 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 надежно соединены между собой через перемычки.

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

7.9 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.

8. АВТОМАТИЗАЦИЯ КОМПЛЕКСНАЯ

Данным разделом решаются вопросы автоматизации рабочего проекта «Строительство электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт в Сайрамском районе Туркестанской области. Внешнее газоснабжение».

Раздел разработан на основании:

- договора и задания на проектирование;
- требований нормативных документов;

Данная система выполняет следующие задачи:

- получение достоверной оперативной информации;
- обеспечение оперативного управления пневмогидроприводами, контроль и регистрацию технологических параметров объектов газопровода;
- контроль работы оборудования автоматизации, планируемых интервалов проверок, сервисного обслуживания, вывода в ремонт;
- повышение безопасности производства и безаварийной эксплуатации технологического оборудования.

Раздел проекта соответствует требованиям нормативных документов, действующих в Республике Казахстан.

8.1 Перечень сокращений

ПЛК – Программируемый логический контроллер;

АРМ – Автоматизированное рабочее место;

SCADA – Система диспетчерского контроля и управления;

ПС – Пожарная сигнализация;

НПВ – Нижний предел взрываемости.

8.2 Назначение, цель создания системы автоматизации

Проектируемая система автоматизации предназначена для контроля работы и возможности дистанционного/автоматического управления технологическими объектами газопровода.

8.3 Объекты автоматизации

Проектируемая система автоматизации включает в себя контроль основных технологических параметров и обеспечение автоматизированного режима работы следующих технологических объектов:

- крановый узел КУ-1;
- крановый узел КУ-2;
- площадка УЗОУ;
- площадка УПОУ;
- охранный крановый узел ОКУ;
- АГРС.

8.4 Структура системы автоматизации

Принимаемая степень автоматизации обеспечивает эксплуатацию проектируемого объекта на заданных режимах, автоматическую защиту и блокировку технологического оборудования от

повреждений при возникновении аварийных ситуаций, дистанционный контроль и управление технологическим процессом.

При создании системы автоматизации, для каждого технологического объекта, предусмотрен минимально-необходимый набор аппаратных средств управления и предоставления информации, обеспечивающих возможность ведения технологического процесса по заданным критериям и алгоритмам работы.

Структура системы автоматизации спроектирована как трехуровневая, базирующаяся на современных аппаратно-программных комплексах, обеспечивающих взаимодействие обслуживающего персонала с технологическим оборудованием. Структура системы автоматизации строится по модульному принципу, обеспечивая надежность его функционирования.

Нижний уровень системы представляется контрольно-измерительными приборами (КИП), датчиками и приборами сигнализации, исполнительными пневмогидроприводами, располагаемыми непосредственно на технологических объектах и оборудовании.

Средний уровень представлен ПЛК серии Simatic S7-1200 с модулями ввода/вывода (КУ-1, КУ-2, ОКУ, УЗОУ, УПОУ) и ПЛК серии Simatic S7-1500 с модулями ввода/вывода (АГРС). Указанные компоненты системы автоматизации установлены в шкафах автоматизации ША-КУ-1, ША-КУ-2, ША-ОКУ, ША-УЗОУ, ША-УПОУ, ШКУ-АГРС.

Верхний уровень площадок КУ-1, ОКУ, УЗОУ, УПОУ представлен панелями оператора SIMATIC HMI TP1200 расположенных в шкафах ША-УЗОУ и ША-УПОУ, а также АРМ оператора (комплектная поставка АГРС) расположенного в помещении операторной на территории АГРС.

Верхний уровень площадки КУ-2 представлен АРМ оператора (существующий) расположенного в существующем диспетчерском пункте МГ «ББШ».

При помощи указанных панелей оператора и АРМ с установленным программным обеспечением (ПО) предусматривается организация системы SCADA.

SCADA - система сбора данных и диспетчерского управления, включающая в себя комплекс программно-технических средств, состоящих из:

- сенсорной панели оператора с возможностью отображения мнемосхем технологических процессов;
- АРМ оператора на базе ПК в промышленном исполнении;
- общего проекта прикладного программного обеспечения для программируемых контроллеров Step 7 компании «Siemens»;
- средой разработки проекта визуализации технологического процесса SIMATIC WinCC Comfort компании «Siemens».

Передача данных от шкафов автоматизации в систему SCADA предусмотрена посредством волоконно-оптической линии связи, интерфейс Ethernet, протокол TCP/IP.

Волоконно-оптическая линия связи и коммутационное оборудование учтены в разделе 5792-2-СС.

Структурная схема комплекса технических средств системы автоматизации представлена в чертежах 5792-2-АК-005, 5792-3-АК-002, 5792-4-АК-002, 5792-5-АК-002, 5792-6-АК-002, 5792-7-АК-002.

Схема интерфейсных связей линейных сооружений и АГРС представлена в разделе 5792-2-АК, на чертеже 5792-2-АК-007.

8.5 Основные решения по автоматизации

8.5.1 Крановый узел КУ-1

Крановый узел КУ-1 - категория А, класс В-Iг;

Модуль связи - категория Д.

На крановом узле предусматривается контроль параметров и управление пневмогидроприводом:

- дистанционное/местное управление пневмогидроприводом;
- контроль давления в газопроводе до и после пневмогидропривода;
- НПВ содержания метана в воздухе рабочей зоны;
- температура в газопроводе до пневмогидропривода;
- контроль температуры в модуле связи;
- контроль открытия двери модуля связи;
- сигнал «Пожар» от ПС;
- учет затраченной электроэнергии;
- контроль работы станции катодной защиты.

Управление и контроль пневмогидроприводом в режиме «дистанционный» предусматривается с использованием дискретных входов/выходов 24VDC .

Контроль давления в газопроводе с передачей измерений предусматривается датчиками давления производства компании «Элемер», во взрывозащищенном исполнении Exd (взрывонепроницаемая оболочка).

Контроль температуры в газопроводе с передачей измерений предусматривается датчиками температуры производства компании «Термоприбор», во взрывозащищенном исполнении Exd (взрывонепроницаемая оболочка).

Контроль температуры в модуле связи с передачей измерений предусматривается датчиком температуры производства компании «Элемер».

НПВ содержания метана с передачей измерений предусматривается газоанализатором производства компании «Эрис», во взрывозащищенном исполнении Exd (взрывонепроницаемая оболочка).

Контроль параметров и управление исполнительными устройствами осуществляется от шкафа автоматизации ША-КУ-1, расположенного в модуле связи на площадке кранового узла КУ-1.

8.5.2 Охранный крановый узел ОКУ

Охранный крановый узел ОКУ - категория А, класс В-Iг;

Модуль связи - категория Д.

На охранном крановом узле предусматривается контроль параметров и управление пневмогидроприводом:

- дистанционное/местное управление пневмогидроприводом;
- контроль давления в газопроводе до и после пневмогидропривода;
- НПВ содержания метана в воздухе рабочей зоны;
- температура в газопроводе до пневмогидропривода;
- контроль температуры в модуле связи;
- контроль открытия двери модуля связи;
- сигнал «Пожар» от ПС;

- учет затраченной электроэнергии;
- контроль работы станции катодной защиты.

Управление и контроль пневмогидроприводом в режиме «дистанционный» предусматривается с использованием дискретных входов/выходов 24VDC .

Контроль давления в газопроводе с передачей измерений предусматривается датчиками давления производства компании «Элемер», во взрывозащищенном исполнении Exd (взрывонепроницаемая оболочка).

Контроль температуры в газопроводе с передачей измерений предусматривается датчиками температуры производства компании «Термоприбор», во взрывозащищенном исполнении Exd (взрывонепроницаемая оболочка).

Контроль температуры в модуле связи с передачей измерений предусматривается датчиком температуры производства компании «Элемер».

НПВ содержания метана с передачей измерений предусматривается газоанализатором производства компании «Эрис», во взрывозащищенном исполнении Exd (взрывонепроницаемая оболочка).

Контроль параметров и управление исполнительными устройствами осуществляется от шкафа автоматизации ША-ОКУ, расположенного в модуле связи на площадке охранного кранового узла ОКУ.

8.5.3 Узел запуска очистных устройств

Узел запуска очистных устройств УЗОУ - категория А, класс В-Iг;

Модуль связи - категория Д.

На площадке УЗОУ предусматривается контроль параметров и управление пневмогидроприводами:

- дистанционное/местное управление пневмогидроприводами;
- контроль давления в газопроводе до и после пневмогидроприводов;
- НПВ содержания метана в воздухе рабочей зоны;
- температура в газопроводе до пневмогидропривода УЗОУ-XV-01;
- контроль температуры в модуле связи;
- контроль открытия двери модуля связи;
- сигнал «Пожар» от ПС;
- контроль прохождения очистного устройства в 1 км. от площадки УЗОУ;
- учет затраченной электроэнергии;
- контроль работы станции катодной защиты.

Управление и контроль пневмогидроприводом в режиме «дистанционный» предусматривается с использованием дискретных входов/выходов 24VDC .

Контроль давления в газопроводе с передачей измерений предусматривается датчиками давления производства компании «Элемер», во взрывозащищенном исполнении Exd (взрывонепроницаемая оболочка).

Контроль температуры в газопроводе с передачей измерений предусматривается датчиками температуры производства компании «Термоприбор», во взрывозащищенном исполнении Exd (взрывонепроницаемая оболочка).

Контроль температуры в модуле связи с передачей измерений предусматривается датчиком температуры производства компании «Элемер».

НПВ содержания метана с передачей измерений предусматривается газоанализатором производства компании «Эрис», во взрывозащищенном исполнении Exd (взрывонепроницаемая оболочка).

Контроль прохождения очистного устройства предусматривается датчиком МПДС-3 производства компании «НТП ИТЦ», во взрывозащищенном исполнении Exd (взрывонепроницаемая оболочка).

Контроль параметров и управление исполнительными устройствами осуществляется от шкафа автоматизации ША-УЗОУ, расположенного в модуле связи на площадке УЗОУ.

8.5.4 Узел приема очистных устройств

Узел приема очистных устройств УПОУ - категория А, класс В-Ig;
Модуль связи - категория Д.

На площадке УПОУ предусматривается контроль параметров и управление пневмогидроприводами:

- дистанционное/местное управление пневмогидроприводами;
- контроль давления в газопроводе до и после пневмогидроприводов;
- НПВ содержания метана в воздухе рабочей зоны;
- температура в газопроводе до пневмогидропривода УПОУ-XV-01;
- контроль температуры в модуле связи;
- контроль открытия двери модуля связи;
- сигнал «Пожар» от ПС;
- контроль прохождения очистного устройства в 1 км. до площадки УПОУ;
- сигнализация верхнего уровня в конденсаторосборнике;
- сигнализация аварийного верхнего уровня в конденсаторосборнике;
- учет затраченной электроэнергии;
- контроль работы станции катодной защиты.

Управление и контроль пневмогидроприводом в режиме «дистанционный» предусматривается с использованием дискретных входов/выходов 24VDC .

Контроль давления в газопроводе с передачей измерений предусматривается датчиками давления производства компании «Элемер», во взрывозащищенном исполнении Exd (взрывонепроницаемая оболочка).

Контроль температуры в газопроводе с передачей измерений предусматривается датчиками температуры производства компании «Термоприбор», во взрывозащищенном исполнении Exd (взрывонепроницаемая оболочка).

Контроль температуры в модуле связи с передачей измерений предусматривается датчиком температуры производства компании «Элемер».

НПВ содержания метана с передачей измерений предусматривается газоанализатором производства компании «Эрис», во взрывозащищенном исполнении Exd (взрывонепроницаемая оболочка).

Контроль прохождения очистного устройства предусматривается датчиком МПДС-3 производства компании «НТП ИТЦ», во взрывозащищенном исполнении Exd (взрывонепроницаемая оболочка).

Контроль верхнего и аварийного верхнего уровня предусматривается вибрационными датчиками уровня производства компании «Элемер», во взрывозащищенном исполнении Exd (взрывонепроницаемая оболочка).

Контроль параметров и управление исполнительными устройствами осуществляется от шкафа автоматизации ША-УПОУ, расположенного в модуле связи на площадке УПОУ.

8.5.5 АГРС

Для автоматизации газораспределительной станции предусмотрена САУ ТП ГРС заводского изготовления с блоком резервного питания, предназначенного только для нужд САУ ТП ГРС. САУ ТП ГРС, включая контрольно-измерительные приборы, поставляется комплектно.

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

- контроля и управления технологическими процессами на ГРС 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.

Обмен данными САУ ТП ГРС с оборудованием КП телемеханики осуществляется по стандартным промышленным интерфейсам последовательной связи типа RS485 (открытый протокол передачи данных Modbus RTU). САУ ТП ГРС 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, ProfiNet, OPC UA, тип протокола обмена данными, а также номер порта и IP-адрес должны быть согласованы с эксплуатирующей организацией.

САУ ТП ГРС обеспечивает передачу в операторную аварийных и принудительных сигналов о состоянии работы ГРС, аналоговых параметров и сигналов управления средствами УДКС (устройство дистанционного контроля и сигнализации).

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

САУ ТП ГРС 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 ГРС;
- 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 ГРС;
- концентрация оксида углерода в отсеке котельной;
- положение всех кранов ГРС;
- состояние подогревателя газа (работа/неисправность);
- состояние системы вентиляции (включена/отключена);
- параметры с блока управления одоризатором (объем информации зависит от конкретной модели блока управления).

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

- кранами узла очистки газа;
- кранами узла переключения;
- кранами блока редуцирования газа;
- регулирующими задвижками блока ограничения расхода газа на выходе №1;
- регулирующими задвижками блока ограничения расхода газа на выходе №2;
- клапанами отсека подготовки теплоносителя;
- системой принудительной вентиляции отсеков ГРС.

В систему САУ ГРС для реализации опции коммерческого учета газа интегрирован контроллер расхода.

САУ ТП ГРС обеспечивает осуществление контроля и управления работой ГРС 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 ГРС выше установленных аварийных пределов;
- блокировка включения системы принудительной вентиляции блоков ГРС при возникновении пожара в отсеках;
- отсечение подогревателя (теплообменника) газа при прорыве трубного пучка осуществляется клапанами ПКО (механическими);
- 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 ГРС.

Применение источника бесперебойного питания позволяет не только обеспечить работу САУ ТП ГРС при пропадании внешнего электроснабжения в течении 48 часов, но и обеспечивает стабильное напряжение питания 220 В приборов, входящих в состав САУ ТП ГРС. Информация о работе источника бесперебойного электроснабжения поступает на контроллер и передается на верхний уровень.

Дополнительно САУ ТП ГРС обеспечивает выполнение следующих вспомогательных функций:

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

Узлы и блоки, входящие в состав АГРС поставляются в блочно-модульном исполнении в комплекте с системами: пожарообнаружения, контроля загазованности и охранной сигнализации. Оборудование системы охранной и пожарной сигнализации, системы газоанализа, предусматриваемые 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 ГРС обеспечивает выполнение следующих функций:

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

10. Объектами контроля и управления САУ ТП ГРС являются:

- блок учета расхода газа (на входе в АГРС) - категория А, класс В-Ia;
- узел переключения (входной коллектор DN300, выходной коллектор DN400 и выходной коллектор DN150) - категория Аn класс В-Ig;
- узел очистки газа - категория А, класс В-Ig;
- узел подогрева газа - категория Аn, класс В-Ig;
- узел редуцирования - категория А, класс В-Ig;
- узел учета расхода газа DN300, DN100 - категория А, класс В-Ig;
- блок автоматической одоризации DN300 - категория А, класс В-Ia;
- блок-бокс "Операторная" в комплекте с САУ ТП АГРС, систем контроля пожароопасности, загазованности, источника бесперебойного электропитания - Д;
- подземная емкость сбора конденсата $V=5,0\text{м}^3$ - категория А, класс В-Ig;
- подземная емкость хранения одоранта $V=1,0\text{м}^3$ - категория А, класс В-Ig;
- емкость-аккумулятор импульсного газа $V=1,5\text{м}^3$ - категория А, класс В-Ig;

Категория взрывоопасности среды: газ - ПА; одорант - ПА.

Группа взрывоопасной среды: газ - Т1; одорант - Т3.

Питание системы автоматизации осуществляется по I 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 ГРС входит источник бесперебойного питания, обеспечивающий работу САУ при отсутствии напряжения на основном источнике питания - не менее 24 часов, включая 1 час управления кранами.

При производстве работ по монтажу и наладке систем автоматизации должны соблюдаться требования СН РК 4.02-03-2012 и СП РК4.02-103-2012.

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.

Пожарная безопасность узлов и блоков, входящих в состав АГРС обеспечивается в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.004-91, СН РК 2.02-11-2002, СН РК2.02-02-2019, СП РК2.02-102-2014, СН РК 2.02-01-2019, ПУЭ, правил пожарной безопасности в Республике Казахстан.

Блоки оборудованы средствами пожарной сигнализации и укомплектованы средствами пожаротушения (огнетушителями), установленными в удобных и доступных местах.

Молниезащита защита блоков обеспечивается металлической обшивкой крыши и наличием заземляющего устройства.

Все оборудование, применяемое проектом, отвечает требованиям по взрывопожаробезопасности, имеет сертификаты соответствия РК и учтено в спецификации 5792-2-АК.СО.

8.5.6 Крановый узел КУ-2

Крановый узел КУ-2 - категория А, класс В-Iг;

Модуль связи - категория Д.

На крановом узле предусматривается контроль параметров и управление пневмогидроприводом:

- дистанционное/местное управление пневмогидроприводом;
- контроль давления в газопроводе до и после пневмогидропривода;
- НПВ содержания метана в воздухе рабочей зоны;
- температура в газопроводе до пневмогидропривода;
- контроль температуры в модуле связи;
- контроль открытия двери модуля связи;
- сигнал «Пожар» от ПС;
- учет затраченной электроэнергии;
- контроль работы станции катодной защиты.

Управление и контроль пневмогидроприводом в режиме «дистанционный» предусматривается с использованием дискретных входов/выходов 24VDC .

Контроль давления в газопроводе с передачей измерений предусматривается датчиками давления производства компании «Элемер», во взрывозащищенном исполнении Exd (взрывонепроницаемая оболочка).

Контроль температуры в газопроводе с передачей измерений предусматривается датчиками температуры производства компании «Термоприбор», во взрывозащищенном исполнении Exd (взрывонепроницаемая оболочка).

Контроль температуры в модуле связи с передачей измерений предусматривается датчиком температуры производства компании «Элемер».

НПВ содержания метана с передачей измерений предусматривается газоанализатором производства компании «Эрис», во взрывозащищенном исполнении Exd (взрывонепроницаемая оболочка).

Контроль параметров и управление исполнительными устройствами осуществляется от шкафа автоматизации ША-КУ-2, расположенного в модуле связи на площадке кранового узла КУ-2.

8.6 Электропитание системы автоматизации

Питание системы автоматизации осуществляется подводом напряжения ~220В и заземляющего проводника РЕ к шкафам автоматизации. Подвод питающего напряжения и заземляющего проводника учтен в электротехнической части проекта.

Для обеспечения работоспособности системы при кратковременных отключениях питания шкафы автоматизации оснащены источниками бесперебойного питания ИБП и блоком батарей, позволяющими сохранить работоспособность системы в течение 30 минут.

В шкафах автоматизации предусмотрены сигналы с выводом на панель и АРМ оператора:

- Контроль наличия вводного напряжения;
- Контроль состояния батареи ИБП.

8.7 Монтаж приборов автоматизации

При производстве работ по монтажу и наладке систем автоматизации должны соблюдаться требования СН РК 4.02-03-2012 и СП РК 4.02-103-2012.

Установку вне щитовых средств автоматизации (датчиков, приборов и аппаратуры) выполнить по типовым чертежам и рекомендациям заводов-изготовителей.

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.

Кабельные трассы цепей управления, сигнализации, интерфейсных связей выполнены контрольными кабелями с медными жилами, витой парой. Проектным решением прокладка кабеля по объектам автоматизации проходит по проектируемым кабельным коробам, в траншеях и металлорукаве.

8.8 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.

8.9 Рекомендации по технике безопасности

Технические решения, принятые в рабочем проекте, соответствуют нормативным документам, действующим на территории Республики Казахстан:

Перед началом монтажных работ необходимо произвести тщательный осмотр изделий, устанавливаемых во взрывоопасных зонах. При этом необходимо обратить внимание на:

- знаки взрывозащиты и предупреждающие надписи;
- отсутствие повреждений взрывонепроницаемых оболочек;
- наличие средств уплотнений для кабелей, проводов, крышек;
- наличие заземляющих устройств.

При монтаже необходимо проверять состояние взрывозащитных поверхностей (царапины, трещины, вмятины и другие дефекты не допускаются).

9. СИСТЕМЫ СВЯЗИ

9.1 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 «Магистральные трубопроводы»;
- 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».

9.2 Проектные решения

В раздел по системам связи входят решения по обеспечению АГРС средствами связи и передачи данных, входящих в общую структуру системы производственно-технологической связи (СПТС) магистрального газопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент» (МГ).

9.3 Решения по линейной части

9.3.1 Общее

Для обеспечения надежной и безопасной работы проектируемой АГРС газопровода-отвода, как части магистрального газопровода «Бейнеу-Бозой-Шымкент», предусматривается строительство современных средств технологической связи.

Средства связи должны обеспечить организацию: производственной телефонной связи, диспетчерской связи, технологической связи, передачи данных.

9.3.2 Волоконно-оптическая линия связи (ВОЛС)

Для подключения проектируемых средств связи к СПТС МГ в проекте предусмотрена ВОЛС, а именно предусмотрена прокладка 24-х волоконного оптического кабеля (ВОК) без металлической составляющей, в полиэтиленовой трубе (ЗПТ), в грунте, на расстоянии 8-ми метров с левой стороны по ходу газа, вдоль газопровода-отвода (ГО). Проектируемая трасса газопровода-отвода проходит по степной местности Сайрамского района. Подробное описание трассы по участкам представлено в отчете по инженерным изысканиям.

ВОК проложен от шкафа с оборудованием волоконно-оптической связи МГ, находящегося в Укрытии для оборудования (шелтер) на Площадках узла врезки к МГ "ББШ", совмещенного кранового узла, УЗОУ, УПОУ, ОКУ-1, АГРС до Блока АГРС на глубине 1,2 метра, в защитной полиэтиленовой трубе диаметром 40 мм, толщиной стенки 3,5 мм. ВОК заведен в Блок операторной через кабельный ввод, предусмотренный заводом-изготовителем, в помещение, где будет установлен телекоммуникационный шкаф для оборудования связи. Далее ВОК проложен по кабельным лоткам, с учётом радиуса изгиба, до телекоммуникационного шкафа и заведен в шкаф. ВОК с двух сторон расключен на оптические кроссы.

Общая длина ВОК (с учетом расхода на монтаж, предусмотренных запасов на оптических муфтах и на вводах в помещение для оборудования связи и автоматизации в Блоке операторной и в шелтере) составит – около 18 километров.

9.3.3 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 9,8 МПа;
- диапазон рабочих температур ОК от минус 40 оС до плюс 60 оС. Кабели должны быть стойкими к повышенной влажности воздуха до 98 % при плюс 35 оС, 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;
- 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 IEC 793-1-C1A или C1C;
- хроматическая дисперсия ОВ на длине волны 1,55 мкм должна быть не более 18 пс/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;

9.3.4 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 сращиваний оптических волокон от механических повреждений.

Для укладки и защиты от внешних воздействий соединительных муфт и технологического запаса кабеля предусмотрена установка подземных колодцев оперативного доступа. А также в местах поворотов трассы ВОК предусматривается установка колодцев оперативного доступа (КОД).

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.

Место установки КОД определяется исходя из конкретных строительных длин кабеля (за вычетом монтажного запаса с каждой стороны по 15 м) в запланированных местах и зависит от грунтовых условий по трассе ВОЛС.

При выборе места заложения колодца следует руководствоваться степенью водонасыщенности грунтов (уровень грунтовых вод) и среднестатистической глубиной промерзания грунта. Утепляющий слой грунта должен превышать глубину промерзания на 0,2-0,3 м. При промерзании грунта более 1,3 м колодец устанавливается на глубине 1,3 м. При размещении колодцев на особо неустойчивых грунтах (болотах) и на неизменно заливных местах предусматривается ограждающая обваловка, объем которой определяется строительным проектом. В скальных грунтах КОД размещаются по уровню прокладки кабельной линии. КОД должны быть установлены на уплотненный дренажный слой высотой 0,2-0,3 м.

Все мероприятия по установке колодцев оперативного доступа, 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 километровой 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 сращения не должна превышать 0,04-0,08 дБ. Все измерения должны быть занесены в паспорт на смонтированную оптическую муфту. Технологический запас оптического кабеля в колодце должен быть уложен кольцами и закрыт, запас 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 м на прямолинейных участках, на поворотах трассы и пересечениях автомобильных дорог на расстоянии 0,1 м от оси трассы в сторону противоположную газопроводу-отводу.

Для фиксации соединительных муфт, устанавливаемых для сращивания строительных длин кабеля ВОЛС предусматривается установка маркеров, обеспечивающих обнаружение диэлектрических линий связи методом радиолокации. Маркер имеет 3 контура, отражает сигнал во всех направлениях, работает на частоте 101,4 кГц.

При пересечениях инженерных коммуникаций разработка траншеи производится вручную с защитой кабеля полиэтиленовой двуслойной трубой диаметром 110 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 – 2 м, ВЛ 35-110 кВ – 4 м.

Все работы на пересечениях выполнять только с письменного разрешения и в присутствии представителя эксплуатационной организации, соблюдая требования согласований.

До начала производства работ строительско-монтажная организация должна разработать и согласовать с заказчиками схему и инструкцию по безопасному производству работ.

Прокладка кабеля в полиэтиленовую трубу (ЗПТ) выполняется методом задувки.

9.3.5 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 5.8.3.5.1:

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.

9.3.6 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 2,5 МПа;
- 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.

Металлические муфты для сращивания строительных длин применяются только на участках, где не предусмотрена прокладка кабеля методом задувки, на переходах через дороги, реки. Для обеспечения герметичности трубы необходимо поверх металлической муфты применить термоусаживающую трубку или клеящую ленту типа ВМ Термофлекс или структурную ленту типа АРМОКАСТ.

При прокладке трубки кабелеукладчиком в грунтах I-IV категорий необходимо заранее выполнить подготовительные работы и соблюдать следующие условия:

- перед прокладкой трубки необходимо произвести предварительную пропорку грунта, что позволит вести более скоростную прокладку, исключить простой 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 трубки и исключения ее повреждения;
- нож и кассета должны обеспечивать равное заглаживание дна прорези во избежание повреждение трубки от выступающих камней и исключение резких изгибов трубки;
- трубки на стыке строительных длин должны перекрываться не менее 1 м и связаны между собой смоляной лентой, поверх которой обмотаны по всей длине перекрытия лентой из стеклотканей или другого материала, не вызывающую загрязнению 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 трубки;
- в грунтах V-VII категорий грунта разработка траншеи производится шпуровым методом на глубину 0,5-0,7 м в зависимости от толщины мягкого грунта. На участке до прокладки трубки очистить траншею от камней и скальной породы, произвести подсыпку из мягкого грунта толщиной 10 см, а только потом уложить трубку.

На данном участке прокладка трубки осуществляется вручную с платформы, движущийся вдоль траншеи, затем снова выполнить подсыпку 10 см мягкого грунта, затем засыпать на половину глубины прокладки трубки, проложить сигнальную ленту и засыпать траншею полностью. При наличии выступающих не извлекаемых пород или камней следует выполнить подсыпкой плавный переход, чтобы трубка не имела резкого изгиба.

При размотке трубки со стационарного барабана с движущиеся платформы следует надеть кабельный чулок на заглушенный конец трубки и подсоединить его к машине через компенсатор кручения, либо использовать концевую проушину, ввинчиваемую в трубку. Независимо от метода прокладки, барабан на кабельном транспортере должен устанавливаться так, чтобы размотка трубки производилась снизу барабана, обеспечивая ее устойчивость и нормальное развертывание. Укладка трубки 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 двуслойной трубой диаметром 110 мм.

При пересечении электрокабелей, газопроводов, нефтепроводов других кабелей связи кабель прокладывается ниже этих сооружений 0,15 м по вертикали с защитной полиэтиленовой трубой диаметром 110 мм.

При пересечении водопровода, канализации, тепловых сетей, дренажных сооружений кабель прокладывается выше на 0,15 м также с защитой полиэтиленовой трубой диаметром 110 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 траншее до приямка, после чего продолжить прокладку ЗПТ кабелеукладчиком, оставив требуемый нахлест 1 м, 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 трубки в траншею при высокой температуре первоначально трубку необходимо присыпать 10 см слоем мягкого грунта и выдержать несколько часов для выравнивания температуры трубки и грунта, после чего произвести окончательную засыпку траншеи.

9.4 Решения по станционной части

9.4.1 Общие требования

Согласно СТ РК 1916-2009 и техническим условиям от ТОО «Газопровод Бейнеу-Шымкент» на АГРС предусмотрена производственно-технологическая связь с организацией и установкой следующих видов связи, сетей передачи данных:

- 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.

9.4.2 Требования, предъявляемые к оборудованию связи

Оборудование, применяемое для организации технологической связи проектируемой АГРС 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.

9.4.3 Схема организации связи по ВОЛС

Вдоль МГ действует производственно-технологическая связь (ПТС).

Установка оборудования ПТС МГ производится на всех технологических узлах. Межузловое соединение оборудования ПТС МГ в сеть производится с использованием ВОЛС. Сеть имеет структуру топологии звезды.

На АГРС предусмотрена установка коммутатора L2 в операторной. На КУ предусмотрена установка коммутатора L2 в шелтере. Коммутаторы L2 имеют 19” корпус и будут установлены в 19” телекоммуникационные шкафы. Они должны быть подключены между собой через

проектируемую ВОЛС. Коммутатор L2 в шелтере должен быть подключен по Ethernet к оборудованию ПТС МГ.

9.4.4 Система телефонной связи

Вдоль магистрального газопровода организована IP телефония с установкой от действующей IP АТС, подразделений и производственных участков. 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. IP телефон подключается к IP АТС МГ через проектируемую ВОЛС.

9.4.5 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 методам 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.

10. ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА

В раздел электрохимической защиты по проекту «Строительство электростанции на базе ПГУ мощностью 1000 МВт в Сайрамском районе Туркестанской области. Внешнее газоснабжение» входят решения по защите от коррозии:

- магистрального газопровода диаметром 530x14 мм длиной 239 м;
- магистрального газопровода диаметром 426x9(12) мм длиной 13531 м;
- подземных стальных технологических емкостей и трубопроводов на АГРС;
- стальных футляров на пересечениях с дорогами, а также на пересечениях с инженерными коммуникациями.

Коррозионные исследования выполнены ТОО «КИТНГ» в мае месяце 2024 года. На основании заключения о коррозионных исследованиях грунтов относительно стали, свинцовой и алюминиевой оболочкам силовых электрических кабелей сделаны следующие основные выводы:

- на всех участках подземных стальных технологических емкостей и трубопроводов площадки АГРС и по трассе магистрального газопровода 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 сооружений на площадке АГРС и магистрального газопровода необходимо предусмотреть катодную защиту используя преобразователи типа ИПКЗ с УКЗН;
- исследованные грунты имеют высокую агрессивность к алюминию, к свинцу – низкую.

Электрические кабели в пределах эксплуатации будут подвергаться растягивающим усилиям.

Инженерно-геологические изыскания выполнены ТОО «Торорпан-3D» в мае месяце 2024 года. На основании заключения об инженерно-геологических условиях сделаны следующие основные выводы:

- Грунты на исследуемой территории до глубины 10,0 м по геолого-литологическим признакам и геотехническим характеристикам выделены в следующие инженерно-геологические элементы (ИГЭ) (по ГОСТ 25100-2020).
- Почвенно-растительный слой. Мощность 0,1-0,3м. По данному грунту не приводятся физико-механические характеристики, так как при реализации проекта плодородный слой подвергается снятию и рекультивации.
- (ИГЭ-1) Суглинок верхнечетвертичный аллювиально-пролювиальный;
- (ИГЭ-2) Супесь верхнечетвертичный аллювиально-пролювиальный;
- (ИГЭ-3) Пески мелкие аллювиально-пролювиальные верхнечетвертичные;
- (ИГЭ-4) Гравийно-галечника ллювиально-пролювиальный верхнечетвертичного возраста.
- Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов (СП РК 5.01-102-2013) в рассматриваемом районе для суглинков составила 29см, для песков мелких и пылеватых - 35см, для песков средних - 38см, для крупнообломочных грунтов - 43см. Максимальная глубина проникновения нулевой изотермы при обеспеченности 0,90 - 50см, при обеспеченности 0,98 - 100см (СП РК 2.04-01-2017, Приложение А, рис. А.2).;

- Коррозионная активность всех грунтов к углеродистой стали от средней до высокой,
- сопротивление грунтов колеблется от 17,3 до 25,0 Ом*м;

10.1 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 магистрального газопровода, подземных стальных технологических емкостей и трубопроводов на АГРС ПГУ 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.

10.1.1 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 магистрального газопровода применяется наружное антикоррозионное покрытие усиленного типа. В заводском или базовом исполнении, по условиям нанесения, защитное покрытие конструктивно выполнено как трехслойное полимерное (ЗРЕ), толщиной 2,0 мм. Данное защитное покрытие обеспечивает сопротивление изоляции величиной 300 000 Ом·м².

В структуру защитного покрытия входят:

- грунтовка на основе терморезактивных смол;
- термоплавкий полимерный подслои;
- защитный слой на основе экструдированного полиолефина.

Для защиты сварных стыков, применяются термоусаживающиеся манжеты толщиной не менее 2,0 мм.

Для подземных стальных технологических емкостей и трубопроводов на АГРС 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 магистрального газопровода 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 СП РК 2.01-101-2013 «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.

10.1.2 Активная защита

С течением времени происходит естественное старение защитного покрытия трубопровода и оно теряет свои диэлектрические свойства, водоустойчивость 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 магистрального газопровода и 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.

10.1.3 Системы защиты

Система катодной защиты включает установку катодной защиты, состоящей из станций катодной защиты (СКЗ), обеспечивающих вероятность безотказной работы на период не менее 10000 ч анодного заземления, соединительных проводов (кабелей), а также контрольно-измерительных пунктов и неполяризующихся 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 ModbusRTU. СКЗ устанавливаются около блока «операторная» на территории АГРС. Электропитание СКЗ осуществляется от низковольтного щита (шкафа) 220В, 50 Гц, переменного 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.

Для подключения средств защиты и контроля состояния на сооружениях оборудованы контрольно-измерительные пункты (КИП). На магистральном газопроводе 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 средних точках и в конце газопровода – для контроля тока;
- в точке дренажа установок электрохимической защиты и на анодном поле для коммутации средств защиты подземных коммуникаций на АГРС;
- в местах установки защиты стальных футляров газопроводов.

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.

10.2 Решения по магистральному газопроводу

10.2.1 Станции катодной защиты

Учитывая все необходимые условия по применению электрохимической защиты (ЭХЗ), в данном проекте предусматривается активная защита от почвенной коррозии магистрального газопровода и осуществляемая установкой катодной защиты.

Проектируемая система катодной защиты предусматривает установку станции катодной защиты, размещаемую около блока «операторная» на территории АГРС ПГУ.

Количество выпрямителей выбирается согласно расчетам исходя из средних показателей удельного сопротивления грунта (17,3-25,0 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

| Наименование данных | Значение | Обозначение |
|--|----------|-------------------|
| Удельное сопротивление стали трубы, Ом·мм ² /м | 0,130 | ρ _г |
| Диаметр трубопровода, м | 0,426 | D _г |
| Толщина стенки трубы, мм | 9,0 | δ _г |
| Среднее удельное сопротивление грунта, Ом·м | 20 | ρ _г |
| Глубина укладки трубопровода, м | 0,8 | H _г |
| Сопротивление изоляции, Ом·м ² | 300000 | R _{из} |
| Срок службы проектируемой УКЗ, лет | 30 | T |
| Коэффициент изменения сопротивления изоляции во времени, год ⁻¹ | 0,08 | у |
| 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 | 20 | ρ _з |
| Удельное электрическое сопротивление грунта в расположения АЗ, Ом·м | 20 | ρ _{га} |
| Длина трубопровода, м | 13531 | L |

Результаты расчета параметров трубопровода

| Наименование данных | Значение | Обозначение |
|--|----------|-----------------|
| Продольное сопротивление трубопровода, Ом/м | 5,9 | R _г |
| Сопротивление растеканию трубопровода, Ом·м | 47.869 | R _п |
| Сопротивление изоляции трубопровода на конечный срок эксплуатации, Ом·м ² | 40600 | R _{из} |
| Постоянная распространения тока на конечный срок эксплуатации, 1/м | 0,000021 | α _г |
| Входное сопротивление трубопровода на конечный срок эксплуатации, Ом | 0,285 | Z _г |

Результаты расчета УКЗ

| Наименование данных | Значение | Обозначение |
|---|----------|------------------|
| Длина защитной зоны одной УКЗ на конечный год эксплуатации, м | 75926 | L _з |
| Ток одной УКЗ на конечный год эксплуатации, А | 0.645 | I _з |
| Ток одной УКЗ на начальный год эксплуатации, А | 1.76 | I _з |
| Средний ток УКЗ за период эксплуатации, А | 1.484 | I _{зср} |
| Напряжение на выходе УКЗ, В | 6.902 | U _з |

| Наименование данных | Значение | Обозначение |
|----------------------------|----------|-------------|
| Требуемая мощность УКЗ, Вт | 12.161 | W |

Согласно правилам устройства электроустановок ПУЭ, 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.

10.2.2 Анодное заземление

Согласно СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» и на основании проведенного вертикального электрического зондирования, в качестве анодных заземлителей (АЗ) катодной защиты для газопровода приняты глубинные электроды вертикального заложения, глубиной до 30 м, на участках со средним удельным электрическим сопротивлением грунта до 50 Ом·м, используя высококремнистый чугун или электроды с электрографитовым содержанием.

Проектом предусматривается глубинное анодное заземление с вертикальным расположением анодных заземлителей. В качестве электродов для анодных заземлителей проектом предлагается использование полимерных электродов (АЗП).

Исходные данные для расчета

| Наименование данных | Значение | Обозначение |
|--|----------|-------------|
| Длина заземлителя, м | 28 | la |
| Масса одного заземлителя, кг | 70 | M |
| Расстояние между двумя заземлителями, м | 30 | a |
| Количество анодных заземлителей, шт | 2 | Na |
| Диаметр заземлителя (электрода), м | 0,2 | da |
| Скорость растворения заземлителя, кг/А·год | 0,06 | q |
| Глубина (до середины заземлителя), м | 15 | h |
| Эмпирический коэффициент | 0,41 | b |
| Эмпирический коэффициент | 0,17 | c |
| Эмпирический коэффициент | 0,83 | f |

Результаты расчета анодного заземления

| Наименование данных | Значение | Обозначение |
|--|----------|-------------|
| Сопротивление растеканию одного анодного заземлителя, Ом | 0,8 | Rз1 |
| Сопротивление растеканию сосредоточенного АЗ, Ом | 0,48 | Rз |
| Срок службы сосредоточенного АЗ, лет | 20 | T |
| Расстояние между трубопроводом и АЗ, м | 17 | Y |

Конструкция анодных заземлителей собирается в гирлянду из 14-ти упакованных электродов АЗП-РА-ГУ, располагаемых в скважине, на глубине 1,02 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 20,0 Ом·м, что соответствует высокой и низкой коррозионной агрессивности грунта на участке трассы прохождения магистрального газопровода.

Согласно расчета анодные заземлители располагаются в 100-х метрах от магистрального газопровода, вне зависимости от характеристик грунта и плотности катодного тока в конкретном месте, потому как на всей территории под строительство магистрального газопровода, инженерно-геологические условия однородные, соответственно удельное электрическое сопротивление грунта в месте расположения анодного заземления будет не более 20 Ом·м.

Номинальный расход материала заземлителя составляет 0,06 кг/А·год. Срок службы анодного заземления рассчитан на весь эксплуатационный период газопровода – 50 лет. Контроль параметров анодных заземлителей и подключение к установкам катодной защиты необходимо выполнить через контактные устройства в контрольно-измерительных пунктах.

10.2.3 Совместная защита

Средства электрохимической защиты магистрального 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.

10.2.4 Контроль системы катодной защиты

Для контроля электрохимической защиты по всей трассе магистрального газопровода 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, середине и конце 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 2-х метрах параллельно оси трубопровода и подключаются к газопроводу катодным выпрямителем.

Для контроля за состоянием защищаемого магистрального 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).

10.2.5 Изолирующие муфты и электрические перемычки

Для того чтобы ограничить потери по току, катодная защита магистрального газопровода должна быть электрически изолирована от смежных цепей заземления. В точке подключения магистрального газопровода на АГРС после кранового узла, предусматривается изолирующая вставка (муфта) монолитного или фланцевого типа. Установка изолирующих фланцев предусматривается в технологической части проекта.

Для предотвращения повреждения изоляционного материала муфты из-за наведенного потенциала высокого напряжения, необходимо установить электрический искровой разрядник.

Предусмотрено выполнение электрических перемычек:

- между фланцевыми соединениями на входе и выходе узла охранного крана, то есть соединение кабелем разъединенных охранном краном участков магистрального газопровода для создания непрерывной цепи защитного потенциала. Перемычки выполняются кабелем сечением $1 \times 35 \text{ мм}^2$ с медными жилами и изоляцией из ПВХ пластика. Подключение кабеля осуществляется через контрольно-измерительные пункты.

Установка изолирующих фланцев может вызвать появление местных анодных зон на газопроводе. Для ликвидации анодных зон предусмотрено подключение к трубопроводу заземляющих токоотводов. В качестве токоотводов в проекте предусмотрена установка магниевых протекторов.

10.2.6 Электрические кабели

Выбор сечения электрических кабелей постоянного и переменного тока выполнен исходя из расчетов и имеющегося опыта эксплуатации на системах магистральных газопроводов РК.

Электрические кабели постоянного и переменного тока с номинальным напряжением 0,6/1кВ имеют следующее сечение:

- питающий кабель электроснабжения СКЗ – $3 \times 4 \text{ мм}^2$;
- цепи от СКЗ до анодного заземления – $1 \times 35 \text{ мм}^2$;
- цепи от СКЗ до газопровода – $2 \times 25 \text{ мм}^2$;
- цепи от СКЗ до постоянного электрода сравнения в точке дренажа – $2 \times 6 \text{ мм}^2$;
- перемычки на газопроводах (на изолирующих фланцах) – $1 \times 35 \text{ мм}^2$;
- цепи контрольно-измерительных пунктов – $2 \times 6 \text{ мм}^2$.

Кабели для анодных заземлителей, протекторов, электродов сравнения поставляются комплектно.

10.3 Решения по АГРС

10.3.1 Станции катодной защиты и анодное заземление

Проектируемая система катодной защиты подземных коммуникаций площадки АГРС ПГУ предусматривает установку двух станций катодной защиты (СКЗ) - основную и резервную, с обеспечением автоматического перевода при отказе основной. СКЗ размещаются в УКЗН на территории АГРС около КТП 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.

Анодные заземления при катодной поляризации для подземных стальных коммуникаций АГРС ПГУ предусматриваются распределенные вертикальные подпочвенные электроды, расположенные в скважинах глубиной до 30 м. Предназначенные, в качестве дополнительной защиты, электроды рассредоточены по территории площадки возле защищаемых трубопроводов на расстоянии пяти диаметров трубы от них.

10.3.2 Система ЭХЗ подземных емкостей

На территории АГРС ПГУ располагаются подземные стальные технологические емкости: емкость одоранта, емкость сбора конденсата и емкость теплоносителя.

В целях предотвращения коррозии указанных заглубленных стальных емкостей, проектом предусматривается катодная защита.

10.3.3 Контроль системы катодной защиты

Для контроля электрохимической защиты подземных трубопроводов площадки АГРС ПГУ 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.

10.3.4 Изолирующие муфты и перемычки

Для того чтобы ограничить потери по току, катодная защита технологических трубопроводов на территории АГРС ПГУ должна быть электрически изолирована от внешних цепей заземления. На входном и выходном газопроводах АГРС предусмотрена установка изолирующих вставок (муфт) монолитного или фланцевого типа. Установка изолирующих фланцев предусматривается в технологической части проекта.

Для предотвращения повреждения изоляционного материала муфты из-за наведенного потенциала высокого напряжения, необходимо установить электрический искровой разрядник.

10.3.5 Мероприятия по уравниванию потенциала

В связи с тем, что будет применен один комплект защиты (две катодные станции и комплект анодного заземления) для технологических трубопроводов АГРС прокладываемых параллельно, для достижения эквивалента потенциала необходима установка электрических перемычек медным кабелем, сечением $1 \times 35 \text{ мм}^2$, не более чем через 50 метров по всей длине параллельного трубопровода. Соединение осуществить через контрольно измерительные пункты.

10.3.6 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 – $1 \times 35 \text{ мм}^2$;
- цепи от выпрямителей катодной защиты до постоянного электрода сравнения в точке дренажа – $4 \times 6 \text{ мм}^2$;
- кабель для уравнивания потенциала – $1 \times 35 \text{ мм}^2$;
- кабель для измерения потенциала – $2 \times 6 \text{ мм}^2$.

Кабели анодного заземления поставляются в комплекте, поставщиком анодных заземлителей.

10.4 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 магистрального газопровода, подземных стальных технологических емкостей и трубопроводов на АГРС ПГУ 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 наполнителем – активатором. Длина защитной зоны одного протектора согласно расчетам составляет от 1000 до 1500 м в зависимости от удельного электрического сопротивления грунта участка расположения технологических объектов. Протекторы устанавливаются горизонтально в грунт на расстоянии 5 м от газопровода и закладываются на глубину ниже промерзания грунта.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1 Государственная лицензия ТОО «КИТНГ»



22004890



ЛИЦЕНЗИЯ

11.03.2022 года

ГС.Л.№000337

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "КИТНГ"
050061, Республика Казахстан, г.Алматы, Проспект Райымбек, дом № 348/1,
Нежилое помещение 2
БИН: 020340000102

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер
юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-
идентификационный номер филиала или представительства иностранного
юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у
юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия),
индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Проектная деятельность

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом
Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

I категория

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и
уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Коммунальное государственное учреждение "Управление
градостроительного контроля города Алматы". Акимат города
Алматы.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

Наурызбеков Бахытжан Асанович

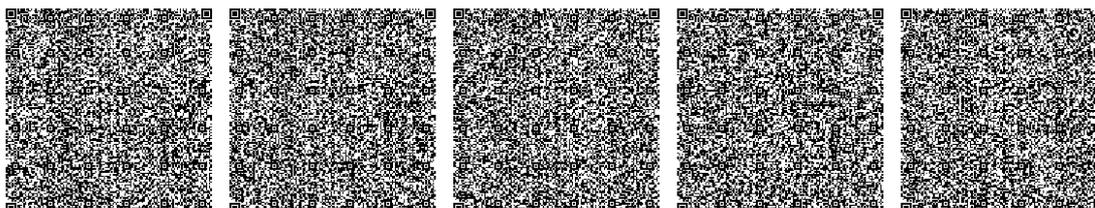
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 26.04.1995

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Алматы



22004890



Страница 1 из 2

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии ГС.Л №000337

Дата выдачи лицензии 11.03.2022 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

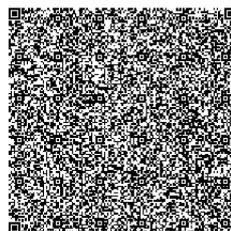
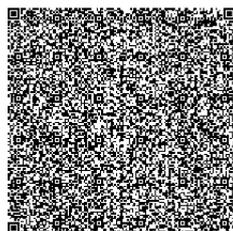
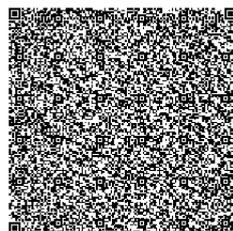
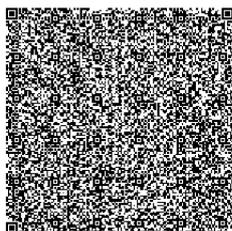
- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) объектов производственного назначения, в том числе:
 - Для медицинской, микробиологической и фармацевтической промышленности
 - Для тяжелого машиностроения
- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) объектов инфраструктуры транспорта, связи и коммуникаций, в том числе по обслуживанию:
 - Общереспубликанских и международных линий связи (включая спутниковые) и иных видов телекоммуникаций
 - Местных линий связи, радио-, телекоммуникаций
 - Внутригородского и внешнего транспорта, включая автомобильный, электрический, железнодорожный и иной рельсовый, воздушный, водный виды транспорта
- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов транспортного строительства), включающее:
 - Улично-дорожную сеть городского электрического транспорта
- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов) строительства объектов сельского хозяйства, за исключением предприятий перерабатывающей промышленности
- Градостроительное проектирование (с правом проектирования для градостроительной реабилитации районов исторической застройки, за исключением научно-реставрационных работ на памятниках истории и культуры) и планирование, в том числе разработка:
 - Схем телекоммуникаций и связи для населенных пунктов с размещением объектов инфраструктуры и источников информации
- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) зданий и сооружений жилищно-гражданского назначения, в том числе:
 - Для транспортной инфраструктуры (предназначенной для непосредственного обслуживания населения) и коммунального хозяйства (кроме зданий и сооружений для обслуживания транспортных средств, а также иного производственно-хозяйственного назначения)

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

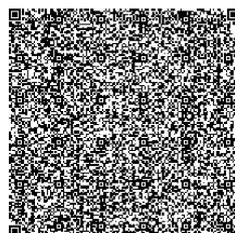
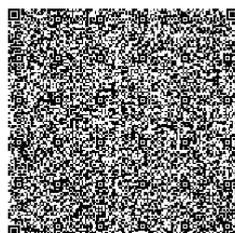
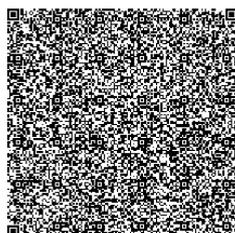
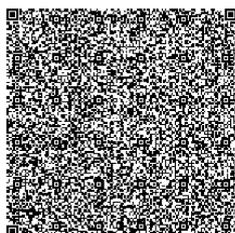
Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "КИТНГ"

050061, Республика Казахстан, г. Алматы, Проспект Райымбек, дом № 348/1,
Нежилое помещение 2, БИН: 020340000102



| | |
|--|--|
| | (полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица) |
| Производственная база | Республика Казахстан, г.Алматы, проспект Райымбека 348 (местонахождение) |
| Особые условия действия лицензии | I категория (в соответствии со статьей 36 Закона на Республику Казахстан «О разрешениях и уведомлениях») |
| Лицензиар | Коммунальное государственное учреждение "Управление градостроительного контроля города Алматы". Акимат города Алматы. (полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии) |
| Руководитель (уполномоченное лицо) | Наурызбеков Бахытжан Асанович (фамилия, имя, отчество (в случае наличия)) |
| Номер приложения | 001 |
| Срок действия | |
| Дата выдачи приложения | 11.03.2022 |
| Место выдачи | г.Алматы |
| (наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях») | |



22004890



Страница 1 из 4

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

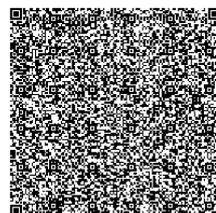
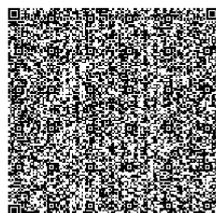
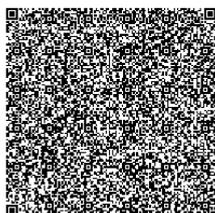
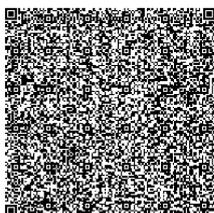
Номер лицензии ГСЛ №000337

Дата выдачи лицензии 11.03.2022 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- I категория

- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) зданий и сооружений жилищно-гражданского назначения, в том числе:
 - Для дошкольного образования, общего и специального образования, интернатов, заведений по подготовке кадров, научно-исследовательских, культурно-просветительских и зрелищных учреждений, предприятий торговли (включая аптеки), здравоохранения (лечения и профилактики заболеваний, реабилитации и санаторного лечения), общественного питания и бытового обслуживания, физкультурно-оздоровительных и спортивных занятий, отдыха и туризма, а также иных многофункциональных зданий и комплексов с помещениями различного общественного назначения
- Разработка специальных разделов проектов по:
 - Автоматике, устройству пожарно-охранной сигнализации, системы пожаротушения и противопожарной защиты на этапе проектирования для нового строительства, капитального ремонта, реконструкции или переоборудования зданий и сооружений
 - Составлению сметной документации
 - Составлению проектов организации строительства и проектов производства работ
 - Охране труда
 - Устройство антикоррозийной защиты
 - Устройство по молниезащите
- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов транспортного строительства), включающее:
 - Мосты и мостовые переходы, в том числе транспортные эстакады и многоуровневые развязки
 - Автомобильные дороги всех категорий
 - Пути сообщения железнодорожного транспорта
- Технологическое проектирование (разработка технологической части проектов строительства) объектов производственного назначения, в том числе:
 - Конструкций башенного и мачтового типа
 - Для подъемно-транспортных устройств и лифтов
 - Плотины, дамбы, других гидротехнических сооружений
 - Для энергетической промышленности
 - Для перерабатывающей промышленности, включая легкую и пищевую промышленность



22004890



Страница 2 из 4

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

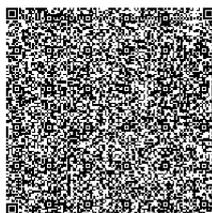
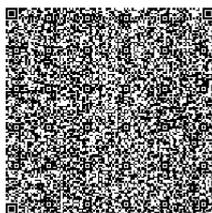
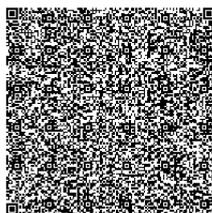
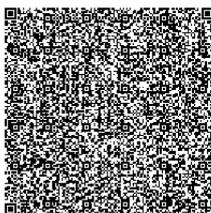
Номер лицензии ГС.Л №000337

Дата выдачи лицензии 11.03.2022 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

I категория

- Архитектурное проектирование для зданий и сооружений первого или второго и третьего уровней ответственности (с правом проектирования для архитектурно-реставрационных работ, за исключением научно-реставрационных работ на памятниках истории и культуры), в том числе:
 - Жилищно-гражданских зданий и сооружений
 - Зданий, сооружений и коммуникаций производственного (производственно-хозяйственного) назначения
 - Генеральных планов объектов, инженерной подготовки территории, благоустройства и организации рельефа
- Градостроительное проектирование (с правом проектирования для градостроительной реабилитации районов исторической застройки, за исключением научно-реставрационных работ на памятниках истории и культуры) и планирование, в том числе разработка:
 - Схем канализации населенных пунктов и производственных комплексов, включая централизованную систему сбора и отвода бытовых, производственных и ливневых стоков, размещение головных очистных сооружений, испарителей и объектов по регенерации стоков
 - Схем газоснабжения населенных пунктов и производственных комплексов, располагаемых на межселенных территориях
 - Схем электроснабжения населенных пунктов с размещением объектов по производству и транспортировке электрической энергии в системе застройки, а также электроснабжения производственных комплексов, располагаемых на межселенных территориях
 - Схем водоснабжения населенных пунктов с размещением источников питьевой и (или) технической воды и трассированием водоводов, а также схем водоснабжения производственных комплексов, располагаемых на межселенных территориях
 - Планировочной документации (комплексных схем градостроительного планирования территорий - проектов районной планировки, генеральных планов населенных пунктов, проектов детальной планировки и проектов застройки районов, микрорайонов, кварталов, отдельных участков)
 - Схем развития транспортной инфраструктуры населенных пунктов (улично-дорожной сети и объектов внутригородского и внешнего транспорта, располагаемых в пределах границ населенных пунктов) и межселенных территорий (объектов и коммуникаций внешнего транспорта, располагаемых вне улично-дорожной сети населенных пунктов)
 - Схем теплоснабжения населенных пунктов с размещением объектов по производству и транспортировке тепловой энергии в системе застройки, а также теплоснабжения производственных комплексов, располагаемых на межселенных территориях
- Проектирование инженерных систем и сетей, в том числе:
 - Систем внутреннего и наружного электроосвещения, электроснабжения до 0,4 кВ и до 10 кВ



22004890



Страница 3 из 4

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии ГСЛ №000337

Дата выдачи лицензии 11.03.2022 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- I категория

- Проектирование инженерных систем и сетей, в том числе:

- Электроснабжения до 35 кВ, до 110 кВ и выше
- Магистральные нефтепроводы, нефтепродуктопроводы, газопроводы (газоснабжение среднего и высокого давления)
- Автоматизация технологических процессов, включая контрольно-измерительные, учетные и регулирующие устройства
- Внутренних систем отопления (включая электрическое), вентиляции, кондиционирования, холодоснабжения, газификации (газоснабжения низкого давления), а также их наружных сетей с вспомогательными объектами
- Внутренних систем водопровода (горячей и холодной воды) и канализации, а также их наружных сетей с вспомогательными объектами
- Внутренних систем слаботочных устройств (телефонизации, пожарно-охранной сигнализации), а также их наружных сетей
- Строительное проектирование (с правом проектирования для капитального ремонта и (или) реконструкции зданий и сооружений, а также усиления конструкций для каждого из указанных ниже работ) и конструирование, в том числе:
 - Металлических (стальных, алюминиевых и из сплавов) конструкций
 - Деревянных конструкций
 - Оснований и фундаментов
 - Бетонных и железобетонных, каменных и армокаменных конструкций

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

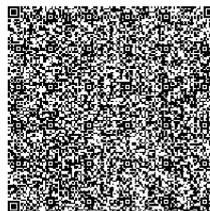
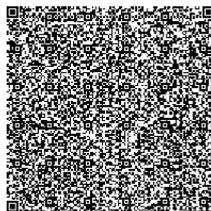
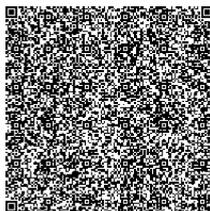
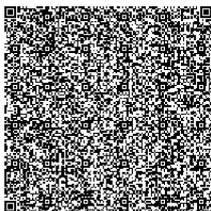
Товарищество с ограниченной ответственностью "КИТНГ"

050061, Республика Казахстан, г. Алматы, Проспект Райымбек, дом № 348/1, Нежилое помещение 2, БИН: 020340000102

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

город Алматы, проспект Райымбека, 348



| | |
|---|--|
| | (местонахождение) |
| Особые условия действия лицензии | I категория (в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях») |
| Лицензиар | Коммунальное государственное учреждение "Управление градостроительного контроля города Алматы". Акимат города Алматы. (полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии) |
| Руководитель (уполномоченное лицо) | Наурзбеков Бахытжан Асанович (фамилия, имя, отчество (в случае наличия)) |
| Номер приложения | 002 |
| Срок действия | |
| Дата выдачи приложения | 11.03.2022 |
| Место выдачи | г.Алматы (наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях») |

