

Обозначение	Наименование	Прим (стр № изм)
289-22-ПЗ.С	Содержание	
289-22-ПЗ.СП	Состав проекта, состав исполнителей	
289-22-ПЗ	Пояснительная записка	
289-22-ПЗ	<p>1. Общая часть</p> <p>1.1 Основание для разработки проекта и исходные данные для проектирования.</p> <p>1.2 Сведения о проведенных согласованиях.</p> <p>1.3 Сведения об инженерно-геологических условиях строительства</p> <p>1.4 Выбор и обоснование трассы</p> <p>2. Генеральный план объекта и транспорт</p> <p>2.1 Планировка, размещение зданий и сооружений</p> <p>2.2 Дороги, въезды и проезды</p> <p>2.3 Вертикальная планировка</p> <p>3. Технологическое решение.</p> <p>3.1 Линейная часть</p> <p>3.1.1 Магистральный газопровод</p> <p>3.1.2 Газопровод высокого давления</p> <p>4 Газораспределительная станция</p> <p>4.1 Агрс-150 "голубое пламя"</p> <p>4.2 Сварочно-монтажные работы и трубопроводы грс</p> <p>4.3 Противокоррозийная защита трубопроводов грс</p> <p>4.4 Очистка полости трубопроводов и испытания</p> <p>4.5 Организация работ по обследованию трубопроводов.</p> <p>4.6 Техника безопасности на грс</p> <p>5. Архитектурно-строительные решения</p> <p>5.1 Линейная часть мг</p> <p>5.2 Агрс-150</p> <p>6. Инженерное оборудование, сети и системы.</p> <p>6.1 Электроснабжение</p> <p>6.2 Электрохимзащита</p> <p>6.3 Наружные системы связи</p> <p>6.4 Охранная сигнализация и видеонаблюдение агрс.</p> <p>6.5 Система связи агрс.</p> <p>6.6 Освещение, молниезащита и автоматизация агрс- 150.</p> <p>6.7 Водоснабжение, канализация, теплоснабжение и пожаротушение АГРС.</p> <p>7. Управление производством и предприятием, организация и условия труда работников. Мероприятия по охране окружающей среды.</p> <p>7.1. Производственная санитария, охрана труда и техника безопасности.</p> <p>7.2. Рекомендации по эксплуатации</p> <p>7.3. Расчет численности персонала</p> <p>8. Мероприятия по гражданской обороне и предупреждения чрезвычайных ситуаций.</p> <p>9. Мероприятия по охране окружающей среды</p> <p>9.1. Охрана земельных ресурсов.</p> <p>9.2. Охрана атмосферного воздуха.</p> <p>9.3. Охрана водных ресурсов.</p> <p>9.4. Охрана животного и растительного мира.</p> <p>9.5. Образование и размещение отходов в окружающей среде.</p> <p>10. Организация строительства.</p> <p>11. Приложения</p>	

### Состав проекта

<b>№ тома</b>	<b>Обозначение</b>	<b>Наименование</b>	<b>Примечание</b>
1	289-22-ПП	Паспорт проекта	
2	289-22-ПЗ	Пояснительная записка	
3	289-22-Л-МГ	Линейная часть магистрального газопровода	
4	289-22-ГСН	Распределительный газопровод	
5	289-22-ГП	Генплан	
6	289-22-ЭС	Электроснабжение	
7	289-22-АС	Архитектурно-строительные решения	
8	289-22-ПД	Подъездная дорога	
9	289-22-НСС	Наружные системы связи	
10	289-22-НВК	Наружные сети водопровода и канализации	
11	289-22-ТС	Наружная теплосеть	
12	289-22-СС	Системы связи	
13	289-22-СБ	Система безопасности	
14	289-22-МЗ	Молниезащита	
15	289-22-ЭН,АТХ	Наружное электроосвещение. Автоматизация	
16	289-22-ЭХЗ	Электрохимзащита	
17	289-22-ЭХЗ.1	Электрохимзащита	
18	289-22-ТХ	Технологическая часть АГРС	
19	289-22-СМ	Сметная документация	
20	289-22-ПОС	Проект организации строительства	
21	289-22-ОВОС	Оценка воздействия на окружающую среду	

## Состав исполнителей

<b>№ п/п</b>	<b>Должность</b>	<b>Ф.И.О.</b>
1	Главный инженер проекта	Шабалин Н.А.
2	Инженер по газоснабжению	Шабалин Н.А.
3	Инженер по электроснабжению	Сагидуллин Н.У.
4	Инженер по проектированию дорог	Гайниев А.Д.
5	Инженер по строительству	Толкачев А.С.
6	Инженер по водопроводу и канализации	Байгалиев М.О.
7	Инженер по теплоснабжению	Антоненко А.О.
8	Инженер по системам связи	Салык С.
9	Инженер сметчик	Косарева В.В.
10	Инженер-эколог	Ниетова П.

## 1. Общая часть.

### 1.1. Основание для разработки проекта и исходные данные для проектирования

1.1. Рабочий проект выполнен на основании:

- задания на проектирование от 21 февраля 2023г., выданное ГУ "Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства ЗКО "

1.2. Исходные данные:

задания на проектирование от 21 февраля 2023г., выданное ГУ "Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства ЗКО"

Решение Акима о выделении земельного участка

Архитектурно-планировочное задание

Технические условия на газоснабжение № , выданные АО "КазТрансГаз Аймак"

Технические условия №06-62-1379 от 11.07.2023г., выданные АО "Интергаз Центральная Азия"

Уровень ответственности наружного газопровода принят I (повышенный) уровень ответственности, в соответствии с требованиями Правил определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам, утвержденные приказом Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 165 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 20 декабря 2016 года). Класс магистрального газопровода - I.

### 1.2. Сведения о проведенных согласованиях

Прохождение трассы газопровода на стадии рабочего проектирования согласовано:

АО "Интергаз Центральная Азия" - Технические условия №06-62-1379 от 11.07.2023г.,

ТОО "ЖайикМунай" - Технические условия № 151 от 03.02.2023г.,

АО "Интергаз Центральная Азия" - Технические условия №06-62-1385 от 12.07.2023г.,

АО "ЗапКаз РЭК" - Технические условия №07-1058 от 14.07.2023г.,

АО "Jusan Mobile" - Технические условия № 24-126 от 10.04.2023г.,

АО НК "Қазақстан темір жолы" - Технические условия № 13 от 09.02.2023г.,

АО НК "Қазақстан темір жолы" Актюбинское отделение магистральной сети - Технические условия № 61 от 09.02.2023г.,

АО "Транстелеком" - Технические условия № 2-11-АК от 10.02.2023г.,

АО НК "Қазақстан темір жолы" Актюбинское отделение магистральной сети - Технические условия № 110 от 10.02.2023г.,

Технические решения, принятые в рабочих чертежах, соответствуют требованиям экологических санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Республики Казахстан и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочими чертежами мероприятий.

### 1.3. Сведения об инженерно-геологических условиях строительства

Место расположение объектов: район с. Дерул

Все строительные работы в зимних условиях должны производиться на основании соответствующих разделов СН РК 5.03-07-2013.

Геологический разрез территории предприятия представлен:

суглинки, непросадочные II типа; на отм. -3,00м от планировочной супеси, климатический район IIIА (наименование грунтов, краткая характеристика просадочных, пучинистых, набухающих, свойства.)

Грунтовые воды на глубине 3,0 м, не вскрыты

Зона промерзания грунта 1,6м

Условное расчетное давление на грунты: суглинки 1,80 МПа,

Категория грунтов по трудоемкости разработки согласно СНиП 2.02.01-85 II

Климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Обозначение	Значение параметра
Температура воздуха	*С	
Абсолютная минимальная	t min *С	- 43*
Абсолютная максимальная	t max *С	+41*
Расчетная для проектирования		
Отопление	t o *С	-29,6
Отопительный период продолжительность в сутках	Н	200
Средняя температура	t cp *С	-5,9

#### 1.4. Выбор и обоснование трассы

Трасса магистрального газопровода проходит по землям «Уральской сельскохозяйственной опытной станции».

Ширина полосы отвода земли принята 20м.

При выборе трассы учитывались следующие определяющие критерии:

- минимальная протяженность трассы
- минимальное прохождение трассы на землях сельскохозяйственного назначения (в том числе находящихся в частной собственности), а также минимальное нанесение ущерба окружающей среде.

Ограничения и положения, принятые в процессе выбора трассировки газопровода, являются обоснованием для принятия проектного положения трассы газопровода.

Основные показатели диаметров газопровода:

Магистральный газопровод

Ду 273 – 571 м

Ду 1220 – 504 м

Ду 1420 – 504 м

Распределительный газопровод стальной

Ду 820 – 13 362 м

Ду 720 – 6 м

Ду 630 -20 м

Распределительный газопровод полиэтиленовый

Ду 160 – 2873 м

Ду63 63 – 4 м

## 2. Генеральный план объекта и транспорт

### 2.1. Планировка, размещение зданий и сооружений

Площадка АГРС имеет прямоугольную форму и занимает 60,0x75,0м. Проектом предусмотрено устройство площадки с щебеночным покрытием и ограждением для защиты проектируемого оборудования.

При компоновке здания сооружений учтены:

- технологическая схема
- разрывы до взрывопожароопасных сооружений и газопроводов
- разрывы между зданиями, сооружениями и сетями.

Минимальные расстояния от АГРС при диаметре менее 300мм приняты по таблице 2, СН РК 3.05-01-2013:

До населенных пунктов - 100 м

до отдельно стоящих нежилых строений -30 м

до автодорог и железных дорог общей сети - 75 м

до автомобильных дорог IV категории - 30м

до ЛЭП-1,5 м высоты опоры.

На площадке АГРС размещаются:

- узел переключения;
- узел очистки и подогрева газа;

- узел редуцирования газа;
- узел учета расхода газа;
- блок операторной;
- блок автоматической одоризации газа;
- блок подготовки теплоносителя;
- блок расходомерный;
- емкость хранения и выдачи одоранта V=4,5м<sup>3</sup> ;
- емкость сбора, хранения и выдачи конденсата V=3,0м<sup>3</sup> ;
- емкость теплоносителя V=6,0м<sup>3</sup> ;
- накопитель стоков V=3,0м<sup>3</sup> ;
- свеча с предохранительных клапанов Ду200 -2шт;
- свеча аварийного сброса газа Ду100;
- пешеходный мостик;
  - газопоршневая электростанция;
  - УКЗ катодно-сетевая станция;
  - КТП;
  - Антенна ЗССС;
  - открытая стоянка для легковых автомобилей;

Наименование	Единица измерения	Количество	%
Площадь участка	га/м <sup>2</sup>	1,0/10000	100
Площадь застройки	м <sup>2</sup>	312,96	3,13
Площадь покрытий	м <sup>2</sup>	4420,03	44,2
Площадь озеленения	м <sup>2</sup>	5216,85	52,17
Прочие покрытия (отмостка, бортовой камень)	м <sup>2</sup>	50,16	0,5

Площадка кранового узла имеет квадратную форму и занимает два участка 5,0х4,0м. Проектом предусмотрено устройство площадки с щебеночным покрытием и ограждением для защиты проектируемого оборудования.

Наименование	Единица измерения	Количество	%
Площадь участка	га/м <sup>2</sup>	40,0	100
Площадь покрытий	м <sup>2</sup>	40,0	100

## 2.2. Дороги, въезды и проезды:

Проектом предусматривается строительство подъездной дороги с твердым покрытием к проектируемой АГРС и операторной.

Согласно СП РК 3.03-122-2013 «Промышленный транспорт» проектируемая дорога относится вспомогательным автомобильным дорогам категории IV-B.

Дорожная одежда принята облегченного типа.

Для отвода поверхностных вод с проезжей части проектом предусматривается двухскатный поперечный профиль.

Для пропуска ливневых и талых вод в пониженных местах существующего рельефа местности проектом предусмотрено устройство железобетонных водопропускных труб Д-0,5м.

№ п/п	Наименование показателя	Параметры	
		СП РК 3.03-122-2013	По рабочему проекту
1	Ширина полосы движения, м	4,5	4,5
2	Количество полос движения, шт	1	1
3	Ширина обочины, м	1,0	1,0
4	Поперечный уклон проезжей части, ‰	30	30
5	Поперечный уклон обочин, ‰	50	50

6	Наибольший продольный уклон, ‰	40	12,4
---	--------------------------------	----	------

Технические параметры, принятые при проектировании, приведены в таблице.

### 2.3. Вертикальная планировка

Вертикальная планировка территории решена с учетом сложившегося рельефа, методом красных отметок и с минимальным объемом земляных работ.

Планировка выполнена в проектных отметках по всей территории, с учетом конструктивных решений зданий и допустимых уклонов по СНиП.

Водосток с территории предусмотрен по проездам на пониженные части рельефа.

## 3. Технологическое решение

### 3.1. Линейная часть.

#### 3.1.1. Магистральный газопровод

В состав магистральных газопроводов входят:

-магистральный газопровод DN250, протяженностью 526,0м;

- крановый узел;

- газораспределительная станция АГРС-150 "Голубое пламя" производительностью 150000 м<sup>3</sup>/час;

- установка катодной защиты УКЗН-АТ-1,2-2У1, ПТМ 5,0;

- линия связи ВОЛС;

- линия ВЛ-10кВ, КЛ-10кВ;

- подъездная дорога к площадке АГРС.

Разделами Л-МГ, Л-МГ1 рабочего проекта "Строительство автоматизированной газораспределительной станции и газопровода отвода в г.Уральск, ЗКО" разработаны чертежи линейной части магистрального газопровода 1 класса; реконструкции существующего магистрального газопровода 1 класса МГ «Оренбург-Новопсков» и МГ «Союз» на основании задания на проектирования и технических условий АО «Интергаз Центральная Азия» №06-62-1379 от 11.07.23г.

требований СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013, материалов инженерно- геологических изысканий, выполненных ТОО "Комплексный Испытательный Центр".

Данным разделом разработаны:

- чертежи линейной части на участке от точки присоединения к существующим МГ «Оренбург-Новопсков» и МГ «Союз» до проектируемой АГРС-150.

Точка подключения - существующий МГ «Оренбург-Новопсков» DN 1220 и МГ «Союз» DN1420.

Давление газа в точке подключения МГ «Оренбург-Новопсков» - 5,4 МПа.

Давление газа в точке подключения МГ «Союз» - 7,4 МПа.

Проектируемый газопровод предусмотрен из стальных труб Тип-1 класса прочности К-42 DN250, по ГОСТ 20295-85 с наружным 3-слойным антикоррозионным покрытием нормального исполнения по ГОСТ Р 52568-2006 заводского исполнения, с гарантированным заводским испытательным давлением  $P=72$  кгс/см<sup>2</sup>.

Изоляция сварных стыков труб выполняется термоусаживающимися манжетами типа "Новорад-СТ60".

Изоляция трубопроводов обвязки кранового узла, отводов, тройников и вставок - типа "усиленная": грунтовка асмольная (ТУ 2312-021-16802026-2000) в 1 слой, лента "ЛИАМ" (ГОСТ 5262-2006) в 2 слоя.

Изоляционное покрытие выполняется согласно СН РК 3.05-01-2013, ГОСТ 25812-83, ВСН 008-88 и ГОСТ 9.602-2016.

Категория участков газопровода принята по таблице А1 СП РК 3.05-101-2013.

Повороты газопровода в вертикальной плоскости предусматриваются естественным изгибом с радиусом  $R=650$  м для DN250 мм, в горизонтальной плоскости - вставками из гнутых отводов, изготавливаемых из труб по ГОСТ 24950-81.

На линейной части трассы газопровода предусматривается установка кранового узла. Установка крана предусматривается в подземном исполнении, с пневмогидроприводом и узлом управления  $U=24В$ , с ААЗК.

Крановый узел устанавливается на ПК0+54 и ПК0+33 м трассы в ограждении 5,0м x 4,0м.

На расстоянии 15 м от кранового узла предусматривается установка вытяжной свечи.

Пневмогидроприводы функционируют от энергии давления транспортируемого газа, при этом газовые полости пневмогидроприводов находятся под давлением только во время перестановки запорного

клапана, по окончании поворота узел управления обеспечивает автоматический сброс давления из газовой полости.

Пневмогидроприводы оснащены ручным дублёром для аварийной перестановки запорного органа при отсутствии давления управляющего газа. В качестве ручного дублера используете рукоятка.

Пневмогидроприводы комплектуются узлами управления с номинальным напряжением питания 24В и могут работать в системе автоматического управления, в том числе с использованием микропроцессорной техники.

Для продувочных и байпасных линий предусмотрены шаровые краны, стальные для подземной установки с телескопическим шпинделем и выводом под лючок.

Все КУ должны быть оснащены манометрами для измерения давления газа до кранов и после. После проведения испытаний необходимо удалить влагу из корпусов кранов и систем управления.

В точке присоединения, по обе стороны кранового узла и перед вводом на территорию АГРС проектом предусматривается установка контрольно-измерительных пунктов по серии 7.405-5.

Согласно п.6.4.1 СТ РК 1916-2009 при данной протяжённости проектируемого магистрального газопровода (339,0 м) и отсутствии протяженного подъема трассы установка узлов запуска и приема очистных устройств проектом не предусматривается.

Установка конденсатосборника на линейной части магистрального газопровода не предусматривается ввиду уклона газопровода от точки присоединения в направлении АГРС и наличия на АГРС узла очистки, предназначенного для очистки газа от механических примесей и конденсата, автоматического удаления конденсата в сварные емкости, откуда по мере накопления он вывозится с территории АГРС - см. раздел ТХ.

Согласно п.5.3.5.11 СН РК 3.05-01-2013 проектом предусматривается обозначение трассы газопровода на местности опознавательными столбами со щитами-указателями высотой 2,0 м в точке подключения и на углах поворотов газопровода. На щитах нанести информацию о принадлежности газопровода, глубине заложения, километраже и о ширине охранной зоны. Согласно п.5.3.1.5 СН РК 3.05-01-2013 охранную зону проектируемого магистрального газопровода ограничить условными линиями, проходящими вдоль трассы газопровода на расстоянии 50 м от оси по обе стороны.

Производство работ по монтажу газопровода, оборудования и арматуры вести в соответствии с требованиями СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013, ВСН 005-88, ВСН 008-88, ВСН 011-88.

Магистральный газопровод до ввода в эксплуатацию должен быть очищен и испытан на прочность и герметичность согласно СН РК 3.05-01-2013 "Магистральные трубопроводы", СН РК 1.03.05-2011 "Охрана труда и техника безопасности в строительстве".

Перед испытаниями на прочность и герметичность выполнить промывку полости газопровода с пропуском поршня-разделителя. Испытания проводить гидравлическим методом Р<sub>исп.</sub>=1,1 Р<sub>раб.</sub> После гидравлического испытания полость газопровода очистить от воды пропуском поршня-разделителя в 2 этапа (предварительный и контрольный) под давлением сжатого воздуха Р=0,2 МПа.

Газопровод после окончания строительно-монтажных работ подвергается продувке (очистке) воздухом.

Испытания на прочность и герметичность проводить гидравлическим методом Р<sub>исп.</sub>=1,1 Р<sub>раб.</sub> После гидравлического испытания полость газопровода очистить воздухом в 2 этапа (предварительный и контрольный) Р=0,2 МПа.

### **Определение толщины стенки трубопроводов «Союз» Ду1420.**

Расчет потребной толщины стенки трубы газопровода, произведен в соответствии с главой 5, СН РК 3.05-01-2013 «Магистральные трубопроводы».

Расчетную толщину стенки трубопровода  $\delta$ , см, определяем по формуле:

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)}$$

где n- коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимается по табл. 11; СНиП РК 3.05-01-2010 «Магистральные трубопроводы»- 1,15;

p – рабочее (нормативное) давление, МПа- 7,4;

D<sub>n</sub>- наружный диаметр трубы, см, -1420,0;

R<sub>1</sub> – сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений- Н/мм<sup>2</sup> ( кгс/мм<sup>2</sup> );

Для расчета принимаем, трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов, по ГОСТ 20295-85\*, D<sub>n</sub> 1420 К55,

где R<sub>1</sub> =539 (42) Н/мм<sup>2</sup> ( кгс/мм<sup>2</sup> ), R<sub>2</sub> =372 (25) Н/мм<sup>2</sup> ( кгс/мм<sup>2</sup> );

$$R_1 = \frac{R_1 H_m}{K_1 K_H};$$

$$R_2 = \frac{R_2 H_m}{K_2 K_H};$$

где  $m$  – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по табл. 1, для труб категории I-II-0,75;

$k_1, k_2$  – коэффициент надежности по материалу, принимаемые соответственно по табл. 9 и 10, соответственно-1,57; 1,55 ;

$k_H$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по табл. 11, равен-1.2.;

Для трубопроводов категории I-II;

$$R_1 = \frac{539 \cdot 0.75}{1.57 \cdot 1.15} = 223,9 \text{ мПа};$$

$$R_2 = \frac{372 \cdot 0.75}{1.55 \cdot 1.15} = 156,52 \text{ мПа};$$

В соответствии с гидравлическим расчетом , МГ АГРС «Деркул»- Дн 1420 мм.

Определяем толщину стенки для трубопроводов категории I-II;

$$\delta = \frac{1.15 \cdot 7.4 \cdot 142}{2(223.9 + 1.15 \cdot 7.4)} = 2,59 \text{ см} = 25,9 \text{ мм};$$

Проверка на испытательное давление трубопроводов категории I;

$$P_{\text{исп.тр.}} \leq P_{\text{исп.зав.}};$$

СП РК 3.05-101-2013 Магистральные трубопроводы, п. 11.30.;

$$P_{\text{исп.тр.}} = 7,4 \cdot 1,5 = 11,1 \text{ мПа};$$

$$P_{\text{исп.зав.}} = \frac{2\alpha \cdot R_2 \cdot \delta_{\min}}{D_H - 2\delta_{\min}} = \frac{2 \cdot 0.95 \cdot 223,9 \cdot 2,59}{136,82} = 8,05 \text{ мПа};$$

где  $\delta_{\min}$ -2,59см.- минимальная толщина стенки трубы (с учетом минусового допуска), расчетная- 25,9 мм., округляем в большую сторону в соответствии с ГОСТ 20295-85\*. С учетом припуска на коррозию 2мм и на неравномерность проката 1мм толщина стенки принимается равной 30 мм;

$$8,05 \leq 11,1 \text{ мПа};$$

Согласно ВСН 51-3-85, п.8.10, с учетом добавки на коррозию, для категории трубопроводов I- II, принимаем толщину стенки трубопровода 30 мм.

Таблица № 2

Наименование объекта	Категория участка газопровода	Наружный диаметр, мм	ГОСТ на трубы	Марка стали	Временное сопротивление разрыву, МПа	Предел текучести, МПа	Номин. толщина стенки трубы 21	
							Расч. мм	Принят мм
Газопровод МГ «АГРС-Деркул»	I-II	1420	20295-85	Ст.15, К-55	412	245	25,6	30,0

### **Определение толщины стенки трубопроводов «Оренбург-Новопсков» Ду1220.**

Расчет необходимой толщины стенки трубы газопровода, произведен в соответствии с главой 5, СН РК 3.05-01-2013 «Магистральные трубопроводы».

Расчетную толщину стенки трубопровода  $\delta$ , см, определяем по формуле:

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)}$$

где  $n$  - коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимается по табл. 11; СН РК 3.05-01-2013 «Магистральные трубопроводы»- 1,15;

$p$  – рабочее (нормативное) давление, МПа- 5,4;

$D_n$ - наружный диаметр трубы, см, -1220,0;

$R_1$  – сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений- Н/мм<sup>2</sup> ( кгс/мм<sup>2</sup> );

Для расчета принимаем, трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов, по ГОСТ 20295-85\*,  $D_n$  1220 К55,

где  $R_1 = 539$  (42) Н/мм<sup>2</sup> ( кгс/мм<sup>2</sup> ),  $R_2 = 372$  (25) Н/мм<sup>2</sup> ( кгс/мм<sup>2</sup> );

$$R_1 = \frac{R_1 H_m}{K_1 K_H};$$

$$R_2 = \frac{R_2 H_m}{K_2 K_H};$$

где  $m$  – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по табл. 1, для труб категории I-II- 0,75;

$k_1, k_2$  – коэффициент надежности по материалу, принимаемые соответственно по табл. 9 и 10, соответственно-1,57; 1,55 ;

$k_n$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по табл. 11, равен-1.2.;

Для трубопроводов категории I-II;

$$R_1 = \frac{539 \cdot 0.75}{1.57 \cdot 1.15} = 223,9 \text{ МПа};$$

$$R_2 = \frac{372 \cdot 0.75}{1.55 \cdot 1.15} = 156,52 \text{ МПа};$$

В соответствии с гидравлическим расчетом , МГ АГРС «Деркул»-  $D_n$  1220 мм.

Определяем толщину стенки для трубопроводов категории I-II;

$$\delta = \frac{1.15 \cdot 5,4 \cdot 122}{2(223,9 + 1.15 \cdot 5,4)} = 1,64 \text{ см} = 16,4 \text{ мм};$$

Проверка на испытательное давление трубопроводов категории I-II;

$$P_{\text{исп.тр.}} \leq P_{\text{исп.зав.}} ;$$

СН РК 3.05-01-2013 «Магистральные трубопроводы», п. 11.30. ;

$$P_{\text{исп.тр.}} = 5,4 \cdot 1,5 = 8,1 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{исп.зав.}} = \frac{2\alpha \cdot R_2 \cdot \delta_{\min}}{D_H - 2\delta_{\min}} = \frac{2 \cdot 0,95 \cdot 223,9 \cdot 1,64}{118,72} = 5,83 \text{ МПа};$$

где  $\delta_{\min}$  - 1,64 см. - минимальная толщина стенки трубы (с учетом минусового допуска), расчетная - 16,4 мм., округляем в большую сторону в соответствии с ГОСТ 20295-85\*. С учетом припуска на коррозию 2 мм и на неравномерность проката 1 мм толщина стенки принимается равной 20 мм;

$$5,83 \leq 8,1 \text{ МПа};$$

Согласно ВСН 51-3-85, п.8.10, с учетом добавки на коррозию, для категории трубопроводов I- II, принимаем толщину стенки трубопровода 20 мм.

Таблица № 2

Наименование объекта	Категория участка газопровода	Наружный диаметр, мм	ГОСТ на трубы	Марка стали	Временное сопротивление разрыву, МПа	Предел текучести, МПа	Номин. толщина стенки трубы 21	
							Расч. мм	Принят мм
Газопровод МГ «АГРС-Деркул»	I-II	1220	20295-85	Ст.15, К-55	412	245	16,4	20,0

### Определение толщины стенки трубопроводов АГРС.

Расчет потребной толщины стенки трубы газопровода, произведен в соответствии с главой 5 СН РК 3.05-01-2013 «Магистральные трубопроводы».

Расчетную толщину стенки трубопровода  $\delta$ , см, определяем по формуле:

$$\delta = \frac{npD_H}{2(R_1 + np)}; \quad (12) [5];$$

где  $n$  - коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимается по табл. 11; СН РК 3.05-01-2013 «Магистральные трубопроводы»- 1,1 ;

$p$  – рабочее (нормативное) давление, МПа- 8,0;

$D_H$  - наружный диаметр трубы, см, -42,6;

R 1 – сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений- Н/мм<sup>2</sup> ( кгс/мм<sup>2</sup> );  
Для расчета принимаем, трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов, по ГОСТ 20295-85\*, Дн 426 К42,

где R 1 = 412 (42) Н/мм<sup>2</sup> ( кгс/мм<sup>2</sup> ),

R 2 = 245 (25) Н/мм<sup>2</sup> ( кгс/мм<sup>2</sup> ), табл. 7; [8];

$$R_1 = \frac{R_1 H_m}{K_1 K_H} \quad (4) [5];$$

$$R_2 = \frac{R_2 H_m}{K_2 K_H} \quad (5) [5];$$

где m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по табл. 1, для труб категории I-II-0,75, для труб категории III-0,9; [5];

k 1 , k 2 – коэффициент надежности по материалу, принимаемые соответственно по табл. 9 и 10, соответственно-1,55; 1,15 ; [5];

k н – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по табл. 11, равен-1.0. [5];

Для трубопроводов категории III;

$$R_1 = \frac{412 \cdot 0.9}{1.55 \cdot 1} = 239.226 \text{ мПа} \quad (4) [5];$$

$$R_2 = \frac{245 \cdot 0.9}{1.15 \cdot 1} = 191.304 \text{ мПа} \quad (4) [5];$$

Для трубопроводов категории I-II;

$$R_1 = \frac{412 \cdot 0.75}{1.55 \cdot 1} = 199.355 \text{ мПа} \quad (4) [5];$$

$$R_2 = \frac{245 \cdot 0.75}{1.15 \cdot 1} = 159.783 \text{ мПа} \quad (4) [5];$$

В соответствии с гидравлическим расчетом , МГ АГРС «Деркул»- Дн 273 мм.

Определяем толщину стенки для трубопроводов категории III;

$$\delta = \frac{1.1 \cdot 8.0 \cdot 27.3}{2(239.226 + 1.1 \cdot 8.0)} = 0.49 \text{ см} = 4,9 \text{ мм};$$

Определяем толщину стенки для трубопроводов категории I-II;

$$\delta = \frac{1.1 \cdot 8.0 \cdot 27.3}{2(199.355 + 1.1 \cdot 8.0)} = 0.58 \text{ см} = 5,8 \text{ мм};$$

Проверка на испытательное давление трубопроводов категории I;

$$P_{\text{исп.гр.}} \leq P_{\text{исп.зав.}} ; \quad (5.20) [3];$$

СНиП III-42-80\* Магистральные трубопроводы, п. 11.30. [18];

$$P_{\text{исп.гр.}} = 8,0 \times 1,5 = 12,0 \text{ мПа};$$

$$P_{\text{исп.зав.}} = \frac{2\alpha \cdot R_2 \cdot \delta_{\min}}{D_H - 2\delta_{\min}} = \frac{2 \cdot 0.95 \cdot 245 \cdot 5,8}{261,4} = 10.33 \text{ мПа}; \quad (5.22) [3];$$

где  $\delta_{\min}$  -0,58см.- минимальная толщина стенки трубы (с учетом минусового допуска), расчетная- 5,8 мм., округляем в большую сторону в соответствии с ГОСТ 20295-85\*, принимаем толщину стенки 6,0 мм.

$$10,33 \leq 12,0 \text{ мПа};$$

Согласно ВСН 51-3-85, п.8.10, [22], с учетом добавки на коррозию, для категории трубопроводов I, принимаем толщину стенки трубопровода 7 мм.

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия;

$$\delta = \frac{npD_H}{2(R_1\Psi_1+np)}; \quad (13) [5];$$

где  $\Psi_1$  - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб;

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0.75 \left[ \frac{|\delta_{np.N}|}{R_1} \right]^2} - 0.5 \frac{|\delta_{np.N}|}{R_1}; \quad (14) [5];$$

Условие прочности трубопровода в продольном направлении имеет вид;

$$\|\delta_{np.N}\| \leq \Psi_2 * R_1; \quad (15) [5];$$

где  $\delta_{np.N}$ - продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб в зависимости от принятых решений;

$$\delta_{np.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{npD_{вн}}{2\delta_H}; \quad (18) [5];$$

где

$\alpha$ - коэффициент линейного расширения стали  $-12 \times 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}$ ; табл. 12 [5];

$E$  – модуль упругости стали при растяжении, сжатии и изгибе  $-2,1 \times 10^6 \text{ кгс/см}^2$ ; табл. 12 [5];

$\Delta t$  – расчетный температурный перепад  $^\circ\text{C}$ ; табл. 12 [5];

$\mu$  - коэффициент поперечной деформации в упругой стадии работы металла-0,3; табл. 12 [5];

$$\delta_{np.N} = -12 * 10^{-6} * 0,21 * 10^6 * 20 + 0,3 \frac{1,1*8,0*26,1}{2*0,6} = 7,02 \text{ мПа}$$

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0.75 \left[ \frac{7,02}{197,4} \right]^2} - 0.5 \frac{7,02}{197,4} = 0,982;$$

$$\delta = \frac{1,1*8,0*27,3}{2(197,4*0,982+1,1*8,0)} = 0.593 \text{ см} = 5,93 \text{ мм};$$

$$\delta_{кц.} = \frac{npD_{вн}}{2\delta_H} = \frac{1,1*8,0*26,1}{2*0,6} = 191,4 \text{ мПа};$$

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0.75 \left[ \frac{\delta_{кц.}}{R_1} \right]^2} - 0.5 \frac{\delta_{кц.}}{R_1};$$

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0.75 \left[ \frac{191,4}{197,4} \right]^2} - 0.5 \frac{191,4}{197,4} = 0,0538;$$

$$\|\delta_{np.N}\| \leq \Psi_2 * R_1 = 0,0538 * 197,4 = 10,62 \text{ мПа};$$

$$\|7,02\| \leq 10,62 \text{ мПа};$$

Условие выполняется.

Проверка на испытательное давление трубопроводов категории I-II;



Газопровод МГ «Карачаганак-Уральск»-АГРС «Подстепное»	I-II	273	20295-85	Ст.15 К-42	412	245	5,8	7,0
	III	273	20295-85	Ст.15 К-42	412	245	4,9	7,0

### 3.1.2. Газопровод высокого давления

Разделами ГСН рабочего проекта "Строительство автоматизированной газораспределительной станции и газопровода отвода в г.Уральск, ЗКО " разработаны чертежи наружных газопроводов для транспортировки природного газа высокого давления II категории по ГОСТ 5542-2014 с теплотворной способностью  $Q=33490$  кДж/м<sup>3</sup> (8000 ккал/м<sup>3</sup>) для газоснабжения существующей и перспективной жилой застройки и предприятий коммунально-бытового и хозяйственного назначения на основании задания на проектирование, выданного ГУ "Управление энергетики и жилищно-коммунального хозяйства ЗКО, технических условий АО «Интергаз Центральная Азия» №06-62-1379 от 11.07.23г., требований СН РК 4.03-01-2011, материалов инженерно-геологических изысканий, выполненных ТОО "Комплексный Испытательный Центр".

Точка подключения (№1 по ТУ) - проектируемый подземный газопровод высокого давления DN700 на выходе из проектируемой АГРС-150 - см.раздел ТХ.

Давление газа в точке подключения - 0,6 МПа.

После врезки в проектируемый подземный газопровод высокого давления на выходе из АГРС-150 предусматривается установка задвижки в подземном исполнении с выводом штока под уличный лючок.

Прокладка газопровода высокого давления от точки подключения до точки подключения существующего газопровода Ду630 предусматривается в подземном исполнении из стальных электросварных труб в ВУС изоляции ГОСТ 20295-85 Г3  $\varnothing$  820x10,0. Участки стальных газопроводов засыпать мягким грунтом.

Изоляция отводов и переходов на участках стальных газопроводов предусмотрена "усиленного" типа из полимерно-липких лент типа "Полилен 40" согласно требований ГОСТ 9.602-2016.

Обозначение углов поворотов вдоль трассы подземного газопровода высокого давления предусмотрено установкой опознавательных столбов на углах поворотов, в местах установки подземных перспективных задвижек и в пределах видимости на длинных прямолинейных участках.

Газопровод высокого давления на закольцовку от ПК62+76 предусмотрен из полиэтилена ПЭ100 SDR11 по СТ РК ГОСТ Р 50838-2011 с коэффициентом запаса прочности 2,8. Укладка полиэтиленового газопровода на участках открытой прокладки предусмотрена на основании из мягкого грунта с последующей присыпкой мягким грунтом на 20 см выше уровня верха трубы. На расстоянии 20 см выше уровня трубы предусматривается укладка сигнальной ленты с несмываемой надписью "Осторожно! Газ!" и медного провода-спутника для определения расположения газопровода. Вывод концов медного провода предусмотрен под ковра, расположенные на врезке и перерезке также через каждый километр, а так же на границах открытого и закрытого методов прокладки газопровода.

Повороты линейной части полиэтиленового газопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях выполняются полиэтиленовыми отводами или упругим изгибом с радиусом не менее 25 наружных диаметров трубы.

В проекте предусмотрены следующие пересечения:

1. Футляр на газопроводе  $\varnothing$ 820 ГОСТ 20295-85 Ду1020 L=23м методом ГНБ с автодорогой на аэродром ПК11+35,
2. Пересечение автодороги футляр на газопроводе  $\varnothing$ 820 ПЭ100 SDR-11 Ду1020 L=33м методом ГНБ ПК13+88,
3. Футляр на газопроводе  $\varnothing$ 820 ГОСТ 20295-85 Ду1020 L=4м открытым методом с водопроводом ПК14+10,
4. Переход газопровода  $\varnothing$ 820 ПЭ100 SDR-11 L=162м методом ГНБ через р. Деркул ПК24+30,
5. Футляр на газопроводе  $\varnothing$ 820 ГОСТ 20295-85 Ду1020 L=4м открытым методом с водопроводом ПК28+29,
6. Футляр на газопроводе  $\varnothing$ 820 ПЭ100 SDR-11 Ду1020 L=24м методом ГНБ с автодорогой на с. Ветелки ПК28+49,

7. Футляр на газопроводе  $\varnothing 820$  ПЭ100 SDR-11 Ду1020 L=100м методом ГНБ с МН ЧНГКМ-Ростоши и кабелем ПК44+23ГНБ -111м,
8. Футляр на газопроводе  $\varnothing 820$  ПЭ100 SDR-11 Ду1020 L=50м методом ГНБ с МГ и кабелем ПК90+46 ГНБ - 63м,
9. Футляр на газопроводе  $\varnothing 820$  ПЭ100 SDR-11 Ду1020 L=24м методом ГНБ с автодорогой ПК112+30,
10. Футляр на газопроводе  $\varnothing 820$  ПЭ100 SDR-11 Ду1020 L=153м методом ГНБ с МГ, кабелем связи, водопроводом, автодорогой, железной дорогой и кабелем связи жд ПК117+43 - ПК118+97 ГНБ 189м,
11. Футляр на газопроводе  $\varnothing 820$  ПЭ100 SDR-11 Ду1020 L=28м методом ГНБ с автодорогой ПК127,
12. Переход газопровода  $\varnothing 820$  ПЭ100 SDR-11 L=72м методом ГНБ через лесополосу ПК129,
13. Переход открытым методом газопровода  $\varnothing 820$  с кабелем Jusan Mobile,
14. Футляр на газопроводе  $\varnothing 160 \times 14,6$  ПЭ100 SDR-11 Ду225x20,5 L=28м методом ГНБ с дорогой ПК`1,
15. Футляр на газопроводе  $\varnothing 160 \times 14,6$  ПЭ100 SDR-11 Ду225x20,5 L=10м открытым методом с водопроводом и газопроводом ПК`1+21,
16. Футляр на газопроводе  $\varnothing 160 \times 14,6$  ПЭ100 SDR-11 Ду225x20,5 L=52м методом ГНБ с кабелем ВОЛС и газопроводом ПК`6+65

После производства работ по бестраншейной прокладке газопровода рабочие и приемные котлованы засыпать мягким грунтом с уплотнением.

Для контроля наличия утечек газа на одном конце футляров в высшей точке уклона предусматривается установка контрольных трубок с выводом под ковер. Концы футляров уплотнить резинотканевыми герметизирующими манжетами типа МГ. Герметизирующие манжеты защитить от механических повреждений защитными укрытиями типа УЗМГ. На футлярах при пересечениях с подземными коммуникациями установка контрольных трубок, герметизирующих манжет и защитных укрытий не предусмотрена.

Перед врезкой в существующий газопровод высокого давления предусматривается установка задвижки в подземном исполнении с выводом штока под уличный лючок.

Соединение стальных труб выполняется электродуговой сваркой по ГОСТ 16037-80.

Минимальные расстояния по горизонтали от зданий, сооружений инженерных коммуникаций, а также по вертикали от инженерных коммуникаций до газопровода приняты в соответствии с требованиями СН РК 4.03-01-2011, СН РК 3.01-01-2013.

Перед производством работ трассу проектируемого газопровода согласовать с заинтересованными организациями, строительной-монтажной организацией разработать проект производства работ (ППР) согласно требований СН РК 1.03-00-2011. Работы по строительству газопровода вести в строгом соответствии с разработанным ППР.

Монтаж и испытание газопровода выполнять в соответствии с требованиями "Требования промышленной безопасности объектов систем газоснабжения" и СН РК 4.03-01-2011.

Перед испытанием газопровода на герметичность выполнить очистку его внутренней полости воздухом (продувка).

Протяженность стального газопровода высокого давления: - 13 388 м (по плану)

Протяженность стального газопровода высокого давления: - 2 873 м (по плану)

#### **4. Газораспределительная станция**

##### **4.1 АГРС-150 "Голубое пламя"**

Технологическая часть АГРС рабочего проекта "Строительство автоматизированной газораспределительной станции и газопровода отвода в г. Уральск, ЗКО" разработана на основании задания на проектирование, инженерно-геологических изысканий, выполненных ТОО "Комплексный Испытательный Центр" г. Уральск 2023г., в соответствии с техническими условиями АО «Интергаз Центральная Азия» №06-62-1379 от 11.07.23г.,

Проектом предусмотрена установка блочной АГРС-150 "Голубое пламя" с расходом газа по проекту -150000 м<sup>3</sup>/час, производства г. Уральск.

АГРС блочного типа с одним выходом на потребителя Р<sub>вых.</sub> = 6 кгс/см<sup>2</sup>, Р<sub>вх.</sub> = 54 кгс/см<sup>2</sup>, обслуживание оборудования с заходом внутрь.

АГРС предназначена для снижения давления природного газа, предварительно очищенного от тяжелых углеводородов до заданного выходного давления и поддержания его перед подачей к потребителю.

АГРС эксплуатируются на открытом воздухе в условиях, нормированных для исполнения всех требований категорий размещения оборудования по ГОСТ 15150-69.

Оборудование АГРС-150 «Голубое пламя» размещено как в утепленных пожаробезопасных блок-контейнерах, так и на рамах на открытом воздухе.

Основные функции АГРС:

- очистка газа от твердых и жидких примесей;
- подогрев газа перед редуцированием;
- редуцирование давления газа и поддержание на заданном уровне;
- измерение расхода количества газа;
- защита потребителя от повышения и понижения давления газа;
- одоризация газа;
- автоматизация технологических процессов.

АГРС-150 «Голубое пламя» представляет собой комплекс блок- контейнеров и узлов различного назначения:

- узел переключения
- узел очистки и подогрева газа
- блок подготовки теплоносителя
- узел редуцирования
- узел учёта расхода газа
- блок автоматической одоризации газа
- блок операторной
- блок расходомерный
- емкость теплоносителя ( $V=6,0\text{ м}^3$ )
- емкость сбора, хранения и выдачи конденсата ( $V=3,0\text{ м}^3$ )
- емкость хранения и выдачи одоранта ( $V=4,5\text{ м}^3$ )
- газопоршневая электростанция, ФАС-18-3/ВР 18кВт.

Конструкция блоков удовлетворяет районам с сейсмичностью 6 баллов.

В качестве утеплителя используются негорючие минераловатные плиты на основе базальтового волокна IZOVER.

В блоке предусмотрена гидро- и пароизоляция, обеспеченная строительной мембранной производства АЯСКОМ.

Внутренняя отделка стен и потолка выполнена профлистом стеновым С8 окрашенным, прикрепленным к каркасу через стекло-магнезитовый лист СМЛ (негорючий материал) для минимизации «мостов холода».

Наружная отделка: стен - металлокраской типа «Корабельная доска» окрашенным; крыши - кровельным профлистом МП-20 окрашенным. Пол внутри блок-контейнеров имеет настил из листа стального рифлёного ромбического.

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

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

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

Технологическая схема АГРС и компоновочные решения :

Узел учёта расхода газа расположен после узла редуцирования, перед узлом переключения.

Узел учета расхода газа состоит из четырех измерительных линий: двух рабочих, одной резервной и одной линии малого расхода.

Измерительные линии выполнены на базе Быстросменного Сужающего Устройства (БСУ) фирмы "Алатырь" согласно ГОСТ 8.586.1-2005, ГОСТ 8.586.2-2005 и ГОСТ 8.586.5-2005 «Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств».

Основной и резервный измерительный трубопроводы выполнены диаметром DN400.

До и после БСУ предусмотрены краны шаровые с ручным приводом DN400, PN=6,3МПа.

Измерительный трубопровод малых расходов выполнен диаметром DN150. До и после БСУ предусмотрены краны шаровые с ручным приводом DN150, PN=6,3МПа.

В качестве корректора объёма расхода газа используется Floboss-107-1 шт.

Узел учёта расхода газа выполнен на двух рамах.

Узел переключения обеспечивает отключение ГРС от газопровода-отвода и выходных газопроводов, изменение направления потока газа высокого давления на обводную линию, а также защиту потребителя от превышения давления в линиях подачи газа.

Узел переключения состоит из входного, выходного коллектора и байпасной (обводной) линии.

Узел редуцирования и узел очистки предназначен для:

- снижения входного давления газа до низкого выходного давления и автоматического поддержания заданного давления на выходе из узла редуцирования;

- защиты газопровода потребителя от недопустимого повышения давления;
- очистки газа от попадания механических примесей и конденсата в оборудование, технологические трубопроводы, приборы контроля и автоматики станции;
- автоматического удаление конденсата в сварные емкости, откуда по мере накопления он вывозится с территории АГРС.

Конденсат с фильтров-сепараторов через кран с пневмоприводом DN50, PN=8,0МПа и с подогревателей газа через ручные краны DN20, PN=8,0МПа удаляется в подземную емкость сбора конденсата объемом V=3,0м<sup>3</sup>, расположенную на площадке АГРС.

Газ высокого давления поступает на вход станции АГРС через шаровой кран с пневмоприводом и фильтр сепаратор, где очищается от механических примесей и капельной влаги. Фильтр сепаратор является резервным. Фильтр сепаратор обеспечивает улавливание частиц размером до 5 - 10 мкм.

Капельная влага отводится из фильтров с помощью установки автоматического слива конденсата УСК 1-200.

Узел очистки газа имеет датчик давления, подключенный через клапаны, по показаниям которого оценивается степень загрязнения коллекторов очистки.

Опорожнение емкости для сбора конденсата осуществляется методом передавливания в автоцистерну. Для этого в емкость может подаваться газ давлением 0,05 МПа.

В подогревателе газ нагревается с целью исключения выпадения гидратов.

Узел редуцирования состоит из четырех линий: двух рабочих, резервной и линии малых расходов.

Рабочие и резервная линии редуцирования выполнены по схеме по ходу газа: кран с пневмогидроприводом DN300 PN=8,0 МПа, технологическая цепочка из двух регуляторов РГП-200/100 (схема «регулятор+монитор»), кран с ручным приводом DN400 PN=8,0 МПа.

Линия редуцирования малых расходов выполнена по схеме по ходу газа: кран с пневмоприводом DN100 PN=8,0 МПа, технологическая цепочка из двух регуляторов РГП-50/100 (схема регулятор+монитор»), кран с ручным приводом DN150 PN=8,0МПа.

Газ на площадке АГРС используется для технологических нужд, отопления блока операторной, ГПЭС, газоснабжение котлов в котельной блока подготовки теплоносителя.

Газ на узел редуцирования на собственные нужды подаётся с выходного трубопровода АГРС, отбор осуществляется после узла одоризации.

Узел редуцирования газа на блок подготовки теплоносителя состоит из двух линий редуцирования (рабочая + резервная). Каждая из линий выполнена на базе регулятора РДСК-50/400М С10. Расход на собственные нужды составляет 21...280 нм<sup>3</sup>/ч.

Для подготовки газа на блок операторной и ГПЭС предусмотрен один узел редуцирования, состоящий из двух линий редуцирования (рабочая + резервная). Каждая из линий выполнена на базе регулятора РДГК-10. Расход на собственные нужды составляет 1,12...10,5 нм<sup>3</sup>/ч.

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

Для работы котлов к блоку подготовки теплоносителя подводится природный газ с давлением 20 кПа по ГОСТ 5542. Газ через термозапорный клапан, отсечной электромагнитный клапан подаётся в ротационный счётчик газа. Краны шаровые отключают счётчик для поверки, обслуживания и ремонта. После счётчика, через краны шаровые, газ поступает в котлы. На узле учёта также предусмотрена обводная (байпасная) линия, на случай выхода из строя счётчика газа. Для контроля давления и сигнализации превышения давления газа в подводящем газопроводе котлов служат манометр и датчик-реле давления.

Теплоносителем системы теплоснабжения является антифриз «DIXIS-65» (поставляется в комплекте), который при использовании разбавляется водой согласно инструкции на упаковке. Допускается использование других низкотемпературных жидкостей с температурой кристаллизации не выше минус 40°С. Содержание этиленгликоля в теплоносителе не должно превышать 50% по объёму. При использовании теплоносителя необходимо строго соблюдать рекомендации завода-изготовителя. Температурный график теплоносителя 90°С/65°С, содержание кислорода не более 0,05...1,1 г/м<sup>3</sup>.

Для подогрева теплоносителя предусмотрены два водогрейных котла «Буран Бойлер» ВВ-950 мощностью 950 кВт каждый (2 котла в работе). На каждом котле установлена газовая дутьевая горелка.

Блок автоматической одоризации газа предназначен для автоматического дозирования жидкого этилмеркаптана (одоранта) в технологический трубопровод АГРС.

БАОГ производства ТОО «БатысМунайГазЖабдыктары» установлен на выходном трубопроводе АГРС и содержит узел дозирования одоранта с расходной ёмкостью 250 л.

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

Для хранения и выдачи одоранта на площадке АГРС предусмотрена ёмкость хранения и выдачи одоранта объёмом 4,5 м<sup>3</sup> подземного исполнения.

Для автоматизации АГРС предусмотрена САУ ГРС с блоком резервного питания (только для нужд САУ ГРС).

Система автоматического управления и контроля, анализируя состояние датчиков давления, температуры, уровня, расхода и т.д., обеспечивает автоматическое управление и контроль за работой узлов и блоков станции, координирует их взаимодействие, производит сбор и передачу информации оператору или диспетчеру, а также осуществляет автоматическую остановку станции АГРС при аварийных ситуациях.

#### **4.2 Сварочно-монтажные работы. Трубопроводы АГРС.**

Трубопроводы по площадке АГРС запроектированы из стальных бесшовных труб по ГОСТ 8732-78\* В20, ГОСТ 8731-87.

На монтажной площадке блоки АГРС соединяются между собой (патрубки и межблочная трубная обвязка входят в комплект поставки) трубопроводами и кабелями, оснащаются вспомогательным оборудованием (молниеприемник, ограда), образуя законченный комплекс АГРС.

Сварочно-монтажные работы выполняются в соответствии с требованиями ВСН-006-89, СН РК 3.05.01-2013, ГОСТ16037-80, ВСН 011-88, ВСН 012-88.

После соединения и обвязки блок-боксов, дренажной емкости и емкости одоранта, производится гидравлическое испытание всех трубопроводов ГРС на прочность (Рисп.=1,5хРраб.) и проверка на герметичность (Рисп.= Рраб).

Предварительное испытание блок-боксов и дренажной емкости производится на заводе-изготовителе, согласно технологии завода.

#### **4.3 Противокоррозийная защита трубопроводов АГРС**

Подземные газопроводы покрываются изоляцией типа "усиленная":

- праймер (грунтовка) НК-50;
- "Полилен 40-ЛИ-63" в два слоя;
- обертка "Полилен 40-ОБ-63" в один слой.

Надземные участки трубопроводов и металлические конструкции защищаются двумя слоями пентафталеовой эмали ПФ-115 ГОСТ 6465-82\* желтого цвета по двум слоям грунтовки ГФ-021 ГОСТ 25129-82\* в соответствии с требованиями СНиП РК 2.01.19-2004.

#### **4.4 Очистка полости и испытание АГРС**

Очистка полости трубопроводов, испытание на прочность и проверка на герметичность выполняется после окончания сварочно-монтажных работ, в строгом соответствии с "Инструкцией по очистке и испытанию ГРС" разработанной совместно "Заказчиком" и "Подрядчиком" и согласованной с проектной организацией, разработавшей проект.

Параметры испытания:

а) гидроиспытание технологических трубопроводов высокой стороны включая емкость сбора конденсата (дренажная емкость):

- на прочность Рисп=1,5х Рраб - 24 часа
- на герметичность Рисп=Рраб - 12 часов

б) гидроиспытание емкости одоранта, выходного газопровода и установки одоризации с обвязкой:

- на прочность 16 кгс/см<sup>2</sup> - 24 часа
- на герметичность 12 кгс/см<sup>2</sup> - 12 часов

в) гидроиспытание резервной емкости одоранта:

- на прочность 16 кгс/см<sup>2</sup> - 24 часа
- на герметичность 12 кгс/см<sup>2</sup> - 12 часов.

В любой точке испытываемого трубопровода, испытательное давление на прочность не должно превышать наименьшего из гарантированных заводом-изготовителем испытательных давлений (Рзав), арматуры и оборудования, установленных на испытываемом участке.

Гидроиспытание предохранительных клапанов выполнить по инструкции завода-изготовителя.

Испытание гарантийных стыков произвести газом Рисп=Рраб в течении 2х часов.

Гидроиспытание трубопроводов и оборудования ГРС выполнить привозной водой, которую слить после испытания и вывезти в автоцистерне в ближайшие амбары-отстойники.

Гидроиспытание технологических блоков должно производиться на заводе-изготовителе, согласно технологии завода.

#### **4.5 Техника безопасности на АГРС**

Площадка АГРС классифицируется как пожарная и взрывоопасная и относится:

- класс взрыво - и пожароопасности по ПУЭ - "В-1г"

Для АГРС действуют все правила обязательные для магистральных газопроводов:

- перед пуском АГРС проверить чистоту технологических коммуникаций;
- пуск производить после окончания всех строительно-монтажных работ;
- при эксплуатации необходимо следить за плотностью соединений в узлах блоков и на отключающих фланцах;
- следить за исправностью электропроводки;
- при эксплуатации необходимо следить за плотностью соединений в узлах блоков и на отключающих фланцах;
- следить за исправностью электропроводки;
- недопустимо на АГРС содержание легковоспламеняющихся веществ, промасленных обтирочных материалов и т.д.;
- недопустимо проведение огневых работ при действующей АГРС;
- своевременно производить плановые работы по технологическому осмотру и ремонту оборудования;
- при производстве работ по ремонту АГРС производить отключение газа.

Отключающая арматура должна быть опломбирована;

- слив одоранта разрешается по закрытой системе с соблюдением всех мер предосторожности,
- к сливу одоранта допускаются только проинструктированные и обученные рабочие;
- сливное устройство и емкости для хранения одоранта должны быть опломбированы.

Площадка АГРС комплектуется противопожарным инвентарём согласно «**табеля оснащённости**». К пожарному инвентарю относятся бочки для воды, ящики для песка, пожарные щиты без средств пожаротушения, инструмента и инвентаря и т.п. Комплектование первичными средствами пожаротушения должно вестись в соответствии с требованиями прил.3 Правил пожарной безопасности РК утверждённых приказом Министра по ЧС № 55 от 21 февраля 2022 года

По периметру ограждения монтируется охранная сигнализация.

### **5. Архитектурно-строительные решения**

#### **5.1 Линейная часть МГ**

Фундаменты под опоры -стойки ограждения кранового узла - бетонные монолитные из бетона марки кл. С8/10 F150.

Монолитный бетон выполнять на шлакопортландцементе ГОСТ 10178-85.

Стенки ограждения - сетка по ГОСТ 5336-80\*.

Стойки ограждения - трубы по ГОСТ 10704-80\*.

Колонка свечи продувочной - монолитная бетонная, бетон класса А клВ20 F100 W4, армированная.

Свечи - металлические, из трубы по ГОСТ 8732-78, с гидроиспытанием.

Фундаменты под свечи - бетонные монолитные из бетона марки кл. С15/20 F150.

Монолитные фундаменты выполнять на сульфатостойком цементе ГОСТ 22266-94 с маркой по водонепроницаемости W10.

Опознавательные столбы оборудуются плакатами, в которых должны быть указаны: километраж газопровода, фактическая глубина заложения труб, расстояние до вершины угла поворота, ширины охранной зоны, принадлежность газопровода.

Покраску плакатов и надписи выполнить эмалью, устойчивой к атмосферным влияниям, за два раза по слою грунтовки. Качество покрытия верхнего плаката должно быть достаточным для визуального поиска с воздуха.

Установку опознавательных знаков газопровода необходимо оформить совместным актом предприятия эксплуатирующего газопровода и землепользователя.

Чертеж разработан на основании "Правил технической эксплуатации магистральных газопроводов", утвержденных Министерством энергетики и минеральных ресурсов РК от 20 ноября 2003 г.

Монолитный бетон выполнять на шлакопортландцементе ГОСТ 10178-85.

#### **5.2 Газораспределительная станция АГРС**

Фундаменты под модульные контейнеры и оборудование - из бетонных блоков по ГОСТ13579-78\*, бетонные монолитные и бетонные под стойки.

Блок операторной - модульный, заводского изготовления комплектной поставки, с наружными размерами 12000мм х5600мм х3200(н)мм.

Блок подготовки теплоносителя - модульный, заводского изготовления комплектной поставки, с наружными размерами 9000мм х6000мм х3200(н)мм.

Блок расходомерный - модульный, заводского изготовления комплектной поставки, с наружными размерами 3000мм х3000мм х2860(н)мм.

Блок редуцирования газа - модульный, заводского изготовления комплектной поставки, с наружными размерами 8000мм х3000мм х3000(н)мм.

Вокруг фундаментов модульных контейнеров устраивается бетонная отмостка шириной 900мм.

Ограждения - металлические по серии 3.017-3.

Колонка свечи продувочной - монолитная бетонная, бетон кл. С15/20 F150 W10, армированная.

Свечи - металлические, из трубы по ГОСТ 8732-78, с гидроиспытанием.

Все фундаменты и монолитные заделки выполнять из бетона шлакопортландцементе ГОСТ 10178-85 с маркой по водопроницаемости W4.

Опоры-стойки.

Опоры-стойки выполнены из трубы стальной электросварной прямошовной ГОСТ 10704-91, с устройством монолитных бетонных фундаментов, в предварительно пробуренные скважины, диаметром 0,5м. Производство работ по бетонированию основания опор- стоек разрешается производить при температуре наружного воздуха не ниже +5° С. Монолитный фундамент выполнить из бетона кл С8/10 F150 W4 ГОСТ10178-85 на подготовке из щебня ГОСТ 8263-93.

## **6. Инженерное оборудование, сети и системы**

### **6.1. Электроснабжение.**

Раздел электроснабжение по объекту разработан в соответствии с требованиями ПУЭ и СН РК 4.04-07-2013 "Электротехнические устройства", на основании технических условий (ТУ).

2. Категория по надежности электроснабжения - I. Напряжение - 10кВ. Pрасч=24кВт. для обеспечения степени надежности предусмотрено 2 подключения к линиям ВЛ-10кВ а также автономный генератор.

Центр питания:

1 точка врезки ВЛ-10кВ пс 35/10кВ "Деркул" яч.15. Точка подключения к системе электроснабжения: существующая ВЛ-10кВ.

2 точка врезки ВЛ-10кВ ЭХЗ ячейка №8 ПС 110/35/10кВ "КС-3" Уральского ЛПУ УМГ "Уральск".

Точка подключения к системе электроснабжения: существующая ВЛ-10кВ.

На первой опоре предусматривается установка разъединителя тапа РЛНД. Для электроснабжения АГРС предусматривается установка трансформаторной подстанции КТПГ-40 кВА/10кВ запитанной по ВЛ-10кВ на железобетонных опорах с подвеской провода СИП-3.

Предусмотрена установка приставной опоры (укосины) к отпаечным опорам на точках врезки к линиям Вл-10кВ.

В качестве резервного источника электроснабжения на АГРС предусмотрен газовый генератор (электростанция) ФАС-18-3/ВР.

Ввод в КТПГ выполняется через закладные детали предусмотренные в конструкции КТПГ.

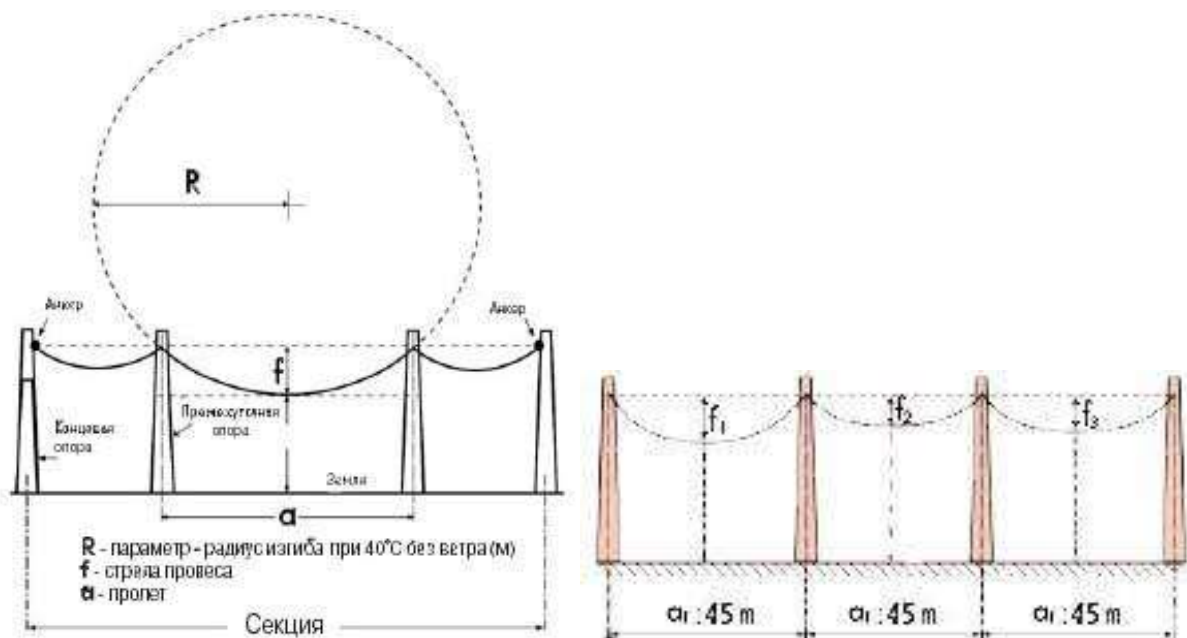
Учет электроэнергии предусмотрен а РУ-0,4 кВ проектируемой КТПГ по трехфазный многотарифный со съемными взаимозаменяемыми рlc-модулем и G- модулем ДАЛА СА4-Э720 R TX IP P П RS Д G/PLC КОД LO на вводе 0,4кВ.

Все нетоковедущие части электрооборудования должны быть заземлены согласно ПУЭ. Для АГРС предусмотрено устройство контура защитного заземления к которому присоединяется корпуса оборудования и дымовая труба. Сопротивление контура не должно превышать 4,0 Ома.

Во избежании вмятин и повреждений верхней оболочки кабелей на дне траншеи предусмотрено устройство мягкой подушки толщиной до 100мм, а сверху - слой песка, с последующей засыпкой грунтом. Предусмотрено применение сигнальной ленты в кабельной траншее согласно ПУЭ и серии А 5-92. **Расчета механического натяжения при монтаже СИП для линии 1**

Условия монтажа:

- Величины пролетов СИП 3х50мм<sup>2</sup> приведены ниже



- Температура монтажа:  $+10^{\circ}\text{C}$   
 Расчет

$$a_e = \sqrt[3]{\frac{(a_1^3 + a_2^3 + K + a_n^3)}{(a_1 + a_2 + K + a_n)}}$$

$$a_e = \sqrt[3]{\frac{(45^3 + 45^3 + 45^3 + 45^3 + 45^3 + 45^3 + 45^3 + 45^3 + 45^3 + 45^3 + 45^3)}{45 + 45 + 45 + 45 + 45 + 45 + 45 + 45 + 45 + 45 + 45}} = \sqrt[3]{\frac{911250}{450}} = \sqrt[3]{2025} = 45\text{ м}$$

- Выбор параметра  $R$  (Таблица 1.)  
 (В данном случае - нормальная ветровая зона со средней величиной пролета  $R=300$  м)
- Линейный вес СИП (Таблица 3.)  $p=0,732$  даН/м
- Механическое натяжение  $T$  (из Таблица 7.):

Таблица 5.

Температура, $^{\circ}\text{C}$	0	+10	+20
Натяжение $T$ (даН)	363	322	273
для $a_e=45\text{ м}$			

- Расчет величины стрелы провеса выполняется по следующей формуле:

$$f = \frac{a^2 \times p}{8T}$$

$a$  - длина пролета  
 $p$  - линейный вес (даН/м)  
 $T$  - механическое натяжение (даН)

$$1. f = \frac{45^2 \times 0.732}{8 \times 363} = \frac{1482.3}{2904} = 0.51\text{ м}$$

$$2. f = \frac{45^2 \times 0.732}{8 \times 322} = \frac{1482.3}{2576} = 0.575\text{ м}$$

$$3. f = \frac{45^2 \times 0.732}{8 \times 273} = \frac{1482.3}{2184} = 0.679\text{ м}$$

- Расчет максимальной стрелы провеса (рассчитывается по самому большому пролету):

- Расчет стрел провеса в зависимости от температуры:  
Таблица 6.

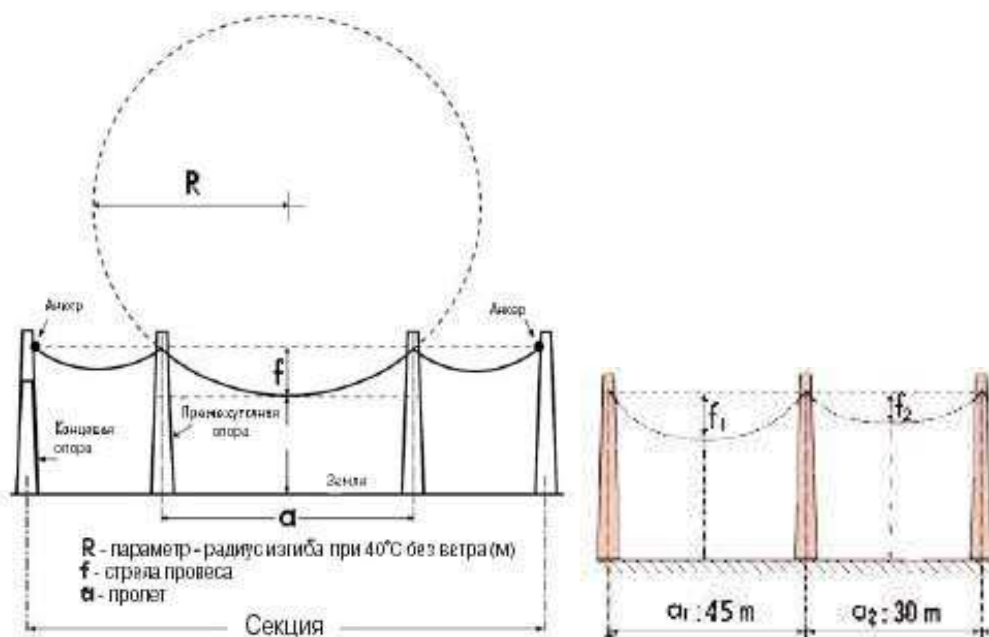
	Стрелы провеса, м		
	0°C	+10°C	+20°C
$f = \frac{45^2 * p}{8 * T}$	0,51	0,575	0,679

Общая длина линии ВЛ 10кВ составляет -450м  
Длина с учетом провиса составляет - 456,8м

Расчета механического натяжения при монтаже СИП для линии 2

Условия монтажа:

- Величины пролетов СИП 3x50мм<sup>2</sup> приведены ниже



- Температура монтажа: +10°C  
Расчет

$$a_e = \sqrt{\frac{(a_1^3 + a_2^3 + K + a_n^3)}{(a_1 + a_2 + K + a_n)}}$$

$$a_e = \sqrt{\frac{(45^3 + 30^3)}{45 + 30}} = \sqrt{\frac{118125}{75}} = \sqrt{1575} = 39,7 \text{ м}$$

- Выбор параметра R (Таблица 1.)

(В данном случае - нормальная ветровая зона со средней величиной пролета R=300 м)

- Линейный вес СИП (Таблица 3.)  $p=0,732$  даН/м

- Механическое натяжение T (из Таблица 7.):

Таблица 5.

Температура, °C	0	+10	+20
-----------------	---	-----	-----

Натяжение Т (даН) для а е=39,7м	389	339	296
------------------------------------	-----	-----	-----

- Расчет величины стрелы провеса выполняется по следующей формуле:

$$f = \frac{a^2 \times p}{8T}$$

а - длина пролета  
р - линейный вес (даН/м)  
Т - механическое натяжение (даН)

$$4. f = \frac{39,7^2 \times 0,732}{8 \times 389} = \frac{1153,7}{3112} = 0,37 \text{ м}$$

$$5. f = \frac{39,7^2 \times 0,732}{8 \times 339} = \frac{1153,7}{2712} = 0,43 \text{ м}$$

$$6. f = \frac{39,7^2 \times 0,732}{8 \times 296} = \frac{1153,7}{2368} = 0,49 \text{ м}$$

- Расчет максимальной стрелы провеса (рассчитывается по самому большому пролету):

- Расчет стрел провеса в зависимости от температуры:

Таблица 6.

	Стрелы провеса, м		
	0°C	+10°C	+20°C
$f = \frac{45^2 \times p}{8 \times T}$	0,37	0,43	0,49

**Общая длина линии ВЛ 10кВ составляет -75,0м**

**Длина с учетом провиса составляет – 76,0м**

Все нетоковедущие части электрооборудования должны быть заземлены согласно ПУЭ.

Перед производством работ проект согласовывается с эксплуатирующей организацией и со всеми заинтересованными организациями.

Электромонтажные работы выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ, ПТЭ, ПТБ и СНиП РК 4.04-10-2002.

Все необходимые электроизмерения и испытания после монтажа электрооборудования и электрических линий выполняются в соответствии с действующими нормативами.

#### Основные электрические показатели

Рр=24,0 кВт

Годовой расход электроэнергии - 70 тыс.кВт\*час

Протяженность ВЛ-10 кВ - 585,0 м (в плане)

Протяженность КЛ-10 кВ - 85,0 м (в плане)

## 6.2. Наружное освещение, молниезащита, автоматизация АГРС

Раздел наружное освещение, молниезащита и автоматизация АГРС-150 по объекту " Строительство автоматизированной газораспределительной станции и газопровода отвода в г.Уральск, ЗКО" разработан в соответствии с ПУЭ РК 2015, СН РК 4.04-10-2013 "Электротехнические устройства"

Для электроосвещения площадки АГРС-150 установить светодиодные светильники "Керемет" 150 Вт на стойках СТ-8,0-3,0. Кабель электроосвещения АВВГнг-3х6 от опорной до опор освещения по

территории АГРС проложить в траншее в трубе ПНД DN50 на глубине 0,7 м от уровня земли. Светильники "Керемет", установленные на опорах, запитать кабелем АВВГнг-3х2,5.

Кабельные линии КИП и А проложить в соответствии с указаниями завода-изготовителя АГРС на глубине 0,7 м от уровня земли. В местах пересечения с газопроводом и технологическими трубопроводами соблюдать расстояние в свету не менее 0,2 м.

Для защиты шлейфов кабелей КИП и А использовать трубу гибкую гофрированную, двустенную из ПНД/ПВД (для прокладки электрокабеля, с зондом). Каждая группа кабелей к технологическому оборудованию ведётся в отдельной трубе.

Корпуса оборудования АГРС и молниеприемники заземлить присоединением к контуру защитного заземления. Вертикальные заземлители выполнить из круглой стали диаметром 16 мм и длиной 5 м, горизонтальный - полосовая сталь 40х4 прокладываемая на глубине 1,5 м.

Молниеприёмники присоединяются к отдельному контуру молниезащиты выполненному из вертикальных заземлителей (круглая сталь диаметром 16 мм и длиной 5 м) и горизонтального контура - полосовая сталь 40х4, прокладываемая на глубине 0,5 м. Контур молниезащиты выполнить отдельно с контуром защитного заземления оборудования согласно п.7.2.2.7 ПТЭ ГРС МГ.

Заземление опор освещения выполнить согласно с. 3.407-150.

Электромонтажные работы выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ РК 2015 и СН РК 4.04-10-2013.

### **6.3. Электрохимзащита**

Раздел ЭХЗ проекта "Строительство автоматизированной газораспределительной станции и газопровода отвода в г.Уральск, ЗКО" разработан согласно ТУ №2-62-1379 от 11.07.2023 г., выданных АО "Интергаз Центральная Азия", в соответствии с требованиями СН РК 3.05-01-2013, СТ РК ГОСТ Р 51164-2005, ПУЭ РК и материалов инженерно-геологических изысканий и коррозионных исследований.

Согласно отчету инженерно-геологических изысканий и коррозионных исследований, выполненных ТОО "Комплексный Испытательный Центр" г. Уральск в 2023г., в районе проектирования электрохимзащиты коррозионная активность грунтов по отношению к углеродистой стали изменяется от средней до высокой. Блуждающих токов нет.

Расчет параметров электрохимзащиты подземного магистрального газопровода выполнен на конечный период эксплуатации (30 лет). Защита подземного газопровода от электрохимической коррозии предусматривается низковольтной установкой катодной защиты марки ИСКЗ-4,8 с анодным полем. Установка имеет автоматическое регулирование защитного потенциала и подключение к телеметрическим системам, два блока катодной защиты с номинальной выходной мощностью 1,2 кВт, выходным напряжением 25 В, током 48 А, диапазоном регулируемого выходного тока от 0,1 до 100%. Эксплуатация установок предусматривается в ручном режиме, определяемым эксплуатирующей организацией.

Катодную станцию установить на территории проектируемой АГРС на монолитной площадке на высоте 0,2 м от уровня земли в соответствии с частью АС.

В качестве анодных заземлителей (АЗ) приняты электроды АЖЗК-ГУ2 длиной 3,5 м и диаметром 60 мм каждый. Электроды помещены в металлический контейнер диаметром 210 мм заполненный коксо-минеральным активатором. АЗ установить вертикально в скважинах. Обвязку и подключение АЗ к контактному устройству выполнить кабелем ВВГ 2х16. Монтаж АЗ выполнить согласно л.ЭХЗ-4 и "Инструкцией по монтажу", входящей в комплект АЗ.

Дренажные линии предусмотреть: "выход плюс" - кабелем АВБШв 3х4, "выход минус" - кабелем ВБШвГ 4х10. Дренажную линию "выход плюс" присоединить к АЗ через контактное устройство-колонку ТР-1216, согласно листа ЭХЗ-4. Дренажную линию "выход минус" присоединить к газопроводу через КИП и контактное устройство КУ1 согласно с.7.402-5.1-74. Для защиты от механических повреждений на выходах и опусках в землю дренажные кабельные линии проложить в стальных трубах Ду50

Для замера защитного потенциала на магистральном газопроводе предусматривается установка контрольно-измерительных пунктов (КП) см. часть МГ.

Все металлические нетоковедущие части эл. оборудования нормально не находящиеся под напряжением, должны быть заземлены согласно ПУЭ. Заземление катодной станций выполнить путем присоединения к контуру защитного заземления АГРС.

Категория электроснабжения катодной станции - II. Электроснабжение выполнить от проектируемой трансформаторной подстанции АГРС РУ-0,4 кВ. Резервную линию электроснабжения проложить от распределительного щита, установленного в операторной АГРС. Электроснабжение предусмотрено кабелем АВБШв 3х6.

Прокладку кабельных линий выполнить в подземном исполнении на глубине 0,7м от уровня земли. Для подсыпки траншеи использовать мелко просеянную землю.

Для исключения вредного влияния катодной защиты проектируемого газопровода на смежные подземные металлические коммуникации при строительстве металлических инженерных сетей должны быть выполнены проектные решения и требования СНиП по устройству противокоррозионных покрытий и устройству электроизоляции, а также предусмотрены следующие мероприятия:

- удаление электродов анодного заземления на безопасное расстояние, исключая влияние электрического поля анодного заземления на подземные металлические коммуникации;
- ограничение выходного напряжения катодной станции не более 48 В и максимального защитного потенциала не более 1,5 В относительно земли по МСЭ;
- применение кабелей с защитными покрытиями в соответствии с требованиями СТ РК ГОСТ Р 51164-2005.

Монтаж установки катодной защиты вести в соответствии с требованиями ПТБ, ПУЭ, СНиП.

В соответствии с чертежами части Л-МГ проектируемый подземный газопровод предусмотрен с наружным трехслойным антикоррозионным покрытием "усиленного" типа на основе экструдированного полиэтилена (ПК ПЭ) по ТУ 1394-001- 45657335-06 заводского исполнения.

### Расчет установки катодной защиты

Расчет установки катодной защиты выполнен согласно методике, описанной в РД-91.020.00-КТН-149-06 п. 8.1.4 «Методика расчета параметров УКЗ»

Таблица 1. Исходные данные для расчета УКЗ

Исходные данные	Значение
Диаметр трубопровода, м	0,53
Толщина стенки трубы, мм	8
Сопротивление изоляции, Ом*м <sup>2</sup> (РД-91.020.00-КТН-149-06 Таблица 7.3	1*10 <sup>5</sup>
Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом*м	3 - 20
Глубина укладки трубопровода, м	1,25
Длина трубопровода, м	1160
Удельно сопротивление материала трубы, Ом*мм <sup>2</sup> /м ( СТО газпром Таблица 6.2)	0,245
Срок службы проектируемой ЭХЗ	25
Скорость изменения сопротивления изоляции, 1/год (РД-91.020.00-КТН-149-06 Таблица 7.3	0,08

Таблица 2. Результаты расчета УКЗ

Продольное сопротивление трубопровода (формула 8.1)	Rt	0,0000187
---	----	-----------

Сопrotивление растеканию трубопровода, $R_p(i)=100$ (интерация) (формула 8.2)	$R_{p1}$	51,35
интерация №2	$R_{p2}$	49,23
интерация №3	$R_{p3}$	49,10
Сопrotивление изоляции трубопровода на 25-ый год эксплуатации, $R_{из}(15)$ (формула 8.4)	$R_{из}(15)$	13533,53
Сопrotивление изоляции трубопровода на начальный этап эксплуатации, $R_{из}(1)$	$R_{из}(0)$	100000
Постоянная распространения тока, 1/м на 15-ый год эксплуатации (формула 8.5)	$\alpha_t(15)$	0,0000479331
Постоянная распространения тока, 1/м на начальный этап эксплуатации (формула 8.5)	$\alpha_t(0)$	0,0000176336
(на 25-ый год эксплуатации)	$R_p(25)$	8181,250447
(на начальный этап эксплуатации)	$R_p(0)$	60138,02949
Входное сопротивление трубопровода (на 15-ый год эксплуатации) (формула 8.7)	$Z_t(25)$	1,172579109
Входное сопротивление трубопровода (на 0-ый год эксплуатации) (формула 8.7)	$Z_t(0)$	5,240898908
P- коэффициент	P	6,574472054
Расстояние между трубопроводом и анодным заземлителем (формула 8.12)	y	5,606847339
Принятое Расстояние между трубопроводом и анодным заземлителем	y	50
Длина защитной зоны (итерация) (формула 8.11)	$L_3$	55635,85367
интерация №2	$L_3$	55666,77633
интерация №3	$L_3$	55666,75914
Сила тока (на 25-ый год эксплуатации), A (формула 8.14)	$I_3(25)$	0,630928414
Сила тока (на 0-ый год эксплуатации), A (формула 8.14)	$I_3(0)$	0,147042379

Средний ток защиты катодной станции на период эксплуатации (формула 8.22)	I <sub>зср</sub>	0,509956905
Напряжение на выходе УКЗ (формула 8.15) (сопротивлением проводов пренебрегаем):	V	1,657392823
Мощность катодной станции (формула 8.17):	W	1,045696225

Согласно расчету, требуется УКЗ мощностью не менее 1,05 Вт, выходным током не менее 0,63А, с учетом необходимого запаса выходного напряжения УКЗ на падение напряжения в кабелях ЭХЗ, на анодном поле и на возможность регулирования тока УКЗ, к установке принимаем УКЗ мощностью 4,8кВт и выходным напряжением 96В.

Рисунок 1. Исходные данные и результаты расчета анодного заземления УКЗ выполненные в программе АРМ-ЭХЗ-8П

Расчет анодного заземления осуществляется подбором размеров, глубины установки анодного заземления и заданного тока УКЗ, с учетом срока службы анодного заземления не менее 25 лет и сопротивления растекания не более 2,0 Ом.

Согласно расчету, требуется 10 глубинных заземлителей, длиной 2,4м, глубиной установки 6,3м. Расчетный срок службы 25лет, расчетное сопротивление растеканию анодного заземления 2,16 Ом.

К установке принимаем десять глубинных заземлителей АЗЖК-ГУ2, состоящий из 2 заземлителей каждый, общей длиной по 2,4м, с установкой его в скважину глубиной 6,3м.

**Раздел ЭХЗ1** рабочего проекта "Строительство автоматизированной газораспределительной станции и газопровода отвода в г.Уральск, ЗКО " В соответствии с чертежами части Л-МГ проектируемый подземный газопровод, а так же стальной кожух предусмотрены с наружным трехслойным антикоррозионным покрытием "усиленного" типа на основе экструдированного полиэтилена (ПК ПЭ) по ТУ 1394-001-45657335-06 заводского исполнения.

Электрохимзащита участка реконструируемого газопровода предусмотрена от существующего газопровода, защита стального кожуха выполнена магниевыми протекторами марки ПМ-20У. На защищаемый кожух. Обвязку и подключение протекторов предусмотреть кабелем ВВГ-2х6. Монтаж выполнить в соответствии с с.7.402-5.1-59. Глубину установки протекторов принять 3,5 м от уровня земли.

Для замера защитного потенциала на магистральном газопроводе предусматривается установка контрольно-измерительных пунктов (КП) согласно СТ РК ГОСТ Р 51164-2005 и с.7.402-5.1. Кабельные линии от КП к газопроводу и футляру присоединить через КУ1 согласно с.7.402-5.1-74.

Производство работ по строительству средств электрохимзащиты выполнять в соответствии с требованиями СН РК 3.05-01-2013, СП РК 3.05-101-2013, СТ РК ГОСТ 51164-2005, СН РК 4.04-07-2013 «Электротехнические устройства» и СП РК 4.04-107-2013 «Электротехнические устройства», ПУЭ РК. Перед производством работ чертежи согласовать с заинтересованными организациями.

#### **6.4 Наружные системы связи**

Данным разделом проекта предусматривается прокладка волоконно-оптической линии связи между проектируемой АГРС, существующей линии ВОЛС. Строительство линии ВОЛС предусмотрено в охранной зоне газопровода (по согласованию с владельцем газопровода) на расстоянии 20м от оси газопровода.

Ввиду большой протяженности линии ВОЛС предусматривается монтаж оптического кабеля методом пневмозадувки в защитную полиэтиленовую трубу ЗПЭТ  $\varnothing 40/3,5$ мм. Защитная труба предварительно укладывается в траншею Т-1 по серии А5-92. Поверх трубы на глубине 0,6м предусматривается укладка сигнальной ленты. По трассе прохождения линии ВОЛС предусматривается установка указательных (сигнальных) столбиков с указанием расположения линии ВОЛС. Для ответвления кабеля к АГРС предусматривается монтаж колодца оперативного доступа (КОД), в котором размещается оптическая муфта. Подключение кабеля производится к оптической полке ODF, размещаемой в существующем телекоммуникационном шкафу. В операторную проектируемой АГРС кабель вводится через предусмотренные отверстия. Подключения оптического кабеля производится к оптической полке ODF размещаемой в телекоммуникационном шкафу. (шкаф и оптическая полка предусмотрены в разделе ЗССС).

#### **6.5 Охранная сигнализация и видеонаблюдение АГРС**

##### **Охранная сигнализация**

Согласно задания на проектирование, данным рабочим проектом предусматривается организация система безопасности периметра проектируемой АГРС-150.

В качестве технических средств обнаружения охранной сигнализации, используются радиоволновые линейные извещатели РЛД Редут-200-С и приемно-контрольный прибор "Гранит-8". Для блокировки ворот предусмотрены, охранные магнитоконтактные извещатели ИО 102-20. В качестве светозвукового извещателя используется прибор МАЯК-12-КП. Тип и сечение кабеля, показаны в кабельном журнале охранной сигнализации.

Радиоволновые извещатели устанавливаются на металлических опорах-стойках диаметром Ду80, высотой 2м, поставляемых комплектно с данным оборудованием. Кабели сигнализации прокладываются в трубах ПНД Ду50мм. на глубине 0.7м. При выходе кабелей из траншеи к датчикам, прокладываются внутри опоры-стойки.

Параллельное не извещателей к питанию осуществляется через распределительные коробки.

Приемо - контрольный прибор "Гранит-8" устанавливается в помещении операторной КИПиА технологического блока.

Для питания радиоволновых извещателей напряжением 24В, проектом предусмотрена установка источника бесперебойного питания СКАТ-2400И7 и аккумуляторных батарей на 7А/ч. Оборудование электропитания установлено в помещении операторной КИПиА технологического блока.

Аккумуляторная батарея работает на постоянной подзарядке и автоматически подключается к оборудованию ОС при отключении питания электроэнергии.

Кабели системы периметральной сигнализации проложены в полиэтиленовой трубе Ду50мм, в траншее на глубине 0,7м.

Пожарная сигнализация АГРС предусмотрена заводом-изготовителем.

### **Видеонаблюдение.**

Система видеонаблюдения АГРС включает в себя 7 IP-камер видеонаблюдения: 6 IP камер уличного исполнения DS-2CD2022WD-I фирмы Hikvision и 1 купольная IP камера DS-2CD2122WD-I, устанавливаемая в операторной КИПиА.

Видеокамеры рассчитаны на работу в расширенном диапазоне температур окружающей среды от -40 С до +60 С, питание осуществляется технологией PoE.

Камеры включаются в видеорегистратор с встроенным коммутатором DS-7608NI-E2/8P фирмы Hikvision, медными кабелями FTP 4x2. Для просмотра видеоизображения, используется LCD монитор DS-D5019QE фирмы Hikvision. Камеры 2 и 3 подключаются к видеорегистратору через PoE репитер RVI-PR.

Согласно структурной схеме видеонаблюдения, для передачи видеоизображения в диспетчерский пункт ЛПУ Костанай, видеорегистратор с помощью патч-корда RJ45 подключается к коммутатору DIS-200G-12S, предусмотренный в разделе сети связи.

Для приема видеоизображения в ЛПУ Костанай, на существующее оборудование необходимо установить соответствующее программное обеспечение, поставляемое комплектно с видеорегистратором DS-7608NI-E2/8P.

Технические решения по электропитанию оборудования, предусмотрены в разделе АХ.

Эксплуатация установки должна производиться с соблюдением правил техники безопасности (ПТБ), правил технической эксплуатации (ПТЭ), эксплуатационных документов на входящие изделия.

К монтажу и обслуживанию системы охранной сигнализации допускается персонал:

- имеющий 3-ю квалификационную группу согласно ПТЭ и ПТБ (с правом допуска к обслуживанию электроустановок до 1000 В),
- изучивший настоящую рабочую документацию,
- изучивший техническую документацию на устанавливаемое оборудование.

Все нетоковедущие металлические части электрооборудования должны быть заземлены (занулены) согласно требованиям ПУЭ.

## **6.6 Системы связи АГРС**

Проект разработан на основании задания на проектирование, а также на основании строительных и технологических чертежей здания.

Данный проект разработан на основе радиостанции Eclipse IDU GE3. ODU 600 которая отвечает всем современным требованиям.

Основные функции:

Основные функции IDU GE3:

Гибридные транспортные опции: all-Ethernet/IP, смешанный режим nativ TDM+ Ethernet а одном радиоканале.

Высокая производительность: поддержка трафика в сетях 4G/LTE со скоростью передачи данных до 462 мбит/с.

Полное адаптивное кодирование и модуляция 256QAM (ACM), повышение эффективности использования спектра до 4-х раз.

Функции Carrier Ethernet, в том числе Sync-E (G.8262), VLANs и Ethernet OAM.

Малые габариты (1/2 RU) и очень низкое энергопотребление.

Широкие возможности передачи трафика Ethernet: 6 портов Gigabit Ethernet.

Защитные конфигурации в корпусе 1RU: MHSB. SD 2+0 (с агрегированием каналов).

Полностью защищенные трафик-порты: электрические и оптические интерфейсы Ethernet, электрические интерфейсы E1.

Встроенные функции безопасности Strong Security, в том числе шифрование коммерческого трафика, безопасность каналов управления и поддержка RADIUS- клиентов.

Поддержка функций управления с использованием программных систем управления Provision NMS и Eclipse Portal.

Соответствие директивам RoHS и WEEE.

Ширина занимаемой полосы указывается при заказе оборудования на заводе-изготовителе.  
При монтаже и пользовании оборудования обязательно соблюдайте основные требования ТБ изложенные в инструкции для Р/ст.

### **Мачта 30м**

1. Настоящий комплект чертежей разработан на основании исходных данных, приведенных в задании на проектирование и в соответствии с другими основными комплектами рабочих чертежей.
2. Проект разработан для следующих условий строительства:
  - нормативное значение ветрового давления по СНиП 2.01.07-85 -38кг/м<sup>2</sup>
  - нормативное значение веса снегового покрова по СНиП 2.01.07-85 -70кг/м<sup>2</sup>
  - средняя температура наиболее холодной пятидневки - 31°С
3. За условную отм. +0,000 принят с поверхности и соответствует абсолютной отметке по генплану - 37,24.

### **Конструктивные решения**

Фундаменты под мачту Н=30м запроектированы из монолитного железобетона в виде монолитного фундамента на сульфатостойком портландцементе. Армирование выполняется сварными сетками и отдельными стержнями. В теле фундамента замоноличена ЗД1.

Поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом за 2 раза. Вокруг фундаментов выполнить асфальтобетонную отмостку т. 30мм по бетонной подготовке из бетона кал. С8/10 т. 100мм

Грунт в основании фундамента мачты уплотнить до плотности сухого грунта - 1,65 кг/см<sup>2</sup>.

### **Производство работ**

Производство работ по устройству оснований и фундаментов следует выполнять в соответствии с СНиП 3.02.01-87 и "Руководства по производству и приёмке работ при устройстве оснований и фундаментов", а также указаний данного проекта.

Приёмка оснований должна оформляться актом. Скрытые работы подлежат освидетельствованию с составлением актов в соответствии СНиП РК 1.03-06-2002\*.

Площадку очистить от растительности. Произвести срезку и складирование используемого для рекультивации земель растительного слоя грунта в специально отведенных местах. На время строительства необходимо предусмотреть мероприятия, предохраняющие котлован от затопления атмосферными и поверхностными водами.

Разрыв по времени между производством земляных и бетонных работ должен быть минимальным. Под фундаменты выполнить выравнивающую бетонную подготовку.

### **Бетонные и арматурные работы.**

Бетонные работы выполнять в соответствии с СНиП РК 1.03-05-2001. Производство работ в зимнее время выполнять в соответствии с СНиП РК 5.03-36-2005. Укладку бетона в конструкции производить с уплотнением бетонной смеси вибратором.

В течении 7 дней после формовки бетона поверхность должна быть влажной. Через 7 дней опалубка демонтируется. После 28 суток выдержки фундамент можно загружать. Если температура наружного воздуха ниже +5°С, то период выдержки требуется увеличить до необходимости.

Опалубка должна быть достаточно жесткой для установки закладных деталей в проектное положение в теле фундамента. Опалубка должна легко удаляться после укладки бетона.

Стержни арматуры должны быть очищены от окислов (окалины, ржавчины, шлаковых включений). Если имеется ржавчина, то её необходимо удалить перед применением.

Арматурные стержни, подверженные коррозии, не должны использоваться для армирования фундамента.

Обратную засыпку выполнять непосадочным грунтом с последующим послойным трамбованием толщиной слоя 300мм.

### **6.7. Водоснабжение, канализация, теплоснабжение и пожаротушение АГРС.**

Водоснабжение АГРС для хозяйственных и бытовых нужд здания запроектирована система хозяйственно - бытового водоснабжения. Для снабжения блока операторов водой предусматривается устройство скважины в колодце на территории предприятия, с последующей установкой поверхностного насоса.

Пожаротушение. Согласно таблицы 1 приложения 3 Технического регламента "Общие требования к пожарной безопасности", установленные на территории ГРС блок-здания относятся к категории "А" по взрывопожарной опасности. Строительный объем здания, состоящего из 5-ти блок -боксов. Степень огнестойкости здания - III. Согласно таблицы 1 приложения 8 Технического регламента "Общие требования к пожарной безопасности» наружное пожаротушение не предусматривается.

Согласно п. 4.3.1.и таблицы 2 СНиП РК 4.01-41-2006 "Внутренний водопровод и канализация" внутреннее пожаротушение в блок-боксах не предусматривается. В каждом блок -здании предусматривается – 1 переносной порошковый огнетушитель объемом, л (массой огнетушащего вещества, кг): 10(9) и 1 передвижной порошковый огнетушитель объемом 100л, заряд порошка ВС.

Согласно табл. 3 прил. 3 Правил пожарной безопасности РК утверждённых приказом Министра по ЧС № 55 от 21 февраля 2022 года предусмотрена установка пожарного щита на территории АГРС. (см.раздел ТХ).

Наружная канализация. Для отведения хозяйственных и бытовых сточных вод из здания запроектирована система хозяйственно - бытовой канализации. Отведение предусмотрено в накопитель стоков, объемом 3м<sup>3</sup>, установленного на территории предприятия, с последующей откачкой и вывозом стоков спец.автотранспортом в места, установленные местными санитарными службами.

Трубопроводы проектируются из полиэтиленовых труб с двухслойной профилированной стенкой "Корсис" Ø160 по ТУ 2248-001-73011750-2005.

Теплоснабжение блок-контейнеров АГРС.

Подогрев газа в блоках №2 (Узел очистки и подогрева газа), №3 (Узел редуцирования газа), №11 (Блок расходомерный) осуществляется от блока подготовки теплоносителя (№7). Для подогрева теплоносителя предусмотрена котельная полной заводской готовности на газовом топливе мощностью 1,9МВт с двумя водогрейными котлами ВВ-950 фирмы "Буран Бойлер", мощностью 950 кВт каждый (2котла в работе).

Теплоносителем системы теплоснабжения является антифриз "DIXIS-65", который при использовании разбавляется водой согласно инструкции на упаковке. Содержание этиленгликоля в теплоносителе не должно превышать 50%. При использовании теплоносителя необходимо строго соблюдать рекомендации завода-изготовителя.

Теплоноситель - горячая вода с этиленгликолем с параметрами 90-65С.

Проект разработан для района с расчетной температурой наружного воздуха -35 С.

Схема тепловых сетей - двухтрубная.

Регулирование отпуска тепловой энергии принято центральное качественное.

Система теплоснабжения - закрытая.

Прокладка трубопроводов четвёртой категории предусматривается надземная, на опорах. Для компенсации теплового удлинения труб использованы углы поворота и подъёмы. Трубы тепловых сетей принимаются по ГОСТ 10704 - 91, ГОСТ 10704-80\* группы В из стали 3 сп.5, прямошовные сварные. Изоляция трубопроводов принята по серии 7.903.9-3 - матами минераловатными.

Покровный слой для надземной теплосети - тонколистовая оцинкованная сталь -0,5мм. Перед изоляцией на трубопроводы нанести антикоррозийное полиуретановое покрытие толщиной не менее 0,13мм.

В нижних точках трассы спуск воды предусматривается отдельно из каждой трубы передвижными насосами в автоцистерну.

## **7. Управление производством и предприятием.**

### **7.1 Организация и условия труда работников**

#### **Производственная санитария, охрана труда и техника безопасности.**

Технологические решения, размещение оборудования, социальных объектов, наличие дополнительных сооружений обеспечивающих выполнение технологических процессов в соответствии с требованиями нормативных документов, обеспечивает соблюдение норм санитарии, техники безопасности на проектируемом комплексе газопровода-отвода, на существующем техническом уровне отрасли.

На местности, по трассе газопровода и объектах комплекса (ГРС, УКЗ, ЛЭП -0.4кВ; 10кВ,) на всех временных дорогах и въездах предусмотрена установка информационных знаков.

Все сооружения газопровода с выходом на дневную поверхность имеют ограждения (краны, УКЗ) и соответствующие таблички с указанием технических данных для эксплуатационного персонала.

Дополнительных требований проектом не предусматривается.

## 7.2 Рекомендации по эксплуатации

Эксплуатацию комплекса газопровода-отвода, предусматривается выполнять в соответствии с действующими нормативными документами существующим подразделением, Уральской линейно-производственным управлением (ЛПУ) УМГ "Уральск" АО "Интергаз Центральная Азия".

Дополнительно к существующему обслуживающему Уральской линейно- производственным управлением (ЛПУ) УМГ требуется ввести в штат 4 оператора на АГРС и 3,14 единиц рабочих по другим службам (см. таблицы).

После завершения всех строительных и монтажных работ по линейной части газопровода, ГРС, ЭХЗ, также инженерным сооружениям и приемки объекта в эксплуатацию, объект по акту передается на баланс АО "Интергаз Центральная Азия".

Эксплуатация введенного в эксплуатацию комплекса объектов предусматривает следующие работы:

- техническое обслуживание всех зданий и сооружений
- плановые ремонтные работы (текущие, капитальные)
- аварийно-восстановительные работы.

Для устранения аварийных ситуаций и отказов, на объект направляются бригады служб и отделов Уральского ЛПУ с руководителем назначенным приказом по управлению.

Периодичность номенклатурных профилактических работ (обход, объезд, облет, замеры потенциалов, набивка кранов смазкой и т.д.) по службам, устанавливается годовым графиком - мероприятий по ЛПУ, который утверждается главным инженером УМГ "Уральск" в соответствии с нормами обслуживания и численности.

Оперативное руководство деятельностью персонала ГРС и участка осуществляется руководителями служб ЛПУ по технологической принадлежности.

## 7.3 Расчет численности персонала

Настоящие Нормативы численности персонала организаций, осуществляющих эксплуатационные и ремонтные работы магистральных газопроводов и станций подземного хранения газа (далее – Сборник) устанавливают необходимую численность персонала организации по обеспечению надежной работы систем магистральных газопроводов и станций подземного хранения газа АО «Интергаз Центральная Азия» (далее – Общество) В основу разработки Сборника положены:

- технические характеристики оборудования и сооружений;
- количественные значения факторов, влияющих на численность;
- нормы времени на ремонт и техническое обслуживание оборудования;
- отчетные данные о численности персонала организации, и объемы выполняемых работ по каждой функции;
- нормативы численности персонала организаций, осуществляющих эксплуатационные и ремонтные работы магистральных газопроводов и станций подземного хранения газа, утвержденные Министерством нефти и газа РК в 2013 г., Астана;

Численность рабочих и служащих, занятых эксплуатацией, ремонтом, обслуживанием охранной линейной части газопровода-отвода, протяженностью 0,339 км в комплексе с ГРС производительностью 150000 м<sup>3</sup>/ч с инженерным обеспечением, средствами электрохимзащиты, определена согласно сборника.

Расчеты требуемого количества работников сведены в таблицы.

### Обслуживание запорной арматуры

№	Наименование объектов (сооружения, оборудования)	Измеритель	Нормативная численность	Требуемая численность
1	Запорная арматура Ду250 (линейный кран с обвязкой)	2 крановая площадка	0,006	2*0,006=0,012

### Эксплуатация и ремонт газопровода

№	Наименование объектов	Измеритель	Нормативная численность	Требуемая численность
1	Участок газопровода при	10км	0,15	0,0531*0,15=0,0079

	количестве ниток -1			
--	---------------------	--	--	--

Для текущего ремонта проектируемого участка газопровода требуется 1 человек- линейный обходчик.

#### Обслуживание и охрана линейной части

№	Рельеф местности трассы газопровода	Измеритель	Вид передвижения	Нормативная численность	Требуемая численность
1	Участок газопровода при количестве ниток -1	10км	и/транспорт	0,35	$0,0531 * 0,35 = 0,0185$

#### Эксплуатация и ремонт сооружений ЭХЗ газопровода от коррозии

№	Наименование объектов, оборудования	Количество	Измеритель	Нормативная численность	Требуемая численность
1	Установка катодной защиты	1	1 установка	0,05	0,055

#### Обслуживание и эксплуатация ГРС

№	Наименование объектов, оборудования	Количество	Измеритель	Нормативная численность	Требуемая численность
1	Автоматическая ГРС (надомное обслуживание)	объект	150 000 м <sup>3</sup> /ч	2	2

Итого численность:  $0,012 + 0,0079 + 0,0185 + 0,055 + 2 = 3$  чел.

Для обслуживания проектируемого объекта требуется 3 человека.

### 8. Мероприятия по охране окружающей среды.

Раздел «Охрана окружающей среды» разработан в целях выявления экологических последствий при строительстве сетей газопровода и предлагаемыми природоохранными мероприятиями снизить до минимума отрицательное воздействие на окружающую среду.

Газопроводы и запорная арматура, предусмотренные в проекте, представляют собой замкнутую герметичную систему. При нормальном режиме эксплуатации газопровода вредных выбросов в атмосферу не происходит.

С целью предупреждения аварийных выбросов, связанных с повреждением газопровода, проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- выбросы в атмосферу природного газа возможны только в аварийных случаях, при повреждении газопровода.

Учитывая аэродинамические свойства природного газа (уд.вес по воздуху 0,67-0,73 кг/м<sup>3</sup>), накопление метана в приземном слое атмосферы не происходит. Он поднимается и рассеивается в верхних слоях атмосферы. Это явление будет разовым, временным и отрицательное воздействие на атмосферный воздух ожидается не значительным.

#### 8.1. Охрана земельных ресурсов.

Воздействие на земельные ресурсы, во время строительных работ проектируемого объекта, сводится в основном к механическим воздействиям, связанным с устройством дорожной одежды, передвижением большого количества тяжелой техники (бульдозеры, экскаваторы, краны и др.).

Проектом предусматривается снятие плодородного слоя с перемещением во временный отвал и последующим использованием для рекультивации нарушенных земель.

Отрицательное воздействие на земельные ресурсы ожидается незначительным.

#### 8.2. Охрана атмосферного воздуха.

Источником загрязнения при производстве строительных работ будут строительные машины и транспортные средства, земляные работы. Выбросы загрязняющих веществ носят кратковременный характер (на период строительства), не приносят значительного ущерба окружающей среде.

#### 8.3. Охрана водных ресурсов.

На период строительства, для хозяйственно-бытовых нужд, предусмотрена доставка бутилированной воды.

Забор воды технических нужд предусмотрен из ближайших водозаборных колонок существующего водопровода.

Вода будет доставляться в автоцистернах для воды, марки АЦПТ – 0,9. Хранение воды предусматривается в емкости, объемом 5 м<sup>3</sup>. Емкость очищать и хлорировать 1 раз в 10 дней.

Водопотребление на период строительства составляет:

- вода питьевая -3200,075532 м<sup>3</sup>.
- вода на хоз.питьевые нужды - 61,2 м<sup>3</sup>.
- вода техническая - 64943,6860780999 м<sup>3</sup>.

На период эксплуатации водоснабжение АГРС предусматривается привозной водой, которая хранится в емкостях и обеспечивает потребности в хозяйственно-питьевых нуждах и на подпитку системы отопления и котлов.

Образованные сточные воды в объеме 42,84 м<sup>3</sup> по мере их накопления, вывозятся в места, согласованные с органами санитарного надзора. Отрицательное воздействие на поверхностные природные водоемы и подземные воды не ожидается.

Качество питьевой воды должно соответствовать требованиям ГОСТ 2874-82 "Вода питьевая" и СанПиН 2.1.4.1116-02"Вода питьевая".

#### **8.4. Охрана животного и растительного мира.**

Воздействие на животный и растительный мир при проведении строительных работ ожидается минимальное, допустимое, находящееся в пределах установленных экологических нормативов, без ущерба естественному воспроизводству различных видов и не приводящие к необратимым последствиям для сложившихся природных экосистем.

Территория не служит экологической нишей для эндемичных исчезающих и «краснокнижных» видов животных и растений. Лесных массивов, редко встречающихся растений нет. Мест размножения, питания и отстоя редких животных, путей их миграции не наблюдается.

На участке прохождения трассы газопровода нет особоохраняемых территорий, памятников архитектуры.

Воздействие на животный мир скажется в увеличении в уровне шума, связанного со строительством сетей газопровода и птицы будут вытеснены вследствие фактора беспокойства. Наиболее общей реакцией животных на шум и присутствие людей является миграция или приспособление. Отрицательное воздействие на урбанофауну и флору ожидается незначительное.

#### **8.5. Образование и размещение отходов в окружающей среде.**

За период строительства образуется твердо-бытовых отходов (зеленый список) -6,375т, отработанные электроды (зеленый список) - 0,02413т; строительный мусор (зеленый список) -13,4517т; отходы ЛКМ (янтарный список) -0,11228т; промасляная ветошь (янтарный список) - 0,00039т

С целью предотвращения загрязнения земель твердыми бытовыми отходами (ТБО) (5кл. опасности) устанавливаются металлические контейнеры с плотно закрывающимися крышками для сбора и временного хранения ТБО, которые по мере накопления вывозятся спецавтотранспортом на ближайший полигон ТБО для захоронения.

В период эксплуатации будет образовываться твердо-бытовых отходов (зеленый список) -0,225т в год.

#### **9. Инженерно-технические мероприятия по предупреждения чрезвычайных ситуаций**

При проектировании газопроводов предусмотрены необходимые требования действующих нормативных документов к устройству, строительству и эксплуатации газораспределительных систем, обеспечивающие предотвращение возможных аварийных ситуаций за счет технических и организационных регламентируемых решений.

Сортамент труб принят в строгом соответствии с требованиями СН РК 3.05-01-2013, МСН 4.03-01-2003.

Для предотвращения разрушения металлических газопроводов предусматривается их покрытие защитным лакокрасочным покрытием.

АГРС располагается на расстоянии от зданий и сооружений согласно действующих норм.

Согласно СП РК 2.04-103-2013 предусматривается молниезащита корпусов блоков АГРС от прямых ударов молнии.

Законченные строительством наружные газопроводы предусмотрено испытывать газопроводов на герметичность воздухом. Стыки законченных сваркой участков газопроводов подлежат контролю физическими методами.

Для ликвидации прогнозируемой аварийной ситуации (повреждение газопровода) необходимо огрaдить зону повреждения с учетом безопасных расстояний и принять меры к их ликвидации.

## **10. Организация строительства**

Рабочий проект «Строительство автоматизированной газораспределительной станции и газопровода отвода в г.Уральск, ЗКО» предусматривает строительство газопроводов высокого давления.

Раздел организации строительства разработан в соответствии с требованиями СН РК 1.03-00-2022.

Строительство объекта предусмотрено осуществлять в соответствии с рабочим проектом, действующим законодательством, строительными нормами правилами стандартами по безопасности строительной продукции и охране окружающей среды, требованиями СН РК 1.03-00-2022 "Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений".

В процессе строительства необходимо предусмотреть разработку организационно-технологической документации (ППР) в соответствии с требованиями СН РК 1.03-05-2011 "Охрана труда и техника безопасности в строительстве" и других нормативных документов.

На основании письма от Заказчика строительство начать с июль 2024 года. Продолжительность строительства газопроводов рассчитано в разделе ПОС. Конкретные графики работ, должны разрабатываться при составлении проекта производства работ (ППР).

Строительно-монтажные работы по сооружению газопровода со всеми сооружениями должны выполняться в соответствии с нормативной документацией действующей на территории Казахстана, с обязательным пооперационным контролем и соблюдением правил охраны труда и техники безопасности.

Заказчик организует разбивку трассы в соответствии с проектом.

Засыпка траншеи после укладки газопровода на подготовленную, при необходимости с предварительной присыпкой песком постель, с последующей присыпкой песчаным грунтом и уплотнением грунта с коэффициентом уплотнения в соответствии с проектом производства работ.

Размещение наружных газопроводов по отношению к зданиям и сооружениям в соответствии с требованиями действующих строительных норм.

При строительстве и монтаже газопроводов применяются технологии сварки и сварочное оборудование, обеспечивающее качество сварки.