Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Инженерно-строительный
Институт

Инженерных систем зданий и сооружений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.И. Матюшенко
подпись инициалы, фамилия
«____» _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»
код и наименование направления

Расчет наполнительной станции и газоснабжения жилого района и АО “ЭКО”
тема

Руководитель _____ доцент, к. т. н А.И. Авласевич
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ М. А. Давыдова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ А. И. Авласевич
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Расчет наполнительной станции и газоснабжения жилого района и АО “ЭКО”» выполнена на 61 страниц, 5 листов графического материала, 8 таблиц, 12 использованных источников.

ГОДОВОЕ ГАЗОВОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ, ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНАЯ СТАНЦИЯ, ЧИСЛО ГАЗОВЫХ БАЛЛОНОВ, ГРУППОВАЯ РЕЗЕРВУАРНАЯ УСТАНОВКА, ВНУТРИДОМОВОЙ ГАЗОПРОВОД, ВНУТРИКВАРТАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД, ВНУТРИКОТЕЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД.

Объектом разработки является жилой район с населением 65232 жителей.

Цель работы: Разработать проект газоснабжения населения, коммунально -бытовых и промышленных потребителей района сжиженным газом.

В ходе проделанной работы была рассчитана годовая потребность в газе жилого микрорайона с помощью удельных норм потребления газа. Произведен расчет газонаполнительной станции, резервуарного парка ГНС. Определено количество автотранспорта необходимого для поставки газа населению и снабжения коммунально-бытовых объектов. Произведен гидравлический расчет систем газоснабжения, также произведен расчет групповых резервуарных установок с искусственным и естественным испарением. Рассчитан внутридомовой, внутриквартальный и внутрикотельный газопровод и подобраны необходимые диаметры труб для прокладки. Установлены два котла и горелки в котельной. Произведен гидравлический расчет котельной.

Спроектированы аксонометрические схема внутридомового, схема внутриквартального газопроводов, а также газонаполнительная станция. Показана функциональная схема и групповая резервуарная установка.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 5
1 Расчет численности населения 7
2 Расчет годового потребления газа 8
3 Расчет ГНС 11
3.1 Расчет резервуаров и эстакады 12
3.2 Расчет отделения наполнения баллонов 13
3.3 Расчет предохранительно-запорных клапанов 15
3.4 Расчет насосно-компрессорного отделения 17
3.5 Расчет количества автотранспорта 20
4 Расчет групповых резервуарных установок сжиженного углеводородного газа 23
4.1 Расчет резервуарной установки с естественным испарением 24
4.2 Расчет резервуарной установки с искусственным испарением 26
5 Расчет внутридомового газопровода 29
6 Расчет внутриквартального газопровода 33
7 Расчет внутреннего газового оборудования котельной 36
7.1 Расчет внутрикотельного газопровода 36
7.2 Общее описание котла КСВа-1,0 38
7.3 Горелка ГБ-1,2 40
7.4 Расчет ГРУ для котельной 42
7.5 Описание малогабаритного с промежуточным теплоносителем испарителя 43
8 Технология возведения инженерных систем 44
8.1 Монтаж систем внутреннего газоснабжения 44
8.1.1 Подготовительные работы 44
8.1.2 Монтажные работы 44
8.1.3 Испытание внутреннего газопровода 45
8.2 Монтаж подземного газопровода 46
8.2.1 Подготовительные работы 46
8.2.2 Земляные работы 46
8.2.3 Сборка и сварка труб в звенья 47
8.3 Монтаж трубопроводов 47

8.4 Предварительное испытание газопровода 48
8.5 Монтаж резервуаров 48
8.6 Изоляция трубопровода 49
8.7 Благоустройство трассы 50
8.8 Окончательное испытание газопровода 50
8.9 Определение объема земляных работ 51
8.10 Выбор комплекта машин и механизмов 56
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 59
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ 60
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 61

ВВЕДЕНИЕ

Базой для широкого развития газовой промышленности являются значительные запасы природного газа. Газ - ценное промышленное сырье. Для газоснабжения городов и промышленных предприятий используют естественные (природные) и сжиженные углеводородные газы. Газ в больших количествах применяется в хозяйстве в качестве топлива в промышленности и в быту, а также и как сырье для химической промышленности. В металлургии и промышленности используется также для отопления прокатных, кузнечных, термических и плавильных печей и сушил.

Основой сжиженных углеводородных газов являются предельные углеводороды, содержащие три или четыре атома углерода: пропан и бутан. Также могут присутствовать малые концентрации других углеводородов.

СУГ в основном получают из нефтяных попутных газов.

При атмосферных условиях сжиженные газы находятся в газообразном состоянии, а при повышении давления или при снижении температуры превращаются в жидкое состояние, при котором их удобно транспортировать и хранить, но используются у потребителей в газовой фазе.

Смесь пропана и бутана в газообразном состоянии хорошо перемешивается воздухов, что гарантирует ее равномерное горение и полное сгорание. Соотношение долей пропана и бутана плавающее. Это связано с тем что бутан и пропан имеют разные температуры испарения при нормальном давлении. Бутан при температурах до -0,5 °С, пропан до -42°С.

Хранятся сжиженные углеводородные газы в резервуарах в состоянии насыщения, транспортируются в железнодорожных и автомобильных цистернах.

Основными свойства сжиженных углеводородных газов:

- низкая плотность и вязкость;
- высокий коэффициент теплового расширения;
- хранение и транспортировка производится в закрытых сосудах под определенным давлением;
- сжиженные углеводородные газы относятся к низкокипящим жидкостям;
- при естественном испарении смеси пропана и бутана их пары имеют переменный состав, хотя при искусственном испарении он однороден;
- малы значение нижней границы взрываемости (1,5-9,5);
- СУГ тяжелее воздуха;

Базой снабжения является газонаполнительные станции (ГНС), где происходит прием, хранение, наполнение баллонов и цистерн автомобильных газовозов, а также ремонт и восстановление баллонов.

Газонаполнительные станции располагают вне населенных пунктов на установленных нормативными документами расстояниях от зданий, сооружений и коммуникаций. Территория ГНС в обязательном порядке должна быть огорожена и разделяется на две основные зоны: рабочую, включающую

главную эстакаду, хранилище, насосно-компрессорный и испарительный участки, цех наполнения баллонов, колонки для наполнения автоцистерн и вспомогательную, с административно-хозяйственными помещениями, гаражом и резервуаром хранения противопожарного запаса воды.

Район Сибири и Дальнего Востока в основном газифицированы на сжиженном газе. Создана широкая сеть ГНС, групповых установок сжиженного газа, промежуточных складов баллонов и газонаполнительных пунктов. Сжиженный газ в основном используется на коммунально-бытовые нужды населения, часть газа используется на предприятиях коммунального хозяйства, прачечных.

1 Расчет численности населения

Согласно [1], для того чтобы определить газопотребление необходимо знать численность населения района, которая рассчитывается по формуле

$$N = m \cdot F, \tag{1.1}$$

где m – плотность населения, m = 450 чел/га;

F – площадь квартала, га.

Расчет численности населения сводим в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Расчет численности населения

№ квартала	Площадь квартала, га	Плотность населения, чел/га	Количество проживающих, чел
1	5,38	450	2421
2	5,38		2421
3	5,38		2421
4	5,38		2421
5	6,38		2871
6	8,36		3762
7	9,02		4059
8	4,92		2214
9	8,36		3762
10	2,64		1188
11	2,64		1188
12	2,64		1188
13	7,22		3249
14	9,68		4356
15	11,68		5256
16	4,92		2214
17	4,92		2214
18	4,34		1953
19	1,56		702
20	1,56		702
21	11,48		5166
22	4,92		2214
23	11,48		5166
24	4,72		2124
			Итого: 65232

2 Расчет годового потребления газа

Расчет годового газопотребления производят по нормам на конец расчетного периода с учетом перспективы развития городских потребителей газа. Продолжительность расчетного периода устанавливают на основании плана перспективного развития населенного пункта.

Все виды городского потребления газа можно сгруппировать следующим образом:

1) бытовое потребление;
2) потребление в коммунальных и общественных предприятиях;
3) потребление на отопление и вентиляцию зданий;
4) промышленное потребление.

Потребление газа на отопление и вентиляцию зданий, а также промышленное потребление в балансе, составленном для сжиженного газа, обычно отсутствуют.

Расчет расхода газа на бытовые, коммунальные и общественные нужды представляет собой сложную задачу, так как количество газа, расходуемого этими потребителями, зависят от множества факторов: газооборудования, благоустройства и населенности квартир, газооборудования городских учреждениями и предприятиями, охвата потребителей централизованным горячим водоснабжением и от климатических условий. Большинство приведенных факторов не поддается точному учету, поэтому потребление газа рассчитывают по средним нормам, разработанным в результате многолетнего опыта.

Определяем количество жителей, чел, использующих газ для приготовления пищи, по формуле

$$n_x = x \cdot N, \tag{2.1}$$

где x – доля квартир, имеющих газовую плиту, равная 0,85;

N – количество жителей, чел, таблица 1.1.

Количество жителей, чел, использующих газ на горячее водоснабжение, рассчитываем по формуле

$$n_y = y \cdot N, \tag{2.2}$$

где y – доля квартир, с горячим водоснабжением от газовых водонагревателей, равна 0,8;

N – то же, что и в (2.1).

Определяем низшую массовую теплоту сгорания, кДж/кг, по формуле

$$Q_{Н}^{Р} = К_{ПР} \cdot Q_{Н(ПР)}^{Р} + К_{БУТ} \cdot Q_{Н(БУТ)}^{Р}, \quad (2.3)$$

где $К_{ПР}$ и $К_{БУТ}$ – доля пропана и бутана, $К_{ПР}$ = 0,80, $К_{БУТ}$ = 0,20;

$Q_{Р(ПР)}^{Н}$ и $Q_{Р(БУТ)}^{Н}$ – низшая теплота сгорания, кДж/кг, для жидкой фазы $Q_{Р(ПР)}^{Н}$ = 46300 кДж/кг, $Q_{Р(БУТ)}^{Н}$ = 47330 кДж/кг.

$$Q_{Н}^{Р} = 0{,}80 \cdot 46300 + 0{,}20 \cdot 47330 = 46{,}506 \text{ кДж/кг.}$$

Определяем низшую теплоту сгорания газовой фазы, кДж/м^3, по формуле

$$Q_{Н}^{Р} = К_{ПР} \cdot Q_{Н(ПР)}^{Р} + К_{БУТ} \cdot Q_{Н(БУТ)}^{Р}, \quad (2.4)$$

где $К_{ПР}$ и $К_{БУТ}$ – то же, что и в (2.3);

$Q_{Р(ПР)}^{Н}$ и $Q_{Р(БУТ)}^{Н}$ – низшая теплота сгорания, кДж/м^3, для газовой фазы $Q_{Р(ПР)}^{Н} = 91140$ кДж/м^3, $Q_{Р(БУТ)}^{Н} = 118530$ кДж/м^3.

$$Q_{Н}^{Р} = 0{,}80 \cdot 91140 + 0{,}20 \cdot 118530 + 95248{,}5 = 96618 \text{ кДж/м}^3.$$

Плотность газовой фазы, кг/м^3, рассчитывается по формуле

$$\rho_{г} = К_{ПР} \cdot \rho_{ПР}^{Г} + К_{БУТ} \cdot \rho_{БУТ}^{Г}, \quad (2.5)$$

где $К_{ПР}$ и $К_{БУТ}$ – то же, что и в (2.3);

$\rho_{ПР}^{Г}$ и $\rho_{БУТ}^{Г}$ – плотность газовой фазы пропана и бутана, кг/м^3, $\rho_{ПР}^{Г}$ = 1,872 кг/м^3, $\rho_{БУТ}^{Г}$ = 2,519 кг/м^3.

$$\rho = 0{,}80 \cdot 1{,}872 + 0{,}20 \cdot 2{,}519 = 2 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность жидкой фазы, кг/м^3, рассчитывается по формуле

$$\rho_{ж} = К_{ПР} \cdot \rho_{ПР}^{ж} + К_{БУТ} \cdot \rho_{БУТ}^{ж}, \quad (2.6)$$

где $К_{ПР}$ и $К_{БУТ}$ – то же, что и в (2,3);

$\rho_{ПР}^{ж}$ и $\rho_{БУТ}^{ж}$ – плотность газовой фазы пропана и бутана, кг/м^3,

$\rho_{ПР}^{ж}$ = 528 кг/м^3, $\rho_{БУТ}^{ж}$ = 601 кг/м^3.

$$\rho = 0,80 \cdot 528 + 0,20 \cdot 601 = 542,6 \text{ кг/м}^3.$$

По нормам расходов согласно [1] ведем расчет годового газопотребления, учитывая резерв мощности ГНС в размере 20%.

Расчет газопотребления жилым районом сводим в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расчет потребления газа жилым районом

Назначение расходуемого газа	Количество потребителей	Норма расхода на человека			Расход газа	
		кДж	м^3	кг	м^3	кг
При наличии газовой плиты и газового водонагревателя	55447	7300000	157,0	75,6	4189328,7	8703491,2
При наличии только газовой плиты	3262	2540000	54,6	26,3	85744,5	178137,5
Суммарное количество газа					4275073,2	8881628,7
Суммарное количество газа с учетом резерва					5130088	10657954

3 Расчет ГНС

Газонаполнительные станции (ГНС) являются основными производственными единицами в системе снабжения сжиженным газом населения и коммунально-бытовых потребителей.

Газ на ГНС поставляются трубопроводами, железнодорожными и автомобильными транспортами. Для снабжения потребителей используют автомобильные цистерны, баллоны различного объема. Современные ГНС обеспечены сливными железнодорожными эстакадами, базой хранения с резервуарами для сжиженных газов, производственной и вспомогательной зоной.

Производственная зона включает:

- участок приема со сливными устройствами;
- участок хранения сжиженных газов;
- насосно-компрессорный участок;
- участок сливного, наполнительного оборудования, испарителей и смесителей;
- склад пустых и заправленных баллонов;
- колонки наполнения цистерн - газовозов.

Вспомогательная зона включает:

- гараж для автотранспорта;
- газозаправочные колонки;
- вспомогательные и служебные участки по ремонту оборудования, баллонов и их освидетельствования;
- напорная башня и резервуар для противопожарного запаса воды;
- сооружения водоснабжения и канализации.

На ГНС сжиженных газов осуществляются следующие операции:

1) прием от поставщиков;
2) слив в хранилища;
3) хранение в наземных и подземных резервуарах, баллонах и т.п.;
4) слив из баллонов неиспарившихся остатков и слив газа из неисправных сосудов;
5) разлив газа в баллоны, передвижные резервуары, автоцистерны;
6) приём пустых и выдача наполненных баллонов;
7) транспортировка газа в баллонах и внутренней трубопроводной сети;
8) ремонт и переосвидетельствование баллонов и резервуаров ГНС;
9) технологическое обслуживание и ремонт оборудования ГНС;
10) транспортировка газа потребителям в баллонах и автоцистернах;
11) заправка автомашин, работающих на сжиженном газе;
12) регазификация сжиженных газов;
13) смешение паров сжиженных газов с воздухом или низкокалорийными газами;
14) подача паров сжиженных газов, газовоздушных смесей в городские системы распределения газа.

При технической эксплуатации оборудования, трубопроводов, зданий и сооружений ГНС должны осуществляться технические обслуживания, плановые ремонты, аварийно-восстановительные работы и техническое обслуживание освидетельствование резервуаров, автоцистерн и баллонов.

Проектирование газонаполнительных станций должно осуществляться в соответствии с требованиями [8] и Госгазтехнадзора, т.к. ГНС являются объектами повышенной опасности.

3.1 Расчет резервуаров и эстакады

Для хранения сжиженных газов на ГНС используют горизонтальные цилиндрические резервуары вместимостью 25, 50, 75, 100, 125, 150, 175 и 200 м^3, устанавливаемые над землей и под землей, изготовленные из стали марки 16ГС с температурой стенки не выше +15С˚ и не ниже -40С˚ и рабочим давлением 1,8 МПа. В верхней части резервуара вырезаны отверстия для установки муфт и штуцеров различного назначения. В комплект поставки входят: резервуар с опорами без арматуры; ответные фланцы к штуцерам; прокладки и лапки (в случае установки на железобетонные опоры); металлические опоры. Каждый резервуар оборудован лазовым и световым люком и имеет не менее 2 предохранительных клапанов.

Расчет объема резервуарного парка производится исходя из того, что запас объема газа рассчитывается на 5 суток и расстояние до поставщика менее 500км.

Общий объем хранения газа на ГНС, м^3, рассчитывается по формуле

$$V = \frac{Q_{год} \cdot n}{365 \cdot k \cdot \rho_{ж}}, \tag{3.1}$$

где $Q_{год}$ – годовое потребление газа, кг, таблица 2.1;

n – принятый запас хранения, n = 5 сут;

k – коэффициент наполнения, для подземного размещения равен 0,9;

$\rho_{ж}$ – плотность жидкой фазы газа, кг/м^3, по (2.6).

$$V = \frac{10657954 \cdot 5}{365 \cdot 0{,}9 \cdot 542{,}6} = 303{,}1 \text{ м}^3.$$

Необходимое количество резервуаров, шт, при единичном объеме одного резервуара 150 м^3, рассчитывается по формуле

$$m = \frac{V}{V_p}, \tag{3.2}$$

где V – общий объем газа, м^3, по (3.1);

V_p – единичный объем принятого к установке резервуара, м^3.

$$m = \frac{303{,}1}{150} = 2 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке 2 резервуара с единичным объемом 150 м^3.

Эстакада представляет собой металлические или ж/б сооружения высотой 5м и длинной до 180 м. В зависимости от количества сливно-наливных устройств, каждое с двумя патрубками для жидкой фазы и одним для паровой, с отключающей аппаратурой и резинотканевыми шлангами для присоединения к вентилям железнодорожных систем. Под ними прокладывают коллекторы жидкой и паровой фаз сжиженного газа, соединенных с трубопроводами станции.

Количество сливно-наливных устройств принимается из условия обеспечения суточного слива или налива, исходя из месячного грузооборота и грузоподъемности цистерн, и рассчитывается по формуле

$$N = \frac{Q_{\max}}{360 \cdot G}, \tag{3.3}$$

где $Q_{\max}$ – максимальный месячный грузооборот, т, таблица 2.1;

G – грузоподъемность одной цистерны, G = 32,1 т.

$$N = \frac{10658}{360 \cdot 32{,}1} = 1 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке 1 сливно-наливное устройство.

3.2 Расчет отделения наполнения баллонов

Отделение наполнения баллонов на ГНС является одним из самых важных. Оно имеет раздаточные посты, предназначенные для наполнения баллонов сжиженным газом доставляемым из резервуаров. Данные посты могут быть ручными, полуавтоматическими и автоматическими, выбор использования того или иного типа зависит от количества заполняемых баллонов в смену. При наполнении до 200-500 баллонов используют ручные или полуавтоматически посты, все что свыше 500 баллонов в смену следует переходить на автоматическую разливку.

В отделении наполнения баллонов на ГНС осуществляется не только наполнение баллонов, но и слив из баллонов неиспарившихся остатков, контроль герметичности баллонов, наполнение баллонов газом, контроль степени наполнения баллонов. Наполнение баллонов состоит из двух операций: собственно, само наполнение баллонов и контроля количества, залитого в баллон сжиженного газа.

Различают весовой и объемный методы наполнения баллонов сжиженным газом, так как количество заполняемого в баллон газа можно оценить взвешиванием или измерением объема жидкости.

Наполнение баллонов ручным либо полуавтоматическим способом осуществляется на специальной рампе, вдоль которой вмонтированы весовые установки. Пустые баллоны устанавливаются на весовые установки. При помощи струбцины (или наполнительных головок) к штуцеру баллона прикрепляется шланг от наполнительной рампы. Взвесив баллон, движок рейки весов устанавливают на цифру, указывающую массу баллона плюс массу допустимого количества газа, затем пускают газ. Отсоединив струбцину, после наполнения баллона необходимо проверить массу баллона и убедиться в отсутствии утечки газа через клапан. Сняв баллон с весов, заглушают штуцер запорного устройства баллона и, открыв вентиль или клапан на баллоне, проверяют его герметичность. Убедившись в исправности, вентиль или клапан закрывают.

Наполнению подлежат баллоны емкостью 5, 12, 27, 50 и 80 л.

Количество баллонов, шт, заполняемых в течение суток, рассчитывается по формуле

$$n = \frac{G_{сут}}{g}, \qquad (3.4)$$

где $G_{сут}$ – максимальное потребление газа, т/сут;

g – вес газа в одном 50 л. баллоне, равный 0,021т.

Максимальное потребление газа, т/сут, рассчитывается по формуле

$$G_{сут} = \frac{Q_{год} \cdot k}{365}, \qquad (3.5)$$

где $Q_{год}$ – годовое потребление газа, т, таблица 2.1;

k – реализация газа через газобаллонные установки, k = 0,1.

$$G_{сут} = \frac{10658 \cdot 0{,}1}{365} = 2{,}92 \text{ т/сут.}$$

$$n = \frac{2{,}92}{0{,}021} = 139 \text{ шт.}$$

Количество баллонов, подлежащих заполнению в течение суток, составляет 139 шт.

3.3 Расчет предохранительно-запорных клапанов

Запорно-сбросные клапаны такие как ППК4, ППК4Р используют для того чтобы не было повышение давления в резервуарах выше допустимых значений.

ПЗК обеспечивают безопасную эксплуатацию оборудований в условиях повышенного давления газа. Клапаны автоматически закрываются после сброса необходимого количества газа. Из-за множества ситуаций повышения давления установка ПЗК на резервуарах является обязательным. Например:

1) нагрев при случае пожара или солнечными лучами;

2) увеличение объема жидкости в случае переполнения при повышении температуры жидкости или отсутствии парового пространства;

3) наполнение сжиженным газом, имеющим упругость паров компонентов более высокую, чем та, на которую рассчитан резервуар;

4) подача жидкой фазы насосом при переполненном резервуаре и т.д.

ПЗК следует подбирать с такой пропускной способностью чтобы в случае пожара обеспечило полное прохождение образующегося пара, имеющий избыточное давление, так как на наибольшую опасность представляет, нагрев резервуара открытым огнем при пожаре.

Пружинные ПЗК имеют более точное регулирование, простую конструкцию, небольшие размеры и простое исполнение чем рычажные.

К ним предъявляются следующие требования:

1) клапан должен безотказно срабатывать при достижении предельного давления;

2) в открытом положении клапан должен пропускать среду в таком количестве, чтобы дальнейшее повышение давления было невозможным;

3) при снижении давления до значения немного ниже рабочего клапан должен закрыться;

4) в закрытом состоянии после многократных срабатываний клапан должен сохранять герметичность.

В резервуарах должны устанавливаться клапаны, которые должны срабатывать при повышении давления не более чем на 15% от рабочего. При обосновании допускается повышение давления до $1{,}25P_р$.

Необходимую площадь проходного сечения клапана, мм^2, в соответствии с правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, рассчитывают по формуле

$$F_c = \frac{G}{15{,}9 \cdot a \cdot B \cdot ((P_1 - P_2) \cdot \rho_1)^{1/2}}, \qquad (3.6)$$

где G – максимально возможная пропускная способность клапана, кг/ч;

a – коэффициент расхода газа клапаном, равный 0,6;

B – коэффициент учитывающий расширение среды;

P_1 – максимальное избыточное давление газа перед клапаном, равное 2,3 Мпа;

P_2 – избыточное давление за клапаном, равное 0 МПа;

ρ_1 – плотность газа при P_1 и t_1, кг/м^3.

Плотность газа при P_1 и t_1, кг/м^3, рассчитывается по формуле

$$\rho_1 = \frac{\rho_н \cdot P_1 \cdot T_н}{T_1 \cdot P_н \cdot z}, \tag{3.7}$$

где $\rho_н$, $T_н$, $P_н$ – плотность, температура, давление газа при нормальных условиях, кг/м^3, $\rho_н$ = 2,29 кг/м^3, $T_н$ = 273 К, $P_н$ = 10332 кг/м^2;

T_1, P_1 – температура и давление в рабочих условиях, T_1 = 333 К, P_1 = 23000 кг/м^2;

z – коэффициент сжимаемости реального газа, z = 0,9.

$$\rho_1 = \frac{2{,}29 \cdot 23000 \cdot 273}{333 \cdot 10332 \cdot 0{,}9} = 4{,}64 \text{ кг/м}^3.$$

Максимальная производительность резервуара, кг/ч, определяется по формуле

$$G = \frac{k \cdot F \cdot (t_в - t_ж)}{q}, \tag{3.8}$$

где k – коэффициент теплопередачи от окружающего горячего воздуха через стенку неизолированного резервуара к жидкости равный 23,2 Вт/м^{2}ч°С;

F – наружная поверхность резервуара, для резервуара ПС-100 F = 148 м^2;

$t_в$ – температура окружающей среды равная 550 ˚С;

$t_ж$ – температура кипения жидкости при абсолютном давлении ее в резервуаре равная 60 ˚С;

q – скрытая теплота испарения при $t_ж$ q = 295,48 кДж/кг = 1241 ккал/кг = =1439,5 Вт/кг.

$$G = \frac{23{,}2 \cdot 148 \cdot (550 - 60)}{1439{,}5} = 1168{,}8 \text{ кг/ч}.$$

Пропускную способность, кг/ч, по эмпирической формуле из правил устройства сосудов рассчитывают по формуле

$$G = 1000 \cdot D \cdot \left(Z + \frac{D}{2} \right), \tag{3.9}$$

где D – диаметр резервуара, м, для ПЕ-100 D=3м;

Z – длина резервуара, м, для ПЕ-100 Z=14,718м.

$$G = 1000 \cdot 3 \cdot \left(14{,}718 + \frac{3}{2}\right) = 48654 \text{ кг/ч.}$$

$$F_c = \frac{48654}{15{,}9 \cdot 0{,}6 \cdot 0{,}72 \cdot ((2{,}3 - 0) \cdot 4{,}64)^{1/2}} = 2167{,}4 \text{ мм}^2.$$

Диаметр клапана, мм, вычисляют по формуле

$$d = \left(\frac{4 \cdot F_c}{\pi}\right)^{1/2}, \qquad (3.10)$$

где F_c – необходимая площадь проходного сечения клапана, мм^2, по (3.6).

$$d = \left(\frac{4 \cdot 2167{,}4}{3{,}14}\right)^{1/2} = 52{,}53 \text{ мм.}$$

По [2] подбираем клапан предохранительный полноподъемный марки ППК4-40, $D_у$ = 100 мм с пружиной № 117 и пределами регулирования 1,8-2,8 МПа.

3.4 Расчет насосно-компрессорного отделения

В зависимости от количества и перемещение сжиженных газов по системам сливных и наливных трубопроводов подбирается насосно-компрессорное оборудование.

При выборе насосов учитывают особенность перекачки сжиженного газа, заключающуюся в том, что он, обладая высокой упругостью паров, при незначительном понижении давления начинает испаряться. Вследствие этого всасывающем патрубке необходимо поддерживать давление выше упругости паров сжиженных газов при максимальной температуре жидкости, а конструкции сальниковых уплотнений должны быть повышенной надежности.

Количество и тип насосов подбирается исходя из максимального расхода на ж/д цистерны и баллоны во время сливных и наливных операций.

Компрессоры подбираются с учетом их назначение по отбору паров сжиженного газа из заполняемого резервуара и нагнетанию их в паровое пространство опорожняемого резервуара или же ж/д цистерн. В связи с этим происходит выдавливание жидкой фазы для подачи ее к насосам или при работе без них.

Расчётным или опытным путем определяется количество компрессоров и их подачи.

Для определения подачи компрессора расчетным путем за основу принимают условие: нагнетаемые пары сжиженного газа имеют повышенную

температуру и, соприкасаясь с холодной поверхностью, подогревают верхний слой жидкости, способствуя ее испарению и дополнительному повышению давления в испаряемом резервуаре.

Подачу компрессора, кг/ч, для слива 3 железнодорожных цистерн объемом 51 м^3 при D=2,6 м, Z=10,8 м, диаметр сливных трубопроводов d_T =100 мм, приведенная длина трубопровода l_T = 250 м, время слива τ = 2 ч, λ = 0,02, и плотностью смеси 539 кг/м^3, определяем по формуле

$$G_ч = \frac{k_1 \cdot F \cdot \Delta P}{r \cdot \tau^{1/2}}, \qquad (3.11)$$

где k_1 – коэффициент условий охлаждений, равный 40;

F – поверхность зеркала конденсации, м^2, рассчитывается по формуле

$$F = D \cdot Z, \qquad (3.12)$$

где D – диаметр цистерны, м;

Z – длина цистерны, м.

ΔP – перепад давлений в резервуаре, Па;

r – скрытая теплота преобразования, равная 80 кДж/кг;

τ – время слива, ч.

$F = 2{,}6 \cdot 10{,}8$ = 28,08 м^2.

Скорость движения жидкости в сливном трубопроводе, м/с, рассчитывается по формуле

$$\omega_ж = \frac{V_г \cdot k}{f_T \cdot 3600 \cdot \tau}, \qquad (3.13)$$

где $V_г$ – объем цистерны, м^3;

k – коэффициент наполнения цистерны, 0,8;

f_T – площадь сечения трубопровода, м^2;

τ – время слива, ч.

Площадь сечения трубопровода, м^2, определяем по формуле

$$f_T = \frac{\pi \cdot d_T^2}{4}, \qquad (3.14)$$

где d_T – диаметр трубопровода, м.

$$f_{T} = \frac{3{,}14 \cdot 0{,}1^{2}}{4} = 0{,}0078 \text{ м}^2;$$

$$\omega_{ж} = \frac{3 \cdot 51 \cdot 0{,}8}{0{,}0078 \cdot 3600 \cdot 2} = 2{,}16 \text{ м/с}.$$

Гидравлическое сопротивление сливного трубопровода, Па, определяется по формуле

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{l_{T} \cdot \rho \cdot \omega_{ж}^{2}}{d_{T} \cdot 2}, \qquad (3.15)$$

где λ – коэффициент гидравлического трения;

l_T – длина трубы, м;

ρ – плотность газа, кг/м^3;

ω – скорость движения жидкости в трубопроводе, м/с, по (3.13);

d_T – диаметр трубопровода, м.

$$\Delta P = 0{,}02 \cdot \frac{250 \cdot 542{,}6 \cdot 2{,}16^{2}}{0{,}1 \cdot 2} = 63553 \text{ Па} = 0{,}64 \text{ кгс/см}^2.$$

Исходя из скоростного напора и разности уровней,
принимаем ΔP=2 кгс/см^2.

$$G_{ч} = \frac{40 \cdot 28 \cdot 2}{80 \cdot 2^{1/2}} = 19{,}85 \text{ кг/ч}.$$

Определим среднюю подачу компрессора за 1ч при $\tau_{ср} = \tau/2 = 1$

$$G_{ч}^{ср} = \frac{40 \cdot 28 \cdot 2}{80 \cdot 1^{1/2}} = 28 \text{ кг/ч}.$$

Определим подачу компрессора за первые 5 минут

$$G_{ч}^{нач} = \frac{40 \cdot 28 \cdot 2}{80 \cdot 0{,}083^{1/2}} = 97{,}5 \text{ кг/ч}.$$

Отсюда принимаем подачу компрессора не более 97,5 кг/ч и не менее 19,85 кг/ч.

К установке принимаем 2 компрессора: АВ-22 с подачей 87,3 кг/ч при давлении всасывания 1,4 МПа с двигателем 7,8 кВт, числом оборотов в минуту 1440 и АВ-22 с подачей 58 кг/ч при давлении всасывания 1,4 МПа с двигателем 5,5 кВт, числом оборотов в минуту 960. Один компрессор с подачей 87,3 кг/ч резервный.

3.5 Расчет количества автотранспорта

Транспортировка сжиженных газов от заводов-поставщиков к потребителям является сложным процессом. Сжиженные газы доставляются в сосудах, работающих под давлением.

Для оперативного газоснабжения населения и коммунально-бытовых объектов ГНС должны быть обеспечены необходимым автотранспортом. Количество подвижного состава зависит от объема газа, подлежащего перевозке и производительности подвижного состава за единицу времени. В качестве подвижного состава для перевозки сжиженного газа, могут быть в виде транспортных и раздаточных автоцистерн, автомобили, оборудованные под перевозку баллонов или обычные.

Автоцистерны — это горизонтальные сосуды в виде цилиндра, в задних днищах которых вварен люк с требуемыми приборами. Они служат для перевозки сжиженных газов с заводов-поставщиков до газораздаточных станций или с газораздаточных станций и кустовых баз крупным потребителям и групповым установкам со сливом их в резервуары. Раздаточные автоцистерны предназначены для доставки сжиженных газов потребителю с разливкой газа в малые сосуды, автомобильные и обычные баллоны. Для перевозки баллонов от газораздаточной станции до каждого потребителя используются грузовые автомобили. Автоцистерны наполняют из специальных колонок.

Необходимое количество автоцистерн рассчитывается по формуле

$$A_{о}^{ч} = \frac{V_{с}}{V_{ч} \cdot n}, \qquad (3.16)$$

где V_c – среднесуточный расход сжиженного газа, м^3;

$V_ч$ – полезный объем, для АЦТ-8-130, 6,2 м^3;

n – число рейсов в сутки, рассчитывается по формуле

$$n = \frac{t}{\frac{2 \cdot l}{c} + 2 \cdot t_1}, \qquad (3.17)$$

где t – время работы в сутки, ч;

l – расстояние от ГНС до потребителя, 5 км;

c – средняя техническая скорость автомобиля, 30 км/ч;

t_1 – время погрузки-разгрузки, 1 ч.

$$n = \frac{8}{\frac{2 \cdot 5}{30} + 2 \cdot 1} = 4 \text{ рейса.}$$

Рассчитываем среднесуточный расход газа, м^3/сут, по формуле

$$V_c = \frac{Q \cdot k}{\rho \cdot 365}, \qquad (3.18)$$

где Q – общий расход газа в год, кг;
ρ – плотность жидкой фазы газа, кг/м^3;
k – доля реализации газа через групповые установки, 0,9.

$$V_c = \frac{10657954 \cdot 0{,}9}{542{,}6 \cdot 365} = 48{,}4 \text{ м}^3\text{/сут;}$$

$$A_o^ч = \frac{48{,}4}{6{,}2 \cdot 4} = 2 \text{ шт.}$$

Количество заправочных колонок определяется по формуле

$$n_k = \frac{G_{сут}}{q \cdot k \cdot r}, \qquad (3.19)$$

где $G_{сут}$ – суточная реализация сжиженного газа, т/сут;
q – расчетная производительность колонки, 5 т/ч;
k – коэффициент использования автотранспорта, 0,65;
r – время работы колонки, 8 ч.

Суточная реализация газа, т, рассчитывается по формуле

$$G_{сут} = \frac{G \cdot k}{365}, \qquad (3.20)$$

где G – общий расход газа, т, таблица 2.1;
k – то же, что и в (3,18).

$$G_{сут} = \frac{10658 \cdot 0{,}9}{365} = 26{,}3 \text{ т;}$$

$$n_k = \frac{26,3}{5 \cdot 0,65 \cdot 8} = 1 \text{ шт.}$$

Принимаем 1 колонку для заправки автоцистерн.

Определяем средний объем перевозок, т, одной машиной типа «клетка» в сутки по формуле

$$q_1 = q \cdot n, \tag{3.21}$$

где q – грузоподъемность одного автомобиля, 0,8 т;

n – число рейсов автомобиля.

$$q_1 = 0,8 \cdot 4 = 3,2 \text{ т.}$$

Определяем необходимый объем перевозок в сутки по формуле

$$q_2 = \frac{Q}{N} \cdot k, \tag{3.22}$$

где Q – количество реализуемого газа в год, т;

N – число рабочих дней в году, 320;

k – коэффициент неравномерности, принимается равным 1,15.

$$q_2 = \frac{10658 \cdot 0,1}{320} \cdot 1,15 = 3,8 \text{ т.}$$

Рассчитываем требуемое число автомобилей типа «клетка», шт, по формуле

$$A_o^ч = \frac{q_2}{q_1}, \tag{3.23}$$

где q_1 – средний объем перевозок одной машиной, т, по (3.21);

q_2 – общий объем перевозок, т, по (3.22).

$$A_o^ч = \frac{3,8}{3,2} = 1 \text{ шт.}$$

Принимаем 1 автомобиль типа «клетка» и 2 автоцистерны.

4 Расчет групповых резервуарных установок сжиженного углеводородного газа

Для хранения сжиженных углеводородных газов непосредственно у потребителя используются стационарные и передвижные резервуары различного объема. Установки газоснабжения с двумя и более резервуарами, предназначенные для снабжения сжиженным газом различных потребителей, называют резервуарными.

Резервуарные установки бывают надземными и подземными. Для газоснабжения предприятий сельскохозяйственного и промышленного производства, как правило, применяют надземные установки, а подземные для газоснабжения промышленных и коммунальных предприятий, отдельных многоэтажных жилых и общественных зданий и их групп, а также объектов сельского хозяйства. Число резервуаров определяется расчетом, но должно быть не менее двух.

В состав резервуарной установки должны входить: резервуары, трубопроводы обвязки резервуаров по жидкой и паровой фазам, запорная арматура, регуляторы давления газа, предохранительные запорные и сбросные клапаны, показывающие манометры, устанавливаемые до регулятора давления, штуцеры с кранами после регулятора регуляторов давления для присоединения контрольного манометра, устройство для контроля уровня сжиженных газов в резервуарах и испарители (в установках с искусственным испарением). Арматура и приборы групповых резервуарных установок должны быть защищены кожухами от атмосферных осадков и повреждений.

Площадки резервуарных установок должны быть ограждены забором высотой не менее 1,6 м из несгораемых материалов. На территории должны быть углекислотные огнетушители, ящик с песком и лопата. Число резервуаров в установке определяется характером потребителей, районом установки резервуаров (север, юг и т.д.), расходом газа и объемом используемых резервуаров. Объем резервуарных установок рассчитываются исходя из двухнедельного запаса газа, для того чтобы обеспечить бесперебойное снабжения населения газом и во избежание перегрузки транспорта. Расчет систем газоснабжения от этих установок с естественным испарением имеет свою специфику, обусловленную процессом теплообмена между грунтом и резервуарами, а также теплопроводность грунта.

Проектирование, строительство и эксплуатация ГРУ производится в соответствии со СП 62.13330.2011, правилами безопасности в газовом хозяйстве Гостехнадзора, правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

4.1 Расчет резервуарной установки с естественным испарением

Схема газоснабжения включает в себя источник газоснабжения (резервуарную установку с естественным испарением), трубопроводы обвязки, распределительные газопроводы и запорно-регулирующую арматуру.

Процесс испарение сжиженного газа в резервуарах происходит за счет передачи тепла от окружающего грунта.

Производительность резервуаров зависит от фракционного состава газа (содержание пропана), температурных условий, в которых находится резервуары, и режима наполнения резервуаров газом по мере его расхода. Надежность и экономичность резервуарных установок в значительной степени зависит от правильности выбора количества резервуаров и точности определения расчетного расхода газа. Расчетным режимом для групповой подземной установки являются зимний и весенний периоды эксплуатации. В это время резервуар работает в зоне грунта с отрицательной температурой.

Требуемое количество резервуаров, шт, в установке определяется по формуле

$$N = \frac{V_p}{V_{рез}}, \tag{4.1}$$

где $V_{рез}$ – производительность одного резервуара, м^3/ч, по [1], для резервуара объемом 5 м^3 $V_{рез}$ =1,9 м^3/ч;

V_p – расчетный расход газа, м^3/ч, при максимально суточном потреблении, рассчитывается по формуле

$$V_p = \frac{n \cdot K_н \cdot q_{год} \cdot K^н_г}{Q^н_р \cdot 365}, \tag{4.2}$$

где n – количество жителей, пользующихся газом от резервуарной установки, чел;

$K_н$ – коэффициент суточной неравномерности потребления газа в течение года, при наличии в квартирах только газовых плит $K_н$ = 1,4;

$q_{год}$ – годовой расход газа на одного человека в тепловых единицах кДж/год, при наличии в квартире газовой плиты и при газоснабжении сжиженным газом $q_{год}$ = 2540000 кДж/год;

$K_г^н$ – показатель часового максимума суточного расхода, принимается по [1], $K_ч^н$= 0,12;

$Q_н^р$ – низшая теплота сгорания газа, кДж/м^3, по (2).

$$V_p = \frac{702 \cdot 1{,}4 \cdot 2540000 \cdot 0{,}12}{96618 \cdot 365} = 8{,}5 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

$$N = \frac{8,5}{1,9} = 5 \text{ шт.}$$

При грунтовом расположении резервуаров на расстоянии друг от друга, равным диаметру резервуара, происходит тепловое взаимодействие между ними. В результате грунт между ними охлаждается, и производительность каждого резервуара в групповой установке уменьшается. Поэтому производительность группы резервуаров не равна сумме производительностей такого же количества отдельно стоящих резервуаров, а зависит от расстояния между ними и их взаимного расположения. Все эти факторы учитываются коэффициентом теплового взаимодействия m. Коэффициент принимается по [1]. Для 7 резервуаров коэффициент равен 0,705.

Производительность групповой установки, м^3/ч, с учетом теплового взаимодействия определяется по формуле

$$V_{уст} = N \cdot V_{рез} \cdot m, \tag{4.3}$$

где N – количество резервуаров, шт, по (4.1);

$V_{рез}$ – то же, что и в (4.1);

m – коэффициент теплового взаимодействия.

$$V_{уст} = 5 \cdot 1,9 \cdot 0,705 = 6,7 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Для обеспечения бесперебойности снабжения запас газа в резервуарах установки должен быть не менее чем на две недели, поэтому следует проверить запас газа, м^3, находящихся в резервуарах установки, который определяется по формуле

$$V_{зап} = N \cdot V_{геом} \cdot h \cdot V_{см}, \tag{4.4}$$

где N – количество резервуаров, шт, по (4.1);

$V_{геом}$ – геометрическая емкость резервуаров, м^3;

h – количество газа, которое может быть отобрано из резервуара между очередными заправками. Начальный уровень заполнения 85%, остаточный 25 – 35%.

$$h = 0,85 - (0,25 \ldots 0,35) \tag{4.5}$$

$V_{см}$ – объем паров, который образуется при сжигании 1м^3 газа. При сжигании пропана образуется 269 м^3 пара, а при испарении 1 м^3 бутана 235 м^3 пара.

Объем паров, м^3, определяется по формуле

$$V_{см} = \sum x_i \cdot V_i, \quad (4.6)$$

где x_i – содержание компонентов жидкой фазы в смеси;

V_i – объем компонентов при испарении, м^3.

$$V_{см} = 0,8 \cdot 269 + 0,2 \cdot 235 = 262,2 \text{м}^3.$$

h = 0,85 – 0,3=0,55.

$$V_{зап} = 5 \cdot 5 \cdot 0,55 \cdot 262,2 = 3605,25 \text{ м}^3.$$

Число суток между заправками рассчитывается по формуле

$$Z = \frac{V_{зап}}{V_{сут}}, \quad (4.7)$$

где $V_{зап}$ – объем запаса газа в резервуарных установках, м^3, по (4.4);

$V_{сут}$ – среднесуточный расход газа, м^3/сут, определяется по формуле

$$V_{сут} = \frac{n \cdot K_н \cdot q_{год}}{Q_н^р \cdot 365}, \quad (4.8)$$

где n, $K_н$, $q_{год}$, $Q_н^р$ – то же, что и в (4.2).

$$V_{сут} = \frac{702 \cdot 1,4 \cdot 2540000}{96618 \cdot 365} = 70,79 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Z = \frac{3605,25}{70,79} = 51 \text{ суток}.$$

4.2 Расчет резервуарной установки с искусственным испарением

Схема газоснабжения состоит из резервуарной установки, испарительных устройств, трубопроводов обвязки, распределительных газопроводов и запорно-регулирующей арматуры.

Резервуарные установки сжиженного газа могут оборудоваться емкостями, проточными и комбинированными испарителями.

Требуемую производительность, кг/ч, испарителя определяем исходя из расчетного расхода газа по формуле

$$G = \frac{n \cdot q_{год} \cdot K_{н} \cdot K^{н}_{г}}{Q^{р}_{н} \cdot 365}, \quad (4.9)$$

где n, $K_н$, $q_{год}$, $K_г^ч$ – то же, что и в (4.2);

$Q_н^р$ – низшая теплота сгорания газа, кДж/кг, по (2).

$$G = \frac{702 \cdot 2540000 \cdot 1{,}4 \cdot 0{,}12}{46506 \cdot 365} = 17{,}65 \text{ кг/ч.}$$

Требуемое количество испарителей, шт, рассчитываются по формуле

$$N_U = \frac{G}{G_U}, \quad (4.10)$$

где G – требуемая производительность испарителя, кг/ч;

G_U – паспортная производительность испарителя, выбранного по технико-экономическим показателям, с учетом климатических условий его эксплуатации.

$$N_U = \frac{17{,}65}{60} = 1 \text{ шт.}$$

Количество резервуаров, шт, необходимое для снабжения газом потребителей, определяется по формуле

$$N = \frac{Z \cdot G_{сут}}{V_{рез} \cdot \rho_{ж}}, \quad (4.11)$$

где Z – количество суток между заправками. Принимается в зависимости от радиуса обслуживания, качества автомобильных дорог и климатических условий (от 7 до 30 сут.), принимаем Z =23 суток;

$G_{сут}$ – среднесуточный расход газа, кг/сут;

$V_{рез}$ – емкость одного резервуара, м^3;

$\rho_{ж}$ – плотность жидкой фазы газа, м^3/кг.

Среднесуточный расход газа, кг/сут, рассчитывается по формуле

$$G_{сут} = \frac{n \cdot K_{н} \cdot q_{год}}{Q^{р}_{н} \cdot 365}, \quad (4.12)$$

где n, $K_н$, $q_{год}$, – то же, что и в (4.2);

$Q_н^р$ – то же, что и в (4.9).

$$G_{сут} = \frac{702 \cdot 1{,}4 \cdot 2540000}{46506 \cdot 365} = 147{,}06 \text{ кг/ч.}$$

$$N = \frac{23 \cdot 147{,}06}{5 \cdot 542{,}6} = 2 \text{ шт.}$$

Принимаем резервуарную установку с 2 резервуарами емкостью 5 м^3 и одним форсуночным испарителем.

5 Расчет внутридомового газопровода

От городской распределительной сети газ поступает в жилые здания по газопроводам, которые монтируются в здания через нежилые помещения и распределяется по отдельным газовым приборам.

Газовые стояки прокладывают в кухнях, лестничных клетках или коридорах. Следует установить на каждом стояке запорную арматуру (кран или задвижку) в случае к подаче газа от одного ввода к нескольким стоякам. А также устанавливаются краны перед каждым газовым прибором.

Расчет внутридомового газопровода сводится к определению диаметров газопровода при условии бесперебойного снабжения всех потребителей в часы наибольшего газопотребления.

Значение расчетных параметров давления газа при проектировании газовых сетей бытовых, коммунальных и других потребителей принимается в зависимости от предполагаемого давления в месте подключения газовых плит и водонагревателей.

Сопротивление газа в трубопроводах складывается из сопротивлений на трение и в местных сопротивлениях. Сопротивления на трение имеют место по всей длине трубопровода, а сопротивления местные только в местах изменения скоростей, направлений движения газа.

При определении потерь давления в газопроводах низкого давления должны учитываться не только потери на трение и местные сопротивления, но и потери, вызываемые разностью плотностей газа и воздуха, т.е. гидростатический напор.

Гидравлический расчет начинаем с определения расчетных расходов газа по участкам.

Расчетные расходы газа, м3/ч, на участках определяем по формуле

$$Q_p = \sum K_{oi} \cdot \frac{q_i}{Q_p^н} \cdot n_i, \qquad (5.1)$$

где K_{oi} – коэффициент одновременности действия однотипных групп приборов, принимается по [1];

q_i – номинальный расход газа одним или несколькими приборами, кДж/ч, для четырехконфорочной плиты q=40000 кДж/ч;

$Q_p^н$ – низшая теплота сгорания газа, кДж/м^3, по (2);

n_i – количество квартир.

Расчетная схема представлена на рисунке 5.1.

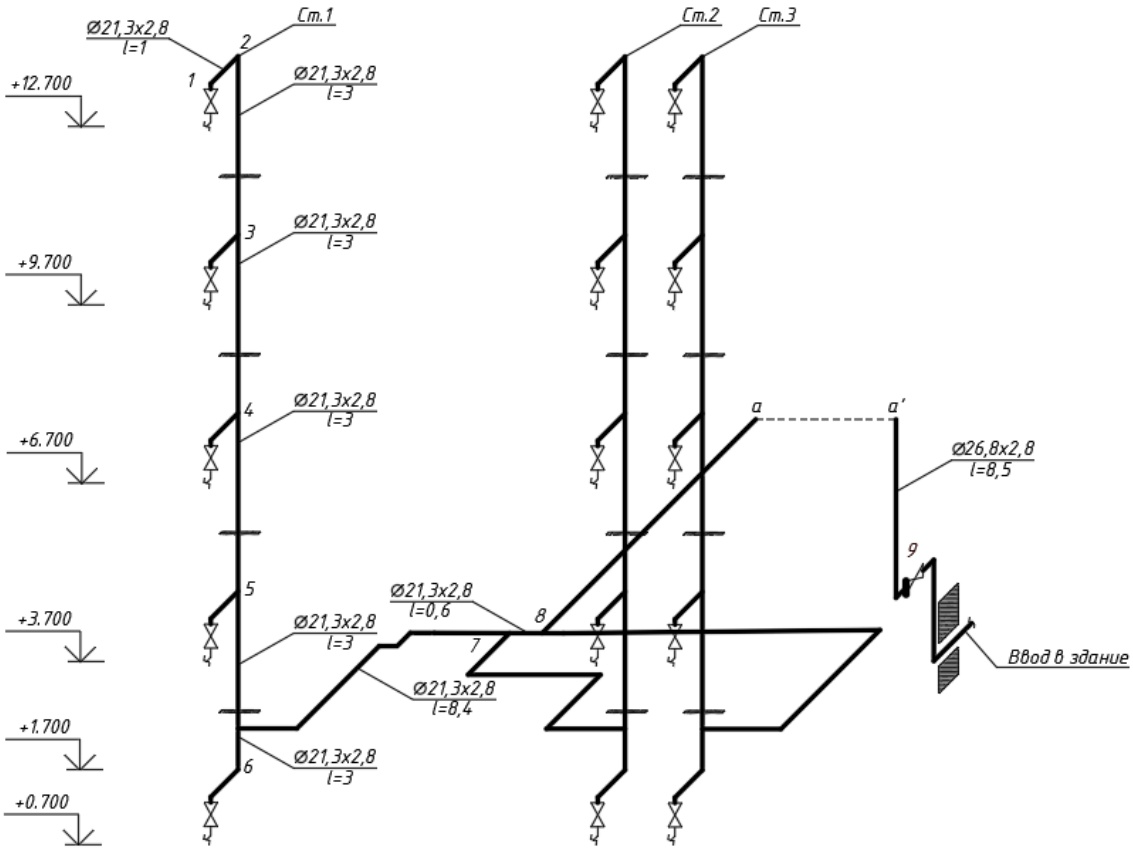


Рисунок 5.1 – Расчетная схема внутридомового газопровода

Расчет расходов газа по участкам сводим в таблицу 5.1.

Расчетные длины участков, м, рассчитываются по формуле

$$l_p = l \cdot (1 + \frac{a}{100}), \tag{5.2}$$

где l – длина участка по плану, м;

a – процентная надбавка к потерям давления по длине, %, на подводках к стоякам принимается равной 25 %; на стояках – 20%; на разводках 1-2 м – 450%, 2-3 м – 350% .

Средние удельные потери давления, Па/м, определяются по формуле

$$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp}, \tag{5.3}$$

где ΔP – расчетный перепад давления, принимается равным 350 Па;

l – сумма расчетных длин участков, м.

Согласно расчетным расходам газа и средним удельным потерям давления определяем диаметры газопровода по участкам, принимая ближайшие к

стандартным размерам труб по номограмме рис. 11.10 [2]. Затем по этой же номограмме определяем действительные удельные потери давления.

Определяем потери давления, Па, на участках по формуле

$$\Delta P = \left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{д} \cdot l_{р}, \tag{5.4}$$

где $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{д}$ – действительные удельные потери давления, Па/м;

$l_р$ – расчетная длина участка, м.

Определяем гидростатический напор, Па, по формуле

$$h_{гидр} = \pm g \cdot Z \cdot (\rho_{в} - \rho_{г}), \tag{5.5}$$

где g – ускорение свободного падения, м^2/с;

Z – разность высотных отметок, м;

$\rho_в$ – плотность воздуха, кг/м^3, $\rho_в$ = 1,29 кг/м^3;

$\rho_г$ – плотность газа, кг/м^3.

По окончанию расчета находим сумму всех потерь на участках, она не должна превышать располагаемый напор давления. Если потери давления превышают располагаемое давление, то необходимо увеличить диаметры на участках с большими потерями давления.

Гидравлический расчет сводим в таблицу 5.2.

Таблица 5.1 – Расчетные расходы газа по участкам

№ уч.	Ассортимент приборов	Количество квартир	Коэффициент одновременности, K_o	Расчетный расход газа, $Q_р$, м^3/ч
1–2	П4	1	1	0,414
2–3	П4	1	1	0,4140
3–4	2П4	2	0,65	0,5382
4–5	3П4	3	0,45	0,5589
5–6	4П4	4	0,35	0,5796
6–7	5П4	5	0,29	0,6003
7–8	10П4	10	0,254	1,0516
8-9	15П4	15	0,24	1,4904

Таблица 5.2 – Гидравлический расчет внутридомового газопровода

№ уч.	Длина участка, l, м	Расчетный расход газа, Q_p, м^3/ч	Надбавка к потерям давления по длине, a, %	Расчетная длина, l_p, м	$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{ср}$, Па/м	Диаметр г/пр, d, мм	$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{д}$, Па/м	Потери давления на участке $\Delta P_{уч}$, Па	Разность абсолютных отметок, Z, м	Гидростатический напор, $h_{гидр}$, Па	Общие потери давления ΔP, Па
1–2	1	0,41	450	5,5	8,38	21,3х2,8	0,7	3,85	0	0	3,85
2–3	3	0,41	20	3,6		21,3х2,8	0,7	2,52	3	24,43	26,95
3–4	3	0,54	20	3,6		21,3х2,8	1,2	4,32	3	24,43	28,75
4–5	3	0,56	20	3,6		21,3х2,8	1,2	4,32	3	24,43	28,75
5–6	3	0,58	20	3,6		21,3х2,8	1,2	4,32	3	24,43	28,75
6–7	8,4	0,60	25	10,5		21,3х2,8	2	21,00	2	16,28	37,28
7–8	0,6	1,05	25	0,75		21,3х2,8	*2,5*	1,88	0	0	1,88
8-9	8,5	1,49	25	10,63		26,8х2,8	3	31,88	2	16,28	48,16
				Σ39,4							Σ201,48

6 Расчет внутриквартального газопровода

Расчет ведется для квартального газопровода низкого давления. Расчетный перепад давления принимается 250 Па, потери давления местных сопротивлений учитываются с помощью десятипроцентной надбавки к потерям давления по длине.

Расчет считается законченным, если суммарные потери давления по наибольшей магистрали не превышают 250 Па.

Расчетная схема внутриквартального газопровода представлена на рисунке 6.1.

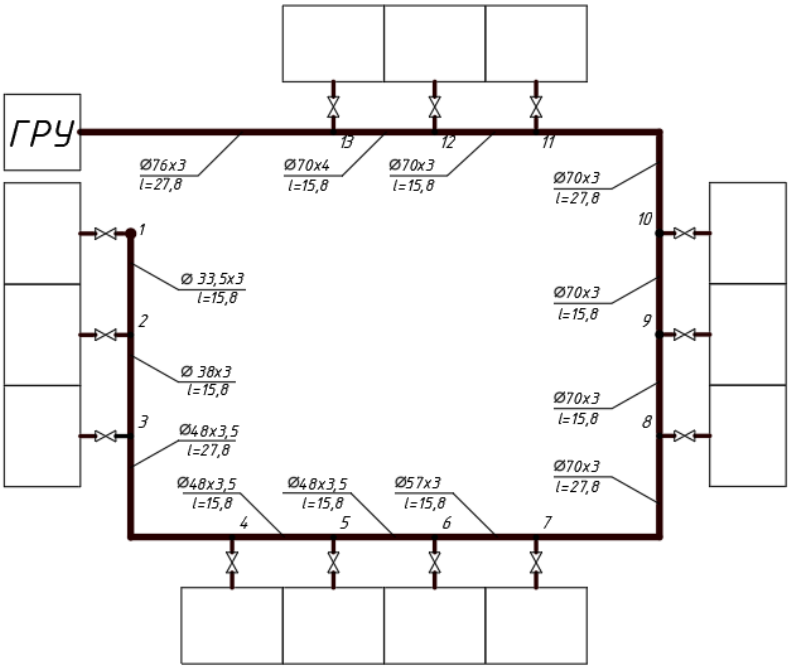


Рисунок 6.1 – Расчетная схема внутриквартального газопровода

Расчетные расходы газа, м^3/ч, на участках определяются по формуле

$$Q_p = \sum K_{oi} \cdot \frac{q_i}{Q_p^н} \cdot n_i, \qquad (6.1)$$

где K_{oi} – коэффициент одновременности действия однотипных групп приборов, принимается по [1];

q_i – номинальный расход газа одним или несколькими приборами, кДж/ч, для четырехконфорочной плиты q=40000 кДж/ч;

$Q_p^н$ – низшая теплота сгорания газа, кДж/м^3;

n_i – количество квартир.

Расчет расходов газа по участкам сводим в таблицу 6.1.

Определяем количество подъездов в квартале по формуле

$$N_{под} = \frac{N_{пот}}{K_{сем} \cdot N_{кв}}, \qquad (6.2)$$

где $N_{пот}$ – количество потребителей в квартале, чел;

$K_{сем}$ – коэффициент семейности;

$N_{кв}$ – количество квартир в одном доме.

$$N_{под} = \frac{702}{3{,}7 \cdot 15} = 13 \text{ под.}$$

Расчетные длины участков, м, определяются по формуле

$$l_р = 1{,}1 \cdot l, \qquad (6.3)$$

где l – длина участка по плану, м.

Средние удельные потери давления, Па/м, определяются по формуле

$$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{ср}, \qquad (6.4)$$

где ΔP – расчетный перепад давления, принимается равным 250 Па;

l – сумма расчетных длин участков, м.

Согласно расчетным расходам газа и средним удельным потерям давления определяем диаметры газопровода по участкам, принимая ближайшие к стандартным размерам труб по номограмме рис. 11.10 [2]. Затем по этой же номограмме определяем действительные удельные потери давления.

Определяем потери давления, Па, на участках по формуле

$$\Delta P = \left(\frac{\Delta P}{l}\right)_д \cdot l_р, \qquad (6.5)$$

где $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_д$ – действительные удельные потери давления, Па/м;

$l_р$ – расчетная длина участка, м.

По окончании расчета находим сумму всех потерь на участках, она не должна превышать располагаемый напор давления. Если потери давления превышают располагаемое давление, то необходимо увеличить диаметры на участках с большими потерями давления.

Гидравлический расчет сводим в таблицу 6.2.

Таблица 6.1 – Расчетные расходы газа по участкам

№ участка	Ассортимент приборов	Количество квартир	Коэффициент одновременности, K_o	Расчетный расход газа, Q_p, м^3/ч
1-2	15П	15	0,24	1,49
2-3	30П	30	0,231	2,87
3-4	45П	45	0,225	4,19
4-5	60П	60	0,22	5,46
5-6	75П	75	0,2155	6,69
6-7	90П	90	0,212	7,90
7-8	105П	105	0,21	9,13
8-9	120П	120	0,21	10,43
9-10	135П	135	0,21	11,74
10-11	150П	150	0,21	13,04
11-12	165П	165	0,21	14,35
12-13	180П	180	0,21	15,65
13-ГРУ	195П	195	0,21	16,95

Таблица 6.2 – Гидравлический расчет внутриквартального газопровода

№ уч.	Расчетный расход газа, Q_p, м^3/ч	Длина участка, l, м	Расчетная длина участка, l_p, м	Средние удельные потери давления $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp}$, Па/м	Диаметр г/пр. d, мм	Действительные удельные потери $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{д}$, Па/м	Общие потери давления ΔP, Па
1-2	1,49	15,80	17,4	0,89	33,5x3,2	0,8	13,90
2-3	2,87	15,80	17,4		38x3,0	1,2	20,86
3-4	4,19	27,80	30,6		48x3,5	0,65	19,88
4-5	5,46	15,8	17,4		48x3,5	1	17,38
5-6	6,69	15,8	17,4		48x3,5	1,4	24,33
6-7	7,90	15,8	17,4		57x3	0,9	15,64
7-8	9,13	27,80	30,6		70x3	0,35	10,70
8-9	10,43	15,8	17,4		70x3	0,4	6,95
9-10	11,74	15,8	17,4		70x3	0,48	8,34
10-11	13,04	27,80	30,6		70x3	0,6	18,35
11-12	14,35	15,8	17,4		70x3	0,75	13,04
12-13	15,65	15,8	17,4		76x3	0,43	7,47
13-ГРУ	16,95	30,00	33,0		76x3	0,46	15,18
			Σ281,2				Σ192,02

7 Расчет внутреннего газового оборудования котельной

В котельной установлено 2 котла *КВСа-1,0* тепловой мощностью 0,86 Гкал/час каждый. Котельная предназначена для отопления существующих зданий промышленной площадки. В качестве основного вида топлива используется сжиженный углеводородный газ с теплотой сгорания равной 96618 кДж/м^3.

Газорегуляторные установки (ГРУ) размещают в котельной вблизи от ввода газопровода в котельном зале или в смежном помещении, соединенном с ним открытым проемом. Оборудование и приборы ГРУ должны быть защищены от механических повреждений и от воздействия сотрясения и вибраций, а место размещения ГРУ освещено. Оборудование ГРУ, к которому возможен доступ лиц, не связанных с эксплуатацией газового хозяйства, должно иметь ограждение из несгораемых материалов. Расстояние между оборудованием или ограждением и другими сооружениями должно быть не менее 0,8 м. Ограждение ГРУ не должно препятствовать проведению ремонтных работ.

7.1 Расчет внутрикотельного газопровода

Гидравлический расчет производим согласно правилам расчета газопроводов среднего давления.

Газопровод разбиваем на участки согласно общепринятым правилам. Замеряем длины участков по плану. Далее используя номограмму для гидравлического расчета газопроводов среднего и высокого давления, определяем среднюю потерю давления на протяжении всего газопровода, далее диаметры участков газопровода, потери давления по участкам. После вычисляем начальное и конечное давление по участкам.

Расчетный перепад давления ΔР=250 кПа

Схема газопровода котельной представлена на рисунке 7.1.

Потери давления в местных сопротивлениях принимаем в отношении 10% к потерям давления по длине.

Расчетные длины участков, м, определяются по формуле

$$l_p = 1{,}1 \cdot l, \qquad (7.1)$$

где l – длина участка по плану, м.

Средние удельные потери давления, Па/м, определяются по формуле

$$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp}, \qquad (7.2)$$

где ΔP – расчетный перепад давления, принимается равным 250 Па;

l – сумма расчетных длин участков, м.

Определяем потери давления, Па, на участках по формуле

$$\Delta P = \left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{д} \cdot l_{р}, \qquad (7.3)$$

где $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{д}$ – действительные удельные потери давления, Па/м;

$l_р$ – расчетная длина участка, м.

Расчет сводим в таблицу 7.1.

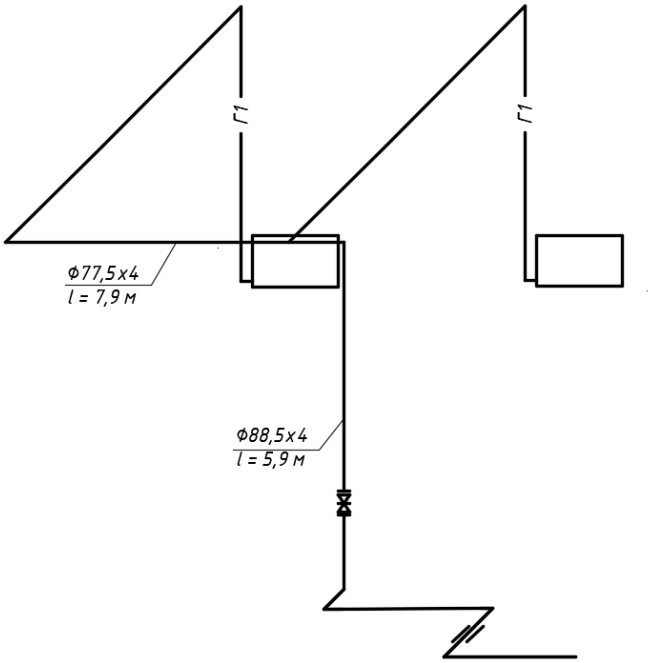


Рисунок 7.1.1 – Расчетная схема внутрикотельного газопровода

Таблица 7.1 – Гидравлический расчет внутрикотельного газопровода

№ уч.	Расчетный расход газа, $Q_р$, м^3/ч	Длина участка, l, м	Расчетная длина участка, $l_р$, м	Средние удельные потери давления $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{ср}$, Па/м	Диаметр г/пр. d, мм	Действительные удельные потери $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{д}$, Па/м	Общие потери давления ΔP, Па
1-2	44	7,9	8,69	16,5	75,5х4	7	60,83
2-3	88	5,9	6,49		88,5х4	8	51,92
			Σ15,18				Σ112,75

7.2 Общее описание котла КСВа-1,0

КСВ-1,0 – котел водогрейный стальной, предназначен для теплоснабжения и горячего водоснабжения (через дополнительный теплообменник) жилых, общественных и промышленных зданий и сооружений с рабочим давлением воды в системе не выше 0,6 Мпа (6,0 кгс/кв.см) и максимальной температурой нагрева воды 115 °С.

Котлы КСВ-1,0 работают на природном газе среднего и низкого давления, а также легком жидком топливе. Переналадка котла при смене вида топлива не требуется.

Котлы КСВ-1,0 могут комплектоваться по желанию заказчика автоматизированными горелками ГБ-1,2 и ГБЖ-0,8 с встроенным дутьевым вентилятором, что не требует установки дымососа за котлом, или импортными аналогами - горелками фирм "Weishaupt", "Ecoflam", "Dreizler", "Unigas", "Oilon", "ABIG", "Joannes", "Riello", "Lamborgini" и т.д.

Наличие горелки ГБ-1,2 обеспечивает работу котла КСВ-1,0 без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Близкое расположение к обслуживаемым объектам малых котельных с котлами КСВ-1,0 исключает перебои в поставке теплоносителей и снижает до минимума теплопотери из-за неполадок на теплотрассах, тем самым позволяет вдвое повысить КПД по сравнению с существующими системами централизованного теплоснабжения.

Котель КСВ-1,0 при использовании в котельной может работать в автономном режиме и в составе автоматизированной котельной с автоматикой КСУБ. В первом режиме задание температуры теплоносителя задается оператором котельной или через ПДУ (пульт дистанционного управления) с автоматикой КСУБ, а во втором регулирование происходит автоматически в зависимости от температуры наружного воздуха в соответствии с отопительным графиком.

Котел КСВ-1,0 состоит из корпуса, задней водоохлаждаемой крышки, обшивки и газоходов. С фронта котла к фланцу крепится горелка.

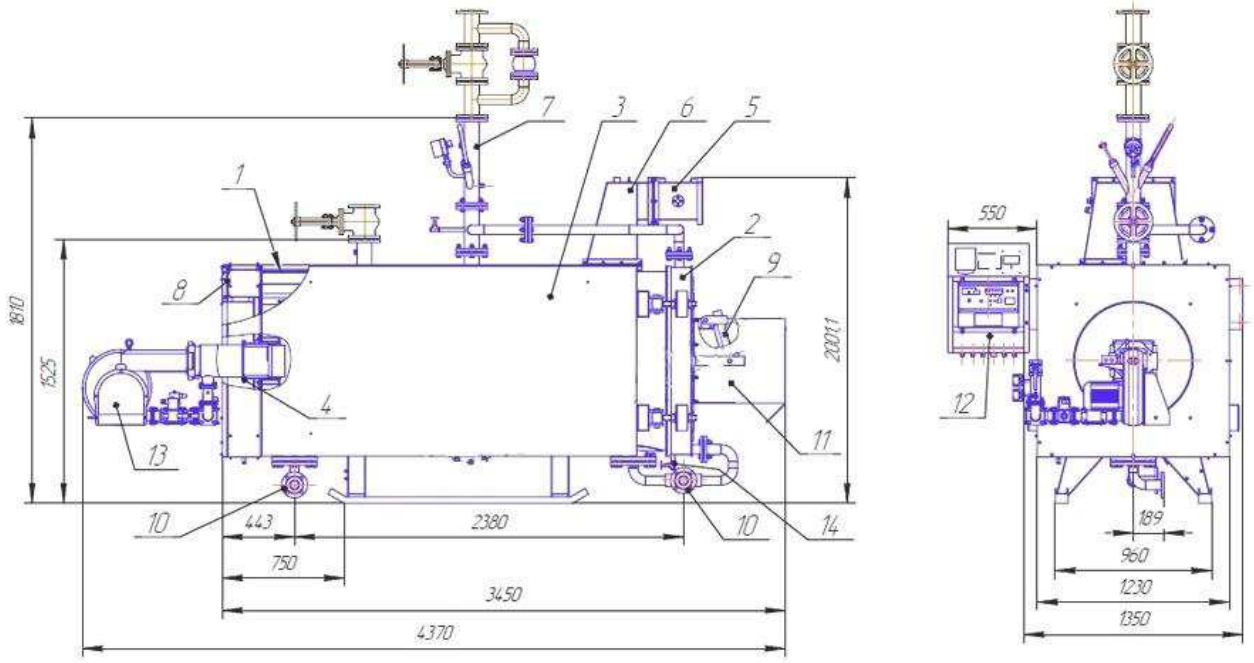
Теплоноситель через задвижку поступает в межтрубное пространство котла, откуда частично перепускается в заднюю водоохлаждаемую крышку. Нагретый теплоноситель через патрубок датчиков и задвижку отводится в систему теплоснабжения.

При работе котла КСВ-1,0 (с газовой горелкой – газ или с жидкотопливной горелкой – топливо от насоса по трубопроводам) через систему автоматических клапанов поступает в горелку, где смешивается с воздухом, подаваемым вентилятором, поджигается электрозапальником и сгорает в топке котла.

Продукты сгорания, отдав часть тепла в топочной камере котла, поворачивают в задней крышке, проходят по дымогарным трубам к фронту котла в переднюю крышку и оттуда по газоходу над наружной обечайкой в сборный дымоход.

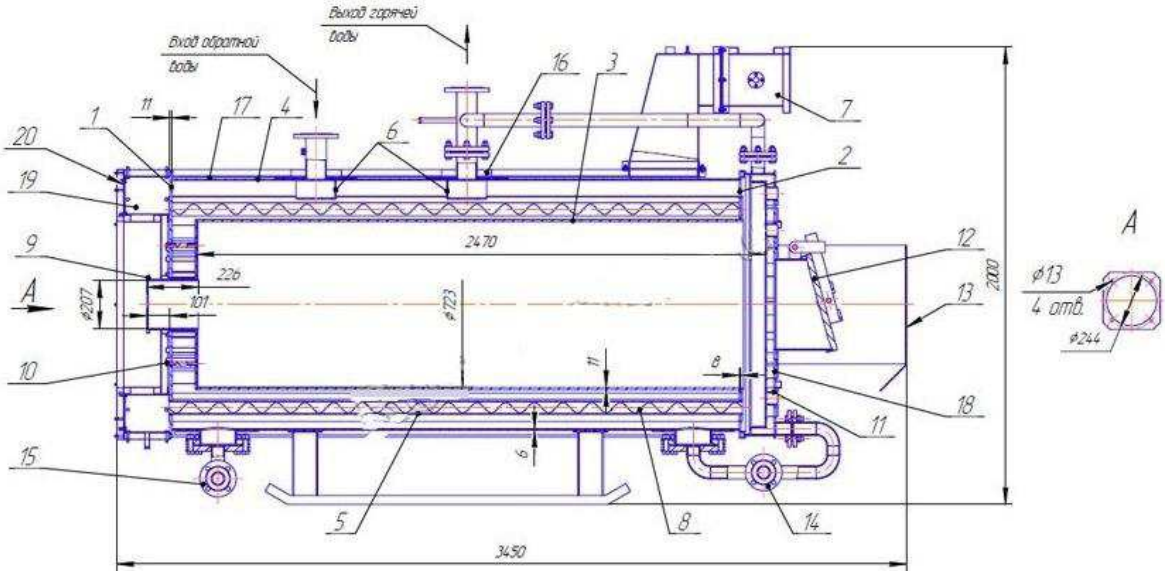
В процессе эксплуатации необходимо следить за состоянием котла в целом и его составных частей. Периодически котел должен подвергаться продувке с целью предотвращения отложения накипи и шлама. Сроки периодических продувок устанавливаются в производственной инструкции в зависимости от качества питательной воды и нагрузки котла.

В соответствии со СНиП для водогрейных котлов с температурой воды до 115˚С следует предусматривать показывающие приборы для измерения давления воздуха после регулирующего органа, разрежения (давления) в топке, разрежения за котлом и давления газа перед горелкой. Устройство котла КСВа-1,0 МВт представлено на рисунке 7.2. Котёл в разрезе представлен на рисунке7.3.



1 - корпус; 2 - задняя водоохлаждаемая стенка; 3 - обшивка изоляция; 4 - фланец для подсоединения горелки; 5 - секция газохода с шибером; 6 - газоход; 7 - патрубок датчиков; 8 - крышка передняя; 9 - клапан взрывной: 10 - слив воды. спускные линии; 11 - экран взрывного клапана; 12 - блок управления; 13 - горелка; 14 - кран слива конденсата.

Рисунок 7.1 – Устройство котла КСВа-1,0



1 - крышка трубная передняя; 2 - крышка трубная задняя; 3 - труба жаровая; 4 - обечайка; 5 - труба дымогарная (Ø57х3,5); 6 - лотки; 7 - газоход; 8 - турбулизатор; 9 - фланец для подсоединения горелки; 10 - анкер; 11 - анкер; 12 - крышка клапана взрывного; 13 - экран клапана взрывного; 14, 15 - фланцы спускных линий (Ду50); 16 - диафрагма; 17 - газоход боковой; 18 - стенка задняя водоохлаждаемая; 19 - газовый короб; 20 - крышка передняя.

Рисунок 7.2 – Котёл КСВа-1,0 в разрезе

7.3 Горелка ГБ-1,2

Горелка предназначена для комплектации автоматизированных отопительных котлов и других тепловых агрегатов номинальной тепловой мощностью до 1МВт с камерами горения диаметром не менее 0,7 м и длиной не менее 2,4 м, работающими с номинальным давлением до 200 Па.

Горелка состоит из вентилятора, горелки газовой, блока газового, комплекта средств управления.

Вентилятор подает в газовую горелку воздух с необходимым давлением и расходом газ под воздействием давления в подводящем газопроводе, через блок газовый поступает в горелку газовую, где происходит смешивание с воздухом. Зажигание газовоздушной смеси производится электрической искрой от трансформатора зажигания через электрод зажигания: технологический процесс сжигания природного газа осуществляется факелом в камере горения котла или теплогенератора.

Устройство горелки представлено на рисунке 7.4.

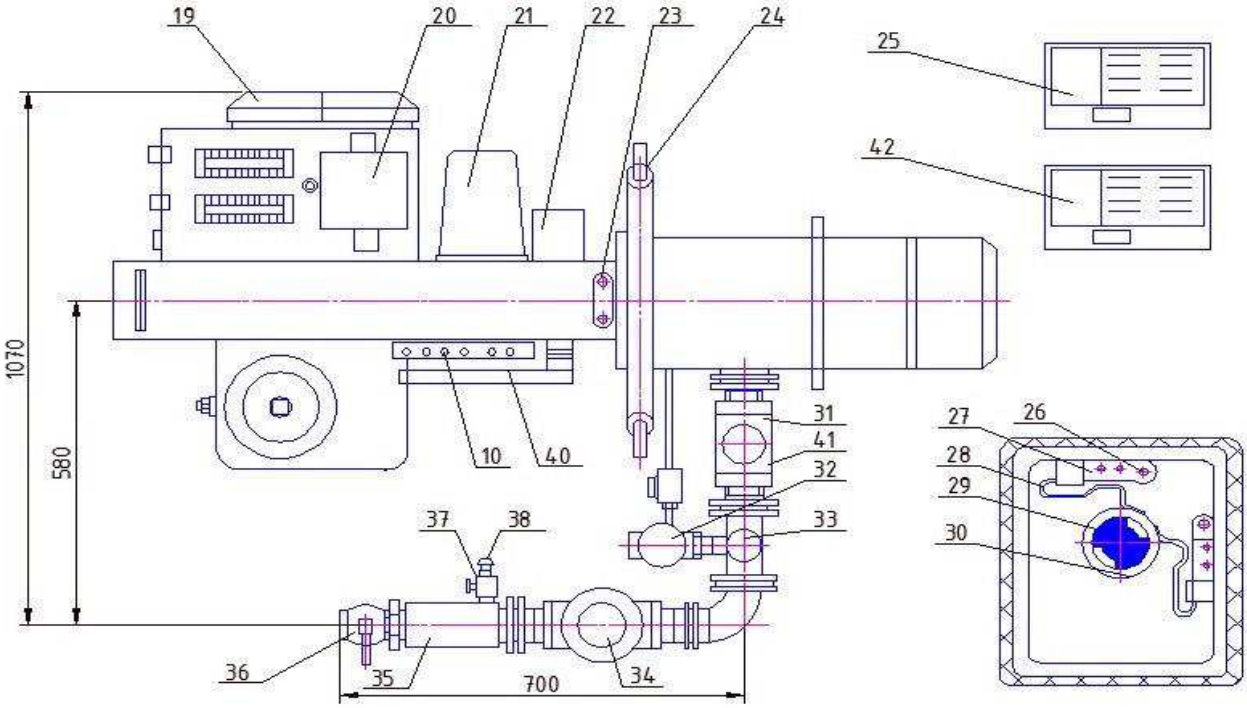
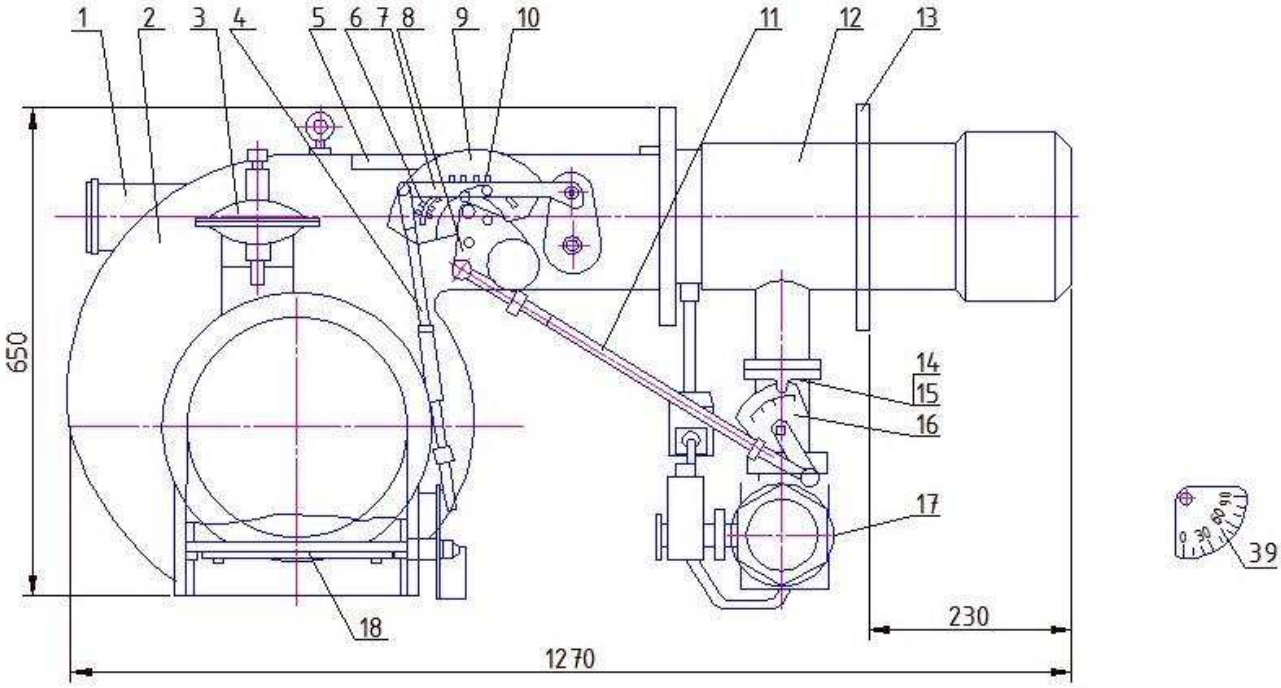


Рисунок 7.3 – Горелка ГБ-1,2 вид сверху



1 - смотровой глазок; 2 - вентилятор; 3 - датчик-реле давления воздуха; 4 - шатун; 5 - крышка вентилятора; 6 - кулачок; 7 - коромысло; 8 - кривошип; 9 - сектор; 10 - винт; 11 - шатун; 12 - горелка газовая; 13 - присоединительный фланец; 14 - штуцер; 15 - регулятор газовый; 16 - шкала газовой заслонки; 17 - блок газовый; 18 - воздушная заслонка; 19 - электродвигатель; 20 - трансформатор; 21 - МЭО (привод заслонок); 22 - датчик пламени; 23 - штуцера; 24 - ось; 25 - блок управления; 26 - болт; 27 - микровыключатель; 28 - пружина; 29 - муфта; 30 - кулачок; 31 - клапан; 32 - клапан безопасности; 33 - датчик-реле утечки; 34 - клапан отсечной; 35 – датчик-реле давления газа; 36 - кран шаровой проходной; 37 - кран трёхходовой; 38 - штуцер; 39 - шкала воздушной заслонки; 40 - ось; 41 - клапан запальника; 42 - блок управления

Рисунок 7.3.2 - Горелка ГБ-1,2 вид справа

7.4 Расчет ГРУ для котельной

Количество резервуаров, необходимое для газоснабжения котельной, определяется исходя из расчетного суточного расхода по формуле

$$N = \frac{z \cdot G}{V_{рез} \cdot \rho_{ж}}, \qquad (9.1)$$

где z – число суток между очередными заправками резервуара газом;
G – суточный расход газа, кг/сут;
$V_{рез}$ – объем резервуара, м^3;
$\rho_{ж}$ – плотность жидкой фазы газа, кг/м^3.

Суточный расход газа, кг/сут, рассчитывается по формуле

$$G = Q_p \cdot \rho \cdot n, \qquad (9.2)$$

где Q_p – расчетный расход газа, м^3/ч;
ρ – плотность газа в пересчете с природного на сжиженный, кг/м^3;
n – часы в сутках.

$G = 44 \cdot 2{,}126 \cdot 24 =$ 2245,1 кг/сут;

$$N = \frac{7 \cdot 2245{,}1}{5 \cdot 542{,}6} = 6 \text{ шт.}$$

Требуемое количество испарителей, шт, рассчитываются по формуле

$$N_U = \frac{G}{G_U}, \qquad (9.3)$$

где G – требуемая производительность испарителя, кг/ч;
G_U – паспортная производительность испарителя, выбранного по технико-экономическим показателям, с учетом климатических условий его эксплуатации.

$$N_U = \frac{42{,}52}{100} = 1 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке малогабаритный с промежуточным теплоносителем испаритель производительностью 100 кг/ч.

7.5 Описание малогабаритного с промежуточным теплоносителем испарителя

Малогабаритный с промежуточным теплоносителем испаритель установлен внутри горловины резервуара. К верхнему фланцу редукционной головки крепится из стандартного 50 литрового баллона малогабаритный змеевиковый испаритель, а к испарителю крепится патрубок для отбора жидкой фазы. Для регазификации жидкой фазы минеральное масло или антифриз служат теплоносителем, которые предварительно были нагреты в газовом автоматическом подогревателе.

Подогреватель выглядит как конструкция типа «труба в трубе», в которой устанавливают змеевиковый теплообменник и газовую горелку инфракрасного излучения типа «Фонарь». Подогреватель устанавливается в 10 м от групповой резервуарной установки и подключается к газопроводу низкого давления. Подача теплоносителя от подогревателя к испарителю осуществляется центробежным насосом. Испаритель оборудован автоматикой.

В результате отбора паровой фазы потребителем давление внутри испарителя понизится, и за счет образовавшейся разности давления жидкая фаза постепенно заполнит пространство испарителя, поплавок всплывет и закроет нижний клапан, что предотвратит поступление жидкой фазы в редукционную головку и далее к потребителю. Одновременно с этим откроется верхний клапан, соединяющий патрубок паровой фазы с паровым пространством резервуара, и паровая фаза, образующаяся за счет естественного испарения из всего объема жидкой фазы, будет продолжать поступать к потребителю.

8 Технология возведения инженерных систем

Трассировка газопроводов по территориям населенных пунктов, внутри кварталов или дворов должна обеспечивать наименьшую протяженность газопроводов и ответвлений от них к жилым зданиям, а также максимальное удаление от подземных строений и не напорных подземных коммуникаций. Трассировка газопроводов по незастроенным территориям должна производиться с учетом планировки будущей их застройки.

8.1 Монтаж систем внутреннего газоснабжения

Материалы, применяемые для газопроводов и газовые приборы – трубы стальные бесшовные.

Трубы соединяют на сварке. Резьбовые соединения применяют для установки запорной арматуры и газовых плит. Разъемные соединения газопроводов должны быть доступны для осмотра и ремонта. Соединительные части применяют из ковкого чугуна и спокойной стали.

Для уплотнения резьбовых соединений применяют льняную прядь, пропитанную свинцовыми белилами (суриком), или уплотняют лентой ФУМ. При сварке применяют электроды. Для сниженных углеводородных газов применяют специальную арматуру.

Краны должны иметь риску, указывающую направление газа, которые устанавливаются таким образом, чтобы ось пробки крана была параллельна стене.

8.1.1 Подготовительные работы

Перед монтажом внутреннего газооборудования должны быть сделаны перекрытия между этажами, стены и перегородки, на которых будут монтироваться газопроводы, газовые приборы и оборудования; отверстия для прокладки газопроводов в фундаментах, перекрытиях, стенах и перегородках; чистый пол или фундамент под газовое оборудование и приборы.

А также поверхности должны быть оштукатурены, облицованы и окрашены в помещениях, в которых должны монтироваться газовое оборудования, приборы и газопроводы. Помещения кухонь должны быть оснащены форточками. После приемки составляем акт о приемке объекта под монтаж.

8.1.2 Монтажные работы

Прокладку газопроводов внутри зданий следует предусматривать открытой. Сварные и разъемные соединения нельзя заделывать в стены или перекрытия. Вертикальные газопроводы в местах пересечения строительных конструкций следует прокладывать в футлярах. Пространство между

газопроводом и футляром необходимо заделывать просмоленной паклей. Конец футляра должен выступать под полом не менее чем на 3 см. Участки, проложенные в футлярах или гильзах не должны иметь стыков, расстояние от сварного шва до футляра 100 м. Участки цеховых газопроводов прокладывают в подпольных каналах, которые не должны иметь разъемных соединений. При разметке опор нужно учитывать необходимость крепления труб в местах арматуры, поворотов. Краны на вертикальных и горизонтальных газопроводах следует размещать так, чтобы пробка была параллельна стене.

Стояки газопровода устанавливают вертикально с допустимым отклонением 2 мм на 1м высоты. Для установки арматуры и оборудования необходимо применение сгонов. Расстояние от стенки до трубы в свету должно быть не менее радиуса трубы.

Запорную арматуру до установки ревизируют, удаляют смазку и проверяют сальники, прокладки на герметичность.

Ввод газопровода в зданиях, располагают в нежилых, доступных для осмотра помещениях (лестничная клетка).

Внутренние газопроводы, в том числе прокладываемые в каналах, следует окрашивать. Для окраски следует применять водостойкие лакокрасочные материалы.

8.1.3 Испытание внутреннего газопровода

Смонтированные газопроводы испытывают на прочность и плотность представители монтажной организации. Причем на плотность в присутствии представителя-заказчика и эксплуатационной организации. При пневматическом испытании давлением 0,01 МПа применяют жидкостные V-образные манометры. При большем давлении можно использовать V-образные ртутные и пружинные манометры. Испытания проводят при отключенном оборудовании. В жилых зданиях газопровод низкого давления испытывают воздухом на прочность давлением равным 0,01 МПа. При снабжении сжиженным газом испытательное давление равно 5 кПа с подключенными приборами. Газопровод считают выдержавший испытание на плотность, если падение давления в нем в течении 5 мин не превышает 200 Па. Испытание внутренних газопроводов на плотность проводят после выравнивания температуры внутри газопровода и окружающей среды.

Пуск газа в газовую сеть осуществляется эксплуатирующей организацией в присутствии представителя монтажной организации.

Приемка системы в эксплуатацию оформляется актом.

8.2 Монтаж подземного газопровода

8.2.1 Подготовительные работы

Прежде всего, строительная организация должна получить разрешение на право проведения земляных работ на территории города. Разрешение выдается из организации с указанием имени ответственного за производство работ.

Кроме того, организация, производящая земляные работы, получает письменное уведомление на производство земляных работ от всех организаций, прокладывающих подземные коммуникации.

Разбивка трассы газопровода т.е. перенесение в натуру трассы проектируемого газопровода на городских улицах, производится от постоянных ориентиров, указанных в плане трассы.

Разбивку трассы необходимо выполнять с соблюдением следующих требований:

- нивелирование постоянных реперов осуществляется точностью, согласно нормативным документам по геодезическим работам в строительсвте;
- вдоль трассы должны быть установлены временные реперы, связанные нивелировочными ходами с постоянными реперами;
- разбивочные оси и углы поворота трассы должны быть закреплены и привязаны к постоянным объектам на местности (зданиям, сооружениям и др);
- разбивка трассы заказчиком и ее приемка в натуре порядчиком оформляется актом с приложением ведомостей реперов и привязок.

В проекте на строительство газопровода привязка оси делается от красных линий застройки. Ось закрепляется через 100-150 метров металлическим штырем. За состояние разбивки трассы несет ответственность монтажная организация.

Трубы, арматура, сварочные и изоляционные материалы, применяемые для строительства систем газоснабжения, должны иметь сертификаты заводов-изготовителей, подтверждающие соответствие требованиям государственных стандартов или технических условий.

При погрузке, перевозке и выгрузке труб, сваренных секций газопровода, фасонных частей, монтажных узлов и запорной арматуры должна быть обеспечена их сохранность.

Технические паспорта должны иметься также на изолированные трубы, конденсатосборники, гнутые колена и другую продукцию. Трубы на трассу поставляют с неизолированными концами для сварки на бровку траншеи. Их раскладывают по трассе по схеме ППР.

8.2.2 Земляные работы

Земляные работы по рытью траншей и котлованов должны производиться после разбивки трассы газопроводов. Должны быть определены границы

разработки траншей или котлованов с установкой указателей о наличии на данном участке трассы подземных коммуникаций.

Рытье траншей должно выполняться в общем потоке с другими работами по перекладке газопровода.

Приемки для сварки неповоротных стыков, также котлованы для установки конденсатосборников и других устройств на газопроводе должны отрываться непосредственно перед выполнением этих работ.

Срезка растительного слоя производится бульдозером ДЗ-42 на базе трактора Т-75. Рытье траншей производится экскаватором ЭО 1621 с обратной лопатой. После рытья траншей следует ручная зачистка стенок и дна траншей, затем грунт отсыпают в отвал с одной стороны. Лишний грунт вывозится самосвалом МАЗ-503. Основание под газопровод заполняют песчаным грунтом толщиной минимум 100 мм. Через каждые 100-150 метров устанавливают пешеходные мостики.

8.2.3 Сборка и сварка труб в звенья

В соответствии с требованиями нормативных документов, наличием оборудования для сварки трубопровода и принятыми методами сварки монтажная организация разрабатывает и утверждает технологическую конструкцию, которая регламентирует технологию и режим сварки газопроводов.

Сварочные работы производятся под руководством и контролем инженерно-технического работника, имеющего специальную подготовку по сварке.

Перед сборкой трубы тщательно очищают от попавших внутрь грунта и камней. Концы труб должны иметь правильную окружность, без забоин и вмятин. Диаметр, толщина стенок, угол скоса кромок и величина притупления должны перед сборкой проверяться. При наличии вмятин трубы подвергают правке или обрезают у них концы. Кромки и прилегающая к ним зона основного металла снаружи и изнутри труб должны быть зачищены до металлического блеска на ширину не менее 10 мм.

Поворотные и неповоротные стыки на газопроводах сваривают путем наплавления на них нескольких слоев металла.

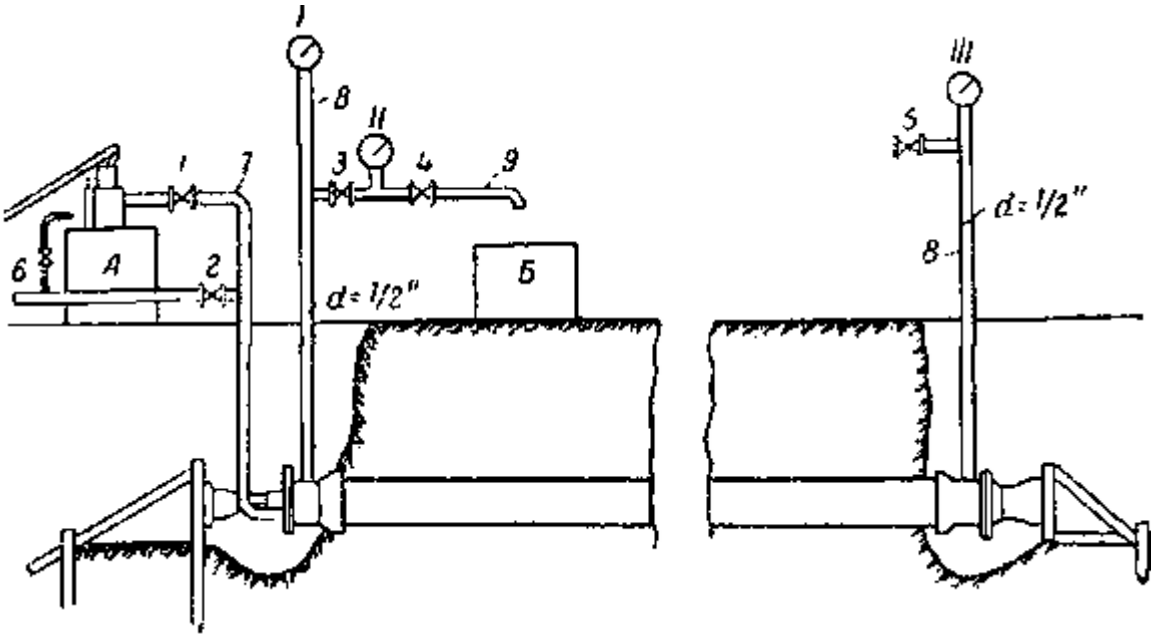
8.3 Монтаж трубопроводов

Монтаж производится в соответствии со СНиП 2.04.08-87* «Наружные газопроводы, сооружения». Перед монтажом и укладкой должка быть подготовлена постель под газопровод и проверен уклон дна траншеи. Газопровод плетями укладывают на петли и при помощи двух автокранов КС-1562А опускают в траншею, укладывая плеть по оси. В траншеях, в местах сварки звеньев между собой, отрывают приямки для работы сварщиков. При монтаже газопровода должен быть постоянный пооперационный контроль со стороны заказчика. Сварщики на монтаже должны иметь допуск и личное клеймо.

Проводится гаммография 5% поворотных стыков и неповоротных стыков. На стыках ГРУ производится 100% просветка.

8.4 Предварительное испытание газопровода

Испытания проводятся в соответствии со СНиП 3.05.04-85 «Испытания трубопроводов и сооружений». Для очистки внутренней поверхности труб от грязи, влаги применяют пневматическую очистку. Затем производят испытание газопровода на прочность давлением 3 кгс/см^2 в течение 1 часа, затем давление снижают до 1 кгс/см^2 и выдерживают в течение суток – испытание на плотность. Под этим давлением осматривают сварные стыки и арматуру, устраняют утечки. После испытания приступают к изоляции стыков. Схема оборудования испытательного участка трубопровода для гидравлического испытания представлена на рисунке 8.1.



I, II, III – манометры; А – гидравлический пресс; Б – мерный сосуд; 1, 2, 3, 4, 5 – вентили; 6 – труба для заполнения трубопровода; 7 – труба гидравлического пресса; 8 – стояки; 9 – труба для выпуска воды в мерный сосуд Б

Рисунок 8.1 – Схема оборудования испытательного участка трубопровода для гидравлического испытания

8.5 Монтаж резервуаров

Перед монтажом резервуаров должен быть открыт котлован до проектной отметки, защищено и спланировано дно котлована.

Основание котлована перед устройством фундаментов резервуаров уплотняется утрамбовыванием щебня. Устанавливают фундаменты с соблюдением условия, чтобы при установке уклон был 0,02 в сторону

горловины. Резервуары устанавливают на фундамент при помощи автокрана марки КС-1562А. После установки производят обвязку резервуаров трубопроводами d = 50 мм.

При двух подземных резервуарах один из них оборудуется специальной редукционной головкой, размещенной на фланце головке резервуара, выходящей на поверхность земли. Резервуары соединены между собой трубопроводами паровой и жидкой фазами. В редукционной головке вырезается место для монтажа испарителя. Прокладывают контур заземления (на расстоянии 1 м от резервуаров) и соединяют на сварке с опорами резервуаров. Величина сопротивления контура не более 10 см.

Монтажные конструкции, изделия и детали должны поступать на монтажную площадку в готовом виде.

Все такелажные операции: разгрузка, погрузка и перемещение оборудования или его отделочных устройств, узлов в монтажной зоне, а также подъем и установка в проектное положение при монтаже, надлежит производить так, чтобы была обеспечена полная сохранность оборудования.

Групповые установки сжиженного газа после окончания их строительства должны быть испытаны и приняты комиссией, назначенной заказчиком в составе его представителей, а также представителей строительно-монтажной организацией треста.

Резервуары групповых установок совместно с их обвязкой испытываются на плотность воздухом, на максимальное рабочее давление 10 кг/см^2 при закрытой обвязке арматуры с проверкой всех соединений мыльной эмульсией.

Испытание резервуаров на плотность воздухом допускается после гидравлического испытания их.

При производстве земляных работ необходимо обеспечить защиту котлована от атмосферных вод и промерзания дна котлована.

Для удобства обслуживания оборудования предусмотрена асфальтовая дорожка шириной 1 м. За условную отметку 0.000 принята отметка обсыпки резервуаров, соответствующая абсолютной отметке. По всему периметру групповая установка резервуаров ограждается оградой из металлической сетки по железобетонным столбам высотой 1,6 м по серии 3.017-1.

Столбы ограды устанавливаются в предельно пробуренные скважины с последующей заливкой бетона марки 100. Угловые столбы ограды устанавливаются на фундаменты.

При привязке проекта необходимо откорректировать глубину заложения фундаментов резервуаров с учетом местных гидрогеологических условий.

8.6 Изоляция трубопровода

Материалы для изоляции газопроводов должны обладать следующими свойствами:

- механической прочностью;
- обеспечивать сохранность покрытия в процессе строительства (при перевозках, опускании в траншею) и в процессе эксплуатации;

- пластичностью;

- не подвергаться разрушению от биологического воздействия не содержать компонентов, вызывающих коррозию металла труб;

На все материалы, применяемые для изоляции газопроводов, должны иметься сертификаты, подтверждающих их качество.

Подземные газопроводы подвергаются грунтовой коррозии, возникающей из-за наличия в грунте влаги, солей, кислот и коррозии блуждающими токам.

Для изоляции применить битумно-резиновую весьма усиленную изоляцию при толщине слоя 9 мм. Битумное изоляционное покрытие наносят на трубу механическим способом и вручную. Сначала наносят грунтовку, а затем слой битумной мастики. Для повышения надежности покрытия армируют оберткой рулонными материалами. Применение весьма усиленной изоляции обосновывается тем, что грунты городские, засоренные сточными водами, имеющие разнородную структуру и включения различных предметов, являются коррозионно-активными.

8.7 Благоустройство трассы

После окончания испытаний стыки газопровода присыпают вручную и делают присыпку газопровода мягким грунтом на высоту 10 см от верха трубы. Остальная засыпка производится бульдозером марки ДЗ-42 с последующим уплотнением грунта катками марки ДУ-8В. Восстанавливают растительный слой.

Вся работа по монтажу газопровода и резервуарных установок должна выполняться в строгом соответствии с технологическими инструкциями и правилами безопасности в газовом хозяйстве Госгортехнадзора и [1].

8.8 Окончательное испытание газопровода

Испытания на прочность и плотность газопровода должны производиться строительно-монтажной организацией в присутствии представителей заказчика и предприятия газового хозяйства, о чем делаются соответствующие записи в строительных паспортах объектов.

Газопроводы и газовое оборудование перед сдачей в эксплуатацию испытывают, используя пружинные и водяные V-образные манометры. Газопроводы давлением 0,1 МПа испытывают V-образными жидкостными манометрами. Свыше 0,1 МПа – пружинными, типа ОБМ класса 1,5. Испытания производят в соответствии с ГОСТ III-29-76 «Правила производства и приемки работ».

8.9 Определение объема земляных работ

Ширина котлована понизу, м, рассчитывается по формуле

$$a = A + 0{,}5, \tag{8.1}$$

где A – необходимая ширина для установки резервуаров, м.

$a = 3{,}5 + 0{,}5 = 4$ м.

Длина котлована понизу, м, рассчитывается по формуле

$$b = B + 0{,}5, \tag{8.2}$$

где B – необходимая длина для установки резервуаров, м

$b = 3{,}5 + 0{,}5 = 4$ м.

Глубину котлована, м, определяем по формуле

$$h_к = H_у + 0{,}5, \tag{8.3}$$

где $H_у$ – высота резервуаров, м.

$h_к = 2{,}3 + 0{,}5 = 2{,}8$ м.

Ширина котлована поверху, м, определяется по формуле

$$a_1 = a + 2 \cdot m \cdot h_к, \tag{8.4}$$

где a – ширина котлована понизу, м, по (8.1);
m – коэффициент откоса, для суглинка m = 0,2;
$h_к$ – глубина котлована, м, по (8.3).

$a_1 = 4 + 2 \cdot 0{,}2 \cdot 2{,}8 = 5{,}12$ м.

Длина котлована поверху, м, рассчитывается по формуле

$$b_1 = b + 2 \cdot m \cdot h_к, \tag{8.5}$$

где $в$ – длина котлована понизу, м, по (8.2);
m, $h_к$ – то же, что и в (8.4).

$$a_1 = 4 + 2 \cdot 0{,}2 \cdot 2{,}8 = 5{,}12 \text{ м.}$$

Глубина траншеи, м, определяется по формуле

$$H = h + d_{ср} + k + c, \tag{8.6}$$

где h – глубина заложения газопровода, м, h=0,8 м;
$d_{ср}$ – средний диаметр газопровода, м;
k – толщина песчаного основания, k = 0,1 м;
c – толщина подушки под газопровод, c = 0,15 м.

Средний диаметр газопровода, м, рассчитываем по формуле

$$d_{ср} = \frac{\sum d_i \cdot l_i}{\sum l_i}, \tag{8.7}$$

где d_i – диаметр данного участка, м;
l_i – длина участка, м.

$$d_{ср} = \frac{0{,}045 \cdot 22{,}25 + 0{,}048 \cdot 16{,}25 + 0{,}057 \cdot 52{,}5 + 0{,}06 \cdot 16{,}25 + 0{,}06 \cdot 16{,}25}{475{,}5} + .$$

$$. + \frac{0{,}07 \cdot (40{,}5 + 16{,}25 + 16{,}25 + 52{,}5 + 16{,}25) + 0{,}0755 \cdot (16{,}25 + 40{,}5)}{475{,}5} +$$

$$+ \frac{0{,}076 \cdot (16{,}25 + 16{,}25) + 0{,}083 \cdot (52{,}5 + 16{,}25) + 0{,}089 \cdot (16{,}25 + 36)}{475{,}5} = 0{,}078 \text{ м;}$$

$$H = 0{,}8 + 0{,}078 + 0{,}1 + 0{,}15 = 1{,}13 \text{ м.}$$

Определяем объем траншеи, м^3, по формуле

$$V_{тр} = L_{г/п} \cdot C \cdot H, \tag{8.8}$$

где $L_{г/п}$ – длина газопровода, м;
C – ширина траншеи сверху, м;
H – глубина траншеи, м, по (8.6).

$$V_{тр} = 475.5 \cdot 0{,}6 \cdot 0{,}91 = 259{,}6 \text{ м}^3.$$

Объем котлована, м^3, рассчитываем по формуле

$$V_к = \frac{h_к}{6} \cdot (a \cdot b + a_1 \cdot b_1 + (a + a_1) \cdot (b + b_1)), \quad (8.9)$$

где $h_к$, a – то же, что и в (8.4);

a_1 – ширина котлована поверху, м, по (8.4);

b – то же, что и в (8.5);

b_1 – длина котлована поверху, м, по (8.5).

$$V_к = \frac{2,8}{6} \cdot (4 \cdot 4 + 5,12 \cdot 5,12 + (4 + 5,12) \cdot (4 + 5,12) = 58,5 \text{ м}^3.$$

Объем работ по срезке растительного слоя траншеи, м^3, определяем по формуле

$$V_{р.с.тр.} = L_{г/п} \cdot C \cdot H_{р.с.}, \quad (8.10)$$

где $L_{г/п}$, a – то же, что и в (8.8);

$H_{р.с.}$ – высота растительного слоя, принимается равной 0,2 м.

$$V_{р.с.тр.} = 475,5 \cdot 0,6 \cdot 0,2 = 57,06 \text{ м}^3.$$

Объем работ по срезке работ растительного слоя котлована, м^3, определяем по формуле

$$V_{р.с.к} = a_1 \cdot b_1 \cdot H_{р.с}, \quad (8.11)$$

где a_1, b_1 – то же, что и в (8.9);

$H_{р.с}$ – то же, что и в (8.10).

$$V_{р.с.к} = 5,12 \cdot 5,12 \cdot 0,2 = 5,24 \text{ м}^3.$$

Объем недобора грунта по всей площади котлована, м^3, рассчитывается по формуле

$$V_{н.к} = a \cdot b \cdot h_н, \quad (8.12)$$

где a – то же, что и в (8.4);

b – то же, что и в (8.5);

$h_н$ – недобор грунта, принимается равным 0,1 м.

$$V_{н.к} = 4 \cdot 4 \cdot 0,1 = 1,6 \text{ м}^3.$$

Объем недобора грунта по всей площади траншеи, м^3, рассчитывается по формуле

$$V_{н.тр} = C \cdot L_{г/п} \cdot h_н, \quad (8.13)$$

где C, $L_{г/п}$ – то же, что и в (8.8);

$h_н$ – то же, что и в (8.12).

$V_{н.тр} = 0,6 \cdot 475,5 \cdot 0,1 = 28,53$ м^3.

Объем грунта при разработке котлована экскаватором с погрузкой в транспортное средство, м^3, рассчитывается по формуле

$$V_{этс.к} = V_у, \quad (8.14)$$

где $V_у$ – объем резервуарной установки, м^3, который рассчитывается по формуле

$$V_у = V_{рез} \cdot n, \quad (8.15)$$

где $V_{рез}$ – объем резервуара, м^3;

n – количество резервуаров.

$V_у = 5 \cdot 2 = 10$ м^3;

$V_{этс.к} = 10$ м^3.

Объем работ при разработке траншеи экскаватором с погрузкой в транспортное средство, м^3, рассчитываем по формуле

$$V_{этс.тр} = V_{г/п}, \quad (8.16)$$

где $V_{г/п}$ – объем газопроводов, м^3, рассчитывается по формуле

$$V_{г/п} = \frac{\pi \cdot d^2_{ср}}{4} \cdot L_{г/п}, \quad (8.17)$$

где $L_{г/п}$ – то же, что и в (8.8);

$d_{г/п}^{ср}$ – то же, что и в (8.6).

$$V_{г/п} = \frac{3{,}14 \cdot 0{,}078^2}{4} \cdot 475{,}5 = 2{,}27 \text{ м}^3;$$

$$V_{этс.тр} = 2{,}27 \text{ м}^3.$$

Объём работ по разработке грунта в траншее экскаватором с выгрузкой в отвал, м^3, рассчитываем по формуле

$$V_{эо.тр} = V_{тр} - V_{р.с.тр.} - V_{н.тр} - V_{г/п}, \quad (8.18)$$

где $V_{тр}$ – объем траншеи, м^3;
$V_{р.с.}$ – объем работ по срезке растительного слоя траншеи, м^3;
$V_{н.тр}$ – объем недобора грунта в траншее, м^3;
$V_{г/п}$ – объем газопровода, м^3.

$$V_{эо.тр} = 259{,}6 - 57{,}06 - 28{,}53 - 2{,}27 = 171{,}7 \text{ м}^3.$$

Объём работ по разработке грунта в котловане экскаватором с выгрузкой в отвал, м^3, рассчитываем по формуле

$$V_{эо.к} = V_{к} - V_{р.с.к.} - V_{н.к} - V_{у}, \quad (8.19)$$

где $V_к$ – объем котлована, м^3;
$V_{р.с.к}$ – объем работ по срезке растительного слоя котлована, м^3;
$V_{н.к}$ – объем недобора грунта в котловане, м^3;
$V_у$ – объем резервуарной установки, м^3.

$$V_{эо.к} = 58{,}5 - 5{,}24 - 1{,}6 - 10 = 41{,}67 \text{ м}^3.$$

Объем грунта обратной засыпки траншем, м^3, определяем по формуле

$$V_{оз.тр} = \frac{V_{тр} - V_{г/п}}{K_{ор}}, \quad (8.20)$$

где $V_{тр}$, $V_{г/п}$ – то же, что и в (8.18);
$K_{ор}$ – коэффициент остаточного разрыхления, равный 1,05.

$$V_{оз.тр} = \frac{259{,}6 - 2{,}27}{1{,}05} = 245{,}1 \text{ м}^3.$$

Объем грунта обратной засыпки котлована, м^3, определяем по формуле

$$V_{оз.тр} = \frac{V_к - V_у}{K_{ор}}, \quad (8.21)$$

где $V_к$, $V_у$ – то же, что и в (8.19);

$K_{ор}$ – коэффициент остаточного разрыхления, равный 1,05.

$$V_{оз.тр} = \frac{58,5 - 10}{1,05} = 46,2 \text{ м}^3.$$

Ведомость объемов земляных работ представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Ведомость объемов земляных работ

Наименование строительных процессов	Единица измерения	Количество единиц
Срезка растительного слоя грунта I категории бульдозером ДЗ-42	$м^3$	62,3
Разработка растительного слоя грунта I категории экскаватором ЭО-1621 с обратной лопатой с емкостью ковша 15 $м^3$ с погрузкой в транспортное средство	$м^3$	12,3
Разработка грунта I категории в траншее и котловане экскаватором обратная лопата с емкостью ковша 15 $м^3$ в отвал	$м^3$	213,4
Разработка грунта I категории в котловане и траншее вручную (зачистка дна)	$м^3$	30,1
Обратная засыпка грунта I категории в траншею и котлован	$м^3$	291,3

8.10 Выбор комплекта машин и механизмов

Для разработки грунта I категории из траншеи в отвал, принят одноковшовый экскаватор, оборудованный обратной лопатой – ЭО 1621.

Технические характеристики:

- емкость ковша – 0,15 $м^3$;
- наибольшая высота выгрузки – 1,7 м;
- максимальный радиус копания – 4,10 м;
- мощность двигателя – 60 кВт;
- масса экскаватора – 3,9 т;
- наибольшая глубина копания – 2,2 м.

В комплексе с экскаватором ЭО 1621 принимаем бульдозер марки ДЗ-42 на базе трактора ДТ-75.

Технические характеристики:

- длина отвала – 2,56 м;
- высота отвала – 0,8 м;

- скорость перемещения – 11,3 км/ч.

Габаритные размеры:

- длина – 4,98 м;
- ширина – 2,52 м;
- высота – 2,65 м.

Техническая характеристика автокрана марки КС-1562А:

Расчетный вылет стрелы при монтаже резервуаров ориентировочно равен 10 м.

Грузоподъемность:

- при наименьшем вылете крюка – 4 т;
- при наибольшем вылете крюка – 1,2 т.

Длина основной стрелы – 6 м.

Вылет крюка основной стрелы:

- наименьший – 3,5 м;
- наибольший – 8,5 м.

Высота подъема :

- при наименьшем вылете крюка – 6,2 м;
- при наибольшем вылете крюка – 3,8 м.

Скорость передвижения:

- рабочая (с грузом) – 5 км/ч;
- транспортная – 75 км/ч.

Мощность двигателя – 77 кВт.

Масса крана в рабочем состоянии – 7,1 т.

Автокран марки КС-1562А представлен на рисунке 8.3.

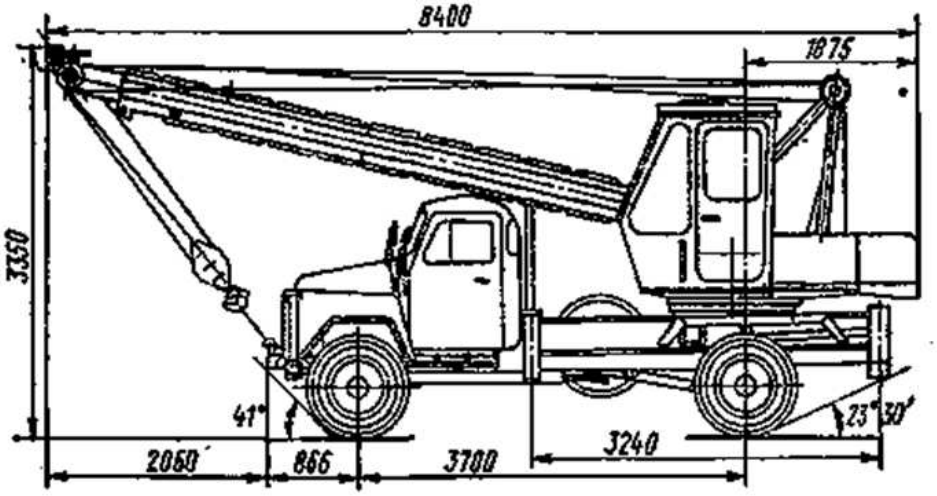


Рисунок 8.3 – Автокран марки КС-1562А

Технические характеристики бортового автомобиля:

- марка – ЗИЛ 130-76
- грузоподъемность – 6 т
- габариты – 6675×2500×3800

Бортовой автомобиль ЗИЛ 130-76 представлен на рисунке 8.4.

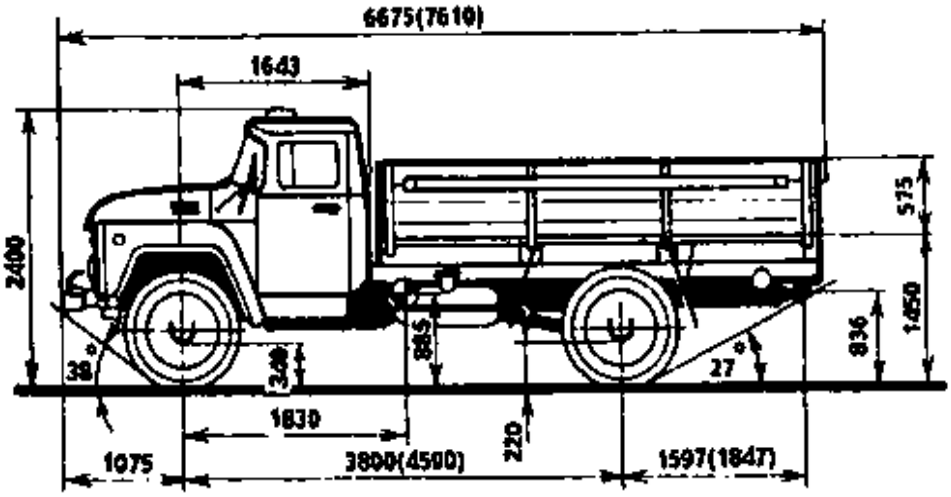


Рисунок 8.4 – Бортовой автомобиль ЗИЛ 130-76

Техническая характеристика самосвала МАЗ-503:
Грузоподъемность – 7т.
Габариты – 5920×2500×2700.
Вес в снаряженном состоянии – 6,75 т.
Емкость кузова – 4,0 м^3.
Скорость V_{max} = 80 км/ч.
Самосвал МАЗ-503 представлен на рисунке 8.5.

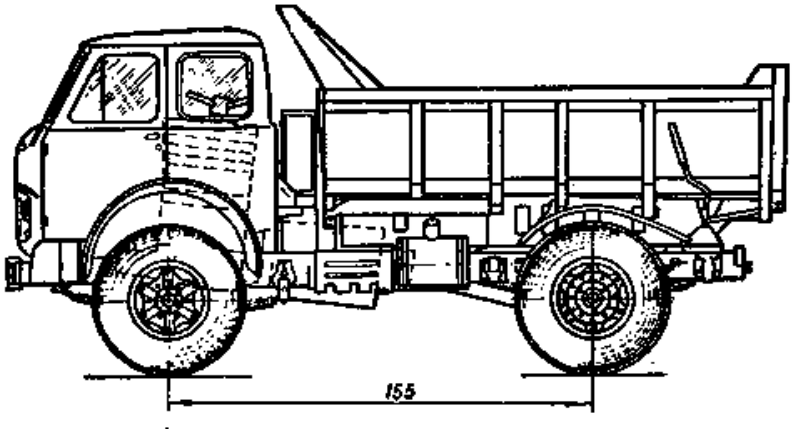


Рисунок 8.5 – Самосвал МАЗ-503

Технические характеристики катка марки ДУ-8В
Ширина уплотняемой полосы – 1,29 м.
Количество колес – 2 шт.
Диаметр колес:
ведущего – 1,6 м;
ведомого – 1,3 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалифицированной работе на тему «Расчет наполнительной станции и газоснабжения жилого района и АО “ЭКО” с населением 65232 человек с помощью удельных норм потребления газа годовое потребление газа с учетом запаса составило 12977373,1 м^3.

Для выполнения бакалаврской работы были выполнены следующие задачи:

1 Произведен расчет газонаполнительной станции;

2 Расчет резервуарного парка ГНС;

3 Расчет количество сливных эстакад;

4 Расчет насосно-компрессорного отделения.

Произведен расчет наполнительного отделения баллонов;

5 Определено количество автотранспорта необходимого для поставки газа населению;

6 Выполнен расчет групповой резервуарной установки с естественным и искусственным испарением;

7 Выполнен расчет ГРУ и газопровода для котельной;

8 Произведен расчет возведения групповой установки.

Разработана графическая часть для решеных задач в пояснительной записке.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГНС – газонаполнительная станция.
ПЗК – предохранительно-запорный клапан.
ГРУ – газорегуляторная установка.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 СНиП 2.04.08-87. Газоснабжение. – М.: Стройиздат, 1988. – 64 с.

2 Рябцев Н. И., Кряжев Б. Г. Сжиженные углеводородные газы. – Москва: Недра, 1977 – 28с.

3 Стаскевич Н. Л., Вигдорчик Д. Я. Справочник по сжиженным углеводородным газам. – Ленинград: Недра, 1986 – 534 с.

4 Кулаков Н. Г., Бережнов И. А. Справочник по газоснабжению. – Киев: Будивельник, 1968. – 320 с.

5 Ионин А. А. Газоснабжение: Учебник для вузов. – 3-е изд., перерб. и доп. – Москва: Стройиздат, 1981. – 415с., ил.

6 Преображенский Н. И. Сжиженные углеводородные газы. – Ленинград: Недра, 1977.

7 Стаскевич Н. Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа. – Ленинград: Недра, 1990. – 762 с.

8 СП 62.13330.2011* Газораспределительные системы. Акт. ред. СНиП 42-01-2002). Введ. 01.01.2013.

9 Рябцев Н. И. Газовое оборудование, приборы и арматура. – Москва: Недра, 1985.

10 Черемушкин П. А., Шальнов А. П. Технология и организация строительства. – Москва: Высшая школа, 1970.

11 Журавлев Б. А. Справочник мастера-сантехника. – Москва: Стройиздат,1982.

12 СТО 4.2–07–2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Введ. 09.01.2014. – Красноярск : ИПК СФУ, 2014. – 60 с.

План типового этажа М 1:100

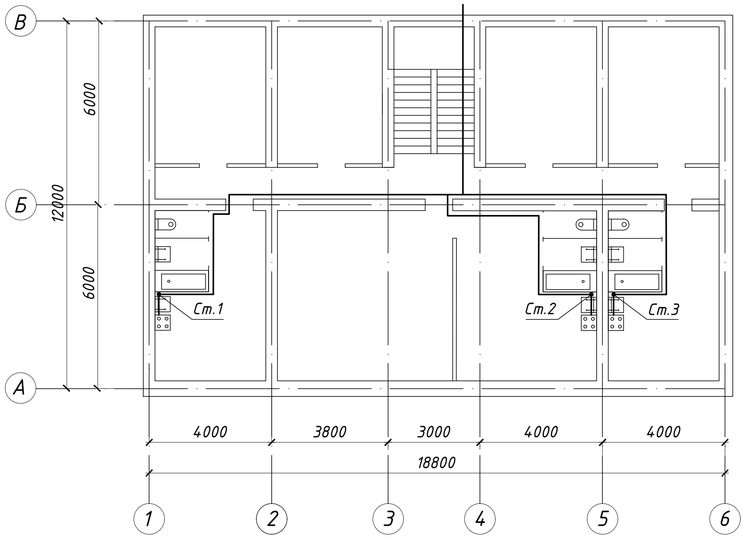
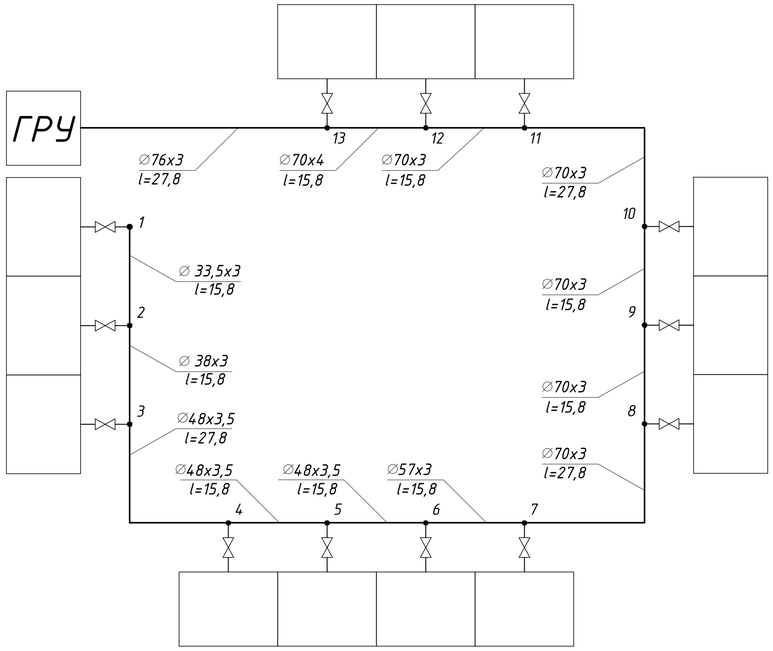
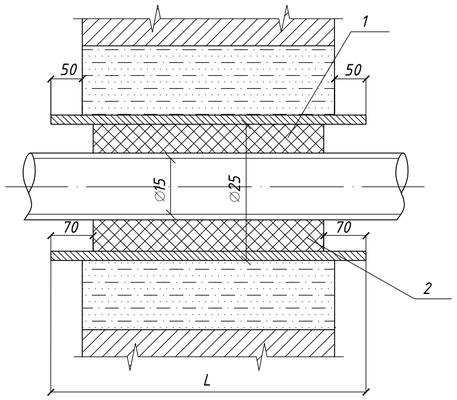


Схема внутриквартального газопровода



Футляр для прокладки газопровода через фундамент



Аксонометрическая схема внутридомового газопровода

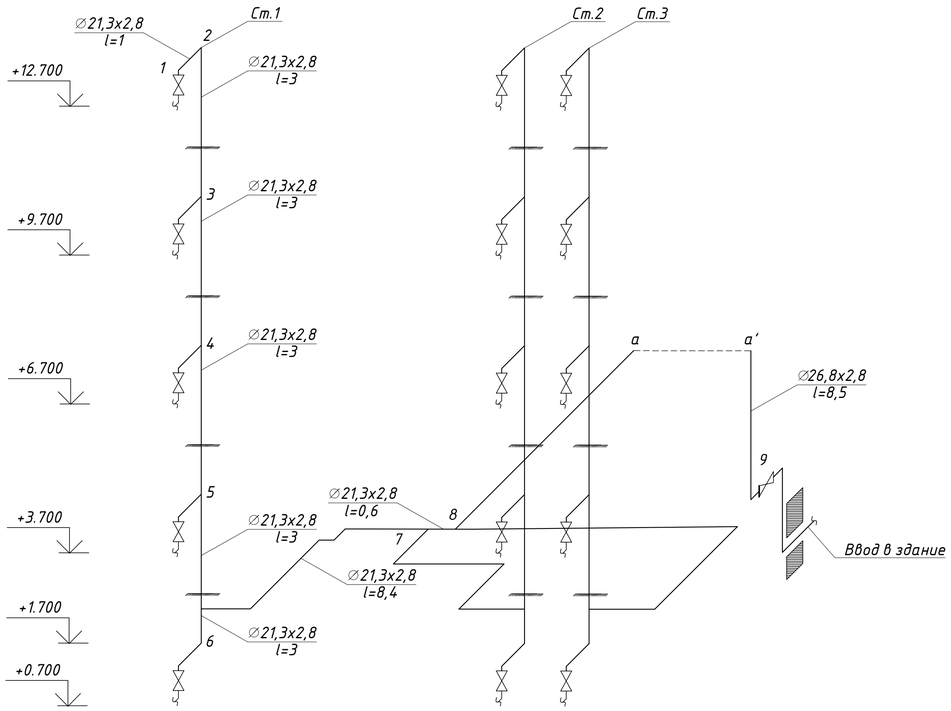
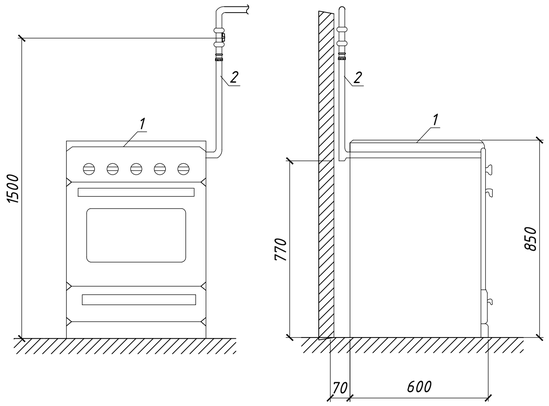


Схема установки газовой плиты



Экспликация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол	Примечание
		Цокольный ввод		
1	ГОСТ 21.609–2014	Газопровод	1	
2	ГОСТ 21.609–2014	Футляр	1	
3	ГОСТ 21.609–2014	Штуцер с заглушкой	1	
		Футляр для прокладки газопровода		
1	-	Набивка из просмоленной		
		пеньки	1	
2	Марка 3	Заливка концов футляра		
		из битума	1	
		Плита бытовая газовая		
1	ГОСТ 33998-2016	Плита бытовая газовая		
	ГОСТ 21.609–2014	Труба водогазопроводная	1	

						БР-08.03.01.05-2020 ГС			
						Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт			
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Давыдова М.А.				Расчет наполнительной станции и газоснабжения жилого района и АО "ЭКО"	Стадия	Лист	Листов
Руководит.		Авласевич А.И.					У	1	5
Н.контр.		Авласевич А.И.				План типового этажа М1:100. Аксонометрическая схема внутридомового газопровода М1:100. Схема внутриквартального газопровода М1:100. Футляр для прокладки газопровода через фундамент. Схема установки газовой плиты	Кафедра ИСЗиС		
Зав. каф.		Матвиенко А.И.							

Согласовано

Взам. инв.№

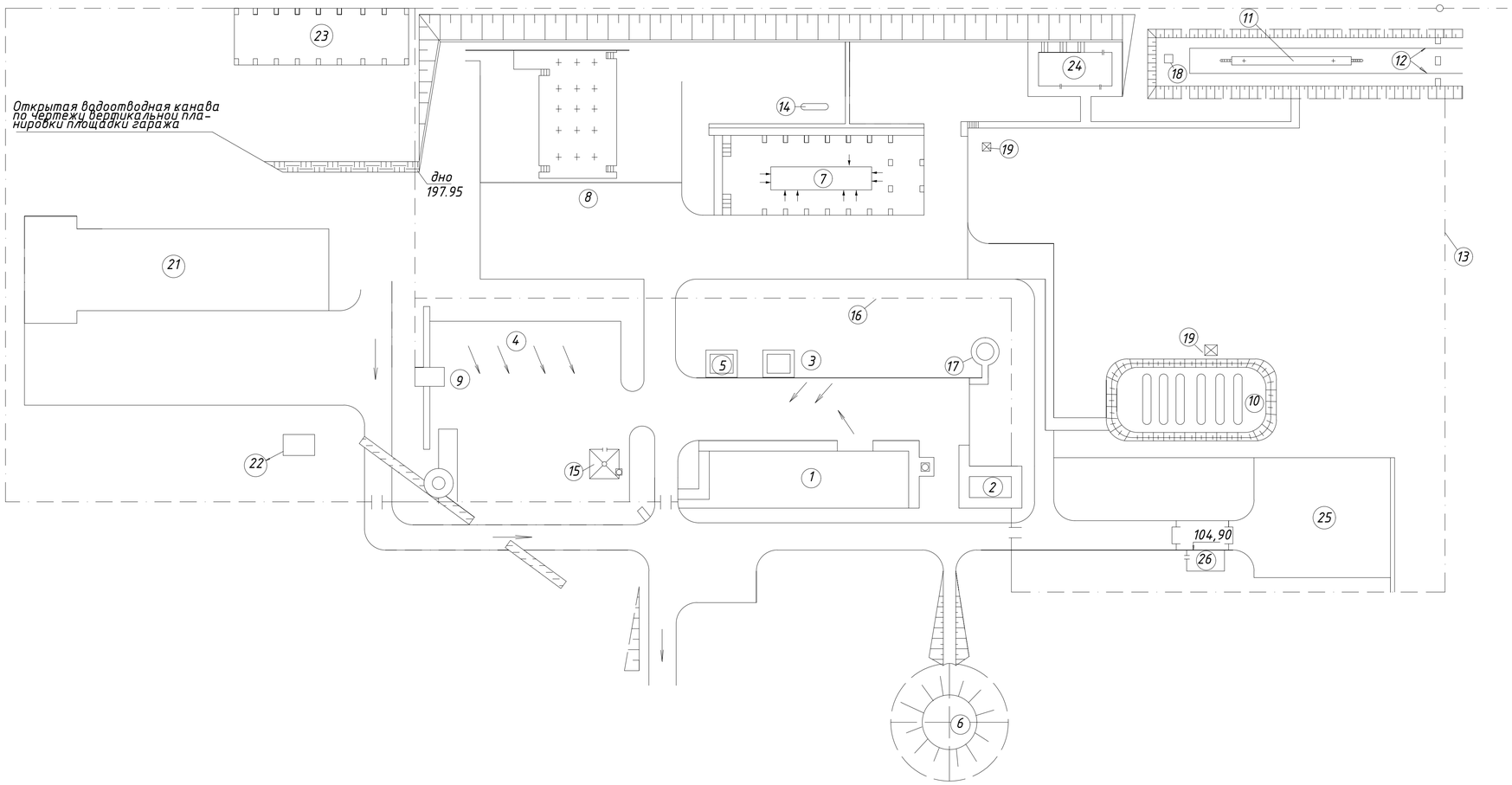
Подпись и дата

Инв.№ подл.

Копировал

Формат А1

Схема генплана ГНС



Экспликация

Поз.	Наименование
1	Блок вспомогательных помещений
2	Трансформаторная подстанция
3	Склад ГСМ
4	Открытая стоянка автомашин
5	Дворовая уборная
6	Резервуар для воды емк. 1000 м^3
7	Накопительный цех
8	Колонки для наполнения автоцистерн
9	Калориферная
10	База хранения
11	Эстакада для слива сжиженного газа
12	Железнодорожные пути
13	Ограждение H=2.05м.
14	Резервуар для слива тяжелых остатков
15	Эстакада для мойки автомашин (разборная)
16	Ограждение H=1.05м.
17	Водонапорная башня
18	Электролебедка
19	Молниеотводы
20	Отстойник
21	Гараж
22	Эстакада для мойки машин
23	Склад
24	Насосно-компрессорная
25	Автоколонки
26	Автовесы
27	Вытяжная камера

						БР-08.03.01.05-2020 ГС			
						Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Давыдова М.А.				Расчет наполнительной станции и газоснабжения жилого района и АО "ЭКО"	Стадия	Лист	Листов
Руководит.		Авласевич А.И.					У	2	5
Н.контр.		Авласевич А.И.				Схема генплана ГНС	Кафедра ИСЗиС		
Зап. каф.		Матюшенко А.И.							

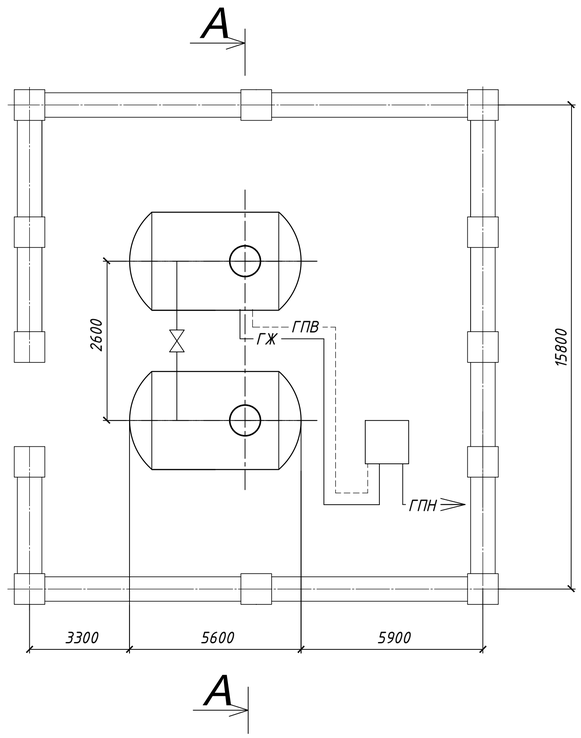
Согласовано

Взам. инв.№

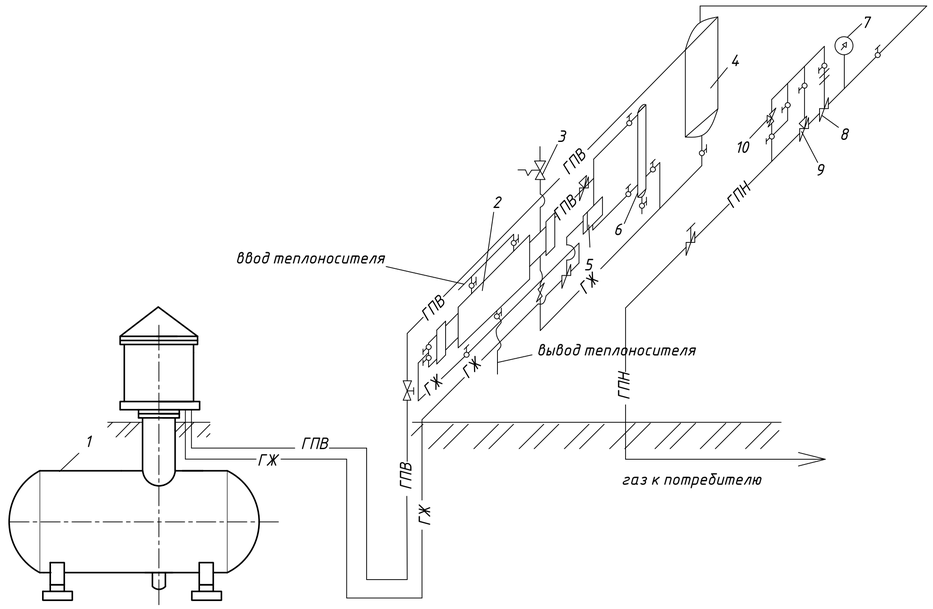
Подпись и дата

Инв.№ подл.

План на отметке 0.000



Компановка резервуара с форсуночным испарителем



Условные обозначения

ГЖ – трубопровод жидкой фазы

ГПВ – трубопровод паровой фазы высокого давления

ГПН – трубопровод паровой фазы низкого давления

вентиль фланцевый

Разрез А-А

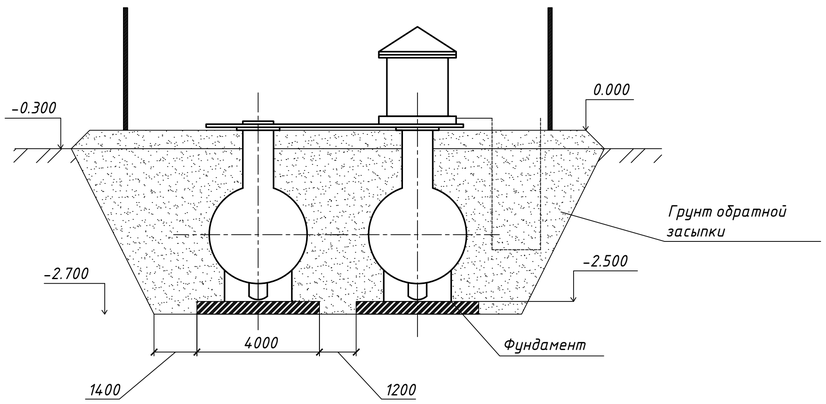
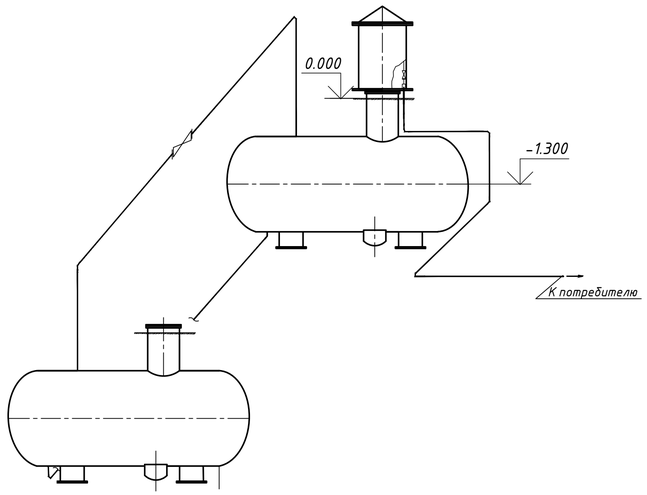


Схема обвязки резервуаров



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол	Примечание
1	ГОСТ 34347-17	Подземный резервуар	2	
2	ГОСТ 15860-84	Форсуночный испаритель	1	
3	ГОСТ 15150-69	Предохранительный сбросной клапан	1	
4	ГОСТ 33259-15	Ресивер	1	
5	ГОСТ 15150-69	Поплавковый регулятор	1	
6	ГОСТ 2405-88	Конденсатосборник	1	
7	ГОСТ 15150-69	Манометр	1	
8	ГОСТ 21805-94	Предохранительный запорный клапан	1	
9	ГОСТ 21805-94	Регулятор давления	1	
10	ГОСТ 2608-74	Трехходовой кран	1	

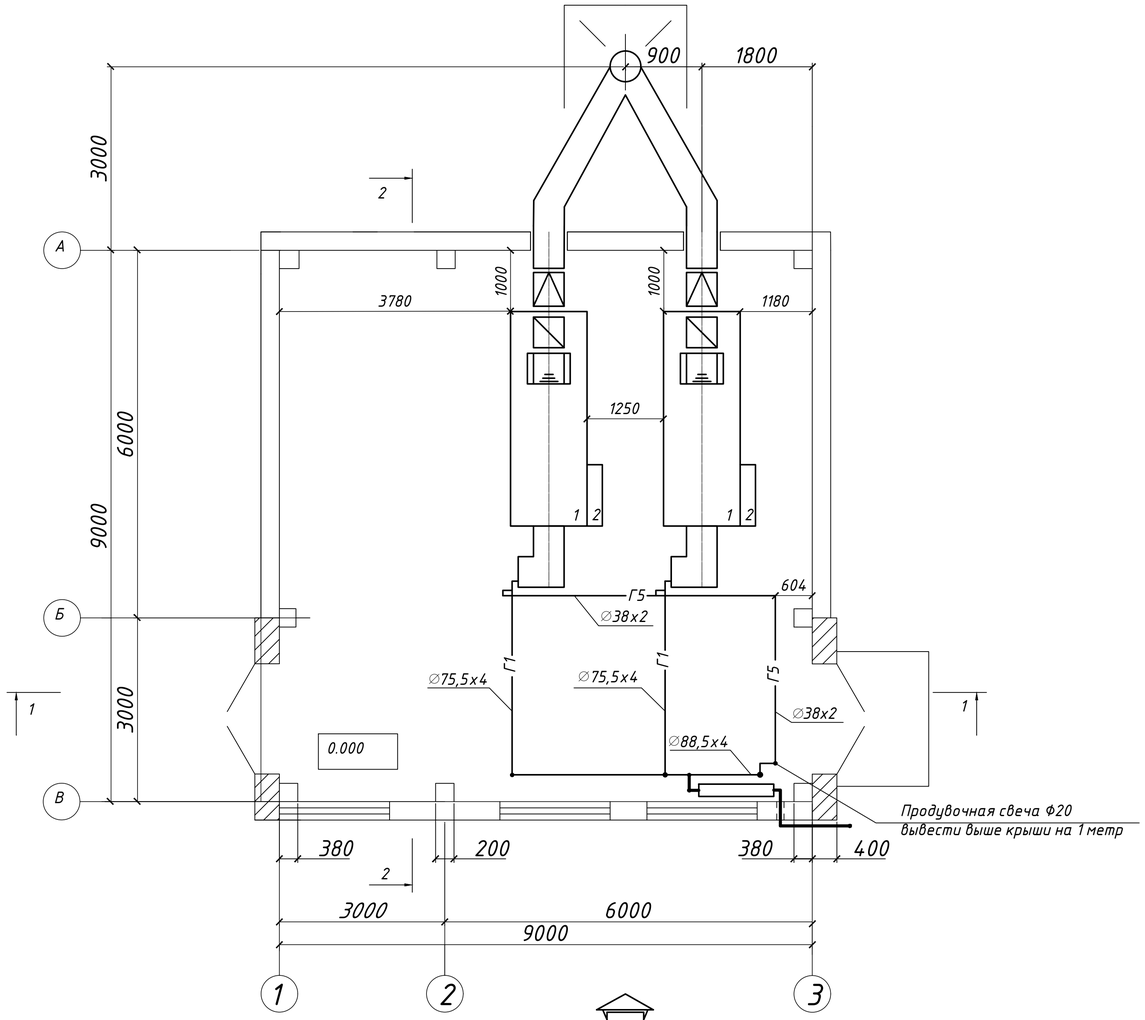
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	БР-08.03.01.05-2020 ГС			
						Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт			
Разраб.		Давыдова М.А.				Расчет наполнительной станции и газоснабжения жилого района и АО "ЭКО"	Стадия	Лист	Листов
Руководит.		Абласевич А.И.					У	3	5
Н.контр.		Абласевич А.И.				Групповая резервуарная установка. План на отметке 0,000, Разрез А-А, Компоновка резервуаров с форсуночным испарителем, Схема обвязки резервуаров	Кафедра ИСЗиС		
Зав. каф.		Матюшенко А.И.							

Согласовано

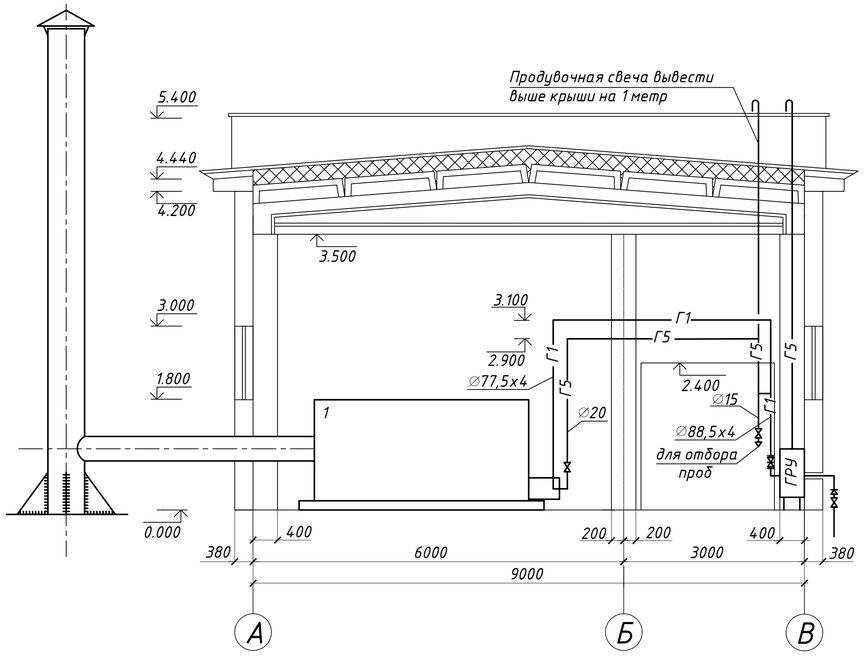
Взам. инв.№

Подпись и дата

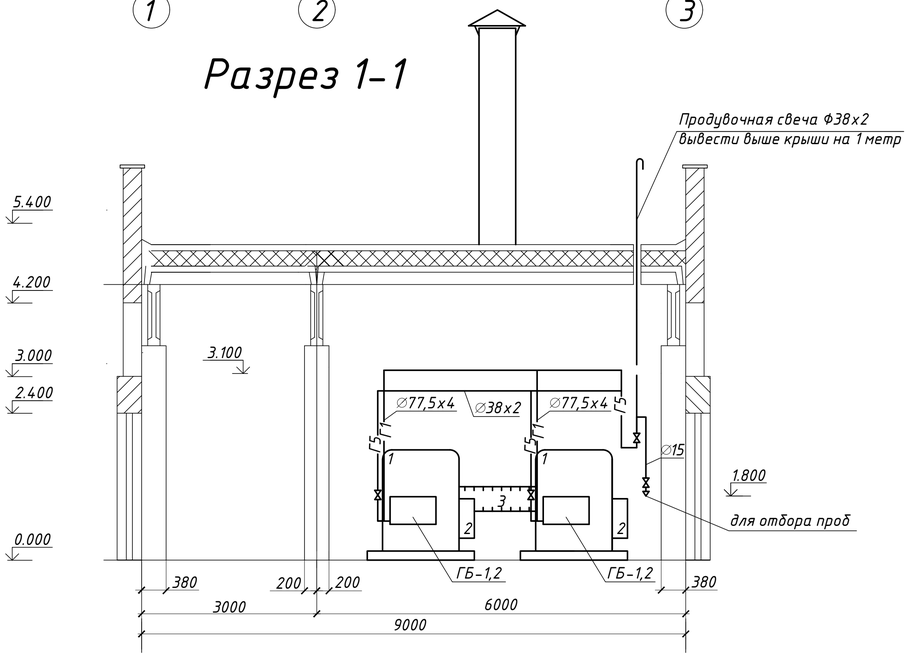
План котельной на отметке 0.000



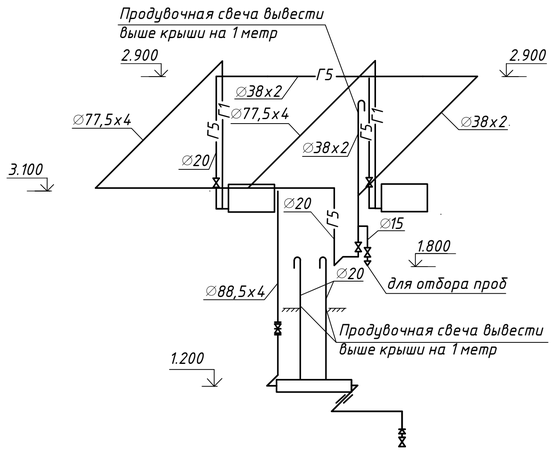
Разрез 2-2



Разрез 1-1



Аксонометрическая схема внутрикотельного газопровода



Условные обозначения
1 - котёл
2 - сетевой насос
3 - газоход

0.000 отметка пола котельной

—Г2— газопровод низкого давления

—Г5— продувочный газопровод

1.200 отметка высоты

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол	Масса ед. кг	Приме-чание
1	КСВа-1,0	Котёл стальной			
		водогрейный			
		автоматический с горелкой			
		ГБ-1,2 и комплектом			
		средств управления			
		производительностью 1			
		МВт/ч	2	3550	шт
2	К-100-65-200	Насос сетевой			
		центробежный консольный с			
		электродвигателем			
		4АМ180М2У3, N=30 кВт,			
		n=3000 об/мин	2	376	шт
3	С 5-305-981	Газорегуляторная			
		установка с хозрасчётным			м
		учётом расхода газа			
		счётчиком	1		шт
4	5.905-6*	Изолирующий фланец	1		шт
5	ГОСТ 10704-95	Трубы стальные			
		электросварные			
		То же Ф38х2	12,6	22,4	кг
		То же Ф77,5х4	8,7	63,1	кг
		То же Ф88,5х4	6,4	53,3	кг
6	11ч 3БК	Кран муфтовый Ф50	1		шт
7	15кч 883р 1м	Кран фланцевый с			
		электромагнитным			
		приводом	3		шт
8	11ч 3БК	Кран муфтовый Ф50	1		шт
9	30ч 47БК4	Задвижка Ф100	1		шт

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	БР-08.03.01.05-2020 ГС			
						Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт			
Разраб.		Давыдова М.А.				Расчет наполнительной станции и газоснабжения жилого района и АО "ЭКО"	Стадия	Лист	Листов
Руководит.		Абласевич А.И.					У	4	5
Н.контр.		Абласевич А.И.				План котельной на отметке 0.000. Разрез 1-1. Разрез 2-2. Аксонометрическая схема внутрикотельного газопровода	Кафедра ИСЗиС		
Зав. каф.		Матвиенко А.И.							

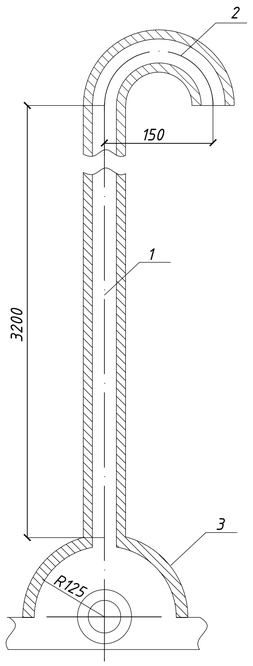
Согласовано

Взам. инв.N

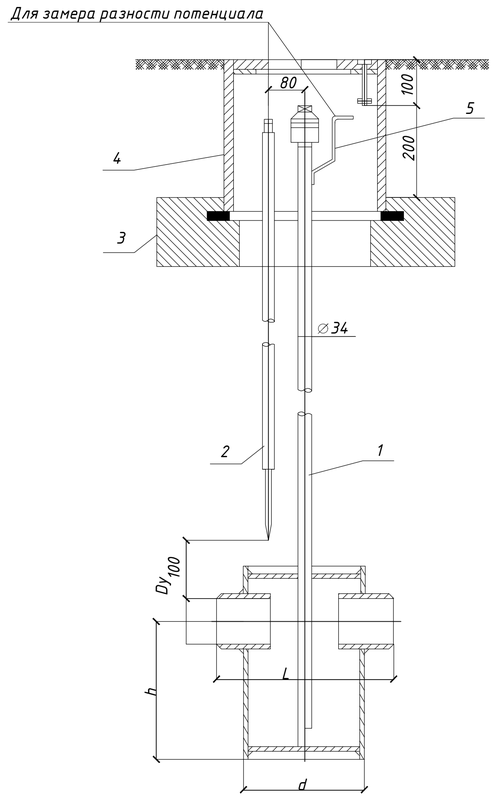
Подпись и дата

Инв.N подл.

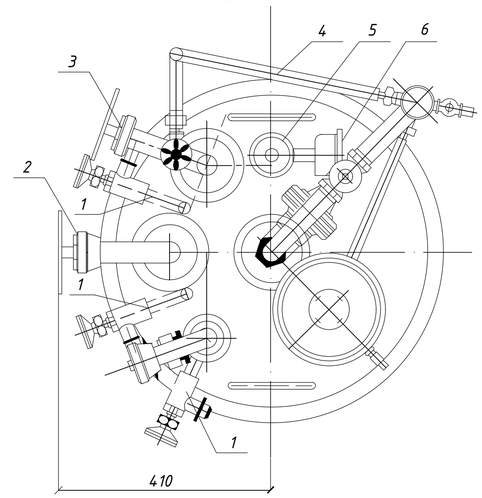
Трубка контрольная



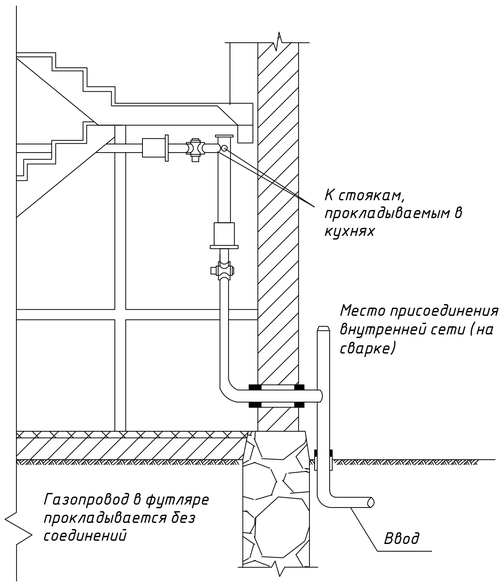
Сборник конденсата газопровода низкого давления



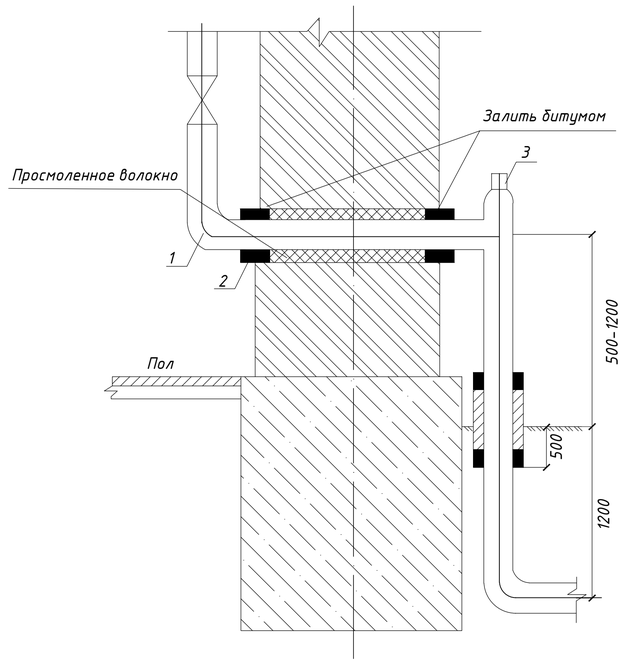
Головка управления



Монтаж трубопроводов внутреннего газопровода



Цокольный ввод газопровода



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
		Головка управления		
1	ГОСТ 23102-78	Трубки уровнемерные	1	
2	ГОСТ 23102-78	Патрубок парофазный	1	
		уровнительный	1	
3	ГОСТ 23102-78	Патрубок наполнительный	1	
4	ГОСТ 18698-79	Сбросной трубопровод из	1	
		гибкого шланга		
5	ГОСТ 21805-94	Предохранительный клапан	1	
6	ГОСТ 15150-69	Манометр	1	
		Сборник конденсата		
1	ГОСТ 34347-17	Корпус	1	
2	ГОСТ 10704-91	Труба внутренняя в сборе	1	
3	Д 325	Ковер большой сварной	1	
4	ГОСТ 10798-77	Подушка под ковер	1	
5	ГОСТ 34347-17	Кожух	1	
6	ГОСТ 7338-90	Пластина контактная	1	
7	ГОСТ Р 50571,2-94	Электрод заземления	1	
8	ГОСТ 15180-86	Прокладка /Ф56/Ф34/δ=2	1	
		Трубка контрольная		
1	ГОСТ 17375-01	Трубка 50х30	1	
2	ГОСТ 17375-01	Отвод 90	1	
3	ГОСТ 7076-99	Кожух	1	

Согласовано

Взам. инв.N

Подпись и дата

Инв.N подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	БР-08.03.01.05-2020 ГС			
						Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт			
Разраб.		Давыдова М.А.				Расчет наполнительной станции и газоснабжения жилого района и АО "ЗКО"	Стадия	Лист	Листов
Руководит.		Авласевич А.И.					У	5	5
Н.контр.		Авласевич А.И.				Трубка контрольная. Сборник конденсата газопровода низкого давления. Головка управления. Монтаж трубопроводов внутреннего газопровода. Цокольный ввод газопровода.	Кафедра ИСЗиС		
Зав. каф.		Матюшенко А.И.							

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Инженерно-строительный
Институт

Инженерных систем зданий и сооружений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.И. Матюшенко
подпись инициалы, фамилия
«30» 06 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»
код и наименование направления

Расчет наполнительной станции и газоснабжения жилого района и АО “ЭКО”
тема

Руководитель	_____ подпись, дата	доцент, к. т. н должность, ученая степень	А.И. Авласевич инициалы, фамилия
Выпускник	_____ подпись, дата		М. А. Давыдова инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____ подпись, дата		А.И. Авласевич инициалы, фамилия

Красноярск 2020