

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
А.Н.Сокольников  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 «Эксплуатация транспортно – технологических машин и комплексов»

Проект газораспределительной станции в г. Ханты-Мансийск

Руководитель

к.т.н., доцент

О.Н. Петров

Выпускник

И.С. Саратов

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Проект газораспределительной станции в г. Ханты-Мансийск»

Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер

О.Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект газораспределительной станции в г.Ханты-Мансийск» содержит 75 страниц, 26 таблиц, 31 источник литературы.

ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПО МЕСТУ РАСПОЛОЖЕНИЯ ОБЪЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА, ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА, РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ, ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ПЕРЕЧЕНЬ ВИДОВ СТРОИТЕЛЬНЫХ И МОНТАЖНЫХ РАБОТ, УЧАСТКОВ СЕТЕЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАБОТ ПРИ ВОЗВЕДЕНИИ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА, ОПИСАНИЕ И РАБОТА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ АГРС «САРАТОВ 30 М», УСТАНОВКА АГРС НА МЕСТНОСТИ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ АГРС, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

Объект проектирования: газораспределительная станции в г. Ханты-Мансийск.

В настоящей бакалаврской работе приведены расчеты параметров газа, потребление годовое и часовое газа городом и предприятиями; произведен подбор основного и вспомогательного оборудования автоматической газораспределительной станции; проведен обзор характеристик оборудования и вспомогательных систем; рассмотрены особенности технического обслуживания оборудования.

Экономическая часть проекта содержит сравнительный Автоматических газоперекачивающих станций: АГРС «Саратов 30 М» и АГРС «Голубое пламя 30», которые имеют разные технические показатели и разную стоимость оборудования .

В разделе «Безопасность и экологичность» произведен анализ опасных и вредных производственных факторов, представлены инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности проведения строительных и монтажных работ, перечислены санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования газокомпрессорной станции, указаны требования безопасности технологического процесса, пожарной и взрывопожарной безопасности.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1 Описание объекта строительства .....	9
2 Характеристика района по месту расположения объекта строительства .....	10
3 Характеристика проектируемого объекта .....	11
4 Расчетная часть.....	12
4.1 Определение газовых постоянных .....	12
4.2 Определение расхода газа городом.....	15
5 Подбор оборудования .....	22
5.1 Узел переключения .....	22
5.2 Узел очистки .....	23
5.3 Узел подогрева .....	25
5.4 Узел редуцирования газа.....	29
5.5 Узел учета газа.....	32
5.6 Узел одоризации газа.....	35
5.7 Емкость сбора конденсата.....	36
6 Перечень видов строительных и монтажных работ, участков сетей инженерно-технического обеспечения .....	36
7 Технологическая последовательность работ при возведении объектов капитального строительства .....	37
7.1 Организационно-техническая подготовка к строительству .....	37
7.2 Подготовительные работы .....	37
7.2.1 Геодезические работы .....	38
7.2.2 Расчистка от леса.....	38
7.2.3 Инженерная подготовка .....	39
7.3 Основные строительно-монтажные работы.....	40
7.3.1 Земляные работы.....	40
7.3.2 Фундаменты.....	40
7.3.3 Монтаж блок-боксов.....	40
7.3.4 Монтаж металлических конструкций .....	41
7.4 Строительство газопровода-отвода.....	41
7.4.1 Земляные работы.....	41
7.4.2 Укладка трубопровода.....	42
7.4.3 Очистка и испытание .....	42

7.4.4	Изоляция .....	43
8	Описание и работа автоматизированной газораспределительной станции АГРС «Саратов 30 М» .....	44
8.1	Назначение и технические характеристики .....	44
8.2	Состав АГРС, конструкция, основные узлы .....	45
8.3	Работа АГРС .....	45
8.4	Маркировка и пломбирование .....	47
8.5	Упаковка.....	47
8.6	Меры безопасности при подготовке АГРС к использованию.....	48
9	Установка АГРС на местности .....	49
9.1	Подготовка АГРС к использованию .....	49
9.2	Привязка АГРС к объекту .....	50
9.3	Монтаж АГРС на площадке .....	50
10	Техническое обслуживание АГРС .....	51
10.1	Общие указания.....	51
10.2	Осмотр оборудования .....	52
10.3	Техническое обслуживание .....	52
10.4	Текущий ремонт .....	52
11	Экономическая часть .....	53
11.1	Расчет затрат на приобретение оборудования для АГРС «Саратов 30 М» и ее эксплуатацию .....	53
11.2	Расчет затрат на приобретение оборудования для АГРС «Голубое пламя 30» и ее эксплуатацию.....	58
11.3	Сравнение затрат на приобретение оборудования и эксплуатацию АГРС «Саратов 30 М» и АГРС «Голубое пламя 30» .....	62
12	Безопасность и экологичность.....	64
12.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	64
12.2	Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ .....	65
12.3	Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	66
12.4	Обеспечение безопасности технологического процесса .....	67
12.5	Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности .....	69
12.6	Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях ....	70
12.7	Экологичность проекта.....	71
	Заключение .....	72

Список сокращений .....	73
Список использованных источников .....	74

## ВВЕДЕНИЕ

Совершенствование и автоматизация технологических процессов приводит к необходимости повысить качество расходуемых теплоносителей. В наибольшей мере по сравнению с другими видами топлива этим требованиям удовлетворяет природный газ.

Рациональное использование газообразного топлива с наибольшей реализацией его технических достоинств позволяет получить значительный экономический эффект, который связан с повышением коэффициента полезного действия агрегатов и сокращением расхода топлива. Применение природного газа в качестве топлива позволяет значительно улучшить условия быта населения, повысить санитарно-гигиенический уровень производства и оздоровить воздушный бассейн в населенных пунктах и промышленных центрах.

Снабжение природным газом населенных пунктов имеет своей целью:

- улучшение бытовых условий населения;
- замену более дорогого твердого, жидкого топлива или электроэнергии в тепловых процессах на промышленных предприятиях, тепловых электростанциях, на коммунально-бытовых предприятиях, в лечебных учреждениях, предприятиях общественного питания и т.п.;
- улучшение экологической обстановки в городах и населенных пунктах, так как природный газ при сгорании практически не выделяет в атмосферу вредных газов.

Природный газ подается в города и поселки по магистральным газопроводам, начинающимся от мест добычи газа (газовых месторождений) и заканчивающихся у газораспределительных станций (ГРС), расположенных возле городов и поселков.

Для снабжения газом всех потребителей на территории городов строится распределительная газовая сеть, оборудуются газорегуляторные пункты или установки (ГРП и ГРУ), сооружаются необходимые для эксплуатации газопроводов контрольные пункты и другое оборудование.

Природный газ используется населением для сжигания в бытовых газовых приборах: плитах, водяных газовых нагревателях, в отопительных котлах.

На предприятиях коммунально-бытового обслуживания населения газ используется для получения горячей воды и пара, выпечки хлеба, приготовления пищи в столовых и ресторанах, отопления помещений.

В лечебных учреждениях природный газ используется для санитарной обработки, приготовления горячей воды, для приготовления пищи.

В сельском хозяйстве природный газ используется для приготовления корма животным, для обогрева сельскохозяйственных зданий, в производственных мастерских.

Цель настоящей выпускной квалификационной работы является проектирование автоматической газораспределительной станции в г. Ханты-

Мансийск, которая будет обеспечивать население и предприятия города природным газом.

Задачи дипломной работы:

- изучить сведения о проектируемом объекте;
- изучить характеристику района строительства;
- определить годовой и часовой расход газа потребителями;
- изучить характеристику оборудования, узлов, входящих в состав газораспределительной станции;
- подобрать газовое оборудование в соответствии с расходом газа.

Исходными данными для проектирования сетей газоснабжения являются:

- состав и характеристики природного газа;
- климатические характеристики района строительства;
- численность населения района;
- этажность застройки.



## 1 Описание объекта строительства

Проектом предусматривается строительство АГРС «Саратов 30 М» в блочно-комплектном исполнении производства ООО «Завод «Саратовгазавтоматика», г. Саратов.

Параметры АГРС:

- максимальная часовая производительность – 30000 м<sup>3</sup>/час.

Оборудование АГРС размещено в моноблоке.

Станция АГРС «Саратов 30 М» обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- очистку газа от капельной влаги и механических примесей с автоматическим сбросом отстоя;

- подогрев газа перед редуцированием;

- редуцирование высокого давления газа до заданного низкого давления и поддержание его с определенной точностью при изменении входного давления или расхода газа;

- одоризацию газа;

- измерение и коммерческий учет расхода газа;

- измерение и учет расхода газа для подогрева газа и на собственные нужды;

- автоматическое управление режимами работы технологического оборудования станции;

- дистанционную выдачу аварийных сигналов при нарушениях режимов работы;

- удаление конденсата из емкости сбора конденсата;

- отопление блок-боксов станции;

- подачу газа на собственные нужды.

Станция АГРС «Саратов 30 М» предназначена для эксплуатации на открытом воздухе в районах с сейсмичностью до 9 баллов в условиях нормированных для исполнения «У», категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69\* для температуры окружающего воздуха от -45 до +50 °С с относительной влажностью воздуха 100 % при 35 °С.

Функциональным назначением проектируемого объекта является транспортировка газа от магистрального газопровода до газораспределительной станции, где газ проходит линию очистки, линию учёта расхода газа и, пройдя систему подогрева газа, редуцируется до давления 1,2 МПа и 0,6 МПа и одоризируется для подачи к отдельным потребителям, промышленным и сельскохозяйственным объектам и населённым пунктам [4].

Сырьём для работы АГРС является газ, соответствующий требованиям качества по СТО Газпром 89-2010, с давлением 1,8...6,5 МПа (18...65 кгс/см<sup>2</sup>).

Продукцией АГРС является газ, соответствующий требованиям качества по ГОСТ 5542-87, с давлением 1,2 МПа (12 кгс/см<sup>2</sup>) и 0,6 МПа (6 кгс/см<sup>2</sup>) [3].

## 2 Характеристика района по месту расположения объекта строительства

В административном отношении АГРС расположена в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югра Тюменской области.

В географическом плане район находится в лесной зоне Обь-Иртышской низменности Западно-Сибирской равнины, на левобережье р. Обь.

Рельеф местности равнинный. Около 60% территории занимают болота. Болота безлесые или покрыты кустарником.

Климатическая характеристика района принята для г. Ханты-Мансийск, согласно СНиП 23-01-99\*.

Климат данного района резко континентальный. Зима суровая, холодная и продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны – осень и весна. Наблюдаются поздние весенние и ранние осенние заморозки, резкие колебания температуры в течение года и даже суток.

Среднегодовая температура воздуха минус 1,9 °С, средняя температура воздуха наиболее холодного месяца января минус 21,7 °С, а самого жаркого июля +17,8 °С. Абсолютный минимум температуры приходится на февраль минус 49°С, абсолютный максимум – на июнь-июль +34 °С. Продолжительность безморозного периода 122 дня, устойчивых морозов 153 дня.

Осадков выпадает много, особенно в теплый период с апреля по октябрь 428 мм, за холодный период с ноября по март выпадает 139 мм, годовая сумма осадков 567 мм. Соответственно держится высокая влажность воздуха, средняя относительная влажность в течение года изменяется от 65 % до 84 %.

Максимальная высота снежного покрова достигает 88 см. Снежный покров образуется в октябре, дата схода в мае месяце. Сохраняется снежный покров 192 дня. В течение года преобладают ветры юго-западного направления.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки 92 % обеспеченности составляет минус 41°С. С мая по октябрь наблюдаются гололедно-изморозные явления. Повторяемость их колеблется в больших пределах. В среднем за год наблюдается 4 дня с гололедом и 29 дней с изморозью.

Ветра часто меняют свое направление. Зимой наиболее часты западные и юго-западные ветра [9].

Климатические характеристики района приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики района

Климатическая характеристика	Показатель
Климатический район	I
Температура воздуха: наиболее холодной пятидневки °С, обеспеченностью 0,92:	-40

### Окончание таблицы 1

Климатическая характеристика	Показатель
Абсолютный минимум температуры воздуха (январь), °C	-49
Абсолютный максимум температуры воздуха (июль), °C	+34
Среднегодовое количество осадков, мм	567
Преобладающее направление ветра (декабрь – февраль)	3
Преобладающее направление ветра (июнь – август)	3
Глубина промерзания грунта, м	2,1-3,0

### **3 Характеристика проектируемого объекта**

Данный пункт изъят. В пункте содержатся сведения, представляющие коммерческую ценность.

## **4 Расчетная часть**

### **4.1 Определение газовых постоянных**

Данный подпункт изъят. В подпункте содержатся сведения, представляющие коммерческую ценность.





## 4.2 Определение расхода газа городом

Для того чтобы правильно подобрать оборудование для АГРС, требуется определить какое количество газа потребляет город.

Общее число жителей 120 000 чел. В зоне индивидуальной застройки проживают 20 000 чел, в двух- трехэтажной зоне 30 000 чел, четырех-пятиэтажной зоне 60 000 и в шести- и более этажной зоне 10 000 чел.

Теплота сгорания газа определяется по формуле

$$Q_n^p = Q_n^c \cdot k, \quad (10)$$

где  $Q_n^p$  – низшая теплота сгорания газа, в пересчете на рабочую массу топлива  $\text{кДж}/\text{м}^3$ ;

$Q_n^c$  – низшая теплота сгорания на сухую массу топлива,  $\text{кДж}/\text{м}^3$ ;

$k$  – коэффициент, учитывающий влагосодержание газа.

Коэффициент, учитывающий влагосодержание газа определяется по формуле

$$k = \frac{0,804}{0,804 + d_s}, \quad (11)$$

где  $d_s$  – влагосодержание газа, зависящее от температуры, выражаемое в  $\text{кг}$  на  $1 \text{ м}^3$  газа в интервале 0,005-0,008  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Низшая теплота сгорания газообразного топлива на сухую массу определяется по формуле

$$Q_n^c = 0,01 \sum (Q_{ni}^c \cdot r_i), \quad (12)$$

где  $Q_{ni}^c$  – низшая теплота сгорания  $i$ -го компонента газа;  
 $r_i$  – объемная доля  $i$ -го компонента газа.

$$Q_n^c = 0,01 \cdot (35840 \cdot 98,8 + 63730 \cdot 0,05 + 93370 \cdot 0,01 + 146340 \cdot 0,02) =$$

$$= 35480,4 \text{ кДж} / \text{м}^3$$

$$k = \frac{0,804}{0,804 + 0,007} = 0,991.$$

Теплота сгорания газа определяется по формуле (10)

$$Q_n^p = 35480,4 \cdot 0,991 = 35161,1 \text{ кДж} / \text{м}^3.$$

Общегодовое потребление газа в квартирах города определяется по формуле

$$Q_{\text{жод}} = y \cdot N \cdot (q_1 \cdot x_1 + q_2 \cdot x_2 + q_3 \cdot x_3), \quad (13)$$

где  $y$  – степень охвата газоснабжением квартир, т.е. отношение газифицированных квартир к их общему числу;

$N$  – число жителей в населенном пункте, чел;

$q_1$  – норма расхода теплоты на 1 чел. в год в квартире с газовой плитой и централизованным горячим водоснабжением, МДж;

$x_1$  – доля квартир с централизованным горячим водоснабжением;

$q_2$  – норма расхода теплоты на 1 чел. в год в квартире с газовой плитой и газовым водонагревателем, МДж;

$x_2$  – доля квартир использующая газ на приготовление пищи и горячей воды (с газовыми водонагревателями);

$q_3$  – норма расхода теплоты на 1 чел. в год при наличии в квартире газовой плиты без централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя, МДж;

$x_3$  – доля квартир без горячего водоснабжения.

$$Q_{\text{жод}} = 1 \cdot 120000 \cdot (4100 \cdot 0,45 + 10000 \cdot 0,30 + 6000 \cdot 0,25) =$$

$$= 761\,400\,000 \text{ МДж} / \text{год}.$$

Расход газа фабриками-прачечными. При расчете потребления газа этими предприятиями учитывают расход газа теплоты на обработку белья. Норма расхода теплоты на стирку белья отнесена к 1 т сухого белья, поэтому для расчета газа на стирку белья следует определить количество белья, стираемого в прачечных в течение года [28].



Тогда годовой расход газа на прачечные определяется по формуле

$$Q_{np} = N \cdot Y_{np} \cdot \frac{100}{1000} \cdot Z_{np} \cdot q_{np}, \quad (14)$$

где  $N$  – то же, что и в формуле (13);

$Y_{np}$  – охват газоснабжением прачечных;

100 – норма белья на 1 жителя в год, кг;

$Z_{np}$  – степень охвата населения прачечными;

$q_{np}$  – норма расхода теплоты в механизированных на стирку 1 тонны сухого белья.

$$Q = 120000 \cdot 0,8 \cdot \frac{100}{1000} \cdot 0,3 \cdot 8800 = 25\,344\,000 \text{ МДж / год}.$$

Расход газа банями. При определении количества помывок в банях можно исходить из расчета 52 помывки в год одним человеком. Тогда годовой расход теплоты банями определяется по формуле

$$Q_b = 52 \cdot Y_b \cdot Z_b \cdot N \cdot q_b, \quad (15)$$

где 52 – число недель в году;

$Y_b$  – охват бань газоснабжением;

$Z_b$  – охват обслуживанием банями;

$N$  – то же, что и в формуле (13);

$q_b$  – норма расхода теплоты в банях на одну помывку 50 МДж.

$$Q = 52 \cdot 0,2 \cdot 0,5 \cdot 120000 \cdot 50 = 31\,200\,000 \text{ МДж / год}.$$

Расход газа предприятиями общественного питания. При расчете годового расхода газа на столовые учитывают их среднюю загрузку. Считая, что каждый человек, регулярно пользующийся столовыми и ресторанами, потребляет в день примерно один обед и ужин (завтрак).

Общее количество газа, потребляемого предприятиями общественного питания города, определяется по формуле

$$Q_{nop} = Z_{nop} \cdot Y_{nop} \cdot N \cdot 360 \cdot (q_{обед} + q_{ужин}), \quad (16)$$

где  $Z_{\text{ноп}}$  – охват обслуживанием населения предприятиями общественного питания;

$Y_{\text{ноп}}$  – охват газоснабжением предприятий общественного питания;

$N$  – то же, что и в формуле (13);

360 – количество дней в году;

$q_{\text{обед}}$  – норма расхода теплоты на один обед;

$q_{\text{ужин}}$  – норма расхода теплоты на один ужин.

$$Q_{\text{ноп}} = 0,2 \cdot 0,85 \cdot 120000 \cdot 360 \cdot (4,2 + 2,1) = 46\,267\,200 \text{ МДж / год}.$$

Расход газа учреждениями здравоохранения. При расчете газа в больницах следует учитывать, что их общая вместимость определяется из расчета 12 коек на 1000 жителей. Необходимо учитывать возможность работы столовых больниц на электрооборудовании, наличие централизованного теплоснабжения, возможность использования твердого и жидкого топлива для котельных больниц. Тогда общий расход газа больницами города определяется по формуле

$$Q_{\text{уз}} = \frac{12}{1000} \cdot Y_{\text{уз}} \cdot N \cdot q_{\text{уз}}, \quad (17)$$

где  $Y_{\text{уз}}$  – охват больниц газоснабжением;

$N$  – то же, что и в формуле (13);

$q_{\text{уз}}$  – норма расхода теплоты больницами на приготовление пищи и горячей воды.

$$Q_{\text{уз}} = \frac{12}{1000} \cdot 0,9 \cdot 120000 \cdot 9200 = 11\,923\,200 \text{ МДж / год}.$$

Расчет годового расхода газа для хлебозаводов и пекарен. Расчет годового расхода теплоты ведут в предположении, что объем суточной выпечки на жителя составляет 0,6 - 0,8 кг. Общий расход газа на хлебозаводы определяется по формуле

$$Q_{\text{хл}} = \frac{0,6 \div 0,8}{1000} \cdot 365 \cdot Y_{\text{хл}} \cdot N \cdot q_{\text{хл}}, \quad (18)$$

где 365 – количество дней в году;

$Y_{\text{хл}}$  – охват газоснабжением хлебозаводов и пекарен;

$N$  – то же, что и в формуле (13);

$q_{\text{хл}}$  – норма расхода теплоты хлебозаводами.

$$Q_{xл} = \frac{0,8}{1000} \cdot 365 \cdot 0,7 \cdot 120000 \cdot 5450 = 133\ 677\ 600 \text{ МДж} / \text{год}.$$

Расход тепла на отопление. Определение максимальной величины теплового потока на отопление определяется по формуле

$$Q_o^{\max} = A \cdot q_o \cdot (1 + k_1), \quad (19)$$

где  $A$  – жилая площадь зданий,  $m^2$ ;

$q_o$  – удельный тепловой поток на отопление  $1 m^2$ ;

$k_1$  – коэффициент, учитывающий тепловой поток на отопление общественных зданий, при отсутствии данных принимать равным 0,25.

Жилая площадь зданий определяется по формуле

$$A = N \cdot f \cdot k, \quad (20)$$

где  $N$  – то же, что и в формуле (13);

$f$  – средняя площадь жилых зданий,  $m^2$ ;

$k$  – коэффициент строительной кубатуры, определяемы как отношение кубатуры здания к его жилой площади, при отсутствии данных принимать равным 6 м.

$$A = 120000 \cdot 18 \cdot 6 = 12960000 \text{ м}^3,$$

$$Q_o^{\max} = 12960000 \cdot 97 \cdot (1 + 0,25) = 1\ 571\ 400\ 000 \text{ Вт}.$$

Определение средней величины теплового потока на отопление

$$Q_o^{cp} = Q_o^{\max} \frac{t_s - t_{cp.o}}{t_s - t_{p.o}}, \quad (21)$$

где  $t_s$  – температура внутреннего воздуха отапливаемых помещений;

$t_{cp.o}$  – температура наружного воздуха расчетная для проектирования системы отопления;

$t_{p.o}$  – температура наружного воздуха средняя за отопительный период.

$$Q_o^{cp} = 1571400000 \cdot \frac{20 - (-1,2)}{20 - (-12,6)} = 1\ 021\ 892\ 024,54 \text{ Вт}.$$

Годовой расход тепла на отопление определяется по формуле

$$Q_o^{год} = \frac{24 \cdot Q_o^{cp} \cdot n}{Q_n^p \cdot \eta \cdot 1,163}, \quad (22)$$

где  $Q_o^{cp}$  – то же, что и в формуле (21);  
 $n$  – продолжительность отопительного периода, сут;  
 $Q_n^p$  – то же, что и в формуле (10);  
 $\eta$  – КПД отопительной системы.

$$Q_o^{год} = \frac{24 \cdot 1021892024,54 \cdot 270}{35480,4 \cdot 0,85 \cdot 1,163} = 188\,796\,034,3 \text{ м}^3 / \text{год}.$$

Расход тепла на вентиляцию. Определение максимальной величины теплового потока на вентиляцию определяется по формуле

$$Q_s^{\max} = A \cdot q_o \cdot k_1 \cdot k_2, \quad (23)$$

где  $A$  – то же, что и в формуле (20);  
 $q_o$  – удельный тепловой поток на отопление  $1 \text{ м}^2$ ;  
 $k_1$  – коэффициент, учитывающий тепловой поток на отопление общественных зданий, при отсутствии данных принимать равным 0,25;  
 $k_2$  – коэффициент, учитывающий тепловой поток на вентиляцию общественных зданий, при отсутствии данных принимать 0,4.

$$Q_s^{\max} = 12960000 \cdot 97 \cdot 0,25 \cdot 0,4 = 125\,712\,000 \text{ Вт}.$$

Определение средней величины теплового потока на вентиляцию

$$Q_s^{cp} = Q_s^{\max} \frac{t_s - t_{cp.o}}{t_s - t_{p.с}}, \quad (24)$$

где  $t_s$  – температура внутреннего воздуха отапливаемых помещений;  
 $t_{cp.o}$  – температура наружного воздуха расчетная для проектирования вентиляции;  
 $t_{p.с}$  – температура наружного воздуха средняя за отопительный период.

$$Q_g^{cp} = 125712000 \cdot \frac{20 - (-1,2)}{20 - (-12,6)} = 81\,751\,361,9 \text{ Вт}.$$

Годовой расход тепла на вентиляцию определяется по формуле

$$Q_g^{zod} = \frac{z \cdot Q_g^{cp} \cdot n}{Q_n^p \cdot \eta \cdot 1,163}, \quad (25)$$

где  $z$  – время работы системы вентиляции в течении суток, час;

$n$  – продолжительность отопительного периода, сут;

$Q_g^{cp}$  – то же, что и в формуле (24);

$Q_n^p$  – то же, что и в формуле (10);

$\eta$  – то же, что и в формуле (22).

$$Q_g^{zod} = \frac{16 \cdot 81751361,9 \cdot 270}{35161,1 \cdot 0,85 \cdot 1,163} = 10\,160\,560,1 \text{ м}^3 / \text{год}.$$

Расход тепла на горячее водоснабжение определяется по формуле

$$Q_{z.g}^{cp} = \frac{N \cdot (a + b) \cdot (55 - t_c) \cdot 365 \cdot c}{Q_n^p \cdot \eta}, \quad (26)$$

где  $N$  – то же, что и в формуле (13);

$a$  – суточная норма расхода горячей воды на одного человека в жилом здании;

$b$  – суточная норма расхода горячей воды на одного человека в общественном здании;

$t_c$  – температура водопроводной воды;

$c$  – теплоемкость воды.

$Q_n^p$  – то же, что и в формуле (10);

$\eta$  – то же, что и в формуле (22).

$$Q_{z.g}^{cp} = \frac{120000 \cdot (120 + 25) \cdot (55 - 5) \cdot 4,187 \cdot 365}{8403,7 \cdot 0,85} = 44\,487\,059,3 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Расчетный расход газа предприятиями определяется по формуле

$$Q_p = \frac{\sum Q_{zod}}{Q_n^p} \cdot K_{\max}^h, \quad (27)$$

где  $\sum Q_{zod}$  – суммарный годовой расход теплоты, Дж;

$Q_n^p$  – то же, что и в формуле (10);

$K_{\max}^h$  – коэффициент часового максимума, выбирается из таблицы 4.

Таблица 4 – Коэффициент часового максимума для жилых зданий

Число жителей, снабжаемых газом, тыс. чел.	Коэффициент часового максимума расхода газа (без отопления) $K_{\max}^h$
1	1/1800
2	1/2000
3	1/2050
5	1/2100
10	1/2200
20	1/2300
30	1/2400
40	1/2500
50	1/2600
100	1/2800
300	1/3000
500	1/3300
700	1/3500
1000	1/3700
2000 и более	1/4700

$$Q_p = \frac{7614 \cdot 10^8 + 253,4 \cdot 10^8 + 312 \cdot 10^8 + 462,67 \cdot 10^8 + 119,23 \cdot 10^8 + 1336,8 \cdot 10^8}{35161,1} \times$$

$$\times \frac{1}{2800} = 10257 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Расчетный расход газа городом определяется по формуле

$$Q_p = \sum Q_2, \quad (28)$$

где  $Q_2$  – суммарный годовой расход газа,  $\text{м}^3/\text{ч}$ .

$$Q_p = 10257 + 5078 + 1159 + 9345 = 25839 \text{ м}^3 / \text{ч}.$$

## 5 Подбор оборудования

### 5.1 Узел переключения

Узел переключения АГРС предназначен для переключения потока газа высокого давления с автоматического на ручное регулирование давления по обводной линии, предназначенная для кратковременного снабжения газом

потребителей минуя АГРС. Он располагается в отдельном отапливаемом здании или под навесом, защищающим узел от атмосферных осадков.

На входном трубопроводе установлен кран с дистанционно-управляемым приводом, который предназначен для перекрытия газа по входу в АГРС.

Запорная арматура на обводной линии должна быть закрыта и опломбирована персоналом АГРС. Обводная линия должна подключаться к выходному газопроводу перед одоризатором (по ходу газа). Так же обводная линия оснащается приборами измерения температуры и давления.

На обводной линии располагаются два запорных органа:

- первый – (по ходу газа) отключающий кран;
- второй – для дросселирования – кран-регулятор (регулятор) [30].

## **5.2 Узел очистки**

Узел очистки газа на ГРС служит для предотвращения попадания механических примесей и жидкостей в технологические трубопроводы, оборудование, средства контроля и автоматики станции и потребителей, для стабильной работы оборудования.

Узел очистки газа должен быть оснащен устройствами для удаления жидкости и шлама в сборные емкости, оборудованные устройствами замера уровня, а также механизированной системой их удаления в транспортные емкости, из которых жидкость, по мере накопления, вывозится с территории ГРС. Емкости должны быть рассчитаны на максимальное разрешенное рабочее давление подводящего газопровода-отвода.

Для обеспечения бесперебойной работы систем защиты, автоматического регулирования и управления, импульсный газ должен быть осушен и дополнительно очищен в соответствии с ОСТ 51.40-93.

При эксплуатации устройства осушки и очистки газа для систем КИП и А необходимо:

- периодически контролировать и очищать полости приборов и оборудования путем продувок. Очистка полости приборов КИПиА путем продувки осуществляется прибористом КИП и А;
- обеспечивать визуальный контроль состояния фильтрующих и поглотительных элементов устройства подготовки газа;
- регулярно производить замену фильтрующих и поглотительных элементов устройства путем подключения резервного оборудования и выполнения регенерации поглотителей.

Дренажные и сливные линии, запорная арматура должны быть защищены от обмерзания.

Газоопасные работы по вскрытию, осмотру и очистке внутренних стенок аппаратов должны проводиться по инструкции, предусматривающей меры безопасности, исключающие возможность возгорания пирофорных отложений.

Для предотвращения самовозгорания пирофорных соединений аппарата очистки газа, перед вскрытием, его необходимо заполнить водой или паром, для удаления газа и его паров.

Извлекаемые из аппаратов отложения, содержащие пиррофорное железо, необходимо собирать в металлическую тару с водой, а по окончании работы немедленно удалять с территории ГРС и закапывать в специально отведенном месте, безопасном в пожарном и экологическом отношении.

Узел очистки состоит из двух линий рабочей и резервной, работающих попеременно (по мере засоренности фильтрующего элемента). Контроль за состоянием фильтрующих элементов осуществляется по перепаду давления между входом и выходом фильтра-сепаратора. На каждой линии очистки предусмотрены: замер давления, штуцеры для подачи азота и продувочные трубопроводы.

Конструктивно газосепараторы сетчатые представляют собой цилиндр с эллиптическими днищами из углеродистой или низколегированной стали, внутри которого находится отсек сепарации и отстойник для сбора жидкости. Для очистки газа от жидкости применяется каплеуловитель, обеспечивающий тонкую очистку.

Газ подает в сепаратор и происходит поворот жидкости на 90 градусов, в результате чего в сепараторе образуются завихрения среды, формируемые центробежной силой. Она сбрасывает конденсат в отстойник и удаляет пыль, а чистый газ выходит из аппарата через верхний штуцер.

Газосепараторы очень эффективно очищают газ, количество примеси в котором на выходе не превышает одного процента.

В таблице 5 представлена характеристика газосепаратора сетчатого ГС2-4,0-1200 [29].

Таблица 5 – Характеристики газосепаратора сетчатого ГС 2-4,0-1200

Параметр	Значение
Диаметр внутренний, мм	1200
Производительность по газу, м <sup>3</sup> /час	54280
Давление:	
Расчетное, МПа	4,0
Рабочее, МПа	3,63
Масса, кг	3400
Температура рабочей среды, С	От -30 до + 100
Материал основного металла	09Г2С
Срок службы, лет	20





Рисунок 1 – Газосепаратор сетчатый

Также газовые сепараторы разделяются на следующие типы:

- в зависимости от сил, действующих на газ: гравитационные, инерционные, смешанные, центробежные;
- в зависимости от формы и расположению: сфера, цилиндр (горизонтальный и вертикальный);
- в зависимости от положения водосборника: внутри, снаружи;
- в зависимости от давления [26].

### **5.3 Узел подогрева**

Узел подогрева (предотвращения гидратообразований) предназначен для предотвращения обмерзания арматуры и образования кристаллогидратов в газопроводных коммуникациях и арматуре.

В качестве мер по предотвращению гидратообразований применяются:

- общий или частичный подогрев газа с помощью подогревателей газа;
- местный обогрев корпусов регуляторов давления.

Если гидратные пробки все же образовались, то вводят метанол в газопроводные коммуникации, он их разрушает и газопровод работает в нормальном режиме.

Узел подогрева газа должен обеспечивать температуру газа на выходе из ГРС не ниже минус 10 °С.

Трубопроводы и арматура на выходе из подогревателя должны быть, как правило, защищены тепловой изоляцией (необходимость тепловой изоляции определяется проектной организацией).

Ввод метанола в коммуникации ГРС осуществляется оператором и персоналом службы ГРС.

Эксплуатация метанольных установок производится в соответствии с Инструкцией о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах газовой промышленности.

На проектируемой АГРС используется подогреватели газа автоматические серии «ГПМ-ПГА».

Подогреватели «ГПМ-ПГА» оснащены современной системой автоматики предназначенной для автономного и дистанционного регулирования и обеспечивают выполнение следующих функций:

- автоматический розжиг запальной и основной горелок;
- защитное (аварийное) отключение горелок и блокирование программы розжига при отклонении контролируемых технологических параметров от нормы;
- известительная сигнализация нормальной работы и аварийного отключения горелок с расшифровкой причины отключения;
- выдача звукового сигнала об аварийном отключении с возможностью его отключения без потери информации о причине отключения;
- выдача дистанционного сигнала об аварийном отключении;
- работоспособность подогревателя при отключении сетевого питания;
- локальное плавное (для подогревателей с индексом М) или двухпозиционное дистанционное (для подогревателей с индексом 2М) автоматическое регулирование температуры нагреваемого продукта на выходе подогревателя.

Кроме перечисленных, система автоматики подогревателей с индексом 2М обеспечивает выполнение следующих функций:

- аналоговое измерение температуры нагреваемого продукта на выходе подогревателя;
- прием и исполнение команды верхнего уровня на отключение подогревателя.

Аварийный останов подогревателя происходит при следующих отклонениях технологических параметров:

- недопустимое повышение температуры нагреваемого продукта на выходе подогревателя;
- недопустимое снижение или повышение давления нагреваемого продукта на входе в подогреватель;
- недопустимое снижение или повышение давления топливного газа перед основными горелками;
- недопустимое повышение давления топливного газа перед запальной горелкой;
- отсутствие сигнала о наличии пламени после начала розжига запальника или поступление сигнала о наличии пламени до начала розжига запальника;

- прекращение подачи электроэнергии к системе автоматики.

На проектируемой АГРС применяется подогреватель газа «ГПМ-ПГА 300».

Подогреватель газа ПГА представляет собой прямоугольную печь радиационно-конвективного типа с восходящим потоком дымовых газов, снабженную горелкой.

Подогреватель газа «ГПМ-ПГА 300» состоит из следующих составных частей:

- 1) основание подогревателя;
- 2) боковые стенки подогревателя;
- 3) крышка подогревателя;
- 4) змеевик;
- 5) автоматика регулирования;
- 6) контрольно-запальное устройство;
- 7) горелки;
- 8) шкаф КИП и А;
- 9) дымовая труба;
- 10) кожух.

Основание, боковые стенки и крышка подогревателя ПГА 300 футерованы легким жаростойким бетоном марки № 27.

Подогреватель ПГА 300 работает по схеме, приведенной на рисунке 2. Нагрев газа осуществляется в змеевике 1, который состоит из двух секций: нижней радиационной секции «а» и верхней оребренной конвективной секции «б». Змеевик подогревателя однопоточный. Нагреваемый газ входит в верхнюю оребренную конвективную секцию змеевика и нагревается теплом отходящих газов от факела горелки 5, расположенной в основании огневой камеры подогревателя. Затем газ проходит в радиационную секцию змеевика, нагревается за счет излучения факела горелки и подогретый до расчетной температуры направляется потребителю.

Контроль температуры подогреваемого газа осуществляется термометром 2 на выходе из змеевика, а также термометром манометрическим ТКП-100ЭК, расположенным в шкафу КИПиА.

Топливный газ давлением  $P_{BX} = 0,3 - 1,2 \text{ МПа}$  поступает к подогревателю через автоматику регулирования, состоящую из вентиля, предохранительного клапана 11, регулятора давления 10, регулятора температуры 9 и крана.

К горелкам 5 газ низкого давления поступает через рабочие краны К1 и К2. Предохранительный клапан 11 предназначен для герметичного перекрытия подачи топливного газа.

Электромагнитный клапан 8 служит для автоматического отсекаания подачи топливного газа при погасании пламени на запальник.

На обратном трубопроводе теплоносителя, выходящем из теплообменника, устанавливается регулятор температуры, предназначенный для автоматического регулирования циркуляции теплоносителя в контуре подогрева газа. То есть, регулятор температуры в автоматическом режиме,

ограничивает или увеличивает циркуляцию теплоносителя, в зависимости от температуры газа на выходе из узла редуцирования.

Подогреватели газа автоматические ПГА предназначены для эксплуатации на открытом воздухе в районах с относительной влажностью  $(95 \pm 3) \%$  при  $35 \text{ }^\circ\text{C}$  с сейсмичностью до 8 баллов.

Подогреватели изготавливаются в климатическом исполнении по ГОСТ 15150-69 У1 с температурой окружающего воздуха от минус 45 до плюс  $40 \text{ }^\circ\text{C}$  и ХЛ1 с температурой окружающего воздуха от минус 60 до плюс  $40 \text{ }^\circ\text{C}$ .

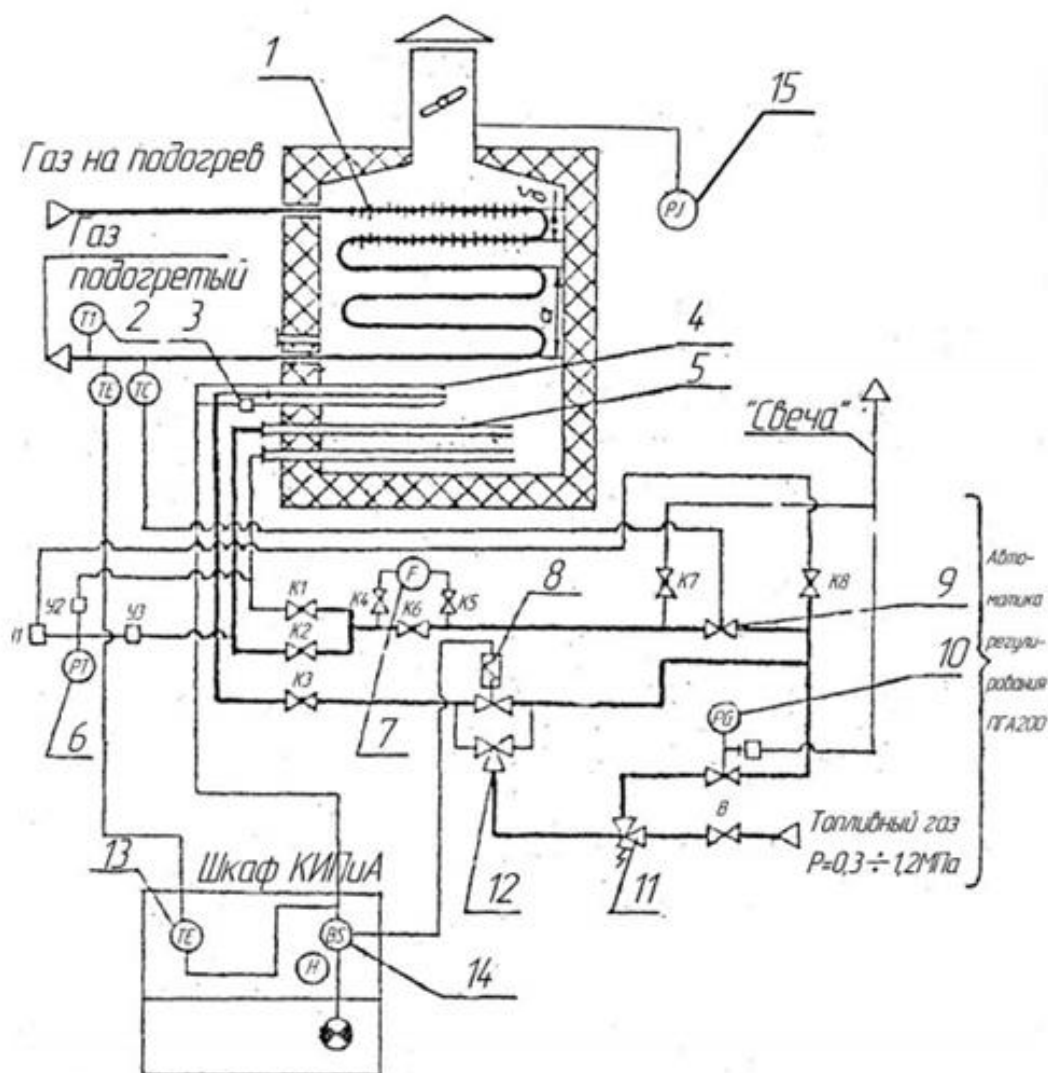


Рисунок 2 – Подогреватель газа ГПМ-ГПА 300

- 1 – змеевик (а – радиационная часть, б – конвективная часть);  
 2 – термометр; 3 – катушка зажигания; 4 – контрольно-запальное устройство;  
 5 – горелка; 6 – напоромер; 7 – счетчик расхода газа; 8 – клапан электромагнитный; 9 – регулятор температуры; 10 – регулятор низкого давления; 11 – клапан предохранительный; 12 – кран 3-х ходовой; 13 – термометр ТПП-СК; 14 – блок розжига и контроля памяти; 15 – тягомер.

Таблица 6 – Характеристики подогревателя газа «ГПМ-ПГА-300»

Технические характеристики	ПГА-300
Номинальная тепловая производительность, <i>КВт (ккал/ч)</i>	235 (200 000)
Рабочее давление подогреваемого газа, <i>Мпа (кгс/см<sup>2</sup>)</i>	1,2 - 7,5 (12 - 75)
Номинальный расход подогреваемого газа, <i>м<sup>3</sup>/ч</i>	25 000
Расход топливного газа, <i>м<sup>3</sup>/ч</i>	33
Давление топливного газа перед горелками и запальником, <i>Па (мм. вод. ст.)</i>	980 (100) ± 10%
Перепад температур на выходе и входе подогревателя	53
Напряжение питания, <i>В</i> от источника: переменного тока постоянного тока	220 ± 33, 12 ± 1,2
Суммарная потребляемая мощность, <i>Вт</i> , не более	1000
Габариты (без учета дымовой трубы): (длина x ширина x высота), <i>мм</i>	1620x2080x2700
Масса подогревателя, <i>кг</i>	7450
Средняя наработка на отказ, <i>ч</i>	2000
Установленный срок службы, <i>лет</i>	не менее 10

#### 5.4 Узел редуцирования газа

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

Узел редуцирования предназначен для:

- снижения высокого или среднего давления неоднородного по химическому составу природного газа на требуемое;
- предварительной очистки от механических примесей;
- автоматического поддержания заданного выходного давления независимо от изменения расхода и входного давления газа;
- автоматического отключения подачи газа при аварийном повышении/понижении выходного давления.

При редуцировании газа появляется шум, который необходимо устранять и предусматривать меры по шумопоглощению, определяемые проектным решением.

На ГРС редуцирование газа осуществляют:

- двумя линиями редуцирования одинаковой производительности, оснащенными однотипной запорно-регулирующей арматурой (одна нитка рабочая, а другая – резервная);
- тремя линиями редуцирования, оснащенными однотипной запорно-регулирующей арматурой (производительность каждой 50 %), из которых 2 нитки рабочие и одна резервная (50 %);
- с использованием линии постоянного расхода, производительностью 35 – 40 % (от общего расхода ГРС), оснащенной нерегулируемым дроссельным устройством или краном регулятором.

Для обеспечения нормальной работы регуляторов давления необходимо следить за давлением, отсутствием посторонних шумов в регуляторе, и отсутствием утечек в соединительных линиях обвязки регулятора.

Линии редуцирования должны выполняться по следующим схемам (по ходу газа):

- кран с пневмоприводом, регулятор давления или дискретный клапан-дроссель, кран ручной;
- кран с пневмоприводом, регулятор-отсекатель, кран с пневмоприводом;
- кран с пневмоприводом, два последовательно установленных регулятора давления, кран ручной или с пневмоприводом;
- кран с пневмоприводом, кран-регулятор (кран ручной) и кран с пневмоприводом;
- кран ручной, отсекающий, регулятор, кран ручной.

Переход на работу по резервной линии должен осуществляться автоматически при отклонении ( $\pm 10\%$ ) от установленного выходного рабочего давления.

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

Линии редуцирования газа должны быть оборудованы сбросными свечами.

БРГ может быть использоваться как самостоятельный шкафной пункт редуцирования или установка для редуцирования газа.

БРГ предназначен для размещения и эксплуатации как в не взрывоопасных зонах, так и во взрывоопасных зонах, в которых возможно образование смесей газов и паров с воздухом, отнесенных к категориям II-A и II-B групп T1-T4 по ГОСТ 51330.11.99.

По степени защиты от внешних условий БРГ выполнен в одном из следующих исполнениях:

- исполнение Б – в блок-боксе;
- исполнение Р – на металлической раме;
- исполнение Ш – в защитном не утепленном, не отапливаемом шкафу;
- исполнение ШУЭО – в защитном утепленном шкафу с электрообогревом;
- исполнение ШУГО – в защитном утепленном шкафу с газовым обогревом.

В состав БРГ входят:

- фильтр газа с датчиком перепада давления;
- контрольно-измерительные приборы для измерения давления газа на входе и выходе БРГ;
- регулятор давления газа;
- предохранительный запорный клапан (ПЗК);
- устройство обводного газопровода (байпас) с установленными на нём последовательно двумя отключающими устройствами, а также контрольным

манометром и продувочным трубопроводом установленными на участке между отключающими устройствами;

- электрообогреватель с терморегулятором - исполнение ШУЭО, газовый обогреватель - исполнение ШУГО.

Пункт работает следующим образом.

Газ по входному трубопроводу через входное запорное устройство поступает в фильтр газа, оснащенный индикатором перепада давления. После фильтра газ поступает в регулятор давления газа, где происходит снижение давления газа до требуемого значения и поддержание его на заданном уровне. При повышении выходного давления выше допустимого заданного значения, открывается предохранительный сбросной клапан, в том числе встроенный в регулятор давления газа, и происходит сброс газа в атмосферу.

Для ремонта или проверки оборудования при закрытых входном и выходном запорных устройствах, для поступления газа потребителю, предусмотрен обводной трубопровод (байпас). В этом случае регулирование давления газа производится двумя последовательно установленными на байпасе запорными устройствами. Второе по ходу газа запорное устройство обеспечивает плавное регулирование расхода газа. Контроль давления производится по манометру установленному на выходном участке трубопровода пункта.

На проектируемой АГРС в узле редуцирования газа, установлены регуляторы давления газа РДУ-80-50-регулятор давления газа с условным давлением  $100 \text{ кгс/см}^2$ , с условным проходом DN 50 мм, с усилителем, расположенным слева(справа) по ходу газа. Характеристики РДУ-80-50 представлены в таблице 7.

Станции «Саратов» имеют три степени защиты от превышения давления в автоматическом режиме (защитный регулятор, предохранительные клапаны, пневмоприводной кран в сочетании с датчиком давления) [8].

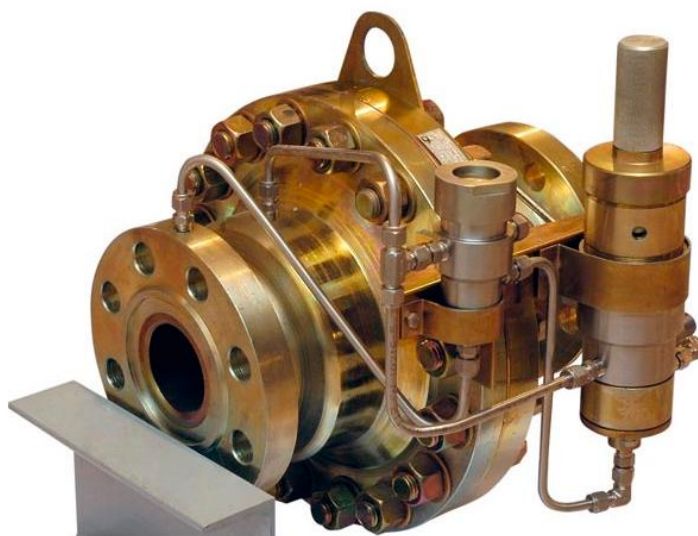


Рисунок 3 – Регуляторы давления газа РДУ-80-50

Таблица 7 – Характеристики РДУ-80-50

Наименование параметра или характеристики	Величины
Давление условное, МПа ( $\text{кгс/см}^2$ )	10,0 (100)
Диапазон входного давления, МПа ( $\text{кгс/см}^2$ )	от 1,2 до 10,0 (от 12 до 100)
Диапазон настройки выходного давления, МПа ( $\text{кгс/см}^2$ )	от 0,1 до 1,2 (от 1 до 12) от 1,2 до 5,0 (от 12 до 50)
Максимальный перепад давления на регуляторе, МПа ( $\text{кгс/см}^2$ )	9,5 (95)
Диаметр условного прохода, мм	50
Неравномерность регулирования выходного давления, %, не более	$\pm 2,5$
Коэффициент пропускной способности $K_V$	50
Тип присоединения к трубопроводам	фланцевое по ГОСТ 12821-80
Масса, кг, не более	98

### 5.5 Узел учета газа

Узел учета газа предназначен для коммерческого учета газа.

Обслуживание узла измерения расхода газа должно осуществляться по инструкции, утвержденной руководством Организации.

Узлы учета газа должны охватывать весь проектный диапазон измерений. Калибровку средств измерений учета расхода газа производить в соответствии с требованиями завода изготовителя.

При эксплуатации узла измерения расхода газа все контрольно-измерительные приборы должны быть поверены или откалиброваны.

Узел учета расхода газа может состоять из следующих линий и их возможных конфигураций согласно техническому заданию:

- линии основного расхода газа с байпасом;
- линии основного расхода газа со 100 % резервированием;
- линии основного расхода газа со 100 % резервированием и линией малого расхода.

В зависимости от метода измерения, узлы учета газа могут с различными приборами учета:

- ультразвукового счетчика;
- быстросменного сужающего устройства (БСУ);
- турбинного счетчика;
- ротационного счетчика;
- вихревого счетчика.

Узел учета газа обеспечивает:

- измерение и индикацию мгновенного расхода газа в рабочих и стандартных условиях;
- накопление в архивах с глубиной сохранения данных 30 суток среднечасовых и среднесуточных параметров и объема газа с возможностью вывода их на дисплей и внешние устройства;
- контроль состава газа;



- идентификацию нештатных ситуаций в работе узла учета расхода газа.

На проектируемой АГРС применяется измерительный комплекс «СуперФлоу-21В». Комплекс предназначен для:

- измерений давления, температуры природного газа в измерительном трубопроводе и определения физических свойств газа при рабочих условиях (плотности, динамической вязкости, показателя адиабаты) с учётом введённых свойств природного газа при стандартных условиях (плотности, состава газа);

- измерений перепада давлений на стандартных сужающих устройствах, давления, температуры природного газа в измерительном трубопроводе и определения объёмного расхода, объёма природного газа, приведённого к стандартным условиям;

- приведения к стандартным условиям (коррекции) объёма природного газа, измеренного преобразователями объёма, объёмного расхода (турбинными, ротационными, вихревыми, ультразвуковыми преобразователями);

- измерений давления, температуры воды/водяного пара в измерительном трубопроводе и определения физических свойств воды/водяного пара;

- измерений перепада давлений на стандартных сужающих устройствах, давления, температуры воды/водяного пара в измерительном трубопроводе и определения массового расхода, массы, воды/водяного пара методом переменного перепада давления в соответствии;

- преобразования значений объёма воды/водяного пара, измеренного преобразователями объёма, объёмного расхода, в значения массы.

Датчики производят непрерывное измерение давления, температуры среды, текущей в измерительном трубопроводе, и перепада давления, возникающего на стандартном сужающем устройстве, например диафрагме.

Вычислитель осуществляет приём параметров, измеренных датчиками в цифровом виде, производит необходимые расчёты для получения значений расхода, массы, объёма измеряемой среды. Вычислитель архивирует основные измеренные и вычисленные параметры и отображает их значения на жидкокристаллическом индикаторе или передает значения в операторную.

Блок питания преобразует сетевое напряжение 220 В переменного тока в постоянное напряжение 12-24 В, необходимое для питания вычислителя и датчиков. В случае пропадания сетевого напряжения он обеспечивает бесперебойное питание всего комплекса от одного до семи дней. При наличии внешнего питания 12-24 В, комплекс может питаться от него без использования блока питания.

Программное обеспечение, установленное на персональном компьютере, позволяет производить конфигурацию, калибровку измерительного комплекса, получать оперативную информацию о текущих параметрах, формировать и распечатывать отчёты по количеству измеряемой среды за заданный интервал времени.

Технические характеристики измерительного комплекса «СуперФлоу-21В» приведены в таблице 8. На рисунке 4 представлен внешний вид комплекса «СуперФлоу-21В».

Таблица 8 – Технические характеристики «СуперФлоу-21В»

Наименование параметра или характеристики	Величины
Число одновременно обслуживаемых измерительных трубопроводов, шт	1-4
Верхние пределы измерений преобразователей давления, МПа	от 0,2 до 25 (от 2 до 250)
Верхние пределы измерений преобразователей разности давлений, КПа	От 6 до 250
Предел относительной погрешности вычислений расхода природного газа, воды/водяного пара, %	0,01
Диапазоны измерений термопреобразователей сопротивления, °С	От -50 до +500
Срок службы, лет	10

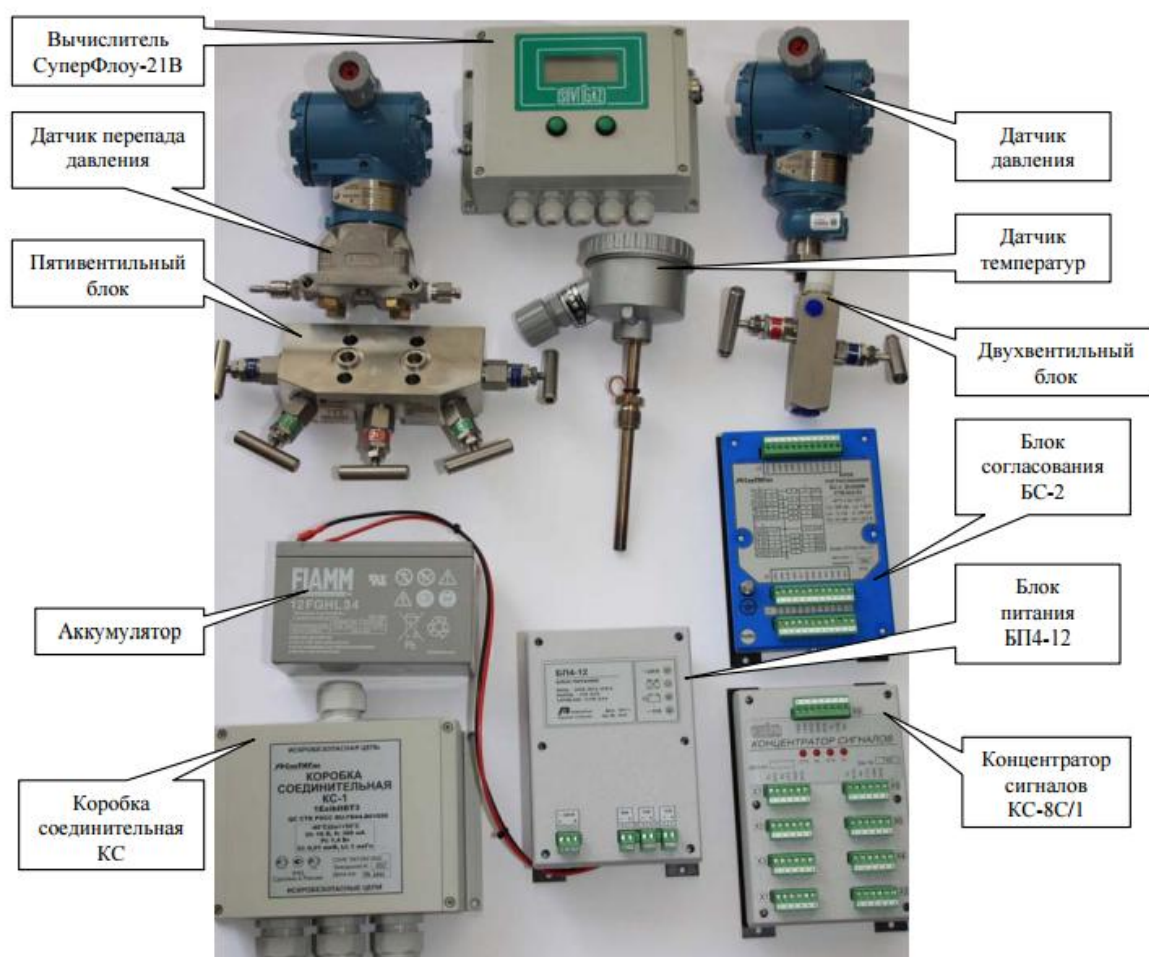


Рисунок 4 – Внешний вид комплекса «СуперФлоу-21В»

В качестве сужающего устройства на измерительном комплексе «СуперФлоу-21В» принята Труба Вентури, которая имеет постепенно сужающееся сечение, которое затем расширяется до первоначального размера.

Вследствие такой формы потери давления в ней меньше, чем в диафрагмах и соплах.

Принцип действия сужающих устройств заключается в следующем: при протекании потока жидкости, газа или пара в суженном сечении трубопровода часть потенциальной энергии давления переходит в кинетическую. Средняя скорость потока увеличивается, в результате чего в сужающем устройстве создается перепад давления, величина которого зависит от расхода вещества.

## 5.6 Узел одоризации газа

Узел одоризации предназначен для придания запаха газу, подаваемого потребителю с целью своевременного обнаружения по запаху его утечек.

Норма вводимого в газ одоранта (этилмеркаптан) должна быть 16 г (19,1 см<sup>3</sup>) на 1000 м<sup>3</sup> газа.

Расход одоранта должен ежедневно фиксироваться в журнале оператора ГРС и в конце месяца передаваться диспетчеру ЛПУМГ.

Слив одоранта в подземную емкость должен производиться только закрытым способом специально обученным и аттестованным персоналом, бригадой не менее трех человек.

Запрещается применять открытые воронки для перелива одоранта.

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

Запрещается эксплуатация блоков одоризации газа с выбросом паров одоранта из расходной емкости одоранта в атмосферу без их нейтрализации в специально установленных дезодораторах (щелочных ловушках) или отсоса в магистраль потребителя. Так же запрещается заправка подземных емкостей хранения одоранта без выполнения мероприятий по исключению выбросов его паров в атмосферу.

Узел одоризации обеспечивает:

- подачу одоранта в выходной трубопровод АГРС пропорционально расходу газа в автоматическом, полуавтоматическом или ручном режиме;
- автоматическое измерение концентрации одоранта в природном газе;
- автоматический учет количества подаваемого одоранта;
- автоматическую или ручную заправку одорантом расходной емкости;
- утилизацию паров одоранта при аварийном сбросе из расходной емкости;
- автоматическую сигнализацию низкого уровня одоранта в расходной емкости;
- автоматическую передачу информации о работе на верхний уровень управления.

## **5.7 Емкость сбора конденсата**

Емкости конденсата предназначены для сбора, хранения, выдачи и транспортировки конденсата природного газа. Емкость представляет собой горизонтальный сосуд с эллиптическими днищами, подводными и отводящими патрубками.

## **6 Перечень видов строительных и монтажных работ, участков сетей инженерно-технического обеспечения**

Перед началом производства строительно-монтажных работ на объекте необходимо согласовать перечень скрытых работ. Окончание работ по каждому этапу сопровождается сдачей законченного результата работ с подписанием актов освидетельствования скрытых работ. Перечень видов работ, на которые требуется составление Актов освидетельствования скрытых работ:

- геодезическая разбивка основных осей сооружений;
- акт на освидетельствование грунтов основания;
- устройство свайного поля;
- заполнение свай бетоном;
- разработка траншей и котлованов;
- ручная доработка дна траншей и котлованов;
- обратная засыпка пазух котлованов;
- устройство щебеночной подготовки;
- устройство песчано-щебеночной подготовки;
- устройство песчаной подготовки;
- приемка смонтированной и подготовленной к бетонированию опалубки;
- армирование, установка закладных деталей, сальников в монолитном бетоне;
- бетонирование конструкций;
- уплотнение и уход за бетоном в процессе твердения;
- выполнение обмазочной изоляции;
- отбор контрольных образцов бетона и испытание;
- монтаж и крепление металлических конструкций;
- выборочный контроль швов сварных соединений;
- антикоррозионная защита металлических конструкций;
- установка резервуаров;
- устройство подсыпки под трубопровод;
- устройство переходов через дороги;
- укладку защитного футляра (трубы-кожуха);
- монтаж средств электрохимзащиты;
- очистку внутренней полости трубопровода, испытание на герметичность;
- сварку труб;
- контроль сварных стыков;
- балластировку трубопровода.

## **7 Технологическая последовательность работ при возведении объектов капитального строительства**

### **7.1 Организационно-техническая подготовка к строительству**

Организационно-техническая подготовка к строительству должна включать:

- обеспечение стройки проектно-сметной документацией;
- заключение договора на строительство;
- оформление разрешения на строительство;
- оформление финансирования строительства;
- разработка ППР на строительство;
- укомплектование стройплощадки материально-техническими ресурсами, инженерно-техническими работниками и рабочими в соответствии с проектом организации строительства (далее ПОС) и проектом производства работ (далее ППР).

### **7.2 Подготовительные работы**

Весь комплекс строительных работ рекомендуется разделить на два периода:

- подготовительный;
- основной.

До начала основных работ должны быть закончены все подготовительные.

В подготовительный период предусматривается выполнение следующих работ:

- замена слабого грунта (выторфовка) на площадках ГРС, БКЭС;
- вырубка леса и мелколесья на расстоянии 20 м от технологических площадок и с территории площадки артезианских скважин;
- укладка гидроизоляционного материала BENTOMAT в основании площадки ГРС;
- отсыпка территории площадок и подъездов привозным грунтом (песчано-гравелистый грунт);
- создание геодезической разбивочной основы площадки строительства;
- установка временных зданий и сооружений;
- устройство складов для приобъектного хранения материалов и конструкций;
- строительство, противопожарных резервуаров;
- прокладка временных сетей водопровода, канализации, энергоснабжения;
- обеспечение строительной площадки противопожарным водоснабжением и инвентарем, средствами связи и сигнализации;
- обеспечение стройплощадки машинами, механизмами, приспособлениями, инструментом, конструкциями и материалами,

необходимых на начало строительных работ [2].

Производство основных строительного-монтажных работ начинают только после завершения в необходимом объеме организационных подготовительных мероприятий, внеплощадочных и внутриплощадочных работ. Завершение подготовительных мероприятий и работ оформляется соответствующими записями в общем журнале [1].

### **7.2.1 Геодезические работы**

Все геодезические работы на площадке следует выполнять в соответствии с действующими нормативными документами и проектом производства геодезических работ, которые разрабатываются геодезической службой строительной организации.

Взаимодействие геодезических служб определяется «Положением о геодезическо-маркшейдерской службе».

Производство геодезических разбивочных работ в процессе строительства, геодезический контроль точности и выполнения строительного-монтажных работ входит в обязанности подрядчика.

Приемка правильности установки конструкций оформляется актом с приложением исполнительных схем, геодезической проверки положения конструкций с нанесением на них всех отклонений от проекта и согласованных с авторским надзором проектной организации.

### **7.2.2 Расчистка от леса**

Расчистка трассы газопровода производится в границах строительной полосы, установленной проектом после получения заказчиком специального разрешения – договора на рубку лесных насаждений.

Расчистка трассы от кустарника производится бульдозером. Валка крупных деревьев производится мотопилами.

При расчистке трассы от леса выполняют следующие работы:

- разбивку строительной полосы (засечками на деревьях);
- устройство разделочной площадки;
- валку деревьев;
- транспортировку деревьев к разделочной площадке;
- корчевку и уборку пней в разработанные траншеи;
- засыпку ям от выкорчеванных пней.

Для валки леса бензомоторными пилами строительную площадку разбивают на деляны. Деревья валят под углом к трелевочному волоку с расчетом сформировать пакет из 12 – 15 деревьев. Для этого вершины деревьев укладывают веерообразно, комлями по направлению к трелевочному волоку. Спеленные деревья транспортируют трелевочными тракторами на разделочные площадки. При небольших расстояниях трелевки (до 50 метров) ее осуществляют посредством подтягивания двух хлыстов лебедкой трелевочного трактора.

Сучья обрезают бензомоторной пилой и складывают в кучи. Для захоронения порубочных остатков по краю полосы отвода отрывается траншея.

Корчевку и перемещение пней к месту захоронения производят бульдозером. Бульдозер движется поперек строительной полосы. Пни небольшого диаметра корчуются за один проход. Перемещается бульдозер к траншее так, чтобы захватить в отвал несколько небольших пней. Траншея для захоронения пней разрабатывается на каждой деляне. Пни сталкиваются в траншею короткими поперечными проходами. При заполнении траншеи бульдозер уплотняет пни гусеницами. После засыпки траншеи грунт уплотняется гусеницами бульдозера.

После выкорчевки и уборки пней с полосы отвода, оставшиеся ямы тщательно засыпают грунтом и сравнивают с поверхностью земли.

### **7.2.3 Инженерная подготовка**

Инженерная подготовка площадок строительства предусматривает комплекс инженерно-технических мероприятий по преобразованию существующего рельефа осваиваемой территории для обеспечения взаимного высотного и планового размещения зданий и сооружений, отвод атмосферных осадков с территории, защиту от подтопления поверхностными водами с прилегающих к площадке земель.

Инженерная подготовка площадки предусматривает выторфовку существующего торфа и отсыпку минерального грунта.

Перед отсыпкой насыпи площадку необходимо очистить от кустарника, провести разбивку строительного разбивочного базиса с закреплением его на местности.

Отсыпка выполняется из песчаных непучинистых грунтов, состояние которых под воздействием природных факторов изменяется незначительно и не влияет на прочность и устойчивость отсыпанного основания.

Уплотнение грунта каждого слоя осуществляется катками на пневмоходу весом 25 тонн. Толщина уплотняемого слоя – 30 см. Число проходов катка - семь. Последний слой планируется автогрейдером (СНиП П1-10-75 «Благоустройство территории»).

План организации рельефа предусматривает сплошную вертикальную планировку и открытую систему водоотвода.

Грунт для отсыпки основания площадки завозится автотранспортом (самосвалами) и послойно разравнивается бульдозером.

## **7.3 Основные строительные-монтажные работы**

### **7.3.1 Земляные работы**

В процессе земляных работ должна быть обеспечена сохранность всех выносных знаков закрепления разбивочной основы. Разработку грунта осуществлять экскаватором, планировочные работы и срезку грунта, обратную засыпку траншей – бульдозером.

При производстве земляных работ выполнять правила техники безопасности, регламентированные СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве» [32].

### **7.3.2 Фундаменты**

Фундамент под здания АГРС свайный из буронабивных свай и монолитного железобетонного ростверка.

Фундамент под здание БКЭС свайный. Сваи из стальных труб, устанавливаемых в пробуренные на проектную глубину скважины. Пространство между трубой и скважиной бетонируется. Ростверк и площадка обслуживания запроектированы из металлопроката.

Фундаменты под резервуары противопожарного запаса воды  $V = 75 \text{ м}^3$ , устанавливаемые подземно, монолитные железобетонные из бетона марки В15.

Фундаменты ёмкости для теплоносителя  $V = 2 \text{ м}^3$ , ёмкости хранения и выдачи одоранта  $V = 2 \text{ м}^3$  – свайные из буронабивных свай и монолитного железобетонного ростверка.

Фундамент прожекторной мачты с молниеотводом свайный, из забивных свай из стальной трубы, ростверки металлические из прокатных профилей.

Фундамент опор для прокладки технологических трубопроводов и кабельных эстакад – свайный. Сваи из стальных труб, устанавливаются в пробуренную на проектную глубину скважину и бетонируются.

Заглубление свай в грунт принято не менее 4 м. Верхние концы свай жёстко заделаны в ростверк. Опирающие нижние концы свай принято на щебенистый грунт.

Разбивку осей сооружений и фундаментов вести совместно с технологическими чертежами и генеральным планом.

В соответствии с нормативными документами производство работ по возведению оснований и фундаментов необходимо выполнять при наличии ППР. Работы по устройству оснований и фундаментов без ППР не допускаются.

### **7.3.3 Монтаж блок-боксов**

Монтаж блок-боксов следует производить только на принятые по акту фундаменты. Блочными-комплектными устройствами (далее БКУ) рекомендуется



максимально монтировать «с колес». Блок-боксы монтируются с помощью крана КС-4571. Вес и габариты монтируемых конструкций должны соответствовать характеристике монтажного крана, возможна замена указанных кранов на другие со сходными монтажными характеристиками.

Во избежание сдавливания или разрушения боковых поверхностей блочных устройств, при монтаже БКУ применяют различные траверсы.

### **7.3.4 Монтаж металлических конструкций**

Технологическому процессу монтажа металлических конструкций и емкостей предшествуют следующие операции: приемка конструкций, раскладка их у мест монтажа, подготовка опорных элементов (фундаменты, ранее установленные конструкции), устройство подмостей и подготовка их к монтажу. Монтажный цикл включает в себя строповку конструкций, подачу их к месту установки, закрепление и расстроповку.

До начала монтажа, монтажная организация принимает фундаменты с составлением приемочного акта.

Конструкции необходимо монтировать в соответствии с требованиями ППР (составляются строительной организацией), технологическими картами и при соблюдении СНиП 12-03-2001 [6].

Рекомендуемые для монтажа краны КС-4571. Вес и габариты конструкций должны соответствовать характеристике монтажного крана.

## **7.4 Строительство газопровода-отвода**

### **7.4.1 Земляные работы**

Работы выполняются в соответствии с технологическими картами по проекту производства работ, разрабатываемому подрядной строительной организацией.

Грунт разрабатывается экскаватором ниже уровня его стоянки продольной проходкой.

Грунт выбрасывается на сторону, с которой возможен приток воды. В грунтах, насыщенных водой, рытье траншей начинается с пониженной стороны, а для сбора и удаления грунтовых вод в траншее устраиваются приямки.

Грунт, выброшенный из траншей, следует размещать на расстоянии 0,5 м от бровки. При необходимости вслед за экскаватором на расстоянии не менее 10 м от места разработки грунта можно производить работы по креплению откосов траншей.

Разработка траншеи должна выполняться строго по проекту без перебора грунта и нарушения его естественной структуры. В случае перебора грунта подсыпку и выравнивание дна траншеи следует производить песком.

Земляные работы вести в соответствии со СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения и фундаменты» [5].

При прохождении трубопровода по щебенистым грунтам выполнять предварительную подсыпку (10 см) и последующую присыпку (20 см) мягким грунтом.

#### 7.4.2 Укладка трубопровода

Укладка трубопровода и строительные-монтажные работы производятся при наличии технологических карт и проектов производства работ.

Проектной документацией принята подземная прокладка трубопровода и подземная установка запорной арматуры.

Исходя из условий защиты трубопровода от механических повреждений, с учетом требований СНиП 2.05.06-85 глубина заложения трубопровода принимается 0,8 м [1].

Глубина заложения газопровода в точке подключения принята в зависимости от конструктивного решения обвязки кранового узла магистрального газопровода и соответствует 1 м.

#### 7.4.3 Очистка и испытание

Газопровод до ввода в эксплуатацию подвергается очистке. При очистке полости необходимо удалить случайно попавший при строительстве внутрь трубопровода грунт, воду и различные предметы, а также окалину и грязь. Очистка полости должна выполняться продувкой с пропуском очистного и разделительного устройства.

Испытание газопровода на прочность производится после полной готовности испытываемого участка в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.1-249-2008, СНиП Ш-42-80 и ВСН 011-89. Согласно действующим нормам трубопровод до сдачи в эксплуатацию должен быть подвергнут испытанию на прочность и герметичность. Узел отключающей арматуры на трубопроводе подвергается предварительному гидравлическому испытанию на прочность [2].

Испытание на прочность производить при давлении  $1,1 \cdot P_{раб}$  в течение 2 часов, проверку на герметичность – при снижении давления до  $P_{раб}$  в течение времени, необходимом для осмотра кранового узла.

Испытание газопровода на прочность и герметичность проводят гидравлическим способом:  $P_{исп} = 1,25 \cdot P_{раб}$  в течении 24 часов. Испытание проводят после укладки трубопровода на проектные отметки.

Проверку на герметичность участков всех категорий трубопроводов необходимо производить после испытания на прочность и снижение испытательного давления до максимального рабочего. Продолжительность проверки на герметичность определяется временем, необходимым для тщательного осмотра трассы с целью выявления утечек, но не менее 12 часов.

При проведении испытаний гидравлическим способом в холодный период года должна использоваться жидкость с температурой замерзания ниже

температуры окружающей среды с разработкой соответствующих решений по ее удалению из трубы.

Очистка полости трубопровода, их испытание на прочность и проверка на герметичность должны проводиться по специальной инструкции, составляемой Подрядчиком, согласованной с Заказчиком, проектной организацией, органами Ростехнадзора. Инструкция составляется на участок трубопровода, учитывая местные условия работ, временной период их проведения, наличие строительной техники и другие особенности производства работ.

В инструкции должно предусматриваться:

- способы, параметры и последовательность выполнения работ;
- методы и средства выявления и устранения отказов (утечки, разрывы и т.п.);
- схема организации связи;
- требования пожарной, промышленной безопасности и указания о размерах охранной зоны.

Контроль за испытанием на прочность и герметичность должен осуществляться комиссией с участием представителей Заказчика.

Газопровод, не введенный в эксплуатацию в течении шести месяцев после его испытания, подлежит повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность [4].

#### **7.4.4 Изоляция**

Наружная изоляция труб трубопровода (а также защитных кожухов на переходах трубопроводов через автодороги) принята заводская, трехслойная, усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена согласно ТУ 1381-008-00154341-02 с комплектом термоусаживающихся манжет для изоляции сварных стыков. Наружная поверхность подземных соединительных деталей изолируется нанесением полимерной изоляции «БИУРС» по ТУ 51-31323949-80-2001 усиленного типа, в составе:

- грунтовка «Праймер-МБ»;
- битумно-уретановая мастика «БИУР».

Проектом для проектируемого газопровода предусматривается электрохимическая защита от коррозии (ЭХЗ) методом катодной поляризации.

Перечень работ по монтажу системы ЭХЗ включает в себя:

- монтаж перемычки;
- установку контрольно-измерительных пунктов (далее КИП) по трассе газопровода, на защитных футлярах;
- прокладку кабельных выводов от газопровода для измерения тока и потенциала;
- установку электродов сравнения, индикаторов скорости коррозии.

## 8 Описание и работа автоматизированной газораспределительной станции АГРС «Саратов 30 М»

### 8.1 Назначение и технические характеристики

АГРС «Саратов 30 М» обеспечивает выполнение следующих функций:

- Редуцирование газа высокого давления до указанного низкого и поддержание его с определенной точностью;
- редуцирование газа для собственных нужд АГРС;
- подогрев газа перед редуцированием;
- автоматическое управление режимами работы технологического оборудования станции;
- выдача аварийных и предупредительных сигналов при нарушениях работы на пульт оператору;
- измерение расхода газа;
- одоризация газа;
- очистка газа от капельной влаги и механических примесей.

АГРС «Саратов 30 М» эксплуатируется на открытом воздухе в макроклиматических районах с сейсмичностью не более 9 баллов, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Основные технические характеристики АГРС «Саратов 30 М» приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики АГРС «Саратов 30 М»

Наименование параметра и характеристики	Значение
Рабочее давление газа на входе максимальное, МПа	7,5
Рабочее давление газа на входе минимальное, МПа	1,2
Давление газа на выходе, МПа	0,6-1,2
Максимальная пропускная способность, м <sup>3</sup> /ч	30000
Минимальная пропускная способность, м <sup>3</sup> /ч	200
Точность поддержания давления газа на выходе, %	±10
Температура окружающего воздуха, °С	- 60...+50
Установленный ресурс до капитального ремонта, не менее ч	200 000
Напряжение основного питания, В	220
Напряжение аварийного питания, В	220
Количество выходов на потребителя	два
Допустимая сейсмичность района установки станции, баллы по Рихтеру	9
Срок службы, лет, не менее	30

Расчетная снеговая нагрузка 4,8 кПа (480 кг/см<sup>2</sup>) соответствует требованиям IV территориального района, а ветровая нагрузка 1,2 кПа (120 кг/см<sup>2</sup>) по СНиП 2.01.07-85.

Класс взрывоопасных зон блока технологического в соответствии с ПУЭ [24].

Категория блока технологического по пожарной опасности в соответствии с НПБ-105-03-А.

Категория и группа взрывоопасной смеси в соответствии с ПУЭ - ПА-Т1. Степень огнестойкости блока технологического по СНиП 21-01-97-II.

## **8.2 Состав АГРС, конструкция, основные узлы**

Узлы АГРС «Саратов 30 М» размещаются в блок-контейнерах. Блок-контейнеры оборудованы съемной крышей, что облегчает проведение монтажных и ремонтных работ.

Отопление блоков осуществляется посредством водяного отопления.

В блоках АГРС предусмотрена естественная и аварийная принудительная вентиляция с применением взрывозащищенных вентиляторов.

Блок-контейнеры утеплены негорючими минераловатными плитами на основе базальтового волокна. Для защиты от влаги и конденсата предусмотрена гидро и пароизоляция.

Внутренняя отделка стен и потолка выполнена профлистом стеновым окрашенным С8, прикрепленным к каркасу через стекло-магниевого лист СМЛ (негорючий материал) для минимизации «мостов холода». Наружная отделка: стен – металлокраской окрашенным; крыши – кровельным профлистом МП-20 окрашенным.

Пол внутри блок-контейнеров имеет настил из листа ромбического. Напольное покрытие выполнено в искробезопасном исполнении.

В отсеках блоков с категорией А в качестве легкообрасываемых конструкций используется остекление окон.

Блок-контейнеры АГРС оборудованы датчиками загазованности, пожарной, охранной сигнализации, освещения и вентиляции. Датчики выполнены во взрывобезопасном исполнении.

Конструкция блок-контейнеров удобна для транспортировки и вместе с тем обеспечивает удобный доступ эксплуатирующего персонала ко всем органам управления и узлам технологической схемы, для обслуживания и ремонта.

Подъем блок-контейнера осуществляется только за выдвижные цапфы в основании.

Запрещается перемещать блок-контейнер волоком.

После монтажа блока внутри и снаружи защитная полиэтиленовая плёнка удаляется.

## **8.3 Работа АГРС**

Газ высокого давления  $P_{\text{вх}} = 1,8 - 6,5$  МПа поступает из магистрального газопровода на вход АГРС. Проходя через кран шаровой и входной коллектор узла переключения газ поступает в узел очистки блока технологического.

Узел очистки состоит из двух линий: основной и резервной, каждая из которых имеет стопроцентную пропускную способность.

Для очистки газа от капельной жидкости и механических примесей используются Газосепаратор ГС-4,0-1200.

Степень загрязнения фильтра определяются по перепаду давления на входе/выходе (не более 0,05 МПа или 0,5 кг/см<sup>2</sup>), который фиксирует дифманометр.

Жидкость накапливается в промежуточной ёмкости и автоматически, по мере накопления, сливается.

Уровень конденсата в промежуточной ёмкости определяется сигнализаторами уровня, которые подают сигнал для открытия/закрытия крана с пневмоприводом.

После очистки газ поступает в узел подогрева газа, который состоит из двух линий: основной и резервной, каждая из которых имеет стопроцентную пропускную способность. Для подогрева газа используются подогреватели газа автоматический «ГМП-ПГА 300». Нагреваемый газ входит в верхнюю оребренную конвективную секцию змеевика и нагревается теплом отходящих газов от факела горелки, расположенной в основании огневой камеры подогревателя. Затем газ проходит в радиационную секцию змеевика, нагревается за счет излучения факела горелки и подогретый до расчетной температуры направляется потребителю. Для контроля температуры газа на выходе из узла подготовки используются датчики температуры ТКП-100ЭК.

Далее газ поступает в узел редуцирования. Узел редуцирования состоит из трех линий: две рабочие и одна резервная линии. Снижение и регулирование давления осуществляется с помощью регуляторов давления газа РДУ 80-50.

Рабочая и резервная линия редуцирования выполнены по схеме:

- кран шаровой с пневмоприводом;
- регулятор давления газа;
- манометр;
- предохранительный сбросной клапан;
- кран шаровой с ручным приводом.

Установлены клапаны сбросные предохранительные пружинные КПЭ 16-50 DN 50, PN 10 МПа для аварийного сброса давления газа. Порядок пуска, монтажа и настройки регуляторов давления газа выполняются в соответствии с руководством по эксплуатации.

Далее газ поступает в узел учета газа. Для измерения расхода газа применяются измерительный комплекс «СуперФлоу-21В». На линии измерения расхода газа установлен датчик перепада давления, для контроля загрязнения счетчика.

Далее газ поступает в блок одоризации газа. В блоке одоризации БО-300, газа придается специфический запах с помощью автоматического ввода в трубопровод этилмеркаптанов. После одоризации газ поступает потребителю.

Установлены клапаны сбросные предохранительные пружинные КПЭ 16-50, DN 50 мм, PN 10 МПа для аварийного сброса давления газа.

## 8.4 Маркировка и пломбирование

Снаружи и внутри блоков АГРС, у входной двери прикреплена табличка фирменная, которая содержит информацию об изделии:

- наименование, условное обозначение и шифр изделия;
- номер технических условий;
- порядковый номер изделия;
- дату выпуска.

Снаружи на двери блока АГРС нанесены знаки класса взрывоопасной зоны, категории помещения по взрывопожарной опасности и запрещающие знаки безопасности:

- «Запрещается пользоваться открытым огнем»;
- «Запрещается курить»;
- «Вход воспрещен».

Внутри на стене блоков размещены схемы пневматические принципиальные данного блока. Технические устройства, оборудование и направление газового потока промаркированы в соответствии со схемой пневматической принципиальной.

Транспортная маркировка блоков АГРС выполнена в соответствии с требованиями ГОСТ 14192-96 и нанесена черной несмываемой краской на фанерные или металлические ярлыки и содержит следующие данные:

- наименование грузополучателя;
- наименование пункта назначения;
- массу брутто и нетто грузового места в килограммах (кг);
- наименование грузоотправителя;
- наименование пункта отправителя;
- порядковый номер грузового места и количество грузовых мест в виде дроби (в числителе – порядковый номер грузового места, в знаменателе – общее количество мест в партии);
- товарный знак отправителя, а также указание, в каком грузовом месте находится документация;
- манипуляционные знаки – «Место строповки», «Центр тяжести»;
- схему строповки.

На период транспортирования входные двери блоков АГРС - опломбированы.

## 8.5 Упаковка

АГРС поставляется без упаковки. Все обработанные неокрашенные поверхности деталей, узлов и комплектующих изделий, присоединительные элементы и заземляющие устройства законсервированы консервационным маслом К-17 ГОСТ 10877-76 или другими смазками, предназначенными для консервации изделий группы П-1 по варианту ВЗ-1 ГОСТ 9.014-78, на срок до одного года. На период транспортирования и хранения АГРС, места входа и

выхода инженерных систем, присоединительные концы коллекторов, отверстия для дымовой трубы закрыты пробками, защищены герметизирующим материалом с целью предохранения от попадания грязи, влаги и посторонних предметов. На период транспортирования окна закрыты защитным материалом.

## **8.6 Меры безопасности при подготовке АГРС к использованию**

Монтаж АГРС выполняется по проекту, разработанному и утвержденному в установленном порядке, в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации магистральных газопроводов», «Положений по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов», «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления», ПБ-12-529-03 Госгортехнадзора России, «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) и сопроводительной документацией на комплектующие изделия и действующей нормативной документацией [24].

К обслуживанию АГРС допускаются лица не моложе восемнадцати лет, прошедшие обучение, сдавшие экзамен на допуск к самостоятельной работе, прошедшие инструктаж по технике безопасности, изучившие конструкцию и работу изделия, согласно эксплуатационной документации.

На входе на территорию АГРС должны быть вывешены предупредительные плакаты: «Газ – опасно», «Не курить», «Вход посторонним воспрещён!».

По периметру ограждения территории АГРС должны быть вывешены предупредительные плакаты: «Газ – опасно», «Курить строго запрещается», «Газ. Вход посторонним запрещен», «Открытый огонь не разводить».

На входных дверях блоков АГРС размещены знаки безопасности с указанием категории взрывоопасности помещения, надписи «Не курить» «Опасно» и «Газ» «Взрывопожароопасно»

Запрещается курить и разводить огонь на территории АГРС, эксплуатировать при неисправном заземлении, при неисправной системе молниезащиты, на территории АГРС закапывать бытовые отходы, шлам, удаленный из емкостей и т.д.

Рукоятки управления пневматических кранов должны быть сняты.

При подготовке АГРС к использованию запрещается на входном и выходном коллекторах проводить работы с применением ударных нагрузок.

Огневые и газоопасные работы на территории АГРС допускаются только при наличии письменного разрешения, оформленного по установленной форме.

Особое внимание следует уделить обеспечению безопасности проведения огневых работ вблизи емкости конденсата.

После окончания ремонтных работ все оборудование АГРС, в которое при ремонте мог попасть воздух, должно быть продуто азотом.

При ремонтных работах должен использоваться только исправный инструмент. Запрещается применение металлических прокладок между ключом и гайкой, удлинение ключа трубой или другим ключом.



Рекомендуется применять омедненный инструмент. Стальной инструмент следует смазывать солидолом или тавотом.

Оператор должен уметь:

- обслуживать оборудование, системы, блоки, узлы и коммуникации трубопроводов;
- обеспечить бесперебойную подачу газа и соблюдения заданного режима работы станции;
- проводить все необходимые переключения оборудования, арматуры и приборов в соответствии с режимом работы станции;
- обнаружить и устранить утечку газа и неисправности в работе оборудования, арматуры и приборов;
- проводить проверку регуляторов газа и приборов измерения расхода газа и устранять неисправности;
- обслуживать системы автоматического регулирования, защитной автоматики и сигнализации;
- вести текущий ремонт и принимать участие в проведении среднего ремонта оборудования и коммуникаций АГРС;
- готовить приборы к сдаче в центр стандартизации и метрологии;
- содержать в чистоте оборудование, коммуникации, помещение и территорию станции;
- вести вахтенный журнал.

Перевод АГРС на работу по обводной линии (байпасу) должен регистрироваться в журнале оператора. При этом потребителю заблаговременно сообщается, что редуцирование газа осуществляется вручную. Во время работы на байпасе оператор должен обеспечить регистрацию входного и выходного давлений, температуры на выходе станции через каждые 30 минут [4].

## **9 Установка АГРС на местности**

### **9.1 Подготовка АГРС к использованию**

АГРС поставляется на монтажную площадку, испытанную на прочность и герметичность, а также с частично настроенными параметрами, указанными в заказе.

Необходимо расконсервировать блоки и провести внешний осмотр технических устройств и оборудования всех отсеков на отсутствие механических повреждений и сохранность пломб.

Проверить комплектность поставки АГРС в соответствии с паспортом.

Наладка АГРС перед пуском в работу заключается в настройке отдельных элементов технологической схемы на требуемые параметры в соответствии с паспортами изделий (РД, предохранительных клапанов и др.), настройке системы контроля и управления, а также в опробовании работоспособности отдельных элементов и узлов.

Потребитель должен быть готов к приёму газа.

Перед подачей газа на АГРС по подводящему газопроводу вся запорная арматура блоков переключения и технологического должна быть закрыта.

Перед испытанием и пуском АГРС необходимо подтянуть все фланцевые соединения.

## **9.2 Привязка АГРС к объекту**

Привязка АГРС к объекту выполняется проектной организацией, имеющей соответствующую лицензию, и в соответствии с действующими нормами и правилами проектирования.

При привязке АГРС учесть конкретные климатические условия, рельеф местности и наличие коммуникаций.

Площадка должна быть спланирована и обнесена ограждением из металлической сетки по железобетонным столбам. В ограждении должны быть предусмотрены ворота и две калитки. Ворота должны быть снабжены надёжно запирающимся замком.

Блоки АГРС устанавливаются на фундамент, выполненный из монолитного железобетона или железобетонных плит с приваркой фундамента к раме основания блока.

С территории АГРС должен быть обеспечен отвод грунтовых вод.

Блоки АГРС – заземлить.

На площадке должен быть установлен молниеотвод.

Наружное электроосвещение осуществляется светильниками, устанавливаемыми над входами в отсеки блоков.

Питание электроэнергией должно осуществляться от ближайшей линии электропередачи.

Аварийная сигнализация АГРС должна выполняться согласно выданным техническим условиям и привязываться к имеющейся в ЛПУ системе сигнализации и телемеханики.

## **9.3 Монтаж АГРС на площадке**

Строительные и монтажные работы на площадке проводятся специализированной строительной-монтажной организацией, имеющей разрешение на проведение данного вида работ от органов надзора, в полном соответствии с требованиями СНиП III-42-80 и ВСН 006-89, ВСН 012-88 и других нормативных документов, а также рекомендациями данного раздела.

АГРС является изделием полной заводской готовности, поэтому на строительной площадке выполняется минимум работ.

Для монтажа АГРС на площадке необходимо:

- спланировать площадку;
- подготовить фундаменты под блоки;
- установить молниеприемники;
- установить блоки на фундамент;
- смонтировать сбросные свечи;

- смонтировать дымовые трубы отсека подготовки теплоносителя;
- подключить АГРС к входному и выходному газопроводам по изолирующим вставкам;
- провести гидравлическое испытание на прочность и герметичность смонтированных трубопроводов, в том числе внутри АГРС (на время испытания РД снять и заменить технологическими катушками, которые входят в комплект поставки), при этом контрольно-измерительная аппаратура отключена;
- обеспечить заземление согласно правил устройства электроустановок (ПУЭ) и правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП);
- проложить по площадке кабели связи, электропитания, электрохимзащиты, аварийно-предупредительной сигнализации и, при необходимости, телемеханики;
- огородить площадку АГРС;
- организовать электрохимзащиту;
- выполнить благоустройство проездов и пешеходных дорожек.

Этапность и срок выполнения видов работ определяется ППР (план производства работ), разрабатываемым проектным институтом.

Если принятая в эксплуатацию АГРС не будет введена в работу в течение шести месяцев, необходимо произвести испытание на прочность и герметичность всех газопроводов, находящихся на площадке АГРС, а также проверить исправность оборудования отсеков и при необходимости произвести его ревизию.

После окончания всех работ и подключения блоков к наружным сетям образуется законченный комплекс АГРС.

## **10 Техническое обслуживание АГРС**

### **10.1 Общие указания**

К работе по техническому обслуживанию АГРС допускается персонал, прошедший обучение и сдавший экзамены в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации магистральных газопроводов», «Положений по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов», ВРД 39-1.14-021-2001 «Единой системой управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром», ПБ-12-529-2003 «Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления», допущенный к выполнению газоопасных работ и изучивший настоящее руководство по эксплуатации, сопроводительную документацию на комплектующие изделия и действующую нормативную документацию.

В процессе эксплуатации должны выполняться следующие виды работ:

- осмотр оборудования;
- техническое обслуживание;
- текущий ремонт.

По истечению гарантийного срока все ремонтные работы производятся за счет Заказчика.

## **10.2 Осмотр оборудования**

Осмотр технических устройств и оборудования АГРС проводится по графику, утвержденному руководителем эксплуатирующей организации, но не реже одного раза в три месяца и включает в себя:

- внешний осмотр на наличие механических повреждений и загрязнений.

## **10.3 Техническое обслуживание**

Техническое обслуживание АГРС заключается в работоспособности АГРС в течение всего срока эксплуатации.

При техническом обслуживании АГРС выполняются работы, предусмотренные при осмотре технического состояния, а также:

- проверка состояния запорной, предохранительной и регулирующей арматуры;
- проверка настройки и срабатывания предохранительных клапанов;
- замер загазованности блока технологического специальными приборами (газоанализаторами);
- проверка показаний контрольно-измерительных приборов;
- продувка фильтра-сепаратора;
- продувка импульсных трубок.

Полная ревизия запорной, регулирующей и предохранительной арматуры производится не реже одного раза в год независимо от результатов профилактических осмотров.

Результаты всех осмотров, ревизий, проверок и испытаний должны регистрироваться в установленном порядке.

В процессе эксплуатации АГРС происходит засорение фильтрующего элемента газосепаратора. Контроль степени загрязнения фильтрующего элемента осуществляется по перепаду давления, фиксируемое датчиком перепада давления, которое должно быть меньше 0,05 МПа.

Техническое обслуживание комплектующих изделий АГРС проводится в соответствии с сопроводительной документацией и требованиями нормативных документов.

## **10.4 Текущий ремонт**

Текущий ремонт АГРС проводится по результатам технического обслуживания.

При текущем ремонте АГРС выполняются работы, предусмотренные при техническом обслуживании, а также:

- разборка регуляторов давления, предохранительных клапанов с очисткой их от коррозии и загрязнений;

- проверка плотности клапанов относительно седла;
- проверка состояния мембран;
- смазка трущихся частей;
- ремонт или замена изношенных деталей;
- проверка надежности креплений конструкционных узлов, не подлежащих разборке;
- ремонт запорной арматуры, не обеспечивающей герметичность закрытия.

Все работы, проводимые по техническому обслуживанию и ремонту, заносятся в «Журнал проведения технического обслуживания и ремонта», который находится у эксплуатирующей организации.

## 11 Экономическая часть

В экономической части дипломного проекта будет проведен сравнительный анализ Автоматических газоперекачивающих станций: АГРС «Саратов 30 М» и АГРС «Голубое пламя 30», которые имеют разные технические показатели и разную стоимость оборудования.

Для сравнения проанализируем единовременные затраты на приобретение оборудования для АГРС и затраты на их эксплуатацию.

В единовременные включаются капитальные затраты:

- на строительство станции;
- на монтаж.

Эксплуатационные затраты состоят из:

- заработной платы обслуживающего персонала;
- страховые взносы;
- амортизацию оборудования;
- плату за электроэнергию.

### 11.1 Расчет затрат на приобретение оборудования для АГРС «Саратов 30 М» и ее эксплуатацию

Таблица 10 – Техническая характеристика АГРС «Саратов 30 М»

Параметры	Значения
Давление газа на входе, МПа	1,2–7,5
Производительность при $P_{вх} = 3,5$ МПа и $P_{вых} = 0,6$ МПа, м <sup>3</sup> /ч	30 000
Давление газа на выходе:	
I ступень	0,3–1,2
II ступень на собственные нужды, МПа	0,002–0,005
Количество выходов, шт	2
Диаметр вход/ выход, мм	150/250
Общая потребляемая мощность, кВт	5
Температура газа на входе, °С	от -10 до +60

Технические характеристики АГРС «Саратов 30 М» взяты с сайта [http://ooozaslou.ru/ctanciya\\_gazoraspredelit](http://ooozaslou.ru/ctanciya_gazoraspredelit).

Рассчитаем единовременные капитальные вложения на приобретение оборудования для АГРС «Саратов 30 М», для этого необходимое оборудование сведем в таблицу 11. Цены на оборудование АГРС предоставила компания ООО «Заслон».

Таблица 11 – Единовременные капитальные вложения на строительство АГРС «Саратов 30 М»

Оборудование	Наименование	Цена без НДС, руб
Узел очистки газа	СГ 2 4,0-1200	800 000
Узел подогрева газа	ГМП-ПГА-300	4 000 000
Узел одоризации газа	БО-300	4 000 000
Узел учета газа	СуперФлоу	4 000 000
Блок-контейнер главной технологической схемы	7100x3000x3000 мм	1 500 000
Блок-контейнер КИПиА с операторной	7100x3000x3000 мм	3 000 000
Емкость дренажная	V=2,0 м <sup>3</sup>	80 000
Сосуд для одоранта	V=2,0 м <sup>3</sup>	60 000
Блок переключений неотапливаемый	7100x3000x3000 мм	4 000 000
<b>Итого по оборудованию:</b>		<b>21 440 000</b>

Рассчитаем затраты на проведение монтажных работ по формуле (29)

$$C_{т-ть монтажа} = C_{т-ть АГРС} \cdot 0,2, \quad (29)$$

$$C_{т-ть монтажа} = 21440000 \cdot 0,2 = 4288000 \text{ руб.}$$

Сведем единовременные капитальные вложения в таблицу 12.

Таблица 12 – Единовременные капитальные вложения

Показатели	Цена без НДС, руб.
Стоимость оборудования	21 440 000
Стоимость монтажа	4 288 000
<b>Итого:</b>	<b>25 728 000</b>

Рассчитаем годовые эксплуатационные затраты на содержание АГРС «Саратов 30 М». Они включают в себя:

- 1 Заработную плату обслуживающего персонала;
- 2 Страховые взносы;
- 3 Амортизационные отчисления оборудования;
- 4 Плату за электроэнергию.

Рассчитаем годовой фонд оплаты труда обслуживающего персонала в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет заработной платы обслуживающего персонала АГРС

Категория персонала	Кол-во	Зарплата за вахту (28 рабочих дней), руб	Районный коэффициент, руб	Северная надбавка, руб	Фонд ЗП (годовой), руб
Старший оператор	1	60 000	30 000	30 000	1 440 000
Оператор	1	45 000	22 500	22 500	1 080 000
<b>Итого:</b>	2				2 520 000

Расчет месячной заработной платы производится по формуле

$$\Phi ЗП = ЗП + ЗП_{рк} + ЗП_{си} \quad (30)$$

где  $ЗП$  – заработная плата за месяц, руб;  
 $ЗП_{рк}$  – районный коэффициент,  $ЗП_{рк} = 50\%$  ;  
 $ЗП_{си}$  – северная надбавка,  $ЗП_{си} = 50\%$  .

Для расчета заработной платы за год необходимо рассчитать месячную заработную плату и умножить ее на 12. Расчет месячной заработной платы производится по формуле (30).

Заработная плата за год старшего оператора:

$$\Phi ЗП_{со} = (60000 + 30000 + 30000) \cdot 12 = 1440000 \text{ руб} .$$

Заработная плата за год оператора:

$$\Phi ЗП_{о} = (45000 + 22500 + 22500) \cdot 12 = 1080000 \text{ руб} .$$

Тогда общий фонд заработной платы найдем по формуле

$$\Phi ЗП_{общ} = \Phi ЗП_{со} + \Phi ЗП_{о} , \quad (31)$$

где  $\Phi ЗП_{со}$  – заработная плата за год старшего оператора;  
 $\Phi ЗП_{о}$  – заработная плата за год оператора.

Определим общий фонд заработной платы по формуле (30)

$$\Phi ЗП_{общ} = 1440000 + 1080000 = 2520000 \text{ руб} .$$

Базой для расчета страховых взносов является фонд заработной платы.

Ставка для расчета налога составляет 30 %, в том числе 22 % – в пенсионный фонд; 2,9 % – в фонд социального страхования; 5,1 % – в фонд обязательного медицинского страхования.

Страховые взносы определим по формуле

$$\text{Страховые взносы} = \text{ФЗП}_{\text{общ}} \cdot 30\% , \quad (32)$$

где  $\text{ФЗП}_{\text{общ}}$  – то же, что и в формуле (31).

$$\text{Страховые взносы} = 2520000 \cdot 30\% = 756000 \text{ руб.}$$

Рассчитаем взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

База для расчета взноса – фонд заработной платы. Ставка взноса зависит от класса профессионального риска предприятия. Обслуживание автоматически газоперекачивающих станций относится к 8 классу профессионального риска. Ставка взноса 0,9%.

Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний определяются по формуле

$$\text{Страховые взносы от несчаст. случаев} = \text{ФЗП}_{\text{общ}} \cdot 0,9\% , \quad (33)$$

где  $\text{ФЗП}_{\text{общ}}$  – то же, что и в формуле (28).

$$\text{Страховые взносы от несчаст. случаев} = 2520000 \cdot 0,9\% = 226800 \text{ руб.}$$

Рассчитаем амортизацию оборудования, используемого на АГРС «Саратов 30 М».

Для расчета амортизационных отчислений необходимо помнить, что к амортизируемому имуществу относятся основные средства со сроком службы более 12 месяцев и стоимостью более 40 000 руб. По остальным основным средствам амортизация не начисляется, они в полном объеме списываются на издержки производства.

Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается линейным методом по формуле

$$AO = \frac{C_{oc} \cdot H_a}{100} , \quad (34)$$

где  $C_{oc}$  – первоначальная стоимость основного средства, руб;

$H_a$  – годовая норма амортизационных отчислений, %.

Годовая норма амортизационных отчислений определяется по формуле

$$H_a = \frac{100}{\text{срок службы}} . \quad (35)$$



Результаты расчетов сведем в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчет амортизационных отчислений на оборудование АГРС «Саратов 30 М»

Виды основных средств	Кол.	Стоимость ед. без НДС, руб.	Срок эксплуатации, год	Годовая норма амортизации, %	Общая сумма амортизационных отчислений за период проведения работ, руб.
Узел очистки газа	1	800 000	5	20	160 000
Узел подогрева газа	1	4 000 000	20	5	200 000
Узел одоризации газа	1	4 000 000	20	5	200 000
Узел учета газа	1	4 000 000	20	5	200 000
Блок-контейнер главной технологической схемы	1	1 500 000	30	3,3	49 500
Блок-контейнер КИПиА с операторной	1	3 000 000	10	10	300 000
Емкость дренажная	1	80 000	15	6,67	5 333
Сосуд для одоранта	1	60 000	15	6,66	4 000
Блок переключений неотапливаемый	1	4 000 000	10	10	400 000
<b>Итого:</b>		21 440 000			1 518 833

Расчет затрат за электроэнергию, рассчитывается по формуле

$$P_{э/э} = T_{э/э} \cdot (Q_{ел.л} \cdot 6 + Q_{ол.з} \cdot 6), \quad (36)$$

где  $T_{э/э}$  – тариф за электроэнергию составляет 2,44 руб./кВт · ч;  
 $Q_{ел.л}$  – потребление электроэнергии в весенне-летний период (с 1 апреля по 30 сентября), составляет 5840 кВт · ч;

$Q_{ол.з}$  – среднее потребление электроэнергии в осенне-зимний период (с 1 октября по 31 марта), составляет 7520 кВт · ч.

Тариф взят с сайта <http://www.energoconsultant.ru>.

Определим затраты на электроэнергию по формуле (36)

$$P_{э/э} = 2,44 \cdot (5840 \cdot 6 + 7520 \cdot 6) = 195590,4 \text{ руб.}$$

Все эксплуатационные затраты сводятся в таблицу 15.

Таблица 15 – Эксплуатационные затраты АГРС «Саратов 30 М»

Показатель	Сумма, руб.
Электричество	195 590,4
Заработная плата	2 520 000
Страховые взносы	756 000

Окончание таблицы 15

Показатель	Сумма, руб.
Взнос на страхование	226 800
Амортизация	1 518 833
<b>Итого:</b>	<b>5 217 233,4</b>

Затраты на эксплуатацию АГРС «Саратов 30 М» составляют 5 217 233,4 руб.

### 11.2 Расчет затрат на приобретение оборудования для АГРС «Голубое пламя 30» и ее эксплуатацию

Технические показатели АГРС «Голубое пламя 30» приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Техническая характеристика АГРС «Голубое пламя 30»

Параметры	Значения
Давление газа на входе, МПа	5.5
Производительность при $P_{вх} = 3,5$ МПа и $P_{вых} = 0,6$ МПа, м <sup>3</sup> /ч	30000
Давление газа на выходе:	
I ступень	0,6-1,2
II ступень на собственные нужды, МПа	0,002–0,005
Количество выходов, шт	2
Диаметр вход/ выход, мм	150/250
Общая потребляемая мощность, кВт	5
Температура газа на входе, °С	от -10 до +60

Технические характеристики АГРС «Голубое пламя 30» взяты с сайта: <http://ngosar.ru/gazovoe-oborudovanie/agrs/agrs30>.

Рассчитаем единовременные капитальные вложения на приобретение оборудования для АГРС «Голубое пламя 30», для этого необходимое оборудование сведем в таблицу 17. Цены на оборудование АГРС «Голубое пламя 30» предоставила компания ООО «Завод Нефтегазоборудование».

Таблица 17 – Единовременные капитальные вложения на строительство АГРС «Голубое пламя 30»

Оборудование	Наименование	Цена без НДС, руб
Узел очистки газа	ПЦТ-01	4 000 000
Узел подогрева газа	БПГ-30	6 000 000
Узел одоризации газа	БАОГ-50	4 000 000
Узел учета газа	ШУУРГ-160	3 000 000
Блок-контейнер главной технологической схемы	4000x3000x3000 мм	2 000 000
Блок-контейнер КИПиА с операторной	7100x3000x3000 мм	6 000 000
Емкость дренажная	V=1,5 м <sup>3</sup>	60 000
Сосуд для одоранта	V=1,0 м <sup>3</sup>	40 000

Окончание таблицы 17

Оборудование	Наименование	Цена без НДС, руб
Блок переключений не отапливаемый	6000х3000х2900 мм	4 000 000
<b>Итого:</b>		29 100 000

Рассчитаем затраты на проведение монтажных работ по формуле (29)

$$Ст - ть монтажа = 29100000 \cdot 0,2 = 5820000 \text{ руб.}$$

Сведем единовременные капитальные вложения в таблицу 18.

Таблица 18 – Единовременные капитальные вложения на строительство АГРС «Голубое пламя 30»

Показатели	Цена без НДС, руб.
Стоимость оборудования	29 100 000
Стоимость монтажа	5 820 000
<b>Итого:</b>	34 920 000

Рассчитаем годовые эксплуатационные затраты на содержание АГРС «Голубое пламя 30». Они включают в себя:

- 1 Заработную плату обслуживающего персонала;
- 2 Страховые взносы;
- 3 Амортизационные отчисления оборудования;
- 4 Плату за электроэнергию.

Рассчитаем годовой фонд оплаты труда обслуживающего персонала в таблице.

Таблица 19 – Расчет заработной платы обслуживающего персонала АГРС

Категория персонала	Кол-во	Зарплата за вахту (28 рабочих дней), руб	Районный коэффициент, руб	Северная надбавка, руб	Фонд ЗП (годовой), руб
Старший оператор	1	60 000	30 000	30 000	1 440 000
Оператор	1	45 000	22 500	22 500	1 080 000
<b>Итого:</b>	2				2 520 000

Расчет месячной заработной платы производится по формуле (30). Заработная плата за год старшего оператора:

$$\Phi ЗП_{co} = (60000 + 30000 + 30000) \cdot 12 = 1440000 \text{ руб.}$$

Заработная плата за год оператора:

$$\Phi ЗП_o = (45000 + 22500 + 22500) \cdot 12 = 1080000 \text{ руб.}$$

Определим общий фонд заработной платы по формуле (28)

$$\Phi ЗП_{\text{общ}} = 1440000 + 1080000 = 2520000 \text{ руб.}$$

Базой для расчета страховых взносов является фонд заработной платы.

Ставка для расчета налога составляет 30 %, в том числе 22 % - в пенсионный фонд; 2,9 % - в фонд социального страхования; 5,1 % - в фонд обязательного медицинского страхования.

Страховые взносы определим по формуле (32)

$$\text{Страховые взносы} = 2520000 \cdot 30\% = 756000 \text{ руб.}$$

Рассчитаем взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

База для расчета взноса – фонд заработной платы. Ставка взноса зависит от класса профессионального риска предприятия. Обслуживание автоматически газоперекачивающих станций относится к 8 классу профессионального риска. Ставка взноса 0,9 %. Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний определяются по формуле (33)

$$\text{Страховые взносы от несчастн. случаев} = 2520000 \cdot 0,9\% = 226800 \text{ руб.}$$

Рассчитаем амортизацию оборудования, используемого на АГРС «Голубое пламя 30».

Для расчета амортизационных отчислений необходимо помнить, что к амортизируемому имуществу относятся основные средства со сроком службы более 12 месяцев и стоимостью более 40 000 руб. По остальным основным средствам амортизация не начисляется, они в полном объеме списываются на издержки производства.

Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается линейным методом по формуле (34). Годовая норма амортизационных отчислений определяется по формуле (35).

Результаты расчетов сведем в таблицу 20.

Таблица 20 – Расчет амортизационных отчислений на оборудование АГРС «Голубое пламя 30»

Виды основных средств	Кол.	Стоимость ед. без НДС, руб.	Срок эксплуатации, год	Годовая норма амортизации, %	Общая сумма амортизационных отчислений за период проведения работ, руб.
Узел очистки газа	1	4 000 000	5	20	800 000
Узел подогрева газа	1	6 000 000	20	5	300 000
Узел одоризации газа	1	4 000 000	20	5	200 000
Узел учета газа	1	3 000 000	15	6,6	200 000
Блок-контейнер главной технологической схемы	1	2 000 000	30	3,3	66 667
Блок-контейнер КИПиА операторной	1	6 000 000	20	5	300 000
Емкость дренажная	1	60 000	10	10	6 000
Сосуд для одоранта	1	40 000	10	10	4 000
Блок переключений не отапливаемый	1	4 000 000	10	10	400 000
<b>Итого:</b>		29 100 000			2 276 667

Расчет затрат за электроэнергию, рассчитывается по формуле (36). Тариф за электроэнергию составляет 2,44 руб./кВт·ч. Тариф взят с сайта <http://www.energoconsultant.ru>.

$$P_{э/э} = 2,44 \cdot (6140 \cdot 6 + 8230 \cdot 6) = 210376,8 \text{ руб.}$$

Все эксплуатационные затраты сводятся в таблицу 21.

Таблица 21 – Эксплуатационные затраты АГРС «Голубое пламя 30»

Показатель	Сумма, руб.
Электроэнергия	210 376,8
Заработная плата	2 520 000
Страховые взносы	756 000
Взнос на страхование	226 800
Амортизация	2 276 667
<b>Итого:</b>	5 989 843,8

Затраты на эксплуатацию АГРС «Голубое пламя 30» составляют 5 989 843,8 руб.

### 11.3 Сравнение затрат на приобретение оборудования и эксплуатацию АГРС «Саратов 30 М» и АГРС «Голубое пламя 30»

Сравним основные технические параметры анализируемых АГРС в таблице 22.

Таблица 22 – Сравнение технических параметров сравниваемых АГРС

Технические параметры	АГРС «Саратов 30 М»	АГРС «Голубое пламя 30»
Давление газа на входе, МПа	1,2–7,4	1,5-5,5
Максимальная пропускная способность, м <sup>3</sup> /ч	30 000	30 000
Минимальная пропускная способность, м <sup>3</sup> /ч	1000	1100
Давление газа на выходе:		
I ступень	0,3–1,2	0,6-1,2
II ступень на собственные нужды, МПа	0,002–0,005	0,002–0,005
Количество выходов, шт	2	2
Диаметр вход/ выход, мм	150/250	150/250
Общая потребляемая мощность, кВт	5	5
Температура газа на входе, °С	от -10 до +60	от -1 до +60
Допустимая сейсмичность района установки станции	8	7
Установленный ресурс до капитального ремонта, не менее, ч	200 000	175 000

Из таблицы (22) сравнение технических параметров АГРС можно сделать вывод что АГРС «Саратов 30 М» превосходит АГРС «Голубое пламя 30» в давлении газа на входе и выходе из АГРС, и установленный ресурс до капитального ремонта у АГРС «Саратов 30 М» больше чем у АГРС «Голубое пламя 30» на 25000 ч работы.

Сравним единовременные затраты на приобретение оборудования для строительства анализируемых АГРС в таблице

Таблица 23 – Сравнение единовременных затрат на приобретение оборудования для сравниваемых АГРС

Показатель	АГРС «Саратов 30 М»	АГРС «Голубое пламя 30»
Затраты на приобретение оборудования, руб	21 440 000	29 100 000
Затраты на монтаж оборудования, руб	4 288 000	5 820 000
<b>Итого:</b>	<b>25 728 000</b>	<b>34 920 000</b>

Из таблицы 23 видно, что затраты на приобретения оборудования и его монтаж дешевле у АГРС «Саратов 30 М».

Для наглядности отразим результаты сравнения единовременных затрат на рисунке 5.

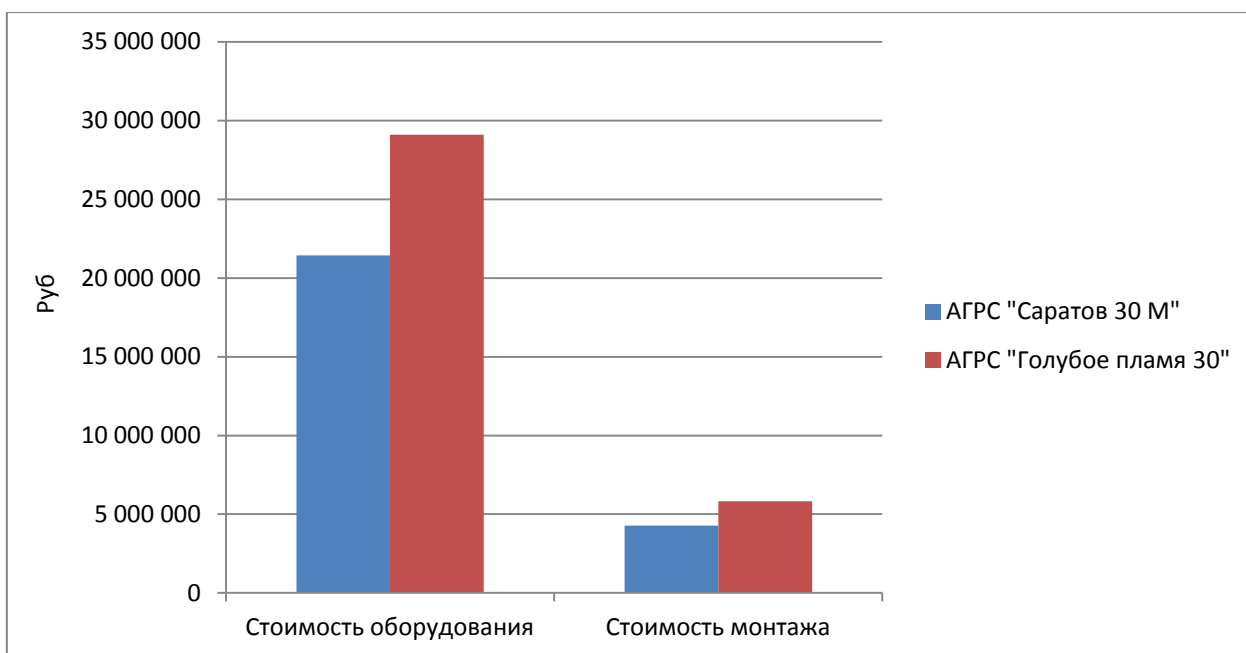


Рисунок 5 – Сравнение единовременных затрат на приобретение оборудование и его монтаж АГРС «Саратов 30 М» и у АГРС «Голубое пламя 30»

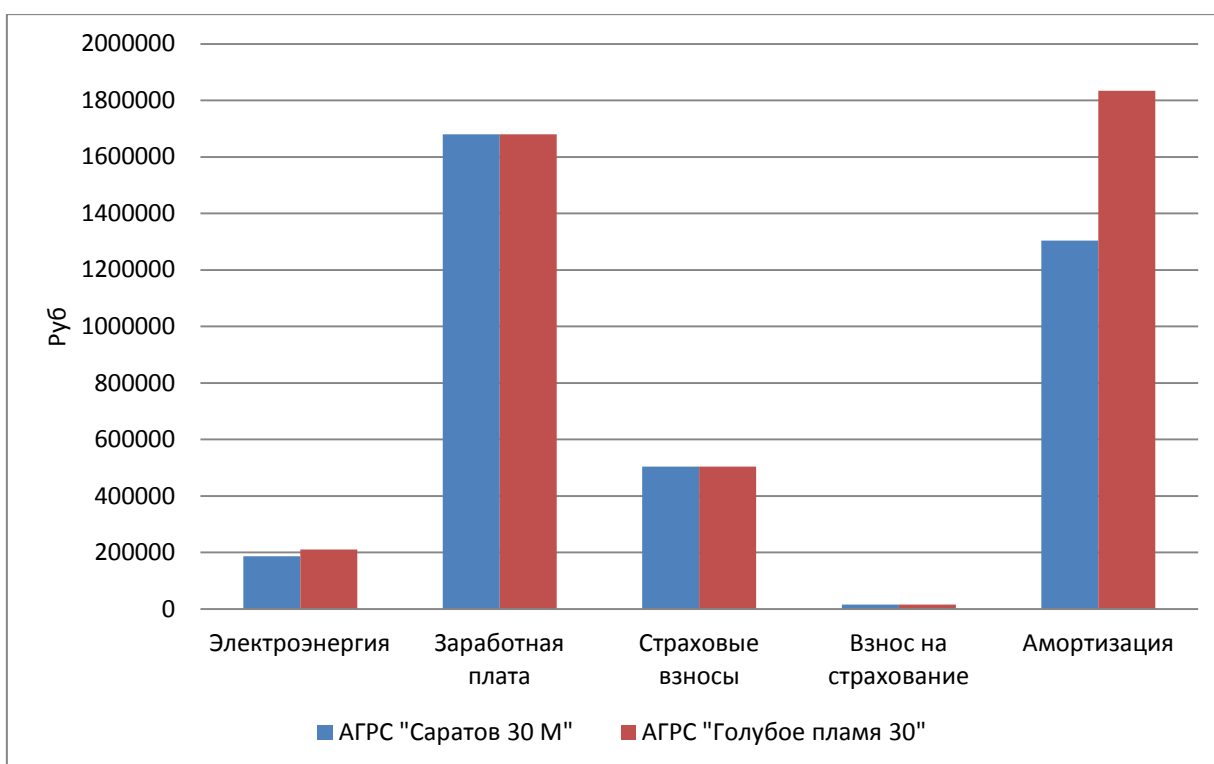


Рисунок 6 - Сравнение эксплуатационных затрат за год обслуживания АГРС «Саратов 30 М» и у АГРС «Голубое пламя 30»

Таким образом, в результате анализа сравниваемых АГРС можно сделать вывод, что строительство и эксплуатация АГРС «Саратов 30 М» при прочих равных условиях будет экономически более выгодно, чем АГРС «Голубое пламя 30», так как АГРС «Саратов 30 М» имеет меньшую стоимость [31].

## **12 Безопасность и экологичность**

Одной из главных задач эффективного функционирования газотранспортной системы России является обеспечение надежной и безопасной эксплуатации газораспределительных станций: своевременное предупреждение аварий и ЧС, меры по сохранению окружающей среды, соблюдение правил безопасности и охраны труда и т.д.

Поэтому проблема охраны природы и рациональное использование природных ресурсов на нефтяных и газовых месторождениях страны приобретают особую актуальность [11].

### **12.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов**

Газораспределительная станция располагается в Ханты-Мансийском районе в 5 км от г. Ханты-Мансийск на левобережье р. Обь.

Рабочее место оператора технологических установок расположено в операторной, и на открытой производственной площадке на территории ГРС.

На рабочем месте оператор ТУ может быть подвержен воздействию опасных и вредных факторов:

- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенная загазованность воздуха рабочей зоны;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- пожаро- и взрывоопасность.

По основному виду экономической деятельности установлен ХХХ класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4 % к начисленной оплате труда.

Основными аварийными и чрезвычайными ситуациями при выполнении работ являются:

- взрыв газозооной смеси;
- выброс газа без возгорания;
- выброс газа с возгоранием.

Причинами аварийных ситуаций чаще всего являются:

- нарушения правил ведения газоопасных и огневых работ;
- неисправность отопительных приборов;
- разряды статического электричества и грозовые разряды;
- нарушение требований пожарной безопасности при эксплуатации (ремонте) водогрейных отопительных котлов;



- нарушения требований пожарной безопасности при эксплуатации технологического оборудования;
- неисправность и нарушение правил эксплуатации электрооборудования, электросетей [16].

Любые аварийные ситуации при работе с природным газом носят крайне опасный характер. Компоненты газа ядовиты для человека, а сам газ до одоризации не имеет запаха, что увеличивает риск отравления при выбросах газа без возгорания. Наиболее опасная ситуация – взрыв газовой смеси, к которому может привести нарушение технологического процесса, изношенность оборудования или человеческий фактор, так как взрыв газа носит разрушительный характер, повреждая здания, оборудование, травмируя людей.

Вредное влияние аварий на окружающую среду связано с увеличением содержания опасных компонентов в атмосфере из-за выбросов газа и повышения содержания диоксида углерода при горении [11].

## **12.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Проектируемый объект располагается в Ханты-Мансийском АО в районе города Ханты-Мансийск, в зоне сильно заболоченной тайги.

Климат местности резко континентальный, характеризуется быстрой сменой погодных условий особенно в переходные периоды – от осени к зиме и от весны к лету, а также в течение суток. Зима длинная морозная с сильными ветрами и высокой влажностью, длится около 8 месяцев, абсолютная минимальная температура воздуха холодного периода года достигает минус 47 °С.

Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца 82 %. Лето короткое и прохладное. Абсолютная максимальная температура воздуха + 34 °С, средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца 70 %. Среднегодовая температура воздуха минус 3,8 °С.

Оборудование работает в круглосуточном режиме, кроме плановых остановок для технического обслуживания. Агрегаты располагаются в специальных индивидуальных помещениях. Выполняемые работы энергозатратны, также много энергии тратится на обогрев жилых и производственных помещений.

Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды производственные помещения станции оснащены системами отопления, работающими от котельной.

В производственных помещениях установлены два типа вентиляции: приточно-вытяжная и аварийная. Выбор приточно-вытяжной вентиляции обоснован тем, что персонал находится в помещении только во время плановых осмотров оборудования или ремонта. Аварийная вентиляция обладает более мощными вентиляторами и необходима для ликвидации возможных выбросов газа.

Поскольку район размещения станции находится в зоне Крайнего Севера, зимой преобладают крайне низкие температуры воздуха, поэтому необходимо предусмотреть перерывы в работе персонала для обогрева, а также оборудовать места обогрева для сотрудников.

### **12.3 Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования**

При выполнении работ средней тяжести с категорией энергозатрат Па – Пб объем производственных помещений на одного работающего должен составлять не менее 25 м<sup>3</sup>.

На ГРС площадь помещения операторной составляет 40 м<sup>2</sup>, высота – 3 м. Ширина основных проходов внутри цехов и участков 1,8 м, ширина проездов – 3 м. Ширина выходов из помещений 1,5 м, высота – 2,5 м.

Оборудование станции ГРС размещается в блок-боксах, защищающих от воздействия атмосферных осадков, солнечной радиации и несанкционированного доступа. Внутренняя компоновка блок-боксов обеспечивает беспрепятственный доступ ко всем узлам и деталям блока для обеспечения возможности проведения ревизии или ремонтных работ. Конструкция блок-боксов обеспечивает снижение уровня шума до допустимых 80 дБА на расстоянии 1 м от стен и на высоте 1,5 м.

Характеристика санитарно-гигиенических условий труда в операторной ГРС:

- температура воздуха в холодный период года 21 – 23 °С, в теплый период года 22 – 24 °С; относительная влажность воздуха 40 – 60 %; скорость движения воздуха 0,1 м/с; подача воздуха с встроенных вентиляционных систем 30 м<sup>3</sup>/чел.;

- уровень вибрации на рабочем месте составляет 40 дБ, что не превышает предельно допустимые значения 70 дБ;

- уровень шума на рабочем месте составляет 50 дБА, что не превышает предельно допустимые значения шума 65 дБА [12].

Для освещения внутри отсеков с категорией, В1-а применяются взрывозащищенные светильники 36 Вт, для уличного освещения – ВЗГ-200.

Напряжение сети освещения – 220 В, напряжение ламп – 220 В, напряжение переносных светильников – 12 В.

Групповые сети во взрывоопасных помещениях выполнены кабелем ВВГ, уложенным в кабель – каналы.

Управление освещением – местное с отдельными выключателями. Заземление электрооборудования выполнено в соответствии с требованиями ПУЭ.

Для нормальной работы персонала в производственных помещениях МН освещенность должна быть не менее 30 лк. Общее освещение территории осуществляется прожекторами с газоразрядными лампами высокого давления, установленными на прожекторных мачтах [10].

Различные переходы, задвижки, краны должны иметь освещение не менее 2 лк.

Для переносного освещения во взрывопожароопасных зонах должны применяться только взрывобезопасные аккумуляторные фонари.

Для оператора технологических установок предусмотрены санитарно-бытовые помещения: для приема пищи, для оказания медицинской помощи, комнаты для отдыха и психологической разгрузки; а также выдача спецодежды, спецобуви, средств индивидуальной защиты (СИЗ): костюм хлопчатобумажный; плащ брезентовый; ботинки кожаные; рукавицы; каска; очки защитные; противогаз; наушники.

Зимой дополнительно выдаются: куртка и брюки хлопчатобумажные утепленные; теплая обувь; теплые перчатки; шапка-ушанка; нательный костюм; специальные крема, мази.

## 12.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

В таблице 24 представлены ПДК и классы опасности некоторых веществ, входящих в состав газа, участвующих в технологических процессах хранения и транспортировки.

Таблица 24 – Характеристики углеводородов

Наименование веществ	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Метан	300	4
Пропан	300	4
Бутан	300	4
Метанол	5	3
Окислы азота	5	2
Серная кислота	1	2
Этан	10	3
Пентан	300	4
Азот	200	3

Человек, находящийся в среде с небольшим содержанием природного газа или паров сжиженного газа в воздухе, испытывает кислородное голодание, а при значительных концентрациях может погибнуть от удушья. Сжиженные углеводородные газы действуют на организм наркотически, попадая на тело человека, вызывают обмороживание, напоминающее ожог.

Для контроля воздушной среды за содержанием вредных веществ необходимо использовать экспрессный метод химического анализа с помощью переносного универсального газоанализатора.

Проектируемое помещение ГРС относится к категории В-1А, поэтому предусмотрена система автоматического контроля загазованности, обеспечивающая включение внешнего сигнального маяка, расположенного на здании ГРС, выдачу аварийного сигнала на пульт управления в операторную и включение аварийной вытяжной вентиляции.

Для персонала предусмотрены следующие защитные меры:

- у каждого сотрудника, привлекаемого к газоопасным работам должен быть личный противогаз;

- применение средств дегазации, активных и пассивных средств взрывозащиты;

- контроль за содержанием вредных веществ в воздухе рабочей зоны;

- проведение предварительных и периодических медицинских осмотров лиц, имеющих контакт с вредными веществами.

Здания и сооружения защищены от прямых ударов молнии, вторичных проявлений молнии и заноса высоких потенциалов через наземные и подземные металлические коммуникации.

Электрооборудование, эксплуатируемое на магистральных нефтепроводах, должно быть изготовлено во взрывозащищенном исполнении. Степень защиты электрооборудования на АГРС Ip55.

Напряжение для переносных светильников во взрывозащищенном исполнении должно быть не более 12 В.

Отбор проб проводится через специальные вентили с помощью герметизированных пробоотборников. В холодное время года необходимо постоянно следить за работой электрообогрева.

Все нетоковедущие металлические части электрооборудования, технологического оборудования, а также строительных металлоконструкций должно быть заземлены.

Все пусковые электрические устройства должны быть оборудованы кожухами, и места их установки ограждены.

Металлические части машин и механизмов с электроприводами, должны быть заземлены.

Производство огневых работ допускается только по специальному письменному разрешению.

Для защиты от разрядов статического электричества должно быть обеспечено:

- предотвращение накопления зарядов на металлическом оборудовании;

- ослабление генерирования зарядов на твердых телах и в жидкостях;

- устранение взрывоопасной смеси горючих веществ с воздухом в местах образования и накопления зарядов;

- предотвращение накопления зарядов на поверхности твердых и жидких диэлектриков;

- нейтрализация зарядов на поверхности твердых и жидких диэлектриков в процессах их возникновения или накопления.

Температура воздуха в помещениях ГРС должна быть не ниже плюс 5 °С.

Кратность воздухообмена принимается в соответствии с действующими нормами:

- в помещении редуцирования и в помещении с приборами, стравливающими газ, в 3 раза;

- в одоризационной – в 10 раз;

- в щитовой, операторной и других помещениях с нормальной средой не

нормируется.

При естественной вентиляции кратность воздухообмена обеспечивается за счет притока воздуха через жалюзийные решетки в нижних филенках дверей и вытяжки через дефлекторы.

Площадки для обслуживания оборудования, КИПиА, переходные мостики расположенные в помещениях на высоте более 0,75 м от уровня пола и лестницы, ведущие к ним, должны иметь нескользкие настилы, сплошную обшивку понизу на высоту 100 – 150 мм, ограждения (перила) высотой не менее 1 м.

Площадки обслуживания, лестницы и элементы их конструкций должны быть выполнены в соответствии с нормативными требованиями.

Полы во всех помещениях должны быть ровными и не иметь выступов. Все углубления в полу (колодцы, приямки, каналы) должны перекрываться снимающимися плитами из несгораемого материала необходимой прочности с нескользкой (рифленой) поверхностью, или ограждаться перилами высотой не менее 1 м, с зашивкой понизу высотой не менее 150 мм.

## **12.5 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности**

Газораспределительная станция относится к взрывопожароопасным производствам категории «А». Производства, относящиеся к данной категории, связаны с применением, транспортированием или получением горючих газов, нижний предел воспламенения которых составляет 10 % и менее по отношению к объему воздуха, жидкостей с температурой вспышки паров до 28 градусов при условии, что указанные газы могут образовывать взрывоопасные смеси.

Наиболее характерными причинами пожаров на ГРС являются:

- нарушения правил ведения газоопасных и огневых работ;
- нарушения требований пожаробезопасности при эксплуатации технологического оборудования и систем (загазованность, пиррофорные отложения, конденсат);
- неисправность отопительных приборов;
- неисправность и нарушение правил эксплуатации электрооборудования, электросетей;
- разряды статического электричества и грозовые разряды;
- нарушение требований пожарной безопасности при эксплуатации (ремонте) водогрейных отопительных котлов;
- несоблюдение правил пожарной безопасности обслуживающим персоналом;
- самовозгорание горючих веществ.

В таблице 25 для составляющих газа приведены значения нижнего и верхнего концентрационного предела (НКПР и ВКПР) и предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК).

Таблица 25 – Характеристики горючих веществ

Наименование вещества	Диапазон взрываемости				ПДВК	
	По объему (%)		По массе (мг/м <sup>3</sup> )		% об.	Мг/м <sup>3</sup>
	НКПР	ВКПР	НКПР	ВКПР		
Метан	5	15,7	33000	104000	0,25	1650
Этан	2,9	15	36000	186000	0,15	1800
Пропан	2,2	9,5	38000	164000	0,11	1900
Бутан	1,8	9,1	45000	227500	0,09	2250
Окись азота	12,5	75	74000	444000	0,63	3700

Все помещения ГРС должны быть оснащены средствами пожаротушения, в том числе противопожарным инвентарем и первичными средствами пожаротушения: огнетушители, специальные не горящие ткани (кошма, абестовые полотна) и пожарные щиты.

На площадке ГРС предусмотрена организация автоматической системы пожарной сигнализации. Здания, сооружения и другие объекты ГРС подлежат защите автоматическими установками пожаротушения (АУПТ) и автоматическими установками пожарной сигнализации (АУПС).

Блок ГРС и блок электроснабжения линейных потребителей являются изделиями полной заводской готовности, оборудуются датчиками пожарной сигнализации и ручными извещателями у выходов.

Согласно классификации по взрыво- и пожароопасности на дверях (воротах) здания, помещений, сооружений должны быть установлены металлические знаки с надписями соответствующей классификации [16].

## **12.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях**

Для исключения аварийных и чрезвычайных ситуаций на ГРС проводят:

- проверки состояния трубопроводов, их элементов и деталей, назначают периодические ревизии;
- гидравлические испытания на прочность давлением воды;
- ультразвуковой контроль толщины стенки труб и деталей трубопровода;
- контроль состояния сварных швов (визуальный, магнитографический, радиографический метод), рентгеноконтроль, капиллярный контроль.

Для ГРС разработан план ликвидации возможных аварий (инструкции (карты) по действию персонала в аварийных ситуациях), который пересматривается один раз в год.

При возникновении загорания (пожара) производственный персонал обязан:

- немедленно сообщить в пожарную часть;
- немедленно перекрыть доступ газа к месту горения;
- приступить к тушению пожара имеющимися средствами;
- сообщить руководству линейного производственного управления

магистральных газопроводов (ЛПУМГ), диспетчеру;

- отключить вытяжную вентиляцию до прекращения огня.

Для оперативной ликвидации аварий в начальной стадии следует принять все меры с привлечением людей и использованием имеющихся средств, для сообщений о ходе ликвидации аварии с диспетчером ЛПУМГ должна поддерживаться постоянная связь.

При невозможности ликвидации аварийной ситуации собственными силами оператор ГРС должен немедленно сообщить об этом диспетчеру ЛПУМГ и принять меры по отключению и стравливаю газа из системы, оборудования и газопроводов.

## 12.7 Экологичность проекта

При эксплуатации ГРС, допускаются выбросы природного газа (включающие одорант, если газ поступает одорированным), величина которых зависит от состава и типа установленного технологического оборудования. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух на ГРС представлен в таблице 26.

Таблица 26 – Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух на ГРС

Название вещества	ПДК
Метан	50 мг/м <sup>3</sup>
Одорант - СПМ	5·10 <sup>5</sup> мг/м <sup>3</sup>
Диоксид азота	0,2 мг/м <sup>3</sup>
Оксид азота	0,4 мг/м <sup>3</sup>
Диоксид серы	0,5 мг/м <sup>3</sup>
Оксид углерода	5 мг/м <sup>3</sup>

К мероприятиям по снижению вредных выбросов относят:

- применение фильтров;
- применение горелок, для полного сгорания топлива.

Основным загрязнителем сточных вод является метанол. Очистку сточных вод осуществляют на очистных сооружениях.

Очистку хозяйственных бытовых отходов осуществляют биологическим методом. Для очистки вод от метанола используют только микробиологический метод.

На территории КС предусматриваются следующие места хранения токсичных отходов:

- дренажные емкости;
- площадка для сбора твердых бытовых отходов [19].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была спроектирована автоматическая газораспределительная станция, расположенная вблизи г. Ханты-Мансийска и предназначенная для поставки газа населению и предприятиям.

В ходе работы определены виды строительных и монтажных работ, описаны устройство и работа оборудования, входящего в состав АГРС.

Разработана правильная организация труда на предприятии, которая значительно повысит производительность и сведет к минимуму возможность получения производственных травм.

Произведен анализ опасных и вредных производственных факторов в период проектирования АГРС. В результате проектирования были выбраны основные мероприятия по охране окружающей среды в процессе эксплуатации АГРС.

В дипломном проекте сделано технико-экономическое сравнение двух идентичных АГРС разных производителей, в котором были рассчитаны стоимость оборудования АГРС, затрат на строительство и эксплуатации АГРС.

Подводя итог можно сказать, что газификация города позволит не только повысить эффективность теплоснабжения города Ханты-Мансийска, но и существенно улучшить экологическую обстановку за счет закрытия мазутных и угольных котельных. Замена твердого топлива и тяжелого мазута газом дает возможность повысить эффективность обжига и практически исключить выбросы золы. При сгорании твердого топлива образуется высокодисперсный шлак, поэтому использование газообразного топлива ведет к снижению выбросов взвешенных частиц и позволяет отказаться от дорогих и энергоемких процессов пылеудаления. Также при переходе на газ становится возможным внедрение систем автоматического контроля, что способствует экономии топлива, уменьшению количества брака в обжиге и, как следствие, к снижению удельной энергоемкости процесса.



## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АГРС – автоматическая газораспределительная станция;  
ГРС – газораспределительная станция;  
БКЭС – блок-контейнер электроснабжения;  
БКУ – блочно-комплектные устройства;  
СМЛ – стекло-магниевый лист;  
ПОС – проект организации строительства;  
РДУК – регулятор давления универсальный Казанцева;  
РДУ – регулятор давления газа универсальный;  
ГРП – газорегуляторный пункт;  
ГРУ – газорегуляторная установка;  
БРГ – блок редуцирования газа;  
ПЗК – предохранительный запорный клапан;  
ПСБ – предохранительный сбросной клапан;  
СНиП – Строительные нормы и правила;  
ГОСТ – государственный стандарт;  
ПУЭ – правила устройства электроустановок;  
ЛПУМГ – линейно-производственное управление магистральных газопроводов;  
ПОС – проект организации строительства;  
ППР – проект производства работ.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 ГОСТ Р 21.1101 Основные требования к проектной и рабочей документации СНиП 2.05.06-85\* Магистральные трубопроводы.
- 2 СНиП III-42-80\* Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ.
- 3 СТО «Газпром» 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных трубопроводов.
- 4 ВРД 39-1.10-069-2002 Положение по технической эксплуатации ГРС МГ; СТО 2-2.1-249-2008 Магистральные газопроводы; Правила устройства электроустановок ПУЭ.
- 5 СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения и фундаменты».
- 6 СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. – Введ. 01.09.2001. – Москва, 2001.
- 7 СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве»/
- 8 СТО Газпром 2-4.1-212-2008 «Общие технические требования к трубопроводной арматуре, поставляемой на объекты ОАО «Газпром».
- 9 СНиП 23-01-99\* Строительная климатология. – Введ. 01.01.2000. – Москва, 2003.
- 10 СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. – Введ. 01.01.1996. – Москва, 2003.
- 11 Учебно-методическое пособие к разделу диплома по БЖД. Мусияченко Е.В..
- 12 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1989. – Москва, 1988.
- 13 Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов ВВРД 39-1.10-069-2002.
- 14 СНиП II-90-81. Производственные здания промышленных предприятий .
- 15 ВСН 64-86 Методические указания по установке сигнализаторов и газоанализаторов контроля дозрывоопасных и предельно допустимых концентраций химических веществ в воздухе производственных помещений. – Введ. 01.07.1986. – Москва: Минхимпром, 1986.
- 16 РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных газонефтепроводах. – Введ. 20.02.2002. – Москва, 200.1
- 17 Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности ВППБ 01-04-98.
- 18 ГОСТ 23120-78 «Лестницы маршевые, площадки и ограждения стальные. Технические условия».
- 19 Инструкция по расчету и нормированию выбросов ГРС (АГРС, ГРП), ГИС Сто Газпром 2-1.19-058-2006.
- 20 ГОСТ 14254-96 степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код ip.)
- 21 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.566-96.
- 22 Каталог шумовых характеристик газотранспортного оборудования Сто

Газпром 2-3.5-041-2005.

23 Строительные нормы и правила производственные здания СНиП 2.09.02-85\*.

24 Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1985

25 Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. 13 ноября 2009 г.

26 Гольянов А.И. Газовые сети и газохранилища. – Уфа: Монография, 2004. – 303 с.

27 Голик В.Г. Газоснабжение населенного пункта: Учебное пособие. – Саратов, 1995. – 68с.

28 Ионин А.А. Газоснабжение. – М.: Стройиздат, 1989. – 439 с.

29 Земенков Ю.Д. Газовые сети и газохранилища: Учебное пособие. – Тюмень: Вектор Бук, 2004. – 208 с.

30 Скафтымов Н.А. Основы газоснабжения. Для студентов вузов и техникумов. Л.: Недра, 1975. -343с.

31 Тернигорьева Л.М., Олейник Н.И. Методические указания по выполнению организационно-экономической части дипломного проекта для студентов очной и заочной форм обучения специальности «Проектирование, сооружение и эксплуатации газонефтепроводов и газонефтехранилищ». – Тюмень.:1989.