

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

Инженерно-строительный институт  
институт  
Инженерных систем зданий и сооружений  
кафедра

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

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01.05 Теплогазоснабжение и Вентиляция

код – наименование направления

## Газоснабжение жилого района и ООО «Бетон».

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

Выпускник \_\_\_\_\_ И.С.Загородний  
подпись, дата инициалы, фамилия

## Консультанты по разделам:

## Технология возведения инженерных систем (ТВИС) наименование раздела

## Нормоконтролер

доцент, к. т. н.  
должность, ученая степень

А. И. Авласевич  
ициалы, фамилия

И.С.Загородний  
инициалы, фамилия

съ, дата

А. И. Авласевич  
инициалы, фамилия

---

— 1 —

А. И. Авласевич

Красноярск 2020

## СОДЕРЖАНИЕ

Реферат .....	5
<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>6</b>
1 Расчет численности населения .....	7
2 Расчет годового потребления газа.....	8
3 Расчет газонаполнительной станции.....	10
3.1 Расчет резервуаров и сливно-наливных устройств .....	11
3.2 Расчет отделения наполнения баллонов .....	13
3.3 Расчет предохранительно-запорных клапанов .....	14
3.4 Расчет насосного-компрессорного отделения .....	17
3.5 Расчет числа постов для слива неиспарившихся остатков.....	19
3.6 Расчет числа газораздаточных колонок .....	19
3.7 Расчет числа автомобилей для перевозки баллонов.....	20
4 Расчет групповых резервуарных установок сжиженного газа .....	22
4.1 Расчет резервуарной установки с естественным испарением .....	23
4.2 Расчет резервуарной установки с искусственным испарением .....	26
5 Расчет внутридомового газопровода.....	27
6 Расчет внутриквартального газопровода .....	32
7 Расчет внутреннего газового оборудования котельной .....	37
7.1 Расчет внутрикотельного газопровода .....	37
7.2 Общее описание котла КОВ-80С .....	38
7.3 Расчет ГРУ для котельной .....	42
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 .....	46
8.2 Монтаж подземного газопровода .....	46
8.2.1 Подготовительные работы .....	46
8.2.2 Земляные работы .....	47
8.2.3 Сборка и сварка труб в звенья.....	48
8.3 Монтаж трубопроводов .....	48
8.4 Предварительное испытание газопровода .....	49

8.5 Монтаж резервуаров.....	49
8.6 Изоляция трубопровода .....	50
8.7 Благоустройство трассы .....	51
8.8 Окончательное испытание газопровода .....	51
8.9 Определение объема земляных работ .....	52
8.10 Выбор комплекта машин и механизмов.....	56
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>59</b>
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ .....</b>	<b>60</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>61</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>62</b>

## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа по теме «Газоснабжение жилого района и ООО «Бетон»» выполнена на 62 страницы, 5 листов графического материала, 7 таблиц, 14 использованных источников.

**ГОДОВОЕ ГАЗОВОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ, ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНАЯ СТАНЦИЯ, ГРУППОВАЯ РЕЗЕРВУАРНАЯ УСТАНОВКА СЖИЖЕННОГО ГАЗА, ВНУТРИДОМОВОЙ ГАЗОПРОВОД, ВНУТРИКВАРТАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД, ВНУТРИКОТЕЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД.**

Объектом разработки является жилой район п. Михайловка с населением 72 052 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, резервуаров, сливно-наливных устройств, а также 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 сжиженным газом с искусственным и естественным испарением. Рассчитан внутридомовой, внутrikвартальный и внутрикотельный газопровод, а также подобраны необходимые диаметры труб для прокладки газопровода. В котельной установлены котел и горелки. Произведен гидравлический расчет котельной.

Спроектированы аксонометрические схема внутридомового, схема внутrikвартального газопроводов, а схема котельной. Показана функциональная схема и групповая резервуарная установка.

## ВВЕДЕНИЕ

Сжиженный природный газ представляет собой продукт, который представляет собой побочный продукт при переработке нефти. После добычи нефть поставляется на заводы по нефтепереработке, и после при ее переработке на разных этапах получается масло, бензин, дизельное топливо, а также газ.

Оттуда газ в жидким виде перевозят в хранилища, и далее газ везут по емкостям, где он и доходит до конечного потребителя.

Сам газ представляет собой жидкость, не имеющая запаха и цвета плотностью 0,41—0,5 кг/л в зависимости от температуры, давления и содержания высших алканов, при повышении давления и понижении температуры плотность растет, примеси высших алканов также повышают плотность.

Чистый сжиженный природный газ не горит, сам по себе не воспламеняется и не взрывается. На открытом воздухе газ превращается в газообразное состояние и быстро смешивается с воздухом. При испарении газ может воспламениться, но только при наличии источника пламени. Для воспламенения, концентрация газа в воздухе должна находиться в пределах от 4,4 до 17%. Если концентрация газа ниже 4,4%, то для воспламенения газа будет недостаточно, а если больше 17%, то будет недостаточно кислорода.

Одной из наиболее важных задач в системе газоснабжения является я формирование условий для безопасной эксплуатации. Поэтому газопроводы нуждаются в периодическом осмотре на предмет утечки газа, поэтому были созданы специальные газовые службы, которые и производят осмотр, контроль состояния всех составляющих газопровода и выполняют требуемые правила техники безопасности.

При выполнении выпускной квалификационной работы необходимо произвести расчет годового потребления газа жилого района, газонаполнительной станции, групповых резервуарных установок, расчет внутридомого, внутриквартального и внутрикотельного газопроводов, помимо этого необходимо представить расчет резервуаров с естественными и искусственными испарениями. А также помимо этого необходимо подобрать транспорт для земляных работ.

## 1 Расчет численности населения

Чтобы правильно определить газопотребление, согласно [1] необходимо знать численность населения района, определяемая по формуле

$$N=m \cdot F, \quad (1.1)$$

где  $m$ - плотность населения,  $m=400$  чел/га;

$F$ - площадь застройки, определяемая по генплану, га.

Расчет сводится в таблицу 1.1.

Таблица 1.1- Расчет численности населения

№ квартала	Площадь квартала, га	Плотность населения, чел/га	Количество проживающих, чел
1	7,20	400	2888
2	4,00		1600
3	7,13		2852
4	4,75		1900
5	8,16		3264
6	7,68		3072
7	9,27		3708
8	10,5		4200
9	8,17		3268
10	6,44		2576
11	5,46		2184
12	5,46		2184
13	7,56		3024
14	9,23		3692
15	2,56		1024
16	4,84		1936
17	5,58		2232
18	7,4		2960
19	13,67		5468
20	7,7		3080
21	12,97		5188
22	7,7		3080
23	13,48		5392
24	3,2		1280
			Итого: 72052

## 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 (потребление газа в квартирах);
- 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, зависит от ряда 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.

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

$$n_x = x \cdot N, \quad (2.1)$$

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

$$n_y = y \cdot N, \quad (2.2)$$

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

$$Q_H^P = K_{\text{ПР}} \cdot Q_{\text{P(ПР.М.)}}^H + K_{\text{БУТ}} \cdot Q_{\text{P(БУТ.М.)}}^H, \quad (2.3)$$

где  $K_{\text{ПР}}, K_{\text{БУТ}}$  – доля пропана и бутана,  $K_{\text{ПР}} = 0,85, K_{\text{БУТ}} = 0,15$ ;

$Q_{\text{P(ПР.М.)}}^H, Q_{\text{P(БУТ.М.)}}^H$  – массовая низшая теплота сгорания пропана и бутана, кДж/кг, для жидкой фазы;

$$Q_{\text{P(ПР.М.)}}^H = 45973 \text{ кДж/кг};$$

$$Q_{\text{P(БУТ.М.)}}^H = 45431 \text{ кДж/кг}.$$

$$Q_H^P = 0,85 \cdot 45973 + 0,15 \cdot 45431 = 45891,7 \text{ кДж/кг}.$$

Низшую теплоту сгорания газовой фазы, кДж/м<sup>3</sup>, рассчитываем по формуле

$$Q_H^P = K_{\text{ПР}} \cdot Q_{\text{P(ПР.Г.)}}^H + K_{\text{БУТ}} \cdot Q_{\text{P(БУТ.Г.)}}^H, \quad (2.4)$$

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

$Q_{\text{P(ПР.Г.)}}^H, Q_{\text{P(БУТ.Г.)}}^H$  – низшая теплота сгорания, кДж/м<sup>3</sup>, для газовой фазы;

$$Q_{\text{P(ПР.Г.)}}^H = 91321 \text{ кДж/м}^3;$$

$$Q_{\text{P(БУТ.Г.)}}^H = 118736 \text{ кДж/м}^3.$$

$$Q_H^P = 0,85 \cdot 91321 + 0,15 \cdot 118736 = 95433,25 \text{ кДж/м}^3.$$

Определяем плотность газовой фазы, кг/м<sup>3</sup>, по формуле

$$\rho = K_{\text{ПР}} \cdot \rho_{\text{ПР}}^{\text{ГАЗ}} + K_{\text{БУТ}} \cdot \rho_{\text{БУТ}}^{\text{ГАЗ}}, \quad (2.5)$$

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

$\rho_{\text{ПР}}^{\text{ГАЗ}}, \rho_{\text{БУТ}}^{\text{ГАЗ}}$  – плотность газовой фазы пропана и бутана, кг/м<sup>3</sup>;

$$\rho_{\text{ПР}}^{\text{ГАЗ}} = 2,019 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{\text{БУТ}}^{\text{ГАЗ}} = 2,708 \text{ кг/м}^3.$$

$$\rho = 0,85 \cdot 2,019 + 0,15 \cdot 2,708 = 2,12 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность жидкой фазы, кг/м<sup>3</sup>, найдем по формуле

$$\rho_{\text{Ж}} = k_{\text{ПР}} \cdot \rho_{\text{ПР}}^{\text{Ж}} + k_{\text{БУТ}} \cdot \rho_{\text{БУТ}}^{\text{Ж}}, \quad (2.6)$$

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

$\rho_{\text{ПР}}^{\text{Ж}}, \rho_{\text{БУТ}}^{\text{Ж}}$  – плотность жидкой фазы пропана и бутана;

$$\rho_{\text{ПР}}^{\text{Ж}} = 585 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{\text{БУТ}}^{\text{Ж}} = 600 \text{ кг/м}^3.$$

$$\rho = 0,85 \cdot 585 + 0,15 \cdot 600 = 587,25 \text{ кг/м}^3.$$

Расчет газового потребления жилым районом сводим в таблицу 2.1.  
Нормы расхода газа на одного человека принимаем согласно [1].

Таблица 2.1- Расчет газопотребления жилым районом

Назначение расходуемого газа	Количество потребителей	Норма расхода на человека			Расход газа	
		кДж	м <sup>3</sup>	кг	м <sup>3</sup>	кг
При наличии газовой плиты и газового водонагревателя	61244	7300	159,07	76,49	9742125	4684768
При наличии только газовой плиты	3603	4240	92,39	44,43	332849	160060
Суммарное количество газа	-	-	-	-	10074974	4844828
Суммарное количество газа с учетом резерва	-	-	-	-	12089968,8	5813793,6

### 3 Расчет газонаполнительной станции

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

Они осуществляют прием, хранение, распределение и в ряде случаев поставку газа своим транспортом потребителям. Газ на ГНС поставляют железнодорожным, трубопроводным, автомобильным транспортом. Для снабжения потребителей используют автомобильные цистерны, баллоны различной вместимости. Современные ГНС снабжены сливными железнодорожными эстакадами, базой хранения с резервуарами для сжиженных газов, в которых обязательно должно быть предусмотрено раздельное хранение C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> и C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, производственными зданиями с насосно-компрессорным, наполнительным, сливным, воздушно-компрессорным, погрузочно-компрессорным, погрузочно-разгрузочным, бытовым и др. отделениями, а также блоками вспомогательных помещений с механическими мастерскими, котельными, административно-хозяйственными помещениями, гаражами для автотранспорта и оборудованы системами водо-, тепло- и электроснабжения, связи 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) доставка 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.

Проектирование газонаполнительных станций должно осуществляться в соответствии с требованиями [8] и Госгастехнадзора, т.к. ГНС являются объектами повышенной опасности. Этими документами устанавливаются места их расположения, безопасные расстояния между зданиями и сооружениями и до окружающих зданий и сооружений различного назначения, а также рациональная планировка территории, дорог, противопожарные требования к зданиям и сооружениям, резервуарам базы хранения, насосам, компрессорам и системам водоснабжения, отопления и вентиляции и мн. др. положения.

Эксплуатация производится в соответствии с правилами эксплуатации ГНС сжиженного газа, в основе которых система планово-предупредительных ремонтов и технических обслуживаний.

### **3.1 Расчет резервуаров и сливно-наливных устройств**

Для хранения сжиженных газов на ГНС используют горизонтальные цилиндрические резервуары вместимостью 25, 50, 75, 100, 125, 150, 175 и 200 м<sup>3</sup>, устанавливаемые над землей и под землей, изготовленные из стали марки 16ГС с температурой стенки не выше +15°C и не ниже -40°C и рабочим давлением 1,8 МПа. В их верхней части 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.

Необходимый объем резервуарного парка определяется, исходя из газового объема потребления, запас рассчитываем на 5 суток, т.к. расстояние до поставщика не превышает 500 км.

Общий объем хранения газа на ГНС, м<sup>3</sup>, определяем по формуле

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

где  $Q_{год}$  – годовое потребление (массовое 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,  $\text{кг}/\text{м}^3$ , по (2.6).

$$V = \frac{5813793,6 \cdot 5}{365 \cdot 587,25 \cdot 0,9} = 150 \text{ м}^3.$$

Далее определяем необходимое количество резервуаров, шт, при единичном объеме одного резервуара  $100 \text{ м}^3$ , марки ПС-75.

$$m = \frac{V}{V_p}, \quad (3.2)$$

где  $V$  – запас сжиженного газа на ГНС,  $\text{м}^3$ , определенный по формуле (3.1);  
 $V_p$  – единичный объем принятого к установке резервуара, равный  $75 \text{ м}^3$ .

$$m = \frac{150}{75} = 2 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке 2 резервуара с единичным объемом  $75 \text{ м}^3$ .

Эстакада представляет собой металлические или ж/б сооружение высотой 5м. и длинной до 180м. В зависимости от количества сливных и 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, соединенные с трубопроводами станции.

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

$$N = \frac{Q_{max}}{360 \cdot G}, \quad (3.3)$$

где  $Q_{max}$  – максимальный месячный грузооборот, т, таблица 2.1;  
 $G$  – грузоподъемность одной цистерны, равная 32,1 т.

$$N = \frac{5813,8}{360 \cdot 31} = 1 \text{ шт.}$$

С учетом развития ГНС и газификации принимаем 1 сливно-наливное устройство.

### 3.2 Расчет отделения наполнения баллонов

Баллононаполнительное отделение – одно из основных отделений ГНС. Оно оборудовано раздаточными постами, которые в зависимости от числа заполняемых баллонов бывают ручными, полуавтоматическими и автоматическими. При наполнении до 200-500 баллонов в смену практикуется ручная или полуавтоматическая разливка, при необходимости наполнять свыше 500 баллонов в смену следует переходить на автоматическую разливку.

В наполнительном отделении ГНС выполняются следующие операции: слив из баллов неиспарившихся остатков, наполнение баллонов газом, контроль степени наполнения баллонов, контроль герметичности баллонов. Процесс наполнения баллонов состоит из двух операций: собственно, наполнения и контроля количества, залитого в баллон сжиженного газа.

Количество заполняемого в баллон газа можно оценить взвешиванием или измерением объема жидкости. Поэтому различают весовой объемный методы наполнения баллонов сжиженным газом.

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, затемпускают 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 заполняемых баллонов, шт, заполняемых в течение суток, найдем по формуле

$$n = \frac{G_{cym}}{g}, \quad (3.4)$$

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

$g$  – масса газа в одном баллоне, равная 0,021 т.

Максимальное потребление газа, т/сут, рассчитаем по формуле

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

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

$k$  – реализация газа через газобаллонные установки,  $k = 0,05$ .

$$G_{\text{сут}} = \frac{5713,8 \cdot 0,05}{365} = 0,80 \text{ т/сут},$$

$$n = \frac{0,80}{0,021} = 38 \text{ шт.}$$

Принимаем, что к заполнению в течение суток необходимо 38 баллонов.

### 3.3 Расчет предохранительно-запорных клапанов

Для предотвращения повышения давления в резервуарах выше допустимого применяются пружинные запорно-бросочные клапаны типов ППК4, ППК4Р.

Предохранительные запорные клапаны (ПЗК) являются устройством, обеспечивающим безопасность эксплуатации оборудования в условиях повышенного давления газа. После сброса необходимого количества среды клапан автоматически закрывается. Установка ПЗК на резервуарах является обязательной, т.к. причин для чрезмерного повышения давления может быть множество. Например:

- 1) нагрев солнечной радиацией или открытым огнем в случае пожара;
- 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.

Наибольшую опасность представляет нагрев резервуара открытым огнем при пожаре, т.к. резкое повышение давления может привести к его разрушению. Следовательно, ПЗК надо подбирать с такой пропускной способностью, чтобы в случае пожара через них мог пройти весь образующийся пар, имеющий избыточное давление.

Пружинные ПЗК обладают рядом преимуществ перед рычажными: регулировка точнее и тщательнее фиксируется; несложная конструкция; компактная форма; простое исполнение. 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  $1,25P_p$ .

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

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

где  $G$  – максимально возможная пропускная способность клапана,  $\text{кг}/\text{ч}$ ;

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

$B$  – коэффициент учитывающий расширение среды, равный 0,72;

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

$P_2$  – избыточное давление за клапаном, равное 0 МПа;

$\rho_1$  – плотность газа при  $P_1$  и  $t_1$ ,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Плотность газа при  $P_1$  и  $t_1$ ,  $\text{кг}/\text{м}^3$ , определяется по формуле

$$\rho_1 = \frac{\rho_n \cdot P_1 \cdot T_h}{T_1 \cdot P_n \cdot z}, \quad (3.7)$$

где  $\rho_n$ ,  $T_h$ ,  $P_n$  – плотность, температура, давление газа при нормальных условиях соответственно ( $\rho_n = 2,29 \text{ кг}/\text{м}^3$ ;  $T_h = 273 \text{ К}$ ;  $P_n = 10332 \text{ кг}/\text{м}^2$ );

$T_1$ ,  $P_1$  – температура и давление в рабочих условиях ( $T_1 = 333 \text{ К}$ ;  $P_1 = 23000 \text{ кг}/\text{м}^2$ );

$z$  – коэффициент сжимаемости реального газа, равный 0,9.

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

Максимальная производительность резервуара,  $\text{кг}/\text{ч}$ , рассчитывается по формуле

$$G = \frac{k \cdot F \cdot (t_b - t_{sc})}{q}, \quad (3.8)$$

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

$F$  – наружная поверхность резервуара, для резервуара ПС-75  $F = 148 \text{ м}^2$ ;

$t_\infty$  – температура окружающей среды, равная  $550 \text{ °C}$ ;

$t_{ж}$  – температура кипения жидкости при абсолютном давлении ее в резервуаре, равная  $60 \text{ °C}$ ;

$q$  – скрытая теплота испарения при  $t_{ж}=60 \text{ °C}$  равна  $q = 295,48 \text{ кДж}/\text{кг} = 1241 \text{ ккал}/\text{кг} = 1439,5 \text{ Вт}/\text{кг}$ .

$$G = \frac{23,2 \cdot 148 \cdot (550 - 60)}{1439,5} = 1169,2 \text{ кг}/\text{ч}.$$

Пропускную способность,  $\text{кг}/\text{ч}$ , по эмпирической формуле из правил устройства сосудов рассчитывают по формуле

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

где  $D$  – диаметр резервуара, м, для ПС-75  $D=3 \text{ м}$ ;

$Z$  – длина резервуара, м, для ПС-75  $Z=11,5 \text{ м}$ .

$$G = 1000 \cdot 3 \cdot \left( 14,5 + \frac{3}{2} \right) = 47100 \text{ кг}/\text{ч}.$$

Необходимую площадь проходного сечения клапана

$$F_c = \frac{47100}{15,9 \cdot 0,6 \cdot 0,72 \cdot ((2,3 - 0) \cdot 4,64)^{1/2}} = 2099 \text{ мм}^2.$$

Диаметр клапана, мм, вычисляют по формуле

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

где  $F_c$  – необходимая площадь проходного сечения клапана,  $\text{мм}^2$ , по (3.6).

$$d = \left( \frac{4 \cdot 2099}{3,14} \right)^{1/2} = 49,79 \text{ мм}.$$

По [2] подбираем клапан предохранительный полноподъемный марки ППК4-40,  $D_y = 50 \text{ мм}$  с пружиной № 118 и пределами регулирования давления 2,8-3,5 МПа.

### 3.4 Расчет насосного-компрессорного отделения

Для перелива жидкости из ж/д цистерн в резервуары хранилища ГНС используют компрессоры. Компрессоры при сливе ж/д цистерн отсасывают пары бутан –пропана из наполняемой емкости и нагнетают их в ж/д цистерны, создавая в них избыточное давление. Благодаря этому обеспечивается выдавливание жидкой фазы. Для определения числа компрессоров и их подачи используют опытные и расчетные данные.

При определении подачи компрессоров расчетным путем за основу принимают условие: нагнетаемые пары сжиженного пара 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<sup>3</sup> при D=2,6 м, Z=10,8 м, диаметр сливных трубопроводов d<sub>T</sub>=100 мм, приведенная длина трубопровода l<sub>T</sub>= 250 м, время слива τ = 2 ч, λ = 0,02, и плотностью смеси 539 кг/м<sup>3</sup>, определяем по формуле

$$G_{\text{q}} = \frac{k_1 \cdot F \cdot \Delta P}{r \cdot \tau^{1/2}}, \quad (3.11)$$

где k<sub>1</sub> – коэффициент условий охлаждений, примем равным 40;

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

τ – время слива, равное 2ч;

ΔP – перепад давления в резервуаре, кгс/см<sup>2</sup>, принимается с учетом разности уровня и скоростного напора;

F – поверхность зеркала конденсации, м<sup>2</sup>, определяемая по формуле

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

где D – диаметр цистерны, м;

Z – длина цистерны, м.

$$F = 2,6 \cdot 10,8 = 28 \text{ м}^2.$$

Для определения подачи компрессора необходимо посчитать гидравлическое сопротивление сливного трубопровода, Па, по формуле

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{l_T \cdot \rho \cdot \omega^2}{d_T \cdot 2}, \quad (3.13)$$

где λ – коэффициент гидравлического трения, равный 0,02;

l<sub>T</sub> – длина трубы, равная 200-300 м;

$\rho$  – плотность жидкой фазы газа, определенная по формуле (2.6), равная 587,25 кг/м<sup>3</sup>;

$d_T$  – диаметр трубопровода, равен 0,1 м;

$\omega_{жc}$  – скорость движения жидкости в сливном трубопроводе, м/с, определяется по формуле

$$\omega_{жc} = \frac{V \cdot k}{f_T \cdot 3600 \cdot \tau}, \quad (3.14)$$

где  $V$  – объем цистерны (3·51), м<sup>3</sup>;

$k$  – коэффициент наполнения цистерны, равный 0,8;

$f_T$  – площадь поперечного сечения трубопровода, м<sup>2</sup>;

$\tau$  – время слива, ч, то же, что и в формуле (3.11).

Площадь сечения трубопровода, м<sup>2</sup>, определяем по формуле

$$f_T = \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \quad (3.15)$$

где  $d_T$  – диаметр трубопровода, м.

$$f_T = \frac{3,14 \cdot 0,1^2}{4} = 0,00785 \text{ м}^2;$$

$$\omega_{жc} = \frac{3 \cdot 51 \cdot 0,8}{0,00785 \cdot 3600 \cdot 2} = 2,17 \text{ м/с};$$

$$\Delta P = 0,02 \cdot \frac{250 \cdot 587,25 \cdot 2,17^2}{0,1 \cdot 2} = 69\ 132,5 \text{ Па} = 0,70 \text{ кгс/см}^2.$$

Учитывая,  $\Delta P_{tp}$  находится в пределах 5000-8000, то принимаем  $\Delta P = 2 \text{ кгс/см}^2$ .

Д

Подача компрессора

$$G_u = \frac{50 \cdot 28 \cdot 2}{80 \cdot 2^{1/2}} = 24,75 \text{ кг/ч.}$$

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

$$G_u^{cp} = \frac{50 \cdot 28 \cdot 2}{80 \cdot 1^{1/2}} = 35 \text{ кг/ч.}$$

Подача компрессора в первые 5 минут будет равна

$$G_q^{\text{нач}} = \frac{50 \cdot 28 \cdot 2}{80 \cdot 0,083^{1/2}} = 121,49 \text{ кг/ч.}$$

Отсюда принимают подачу компрессора для одной железнодорожной цистерны не больше 121,49 кг/ч и не меньше 24,75 кг/ч. Таким образом, для трех цистерн не более 364,47 и не менее 74,25.

Принимаем к установке безмасляные газовые компрессоры [13] Blackmer LB942 с подачей 209 кг/ч, с установленной мощностью 37 кВт и частотой вращения 825 об/мин, а также Blackmer LB942 с подачей 190 кг/ч, с установленной мощностью 30 кВт и частотой вращения 750 об/мин.

### 3.5 Расчет числа постов для слива неиспарившихся остатков

В зимнее время сливу остатков должны подвергаться все баллоны.

Число постов для слива определяется по формуле

$$m = \frac{n_6 \cdot t_{cl}}{T_{cl}}, \text{ шт;} \quad (3.16)$$

где  $n_6$  — количество баллонов, шт;

$t_{cl}$  — время слива баллона, равное 10 мин;

$T_{cl}$  — в рабочие время, 480 мин.

$$m = \frac{38 \cdot 10}{480} = 1 \text{ шт.}$$

Принимаем 1 пост для слива неиспарившихся остатков.

### 3.6 Расчет числа газораздаточных колонок

Отпуск сжиженных газов с ГНС в автоцистерны осуществляется через газораздаточные колонки.

Число колонок, шт, определяется исходя из необходимости суточной реализации газа в автоцистернах по формуле

$$N_k = \frac{G_{cут}}{g \cdot k \cdot \tau}, \text{ шт} \quad (3.17)$$

где  $G_{cут}$  — суточная реализация газа, т;

$g$  — расчетная производительность колонки, равная 1 т/ч;

$\tau$  — время работы колонки в сутки, равное 6 часов;

$k$  — коэффициент использования автотранспорта, равный 0,65.

Суточная реализация газа рассчитывается по формуле

$$G_{\text{сут}} = \frac{G \cdot n}{365}, \quad (3.18)$$

где  $n$  – доля реализации газа через групповые установки, равная 0,95;

$G$  – общий расход газа, по таблице 2.1, равен 6 506,2 т.

$$G_{\text{сут}} = \frac{5813,8 \cdot 0,95}{365} = 15,13 \text{ т.}$$

Тогда число колонок

$$N_K = \frac{15,13}{1 \cdot 0,65 \cdot 6} = 4 \text{ шт.}$$

Принимаем четыре газораздаточных колонки для заправки автоцистерн.

### 3.7 Расчет числа автомобилей для перевозки баллонов

Сжиженные газы от заводов-поставщиков к потребителям или к базам их приема, хранения и раздачи доставляются в сосудах, работающих под давлением. Доставка является сложным организационно-хозяйственным и технологическим процессом, включающим транспортирование сжиженных газов на дальние расстояния, обработку газов на ГНС, транспортирование их на ближние расстояния для непосредственной доставки газа мелким потребителям.

Опыт эксплуатации показывает, что ГНС должны располагать необходимым автотранспортом для повышения оперативности газоснабжения населения и коммунально-бытовых объектов. Численность подвижного состава, находящегося в эксплуатации на ГНС зависит от количества газа подлежащего перевозке и производительности подвижного состава за единицу времени. При этом подвижной состав, используемый для доставки сжиженного газа может быть представлен в виде транспортных и раздаточных автоцистерн, автомобили, оборудованные под перевозку баллонов или обычные.

Автомобильные цистерны представляют собой горизонтальные цилиндрические сосуды, в задних днищах которых вварен люк с требуемыми приборами. Транспортные автоцистерны предназначены для перевозки сжиженных газов с заводов-поставщиков до газораздаточных станций или с газораздаточных станций и кустовых баз крупным потребителям и групповым установкам со сливом в их резервуары. Раздаточные автоцистерны предназначены для доставки сжиженных газов потребителю с разливкой газа в малые сосуды, автомобильные и обычные баллоны. Грузовые автомобили предназначены для перевозки баллонов от газораздаточной станции до каждого потребителя.

Автоцистерны наполняют из специальных колонок.  
Необходимое количество автоцистерн рассчитывается по формуле

$$A_o^u = \frac{V_c}{V_u \cdot n}, \quad (3.19)$$

где  $V_c$  – среднесуточный расход сжиженного газа, м<sup>3</sup>;  
 $V_u$  – полезный объем, для АЦТ-8-130, 6,2 м<sup>3</sup>;  
 $n$  – число рейсов в сутки, рассчитывается по формуле

Рассчитываем среднесуточный расход газа, м<sup>3</sup>/сут, по формуле

$$V_c = \frac{Q \cdot k}{\rho \cdot 365}, \quad (3.20)$$

где  $Q$  – общий расход газа в год, равный 5 813 793,6 кг;  
 $\rho$  – плотность жидкой фазы газа, по (2.6) равная 587,25 кг/м<sup>3</sup>;  
 $k$  – доля реализации газа через групповые установки, 0,9.

$$V_c = \frac{5\ 813\ 793,6 \cdot 0,9}{587,25 \cdot 365} = 24,41 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Число рейсов автомобиля в сутки, определяем по формуле

$$n = \frac{t}{\frac{2 \cdot l}{c} + 2 \cdot t_1}, \quad (3.21)$$

где  $t$  – время работы в сутки, равное 8 ч;  
 $l$  – расстояние от ГНС до потребителя, принимаем равное 5 км;  
 $c$  – средняя техническая скорость автомобиля, равная 40 км/ч;  
 $t_1$  – время погрузки-разгрузки, 1,5 ч.

$$n = \frac{8}{\frac{2 \cdot 5}{40} + 2 \cdot 1,5} = 2 \text{ рейса.}$$

Определяем средний объем перевозок, т, одним автомобилем в сутки

$$q_1 = q \cdot n, \quad (3.22)$$

где  $q$  – грузоподъемность одного автомобиля, равная 0,8 т;  
 $n$  – количество рейсов одного автомобиля в день.

$$q_1 = 0,8 \cdot 2 = 1,6 \text{ т.}$$

Необходимый объем перевозок в сутки, т, определяется по формуле

$$q_2 = \frac{Q}{N} \cdot k, \quad (3.23)$$

где  $Q$  – количество реализуемого газа в год, т;

$N$  – число рабочих дней в году, равное 320 дней;

$k$  – коэффициент неравномерности, принимается равным 1,15.

$$q_2 = \frac{5813,8 \cdot 1,5 \cdot 0,05}{320} = 1,2 \text{ т}$$

Таким образом, требуемое количество автомобилей, шт, определяем по формуле

$$A_a = \frac{q_2}{q_1}, \quad (3.24)$$

где  $q_1$  – средний объем перевозок одной машиной, т, по (3.20);

$q_2$  – общий объем перевозок, т, по (3.21);

$$A_a = \frac{1,2}{1,6} = 1 \text{ шт.}$$

Для перевозки данного количества газа необходима 1 автомашина.

#### 4 Расчет групповых резервуарных установок сжиженного 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. Они бывают надземными и подземными. Надземные установки, как правило, применяют для газоснабжения предприятий промышленного и сельскохозяйственного производства, подземные – для газоснабжения промышленных и коммунальных предприятий, отдельных жилых многоэтажных 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 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 их 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. Для бесперебойного снабжения населения газом и воизбежания перегрузки транспорта объем резервуарных установок рассчитывают, исходя из двухнедельного запаса газа. Расчет систем газоснабжения от этих установок с естественным испарением имеет свою специфику, обусловленную процессом теплообмена между грунтом и резервуарами, а также теплопроводностью грунта.

Проектирование, строительство и эксплуатация ГРУ производится в соответствии с [1], 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.

Испарение сжиженного газа в резервуарах происходит за счет тепла, поступающего к ним от окружающего грунта.

Производительность резервуаров зависит от фракционного состава газа (содержание пропана), температурных условий, в которых находятся 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 найдем по формуле

$$N = \frac{V}{\frac{p}{V_{rez}}}, \quad (4.1)$$

где  $V_{pes}$  – производительность одного резервуара, м<sup>3</sup>/ч, по [1], для резервуара объемом 5 м<sup>3</sup> равна 1,9 м<sup>3</sup>/ч;

$V_p$  – расчетный расход газа, м<sup>3</sup>/ч, при максимально суточном потреблении, рассчитывается по формуле

$$V_p = \frac{n \cdot K_h \cdot q_{год} \cdot K_e^h}{Q_p^h \cdot 365}, \quad (4.2)$$

где  $n$  – количество жителей, пользующихся газом от резервуарной установки, для рассматриваемого квартала №15 равно 1024 человека;

$K_h$  – коэффициент суточной неравномерности потребления газа в течение года, при наличии в квартирах только газовых плит, равен 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  $q_{год} = 2800 \times 10^3$  кДж/год;

$K_e^h$  – показатель часового максимума суточного расхода, принимается по [1], равный 0,12;

$Q_p^h$  – низшая теплота сгорания газа, по (2.4), равная 95248,5 кДж/м<sup>3</sup>.

$$V_p = \frac{(1024 \cdot 1,4 \cdot 2800 \cdot 1000 \cdot 0,12)}{(95248,5 \cdot 365)} = 13,83 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Количество резервуаров

$$N = \frac{13,83}{1,9} = 8 \text{ резервуаров.}$$

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  $m$ . Коэффициент принимается в соответствии с [1]. Для восьми резервуаров коэффициент  $m$  равен 0,64.

Производительность групповой установки, м<sup>3</sup>/ч, с учетом теплового влияния резервуаров рассчитывается по формуле

$$V_{ycm} = N \cdot V_{pes} \cdot m, \quad (4.3)$$

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

$V_{pes}$  – то же, что и в (4.1);

$m$  – коэффициент теплового взаимодействия.

$$V_{ym}=8 \cdot 1,9 \cdot 0,64=9,73 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Для обеспечения бесперебойности снабжения запас газа в резервуарах установки должен быть не менее чем на 2 недели. Поэтому следует проверить запас газа, находящийся в резервуарах установки. Определяем запас газа,  $\text{м}^3$ , по формуле

$$V_{zan} = N \cdot V_{geom} \cdot h \cdot V_{cm}, \quad (4.4)$$

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

$V_{geom}$  – геометрическая емкость резервуаров, равная  $5 \text{ м}^3$ ;

$V_{cm}$  – объем паров, образующихся при испарении  $1\text{м}^3$  сжиженного газа. При испарении  $1\text{м}^3$  жидкого пропана образуется  $269 \text{ м}^3$  пара, а при испарении  $1 \text{ м}^3$  бутана  $235 \text{ м}^3$  пара;

$h$  – количество газа, которое может быть отобрано из резервуара между очередными заправками. Начальный уровень заполнения составляет  $85\%$ , а остаточный  $25\text{-}35\%$ , отсюда следует

$$h=0,85-(0,25\ldots 0,35) \quad (4.5)$$

Объем паров,  $\text{м}^3$ , определяется по формуле

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

где  $x_i$  – содержание компонентов жидкой фазы в смеси;

$V_i$  – объем компонентов при испарении,  $\text{м}^3$ .

$$V_{cm}=269 \cdot 0,85+235 \cdot 0,15=263,9 \text{ м}^3;$$

$$h=0,85-0,25=0,6;$$

$$V_{zan}=8 \cdot 5 \cdot 0,6 \cdot 263,9=5278 \text{ м}^3.$$

Число суток между очередными заправками резервуаров установки рассчитывается по формуле

$$Z = \frac{V_{zan}}{V_{cm}}, \quad (4.7)$$

где  $V_{3an}$  – объем запаса газа в резервуарных установках, м<sup>3</sup>, по (4.4);  
 $V_{cym}$  – среднесуточный расход газа, м<sup>3</sup>/сут, определяется по формуле

$$V_{cym} = \frac{n \cdot K_h \cdot q_{год}}{Q_h^p \cdot 365}, \quad (4.8)$$

где  $n$ ,  $K_h$ ,  $q_{год}$ ,  $Q_h^p$  – то же, что и в (4.2).

$$V_{cym} = \frac{(1024 \cdot 1.4 \cdot 2800 \cdot 1000)}{(95433,25 \cdot 365)} = 115 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Z = \frac{5278}{115} = 46 \text{ суток.}$$

Между заправками резервуаров промежуток времени составляет 46 суток.

#### **4.2 Расчет резервуарной установки с искусственным испарением**

Схема газоснабжения включает в себя резервуарную установку, испарительные устройства, трубопроводы обвязки, распределительные газопроводы и запорно-регулирующую арматуру.

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

Количество и требуемую производительность, кг/ч, испарителя необходимо определить исходя из расчетного расхода газа по формуле

$$G = \frac{n \cdot q_{год} \cdot K_h \cdot K_e}{Q_h^p \cdot 365}, \quad (4.9)$$

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

$Q_h^p$  – низшая теплота сгорания газа, по (2.3), равная 45891,7 кДж/кг.

$$G = \frac{(1024 \cdot 1,4 \cdot 2800 \cdot 1000 \cdot 0,12)}{(45891,7 \cdot 365)} = 28,76 \text{ кг/ч};$$

Количество испарителей, шт, определяется по формуле

$$N_u = \frac{G}{G_u}, \quad (4.10)$$

где  $G$  – требуемая производительность испарителя, кг/ч;

$G_U$  – паспортная производительность одного испарителя, выбранного по технико-экономическим показателям, с учетом климатических условий его эксплуатации, равная 60 кг/ч.

$$N_U = \frac{28,76}{60} = 1 \text{ испаритель.}$$

Количество резервуаров, шт, необходимое для снабжения газом потребителей, определяется исходя из расчетного суточного расхода и принятого запаса по формуле

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

где  $Z$  – число суток между заправками. Принимается в зависимости от радиуса обслуживания, качества автомобильных дорог и климатических условий (от 7 до 30 сут.), принимаем  $Z = 24$  суток;

$V_{pes}$  – емкость одного резервуара, равная 5 м<sup>3</sup>;

$\rho_{ж}$  – плотность жидкой фазы газа, м<sup>3</sup>/кг;

$G_{cym}$  – среднесуточный расход газа, кг/сут, определяется по формуле

$$G_{cym} = \frac{n \cdot K_h \cdot q_{год}}{Q_h^p \cdot 365}, \quad (4.12)$$

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

$Q_h^p$  – то же, что и в (4.9).

$$G_{cym} = \frac{(1024 \cdot 2800 \cdot 1000 \cdot 1,4)}{(45891,7 \cdot 365)} = 240 \text{ кг/сут}$$

$$N = \frac{(24 \cdot 240)}{(5 \cdot 587,25)} = 2 \text{ шт.}$$

Таким образом, для газоснабжения 280 квартир потребителей потребуется резервуарная установка из 2 резервуаров емкостью 5 м<sup>3</sup> и 1 форсуночного испарителя.

## 5 Расчет внутридомового газопровода

В жилые здания газ поступает по газопроводам от городской распределительной сети. Эти газопроводы состоят из абонентских ответвлений, подводящих газ к зданию и внутридомовых газопроводов, которые

транспортируют газ внутри здания и распределяют его между отдельными газовыми приборами.

Газопровод монтируется в здания через нежилые помещения, доступные для осмотра труб.

Газовые стояки прокладывают в кухнях, лестничных клетках или коридорах. Если от одного ввода в жилое здание газ подают к нескольким стоякам, то на каждом из них устанавливают кран или задвижку. Перед каждым газовым прибором устанавливают краны.

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.

Вычерчиваем аксонометрическую схему внутридомового газопровода, разбиваем на участки, начиная с наиболее удаленного прибора в здании для стояка с максимальным расходом.

На расчетной схеме проставляем номера участков от дальнего прибора до ввода в здание и определяем расходы газа по участкам внутридомовой сети по номинальным расходам газа приборами.

Определяем расчетные расходы газа,  $\text{м}^3/\text{ч}$ , по участкам по формуле

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

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

$q_i$  – номинальный расход газа одним или несколькими приборами,  $\text{kДж}/\text{ч}$ , для двухкомфорочной плиты с духовным шкафом (П2)- 25000  $\text{kДж}/\text{ч}$ , для четырехконфорочной плиты  $q=40000 \text{ kДж}/\text{ч}$ ;

$Q_p^n$  – низшая теплота сгорания газа,  $\text{kДж}/\text{м}^3$ , по (2.4), равная 95433,25  $\text{kДж}/\text{м}^3$ ;

$n_i$  – число квартир.

Аксонометрическая схема внутридомового газопровода показана на рисунке 5.1.

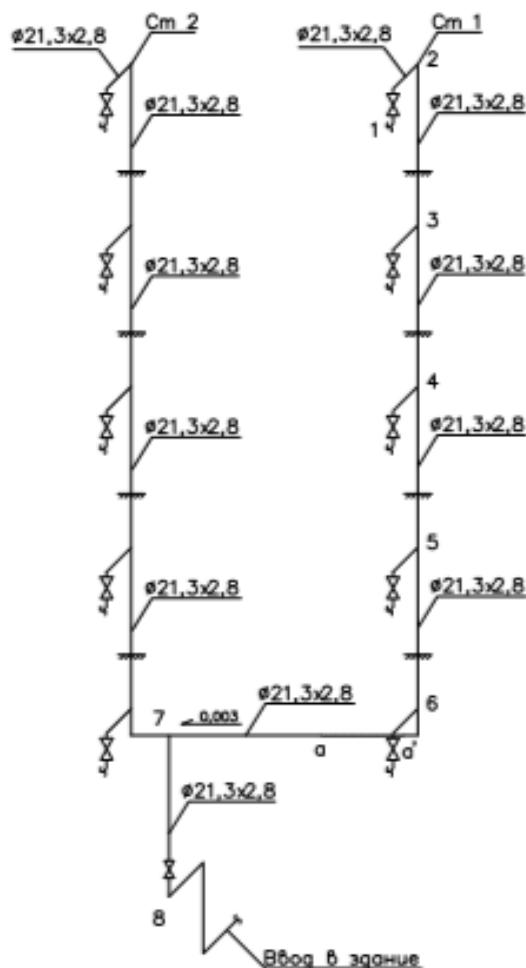


Рисунок 5.1— Расчетная схема внутридомового газопровода

Определяем расчетные длины участков, м, по формуле

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

где  $l$  – длина участка по плану, м;

$a$  – процентная надбавка к потерям давления по длине, %. Для внутриквартирных разводок при длине разводки 1-2м – 450%, при длине разводки 2-3 м – 350%, для стояков-20%, на газопроводах от вводов в здание до стояка –25%.

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

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

где  $\Delta P$  – 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

$$\Delta P = \left( \frac{\Delta P}{l} \right)_o \cdot l_p, \quad (5.4)$$

где  $\left( \frac{\Delta P}{l} \right)_o$  – действительные удельные потери давления, Па/м;  
 $l_p$  – расчетная длина участка, м.

Определяем гидростатический напор, Па, по формуле

$$h_{\text{гидр}} = \pm g \cdot Z \cdot (\rho_e - \rho_g), \quad (5.5)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;  
 $Z$  – разность высотных отметок, м;  
 $\rho_e$  – плотность воздуха,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ,  $\rho_e = 1,29 \text{ кг}/\text{м}^3$ ;  
 $\rho_g$  – плотность газа,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

В конце 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.

Расчет расхода газа в соответствии с участком заносится в таблицу 5.1.

Гидравлический расчет сводим в таблицу 5.2.

Таблица 5.1 – Расход газа на каждом участке

№ уч.	Ассортимент приборов	Количество квартир	Коэффициент одновременности, $K_o$	Расчетный расход газа, $Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч
1-2	П4	1	1,0	0,42
2-3	П4	1	1	0,42
3-4	2П4	2	0,65	0,54
4-5	3П4	3	0,45	0,57
5-6	4П4	4	0,35	0,59
6-7	5П4	5	0,29	0,61
7-8	10П4	10	0,254	1,06

Таблица 5.2 – Гидравлический расчет внутридомового газопровода

№ уч.	Длина участка, $l$ , м	Расчетный расход газа, $Q_p$ , $\text{м}^3/\text{ч}$	Надбавка к потерям давления по длине, $a$ , %	Расчетная длина, $l_p$ , м	$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp}$ , Па/м	Диаметр г/пр, $d$ , мм	$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_o$ , Па/м	Потери давления на участке $\Delta P_{yu}$ , Па	Разность абсолютных отметок, $Z$ , м	Гидростатический напор, $h_{гидр}$ , Па	Общие потери давления $\Delta P$ , Па
1-2	1	0,42	450	5,5	18,04	21,3x2,8	0,69	3,8	0	0	3,8
2-3	3	0,42	20	3,6		21,3x2,8	0,69	2,48	3	24,43	26,91
3-4	3	0,54	20	3,6		21,3x2,8	1,28	4,61	3	24,43	29,04
4-5	3	0,57	20	3,6		21,3x2,8	1,57	5,65	3	24,43	30,08
5-6	3	0,59	20	3,6		21,3x2,8	1,77	6,37	2	24,43	30,8
6-7	3,6	0,61	25	4,5		21,3x2,8	1,96	8,82	0,5	4,07	12,89
7-8	2,8	1,06	25	3,5		21,3x2,8	5,1	17,8	2,8	32,57	50,42
				$\Sigma 19,4$							$\Sigma 183,94$

## 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.

Схема внутриквартального газопровода представлена на рисунке 6.1.

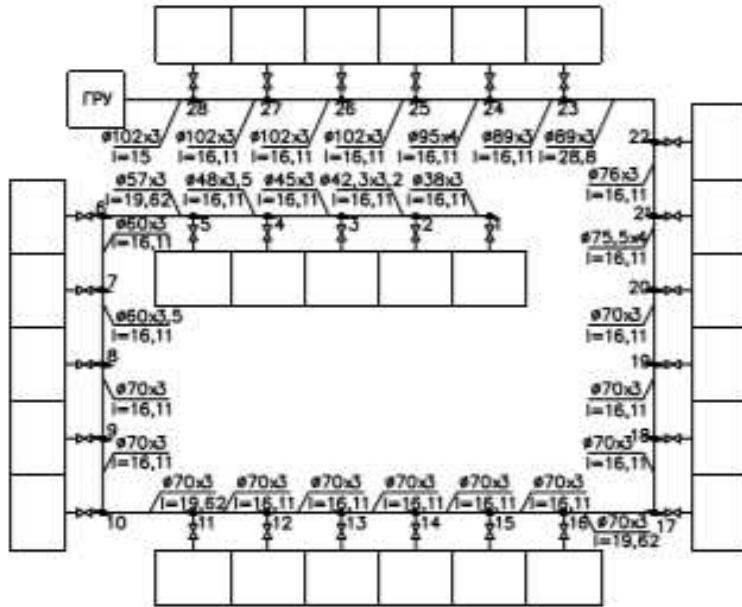


Рисунок 6.1 – Расчетная схема внутриквартального газопровода

Расчетные расходы газа,  $\text{м}^3/\text{ч}$ , на участках определяются по формуле

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

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;

$Q_p^u$  – низшая теплота сгорания газа, кДж/м<sup>3</sup>;

$n_i$  – количество квартир.

После расчета расходов газа по участкам полученные значения заносятся в таблицу 6.1.

Количество подъездов в квартале определяется по формуле

$$N_{\text{под}} = \frac{N_{\text{ном}}}{K_{\text{сем}} \cdot N_{\text{кв}}}, \quad (6.2)$$

где  $N_{\text{ном}}$  – количество потребителей в квартале, равное 1024 чел;

$K_{\text{сем}}$  – коэффициент семейности, равный 3,7;

$N_{\text{кв}}$  – количество квартир в одном доме, равное 10 шт.

За расчетный квартал принимаем квартал №23.

$$N_{\text{под}} = \frac{1024}{3,7 \cdot 10} = 28 \text{ подъезд.}$$

Число домов квартала определяется по формуле

$$N_d = \frac{N_{\text{под}}}{N_c}, \quad (6.3)$$

где  $N_{\text{под}}$  – количество подъездов в квартале, по (6.1);

$N_c$  – предполагаемое количество секций в одном доме.

$$N_d = \frac{21}{5} = 4 \text{ шт.}$$

Принимаем 3 дома из 6 секций и 3 дома из 5 секций.

Расчетные длины участков, м, определяются по формуле

$$l_p = 1,1 \cdot l, \quad (6.4)$$

где  $l$  – длина участка по плану, м.

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

$$\left( \frac{\Delta P}{l} \right)_{cp}, \quad (6.5)$$

где  $\Delta P$  – 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

$$\Delta P = \left( \frac{\Delta P}{l} \right)_o \cdot l_p, \quad (6.6)$$

где  $\left( \frac{\Delta P}{l} \right)_o$  – действительные удельные потери давления, Па/м;  
 $l_p$  – расчетная длина участка, м.

По окончании расчета находим сумму всех потерь по участкам, итог не должен 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 – Расход газа для участков внутриквартального газопровода

Номер участка	Ассортимент прибора	Число квартир	$K_0$	$V_p, м^3/ч$
1-2	10П4	10	0,254	1,06
2-3	20П4	20	0,235	1,97
3-4	30П4	30	0,231	2,9
4-5	40П4	40	0,227	3,81
5-6	50П4	50	0,223	4,67
6-7	60П4	60	0,22	5,53
7-8	70П4	70	0,217	6,37
8-9	80П4	80	0,214	7,18
9-10	90П4	90	0,212	8
10-11	100П4	100	0,21	8,8
11-12	110П4	110	0,21	9,68
12-13	120П4	120	0,21	10,56
13-14	130П4	130	0,21	11,44
14-15	140П4	140	0,21	12,32
15-16	150П4	150	0,21	13,2
16-17	160П4	160	0,2	13,41
17-18	170П4	170	0,2	14,25
18-19	180П4	180	0,2	15,09
19-20	190П4	190	0,2	15,93
20-21	200П4	200	0,2	16,77
21-22	210П4	210	0,2	17,6
22-23	220П4	220	0,2	18,44
23-24	230П4	230	0,2	19,28
24-25	240П4	240	0,2	20,12
25-26	250П4	250	0,2	20,96
26-27	260П4	260	0,19	20,71
27-28	270П4	270	0,19	21,5
28-ГРУ	280П4	280	0,19	22,3

Таблица 6.2 – Гидравлический расчет внутриквартального газопровода

№ уч.	Расчетный расход газа, $Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч	Длина участка, $l$ , м	Расчетная длина участка, $l_p$ , м	Диаметр г/пр. $d$ , мм	Средние удельные потери давления $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp}$ , Па/м	Действительные удельные потери $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_d$ , Па/м	Общие потери давления $\Delta P$ , Па
1-2	1,06	16,11	17,72	38x3,0	0,479	0,14	2,48
2-3	1,97	16,11	17,72	42,3x3,2		0,3	5,32
3-4	2,9	16,11	17,72	45x3,0		0,44	7,8
4-5	3,81	16,11	17,72	48x3,5		0,49	8,68
5-6	4,67	19,62	17,72	57x3,0		0,26	561
6-7	5,53	16,11	21,58	60x3,5		0,27	4,78
7-8	6,37	16,11	17,72	60x3,0		0,34	6,02
8-9	7,18	16,11	17,72	70x3,0		0,19	3,37
9-10	8	16,11	17,72	70x3,0		0,25	4,43
10-	8,8	19,62	17,72	70x3,0		0,29	6,26
11-	9,68	16,11	21,58	70x3,0		0,34	6,02
12-	10,56	16,11	17,72	70x3,0		0,39	6,91
13-	11,44	16,11	17,72	70x3,0		0,49	8,68
14-	12,32	16,11	17,72	70x3,0		0,59	10,45
15-	13,2	16,11	17,72	70x3,0		0,64	11,34
16-	13,41	19,62	17,72	70x3,0		0,69	14,89
17-	14,25	16,11	21,58	70x3,0		0,71	12,58
18-	15,09	16,11	17,72	70x3,0		0,78	13,82
19-	15,93	16,11	17,72	70x3,0		0,88	15,59
20-	16,77	16,11	17,72	75,5x4		0,69	12,23
21-	17,6	16,11	17,72	76x3,0		0,74	13,11
22-	18,44	28,8	17,72	89x3,0		0,49	15,52
23-	19,28	16,11	31,68	89x3,0		0,55	9,75
24-	20,12	16,11	17,72	95x4		0,44	7,80
25-	20,96	16,11	17,72	102x3		0,10	1,77
26-	20,71	16,11	17,72	102x3		0,11	1,95
27-	21,5	16,11	17,72	102x3		0,12	2,13
28-	22,3	15	16,5	102x3		0,13	2,15
$\Sigma$ 520,58							$\Sigma$ 221,44

Расчет выполнен верно, т.к. 221,44 Па < 250 Па.

## **7 Расчет внутреннего газового оборудования котельной**

В котельной установлен 1 котел КОВ-80С. Котельная предназначена для отопления существующих зданий промышленной площадки. В качестве основного вида топлива используется сжиженный углеводородный газ с теплотой сгорания равной 95433,25 кДж/м<sup>3</sup>.

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 внутrikотельного газопровода**

Гидравлический расчет производим согласно правилам расчета газопроводов среднего давления.

Газопровод разбиваем на участки согласно общепринятым правилам. Замеряем длины участков по плану. Далее используя nomogrammu 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  $\Delta P=250$  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

$$l_p = 1,1 \cdot l, \quad (7.1)$$

где  $l$  – длина участка по плану, м.

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

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

где  $\Delta P$  – расчетный перепад давления, принимается равным 250 Па;

$l$  – сумма расчетных длин участков, м.

Определяем потери давления, Па, на участках по формуле

$$\Delta P = \left( \frac{\Delta P}{l} \right)_{\partial} \cdot l_p , \quad (7.3)$$

где  $\left( \frac{\Delta P}{l} \right)_{\partial}$  – действительные удельные потери давления, Па/м;  
 $l_p$  – расчетная длина участка, м.

Расчет сводим в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Гидравлический расчет внутреннего газопровода

№ участка	Расчетный расход газа $Q_p$ , $m^3/\text{ч}$	Длина участка $L_p$ , м	Расчетная длина $L_p$ , м	Диаметр газопровода $d$ , мм	Средняя удельная потеря давления $(\Delta P/l)_{cp}$ , Па/м	Потери давления $\Delta P$ , Па	Конечное давление на участке, Па
0-1	10,45	4	68,5	63x5,8	1200	39	1161
1-2	9,2	30	3,5	32x3,2	1161	11	1150
2-3	9,2		5	25x2,8	1150	106	1044
$\Sigma$			77,5			156	

Расчет выполнен, т.к.  $156 < 250$  Па.

## 7.2 Общее описание котла КОВ-80С

Котлы КОВ предназначены для отопления домов, коттеджей и квартир, оборудованных системой водяного отопления с рабочим давлением воды до 0,1 МПа. Котел КОВ-80С газовый со стальным теплообменником, работает на сжиженном газе, применяется для отопления жилых домов, коттеджей, офисов, объектов соцкультбыта и т.д., оборудованных системами водяного отопления с принудительной циркуляцией. Котел газовый может работать с бойлерами, а также на природном газе.

Котел состоит из следующих основных узлов: теплообменника, горелки, датчиков безопасности по тяге и по предельной температуре, указателя работы запальника, пьезорозжига, индикатора температуры, а в котел КОВ– дополнительно входит медный змеевик.

Термогенератор (ТГ), находящийся в пламени запальной горелки, после открытия клапана вырабатывает термоЭДС, которая подается на обмотку электромагнита входного клапана газового клапана3 газогорелочного устройства.

Электромагнит (ЭМК) удерживает клапан в открытом положении – газ поступает на запальную и основные горелки, входящие в состав газогорелочного устройства. На шкале регулятора газового клапана3 задается величина температуры, выходящей из котла воды

При достижении заданной температуры воды клапан терморегулятора прикрывается и уменьшает поступление газа на основные горелки, автоматически регулируя теплопроизводительность.

Датчик безопасности по тяге или датчик безопасности по предельной температуре разрывают цепь питания электромагнита входного клапана при нарушении тяги в топке или нагреве выходящей воды выше 95°C соответственно, входной клапан прекращает проход газа на основные и запальную горелки, горелки гаснут. Термогенератор остывает и прекращает вырабатывать ЭДС. Розжиг горелки производится вручную после устранения причин, вызвавших прекращение тяги в топке или перегрев выходящей воды.

Технические характеристики котла КОВ-80С:

- Номинальная тепловая мощность (кВт)80
- КПД (%)89
- Номинальное давление газа (кПа)1,3
- Расход газа (м<sup>3</sup>/ч)9,2
- Диаметр патрубка дымохода (мм)200

Отличительными особенностями котла КОВ-80С являются:

- автоматическое регулирование теплопроизводительности котла в диапазоне от 100% до 25% номинальной теплопроизводительности в аналоговом режиме (горелка не гаснет) и в диапазоне меньше 25% - в релейном режиме (погасание-зажигание горелки). Это обеспечивает экономию газа и, в конечном итоге, экономит Ваши деньги;
- подача газа к основным горелкам происходит только при наличии пламени на запальной горелке;
- прекращение подачи газа на газогорелочное устройство при аварийном отключении газа, при перегреве воды в теплообменнике, при погасании пламени на запальной горелке, при засорении дымохода (нарушении тяги);
- наличие пьезорозжига поможет Вам зажечь горелку;
- наличие указателя работы запальника поможет Вам контролировать работу запальной горелки;
- возможность использования котла с принудительной циркуляцией отопительной воды и в системах отопления закрытого типа с обязательной установкой расширительного бака и предохранительного клапана (предохранительный клапан не должен быть отсечен от котла никаким запорным устройством).

*Технические требования к размещению и установке:*

Объем помещения, в котором устанавливается котел, должен соответствовать СП41-108-2004.

Расстояние между облицовкой котла и стенами должно быть не менее:

- 150 мм сзади, справа и слева;
- 900 мм спереди.

В помещении, в котором устанавливается котел, предусмотреть поступление необходимого количества воздуха для горения и вентиляции через проемы около пола и потолка.

Суммарная площадь отверстий проема выбирается из расчета 1 см<sup>2</sup> на каждые 225 Вт мощности газогорелочного устройства.

Помещение должно быть достаточно просторным для беспрепятственного доступа к котлу при проведении профилактических работ.

*Указания по монтажу:*

Перед монтажом и эксплуатацией внимательно ознакомьтесь с правилами и рекомендациями, изложенными в настоящем руководстве.

Монтаж, инструктаж по эксплуатации, запуск в работу, профилактическое обслуживание и ремонт котла производятся специализированной организацией и местным управлением газового хозяйства в соответствии с ПБ12-529-2003, утвержденными Ростехнадзором РФ, и строительными нормами и правилами СНиП 41-01-2003 и СП 41-108-2004 Госстроя РФ с обязательным заполнением контрольного талона на установку котла.

При нарушении правил, изложенных в настоящем руководстве, котел гарантийному ремонту не подлежит.

Подключение котла к газовой магистрали производится через отверстие в боковой стенке. Патрубок и прокладка, как правило, входят в комплект поставки. Проверьте герметичность мест соединения обмыливанием.

Запрещается использовать пламя или искру для обнаружения утечки газа. Для этой цели можно использовать только мыльную пену, специально предназначенные жидкие составы или спец. течеискатели.

На выходном патрубке системы отопления для котлов КОВ установите шаровой кран с проходным диаметром Вашей системы. Кран необходим для отключения системы отопления и обеспечения работы системы горячего водоснабжения в неотапливаемый период.

Горизонтальные участки трубопроводов системы отопления необходимо выполнять с уклоном не менее 10 мм на 1 м в сторону нагревательных приборов (отопительных радиаторов) и от нагревательных приборов к котлу.

При установке котла в неотапливаемом помещении или при прохождении трубопроводов через открытое пространство или неотапливаемое помещение их необходимо тщательно утеплить.

Расширительный бачок устанавливается в верхней точке стояка, желательно в отапливаемом помещении. При установке бачка в неотапливаемом помещении трубопроводы, бачок и сливную трубу необходимо тщательно утеплить.

В системе отопления не должно быть участков, в которых возможно образование воздушных «пробок».

Трубопроводы, нагревательные приборы (отопительные радиаторы) и места соединений должны быть герметичны, подтеки воды не допускаются. 9

*Требования к системе отопления:*

До начала монтажа и перед эксплуатацией необходимо несколько раз промыть систему отопления.

Материалы, используемые при монтаже, должны быть очищены от грязи, ржавчины, окалины и т.п.

Материалы, используемые при монтаже (трубы, фитинги, фильтры и др.), должны быть сертифицированы и разрешены к применению.

В системе отопления, горячего водоснабжения могут применяться различные виды труб: медные, стальные, пластиковые с алюминиевой фольгой и т.д.

На вход в котел отопительной обратной воды рекомендуется установить фильтр (шламосборник, грязесборник с сетчатым фильтром) и производить периодическую чистку фильтра.

После окончания монтажа провести гидравлические испытания и устраниить возможные протечки.

Во избежание образования накипи на внутренних стенках теплообменника котла, которая ухудшает теплообмен и уменьшает КПД, а также сокращает срок службы, приводит к прогару теплообменника, необходимо заполнять котел и систему отопления дистиллированной или специально подготовленной водой.

Подключить газовый клапан через переходной патрубок из комплекта поставки к газовой трубе, установив прокладку из комплекта поставки.

Газовая часть горелки состоит из 2 труб: основной и запальной, которая расположена внутри основной по ее оси. Угольник, через который поступает в горелку газ, имеет прилив с отверстием для ввода запальной трубы, ее крепления и уплотнения. Второй конец основной трубы снабжен внутренней заглушкой с отверстием в центре для пропуска запальной трубы, питание которой газом осуществляется по самостоятельному газопроводу через блок соленоидов автоматики. Горелка имеет 2 электроды, заключенные в фарфоровые трубы. Электроды фиксированы относительно трубы хомутами. Электрод служит для зажигания газа, выходящего из запальной трубы, искрой, возникающей между электродом и корпусом горелки при подаче тока высокого напряжения от трансформатора зажигания. Для стабилизации пламени запальника на расстоянии около 30 мм от его торца на трех стержнях закреплен стабилизирующий плоский диск. При наличии устойчивого запального пламени через второй электрод, являющийся контрольным и омываемым пламенем, поступает сигнал на подачу газа в основную трубу. Из трубы газ выходит через 3 ряда отверстий просверленных на боковой поверхности в шахматном порядке, под углом 90° к потоку воздуха.

Воспламеняется газовоздушная смесь от стационарного запальника. Постоянно горящий запальник, а также наличие специальной шайбы пути движения потока смеси обеспечивает надежную стабилизацию факела горелки на любых режимах ее работы. Смешение газа с воздухом заканчивается в смесителе. К котлу горелку крепят с помощью фронтового листа, покрытого со стороны топки тепловой изоляцией.

Отвод продуктов сгорания от котла производится в проектируемый дымоход ф200 мм (фирмы ООО «КДМ» г. Нижний Новгород) из нержавеющей стали первый контур - по AISI 430: сталь не-ржавеющая, коррозионностойкая, жаропрочная до 8500С, ГОСТ 5382-75., изоляционный материал: минеральная вата с температурой плавления волокон не ниже 10000С, производимая из сырьевой смеси на основе горных пород базальтовой группы; второй контур - Сталь оцинкованная ГОСТ 14918-80.

### 7.3 Расчет ГРУ для котельной

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

$$N = \frac{z \cdot G}{V_{рез} \cdot \rho_{ж}}, \quad (7.5)$$

где  $z$  – число суток между очередными заправками резервуара газом;

$G$  – суточный расход газа, кг/сут;

$V_{рез}$  – объем резервуара, м<sup>3</sup>;

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

Суточный расход газа, кг/сут, рассчитывается по формуле

$$G = Q_p \cdot \rho \cdot n, \quad (7.6)$$

где  $Q_p$  – расчетный расход газа, м<sup>3</sup>/ч;

$\rho$  – плотность газа в пересчете с природного на сжиженный, кг/м<sup>3</sup>;

$n$  – часы в сутках.

$$G=9,2 \cdot 2,126=19,56 \text{ кг/ч};$$

$$G_{сум}=19,56 \cdot 24=469,44 \text{ кг/сут};$$

$$N=\frac{10 \cdot 469,44}{5 \cdot 587,25}=2 \text{ шт.}$$

По производительности котельной выбираем тип испарителя – змеевиковый, производительностью 100 кг/ч.

Требуемое количество испарителей, шт, рассчитываются по формуле

$$N_u = \frac{G}{G_u}, \quad (7.7)$$

где  $G$  – требуемая производительность испарителя, кг/ч;

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

$$N = \frac{9,56}{100} = 1 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке 1 форсуночный испаритель.

## **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 застройки.

### **8.1 Монтаж систем внутреннего газоснабжения**

Материалы, применяемые для газопроводов и газовые приборы- трубы стальные бесшовные ГОСТ 32.62.75.

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**

К началу монтажа работ по внутреннему газооборудованию должны быть выполнены работы по устройству междуэтажных перекрытий, стен и перегородок, на которые будут устанавливаться газовое оборудование и приборы, а также монтироваться газопроводы и арматура; отверстий для прокладки газопроводов в фундаментах, перекрытиях, стенах и перегородках; каналов и борозд для газопроводов; чистых полов или фундаментов под газовое оборудование и приборы.

Должны быть выполнены: штукатурка стен в помещениях кухонь и ванн, в которых предусмотрена установка газового оборудования; облицовка стен, около которых устанавливаются газовые приборы и монтируются газопроводы; окраска полов в местах установки газовых приборов. Помещения кухонь должны быть оснащены форточками. После приемки составляем акт о приемке объекта под монтаж.

#### **8.1.2 Монтажные работы**

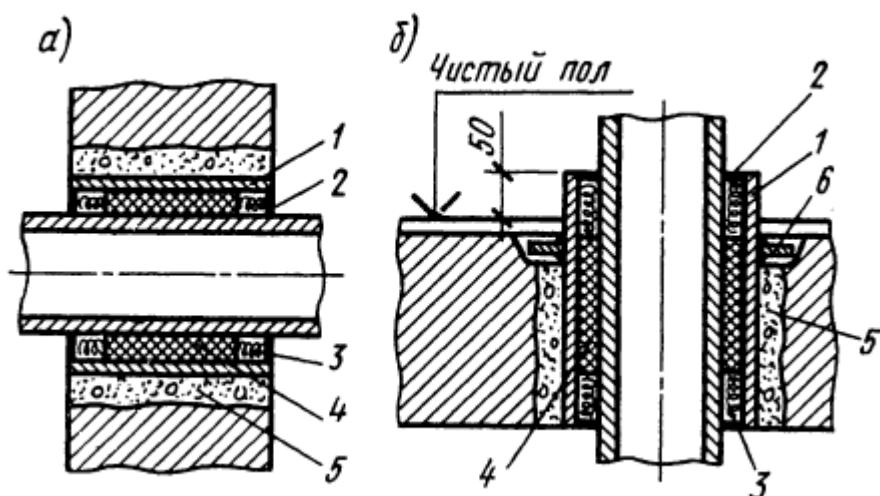
Прокладку газопроводов внутри зданий следует предусматривать открытой. Сварные и разъемные соединения нельзя задельывать в стены или перекрытия. Вертикальные газопроводы в местах пересечения строительных конструкций следует прокладывать в футлярах (рисунок 8.1). Пространство между газопроводом и футляром необходимо задельывать просмоленой 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. Стойки 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.



а-через стены; б-через покрытия; 1-гильза; 2-заделка битумом;  
3-битумизированная пакля; 4-асбестовый шнур; 5-раствор;  
6-опорное кольцо

Рисунок 8.1- Футляры (гильзы) для прокладки газопроводов

### **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.

Вскрытие инженерных коммуникаций, пересекаемых трубопроводами, должно производиться в присутствии представителей заинтересованных организаций. При этом должны приниматься меры к предохранению вскрытых коммуникаций от повреждений.

Для получения допуска необходимо указать срок строительства, мероприятия по благоустройству территории строительства и восстановлению дорожных покрытий.

До начала строительства газопровода заказчиком с участием эксплуатационных организаций должна быть разбита трасса, при этом:

1) нивелирование постоянных реперов должно производиться с точностью, предусмотренной главой СНиП по геодезическим работам в строительстве;

2) вдоль трассы установлены временные реперы, связанные нивелировочными ходами с постоянным;

3) разбивочные оси и углы поворота трассы должны быть закреплены на местности.

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, запорную арматуру поставляют на автомобиле ЗИЛ 130-76 с ЦЗМ или заводов согласно составленных заявок по спецификациям. 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. Сбрасывание труб, секций, фасонных частей, арматуры и монтажных узлов с транспортных средств запрещается.

На оборудования должны иметься технические паспорта заводов-изготовителей и, как правило, инструкции по его монтажу и эксплуатации.

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.

Рытье траншей производится экскаватором ЕК-12-10 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. Через каждые 100-150 метров устанавливают пешеходные мостики. Монтаж газопровода в траншее изображен на рисунке 8.2.

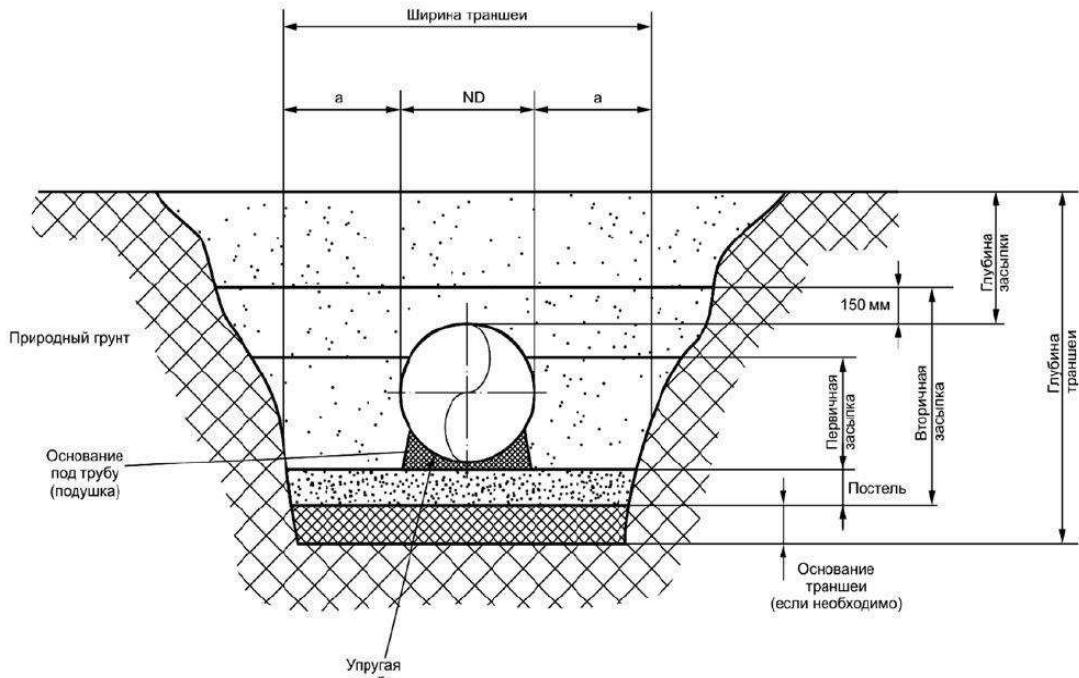


Рисунок 8.2-Монтаж газопровода в траншею

### 8.2.3 Сборка и сварка труб в звенья

Перед сборкой под сваркой стальных труб необходимо:

- 1) очистить их внутреннюю полость от возможных засорений (грунта, льда, снега, воды, строительного мусора, отдельных предметов и др.);
- 2) проверить геометрические размеры разделки кромок, выпрямить плавные вмятины на концах труб глубиной до 3,5% наружного диаметра трубы;
- 3) очистить до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб.

## 8.3 Монтаж трубопроводов

Монтаж производится в соответствии со СНиП 2.04.08-87\* «Наружные газопроводы, сооружения».

Перед монтажом и укладкой должна быть подготовлена постель под газопровод и проверен уклон дна траншеи. Газопровод плетями укладываются на петли и при помощи двух автокранов КС-1562А опускают в траншею, укладывая плеть по оси.

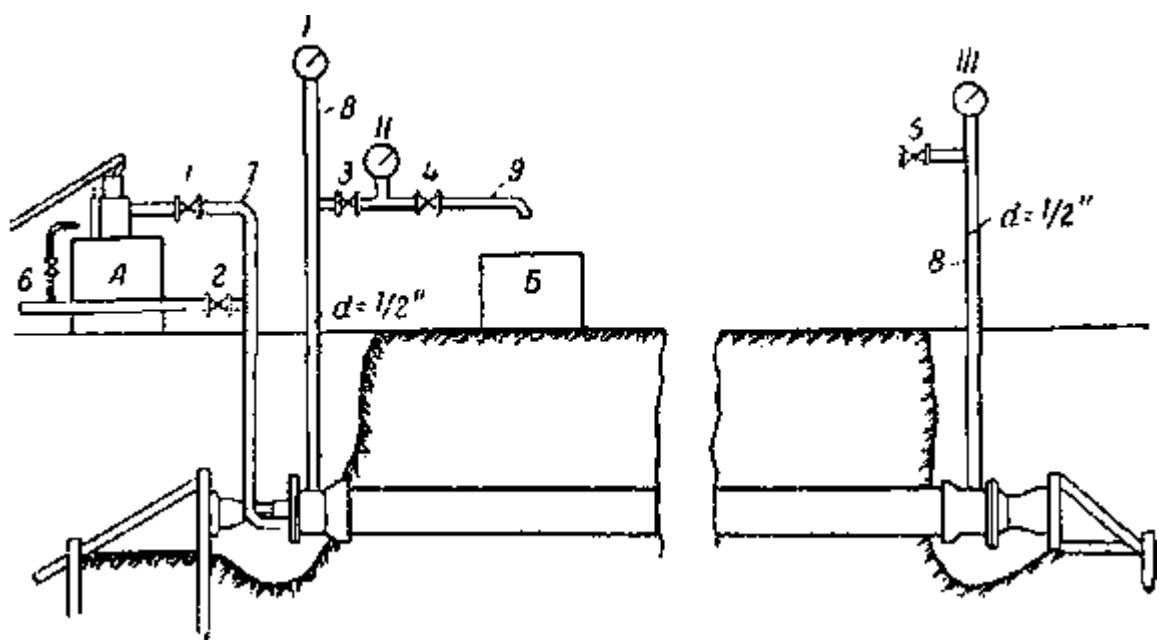
В траншеях, в местах сварки звеньев между собой, отрывают приямки для работы сварщиков. При монтаже газопровода должен быть постоянный пооперационный контроль со стороны заказчика. Сварщики на монтаже должны иметь допуск и личное клеймо.

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

## 8.4 Предварительное испытание газопровода

Для начала требуется очистка внутренней поверхности труб от грязи, влаги применяют пневматическую очистку. Затем производят испытание газопровода на прочность давлением  $3 \text{ кгс}/\text{см}^2$  в течение 1 часа, затем давление снижают до  $1 \text{ кгс}/\text{см}^2$  и выдерживают в течение суток – испытание на плотность. Под этим давлением осматривают сварныестыки и арматуру, устраняют утечки. После испытания приступают к изоляции стыков.

Схема оборудования испытательного участка трубопровода для гидравлического испытания представлена на рисунке 8.3.



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 8.3 – 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- 1562 А. После установки производят обвязку резервуаров трубопроводами  $d = 50 \text{ мм}$ .

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<sup>2</sup> 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

Изоляция предназначена для защиты газопровода от почвенной коррозии. Перед изоляцией стыки очищают до металлического блеска. 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 и покрывают трубы ровным слоем, а затем слой битумной мастики. Для повышения надежности покрытия слои битумной мастики армируют оберткой рулонными материалами. Для

предохранения покрытия (при внешней высокой температуре окружающего воздуха) от стекания битума в момент его нанесения в полевых условиях, а также от внешних механических повреждений, последний слой битумного покрытия оберывают крафт-бумагой. 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 испытанийстыки газопровода присыпают вручную и делают присыпку газопровода мягким грунтом на высоту 10 см от верха трубы. Остальная засыпка производится бульдозером марки Д-492А 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 (рисунок 8.4) 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».

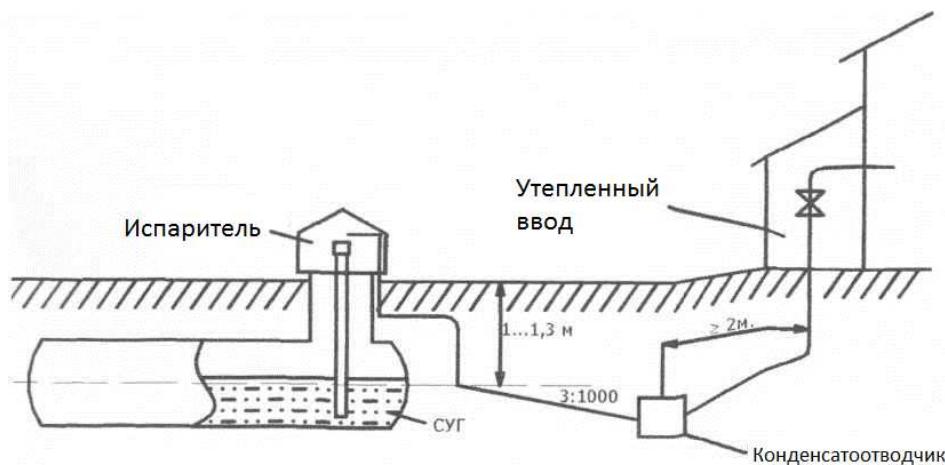


Рисунок 8.4 – Испытание газопровода

## 8.9 Определение объема земляных работ

*Объем траншеи для укладки газопровода*

Глубину траншеи определяем из условия, что газопровод групповых установок сжиженного газа укладывают на глубину не выше осевой линии резервуара с учетом уклона в сторону групповой установки 0,002. Трассу дворового газопровода разбиваем на 3 участка.

Ширину траншеи принимаем равной 0,5 м, крутизну естественного откоса 1:0,5. Расчет производим по Формуле Винклера:

$$V = \left[ \frac{F_1 + F_2}{2} - \frac{m(H_1 - H_2)^2}{b} \right] l, \quad (8.1)$$

где  $H1$  и  $H2$ - глубина участка траншеи в сечениях  $F1$  и  $F2$ ;

$m$  – крутизна естественного откоса;

$l$  -длина траншеи.

Объем земельных работ на вводах равен  $1,38 \cdot 2 \cdot 12 = 33 \text{м}^3$ .

*Объем котлована для установки ГРУ*

Объема котлована определяем по формуле Мурзо:

$$V = \frac{h_{cp}}{6} [(2a + a_1)b + (2a_1 + a)b_1], \quad (8.2)$$

$$V = \frac{2,69}{6} [(2 \cdot 6,5 + 4,4) \cdot 9 + (2 \cdot 4,4 + 6,5)6,4] = 114 \text{м}^3$$

Схема котлована показана на рисунке 7.1.

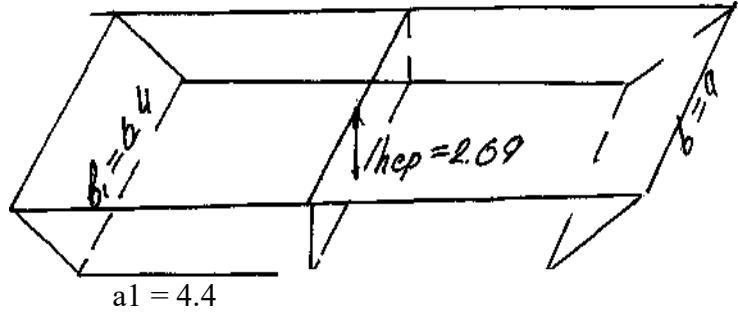


Рисунок 8.5– Схема котлована

Обратная засыпка котлована складывается из объема, вытесняемого фундаментом, резервуарами, трубопроводами обвязки и плюс объем насыпи над групповой установкой.

Объем насыпи равен  $8 \cdot 7 \cdot 0,3 = 16,8 \text{ м}^3$

Объем резервуаров находим  $5,16 \cdot 6 = 30,96 \text{ м}^3$

Объем трубопроводов рассчитывается как  $3,14 \cdot 0,057 \cdot 8 = 0,1 \text{ м}^3$

Объем фундаментов равно  $0,5 \cdot 0,5 \cdot 2,5 \cdot 4 = 2,5 \text{ м}^3$

$V_{\text{kot.}} = 114 - 2,5 - 0,1 - 10,3 + 16,8 = 118 \text{ м}^3$ , т.е. необходимо доставить грунт в количестве  $4 \text{ м}^3$ .

Количество грунта для устройства основания газопровода равно

$$V_{\text{осн.}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 215 = 10,8 \text{ м}^3.$$

При отрыве траншеи следует производить срезку растительного грунта по формуле

$$V_{\text{срз}}^{Tp} = F_{\text{ср}} \cdot \ell, \text{ м}^3, \quad (8.3)$$

где  $F_{\text{ср}}$  – площадь срезки,  $\text{м}^2$ .

$$V_{\text{срз}}^{Tp} = 477 \cdot 0,2 = 95,4 \text{ м}^3.$$

Объем грунта разрабатываемого экскаватором рассчитывается по формуле

$$V_s = V^T - (V_p^T + V_{\text{ср}}^T), \quad (8.4)$$

$$V_s = 431 - (10,8 + 95,4) = 324,8 \text{ м}^3.$$

Объем грунта засыпаемого вручную определяется по формуле

$$V_{p.z.} = V_0 - V_E, \quad (8.5)$$

$$V_{p.z.} = 391 - 377 = 14 \text{ м}^3.$$

Объем грунта засыпаемого бульдозером

$$V_B = (B_{p_3} + H_B : m) H_B \cdot \ell / K_{kp}, \quad (8.6)$$

$$V_B = 377 \text{ м}^3.$$

Общий объем грунта по выемке в траншее равен

$$V_I = 398 + 33 = 431 \text{ м}^3.$$

Общий объем грунта, подлежащего выемке равен

$$V_I = 431 + 114 = 545 \text{ м}^3.$$

*Объем грунта обратной засыпки*

Объем грунта для обратной засыпки определяют с учетом коэффициента остаточного разрыхления  $K_{op}=1,06$

$$V_o = \frac{V - V_{kol} - V_{mpy\delta}}{K_{op}}, \quad (8.7)$$

где  $V$ - объем вынутого грунта;

$V_{rez}$  - объем резервуаров с учетом горловины;

$V_{mpy\delta}$ - объем грунта, вытесняемого трубопроводами с учетом песчаной подготовки.

Объем грунта, вытесняемого газопроводами равен

$$V_{mpy\delta} = \pi r^2 \ell, \quad (8.8)$$

где  $r$  берется с учетом изоляции весьма усиленной, равной 0,009 м

$$V_o = \frac{431 - 14,94 - 10,3 - 0,1}{1,06} = 391 \text{ м}^3.$$

Объем земляных работ для котлована и грунта обратной засыпки подсчитываем по вышеизложенной методике.

Объем срезки растительного слоя  $V_{cp}=12 \text{ м}^3$ .

Объем грунта разрабатываемого экскаватором  $V_e=99 \text{ м}^3$ .

Объем грунта Объем грунта разрабатываемого вручную  $V_p=3 \text{ м}^3$ .

*Определение размеров забоя*

Наибольшая ширина траншеи поверху равна

$$B=(0,5:0,5)+0,5+1= 2,5 \text{ м.}$$

Площадь поперечного сечения -2,5 м.

При одностороннем отвале площадь поперечного сечения с учетом первоначального расширения  $K_{\text{пр}}=1,25$  и избыточного грунта в количестве, отвозимого с трассы определяем по формуле

$$F_o = F_p \cdot K_{np} \cdot (\ell - Ko), \quad (8.9)$$

$$F_o = 2,5 \cdot 1,25(1,7-0,1) = 1,72 \text{ м.}$$

Высота отвала находится по формуле

$$H_o = \sqrt{F_o} = \sqrt{1,72} = 1,3 \text{ м}, \quad (8.10)$$

$$H_o = \sqrt{1,72} = 1,3 \text{ м.}$$

Предельная высота выгрузки ковша  $H_8=5,4$  м.

Ширину отвала по верху (b), найдем по формулам

$$Fo = (bI + hm);$$

$$bI = \frac{F_o - h_o^2 n}{h_o}, \quad (8.11)$$

$$bI = \frac{1,72 - 1,3^2 \cdot 0,5}{1,3} = 0,45 \text{ м.}$$

т.к.  $bI < 0,5$ , то ширина отвала по низу определяется по формуле

$$B1 = bI + 2h_o n, \quad (8.12)$$

$$B1 = 0,45 + 2 \cdot 1,3 \cdot 0,5 = 2,1 \text{ м.}$$

С учетом правил техники ширина забоя равна

$$A3 = 1,0 + 0,5 \cdot 1,3 = 1,65 \text{ м.}$$

Расстояние от оси траншеи до бровки отвала

$$A1 = A3 - hm - \frac{b_o}{2} = 1,65 - 1,3 \cdot 0,5 - 0,5 = 1,1 \text{ м.} \quad (8.13)$$

$$A1 = 1,65 - 1,3 \cdot 0,5 - 0,5 = 1,1 \text{ м.}$$

Наибольший радиус выгрузки  $R_b=6,8$  м.

$R_b > Al$  - ось проходки намечаем по оси траншеи.

## 8.10 Выбор комплекта машин и механизмов

Оптимальный вариант комплекта машин выбираем на основании технико-экономической оценки.

Норма производительности экскаватора в смену определяется о формуле

$$P_{\text{э}} = 60t \cdot q \cdot h_y \cdot K_c \cdot K_e, \quad (8.14)$$

где  $t$ - число часов работы в смену, равное 8,4 часов;

$q$ - емкость ковша,  $q=0,65 \text{ м}^3$ ;

$h$ - число циклов в смену, 1,85-с погрузкой в самосвал; 2,0 -с погрузкой в отвал;

$K_c$ - коэффициент использования мощности ковша, 0,8;

$K_e$ - коэффициент использования рабочего времени для погрузки в транспорт 0,64.

$$P_{\text{э}} = 60 \cdot 8,4 \cdot 0,65 \cdot 1,85 \cdot 0,8 \cdot 0,64 = 191 \text{ м}^3.$$

Лишний грунт вывозят на самосвалах.

*Технические характеристики экскаватора:*

-Марка – ЕК-12-10;

-Двигатель – Д-243;

-Мощность – 81 кВт;

-Емкость ковша – 0,65 $\text{м}^3$ ;

-Ширина ковша – 0,5 м;

-Ход – гусеничный;

-Масса  $m=12,5$  т;

-Скорость передвижения –  $V = 20$  км/ч;

-Наибольшая глубинакопания – 5,08 м;

-Наибольшая высота выгрузки – 6,5 м.

*Технические характеристики бульдозера:*

-Марка – Д-492А;

-Тип трактора – Т-100М;

-Ширина отвала – 3,94 м;

-Высота отвала – 1,1 м;

-Угол резания – 50-600;

-Наибольшее заглубление – 1м;

-Подъем отвала – 1,1 м;

-Масса – 14т.

*Технические характеристики автокрана:*

- Расчетный вылет стрелы при монтаже резервуаров примерно равен 10м;
- Марка – КС-1562А;
- Грузоподъемность:
  - а) при наименьшем вылете крюка – 4 т;
  - б) при наибольшем вылете крюка – 1,2 т;
- Длина основной стрелы - 6м;
- Вылет крюка основной стрелы:
  - а) наименьший – 3,5 м;
  - б) наибольший – 8,5 м;
- Высота подъема:
  - а) при наименьшем вылете крюка – 6,2 м;
  - б) при наибольшем вылете крюка – 3,8 м;
- Скорость передвижения:
  - а) рабочая (с грузом) - 5 км/ч;
  - б) транспортная - 75 км/ч;
- Мощность двигателя - 77 кВт;
- Масса крана в рабочем состоянии - 7,1 т.

*Техническая характеристика самосвала МАЗ-503:*

- Грузоподъемность – 7т;
- Габариты – 5920x2500x2700;
- Вес в снаряженном состоянии – 6,75 т;
- Емкость кузова – 4,0 м<sup>3</sup>;
- Скорость V<sub>max</sub>=80 км/ч.

С учетом объема грунта вывозимого самосвалом количество грунта, вывозимого в смену, определяется по формуле

$$V_{cm} = V_o / T_{cm}, \quad (8.15)$$

$$V_{cm} = 10,8 / 1 = 10,8 \text{ м}^3.$$

Объем грунта вывозимого самосвалом за один рейс рассчитывается по формуле

$$V_m = Q_m / n_{ob}, \quad (8.16)$$

$$V_m = 7000 / 1750 = 4 \text{ м}^3.$$

Количество ковшей в одну смену и машину найдем по формуле

$$N = V_m \cdot q \cdot K_c, \quad (8.17)$$

$$N = 4 \cdot 0,4 \cdot 0,8 = 1,3 \text{ ковшей.}$$

Длительность погрузки одной машины

$$t_n = 12,5 / 1,85 \cdot 0,85 = 8 \text{ минут.} \quad (8.18)$$

Количество рейсов самосвала в смену

$$\Pi_p = \frac{60 \cdot t_n}{t_n + 2 \cdot \ell / V_{cp} + t_p + t_m}, \quad (8.19)$$

$$\Pi_p = \frac{60 \cdot 8}{8 + 2 \cdot 2 / 20 + 1 + 3} = 40 \text{ рейсов}$$

Производительность автосамосвала в смену определяется по формуле

$$\Pi_c = V_T \cdot \Pi_p, \quad (8.20)$$

$$\Pi_c = 4 \cdot 40 = 160 \text{ м}^3.$$

Количество требуемых самосвалов 1 автомобиль.

Для перевозки лишнего грунта требуется 1 автомобиль.

*Технические характеристики катка*

-Марка – ДУ-8В;

-Ширина уплотняемой полосы – 1,29 м;

-Количество колес – 2 шт;

-Диаметр колес:

-Ведущего – 1,6 м;

-Ведомого – 1,3 м;

-Двигатель:

а) Модель – Д-37Е;

б) Мощность – 36,7 кВт;

-Габариты:

а) Длина – 6,08 м;

б) Ширина – 3,2 м;

в) Масса катка – 10,2 т.

*Технические характеристики бортового автомобиля*

-Марка – ЗИЛ 130-76;

-Грузоподъемность – 6 т;

-Габариты – 6675×2500×2400.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В выпускной квалифицированной работе на тему «Газоснабжение жилого района п. Михайловка и котельной» рассчитана годовая потребность в газе жилого района и ООО «Бетон» с населением 72 052 человек с помощью удельных норм потребления газа.

Годовое потребление газа с учетом запаса составило 12 089 968,8 м<sup>3</sup>.

Для выполнения бакалаврской работы были выполнены следующие задачи:

- 1 Расчет численности населения;
- 2 Расчет годового потребления газа;
- 3 Расчет газонаполнительной станции;
- 4 Расчет групповых резервуарных установок сжиженного газа;
- 5 Расчет внутридомового газопровода;
- 6 Расчет внутридомового газопровода;
- 7 Расчет внутреннего газового оборудования котельной;
- 8 Расчет ГРУ и газопровода для котельной;
- 9 Рассмотрены технологии возведения инженерных систем;
- 10 Подобран транспорт для проведения земельных работ;

Разработана графическая часть для решенных 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 Порецкий Л.Я., Рыбаков Р.Р., Столпнер Е.Б., Тасс О.А., Шур И.А. Справочник эксплуатационника газифицированных котельных. – Ленинград: Недра, 1988. – 604 с.
- 13 Электронный каталог Blackmer [Электронный ресурс]: URL: <https://blackmer.tech/produkciya/kompressornoe-oborudovanie/kompressory-dlya-dlya-szhizhennogo-gaza.html> [дата обращения 15.06.2020].
- 14 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.

## **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

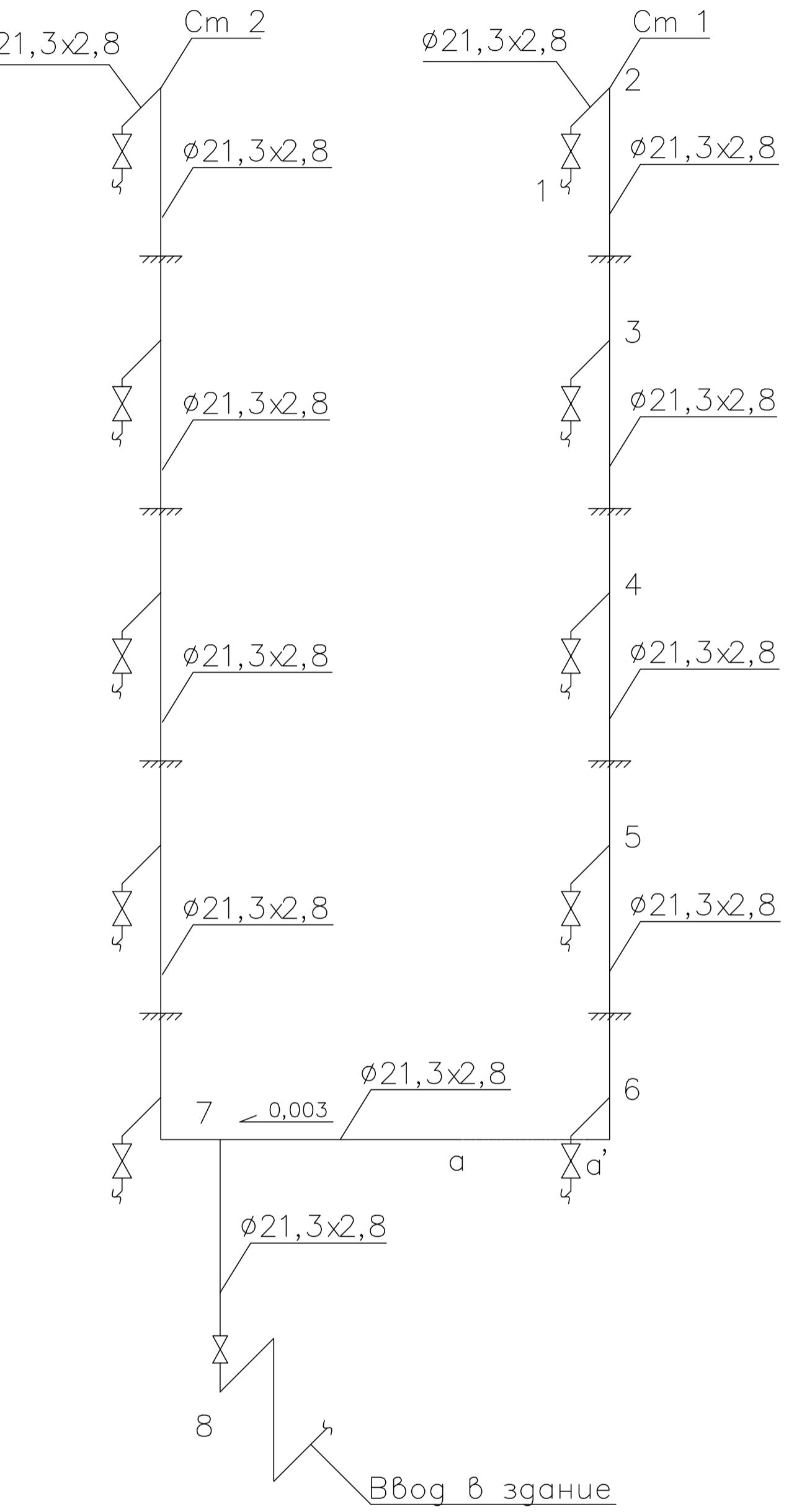
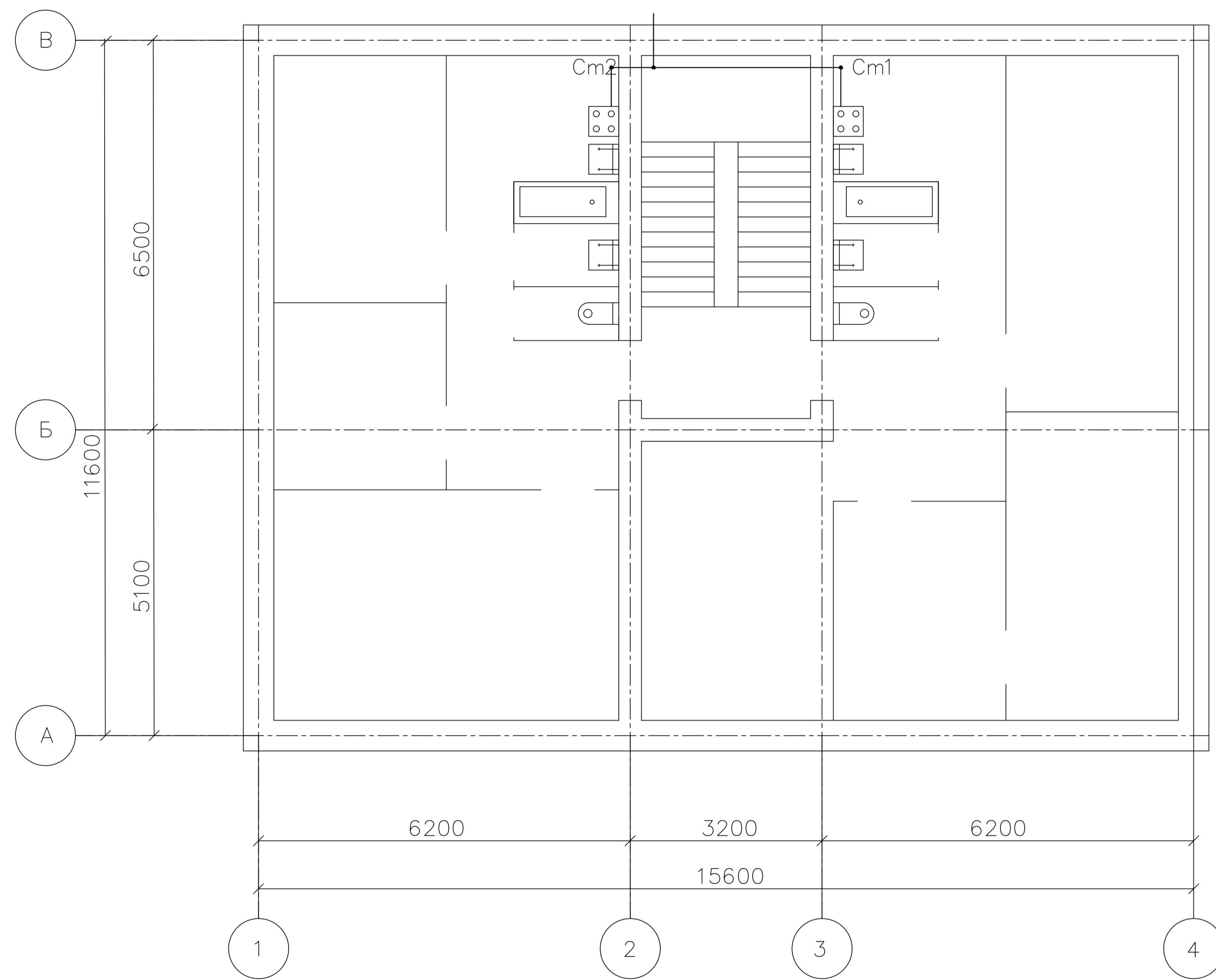
1 СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб. М., Госстрой России, 2003.

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

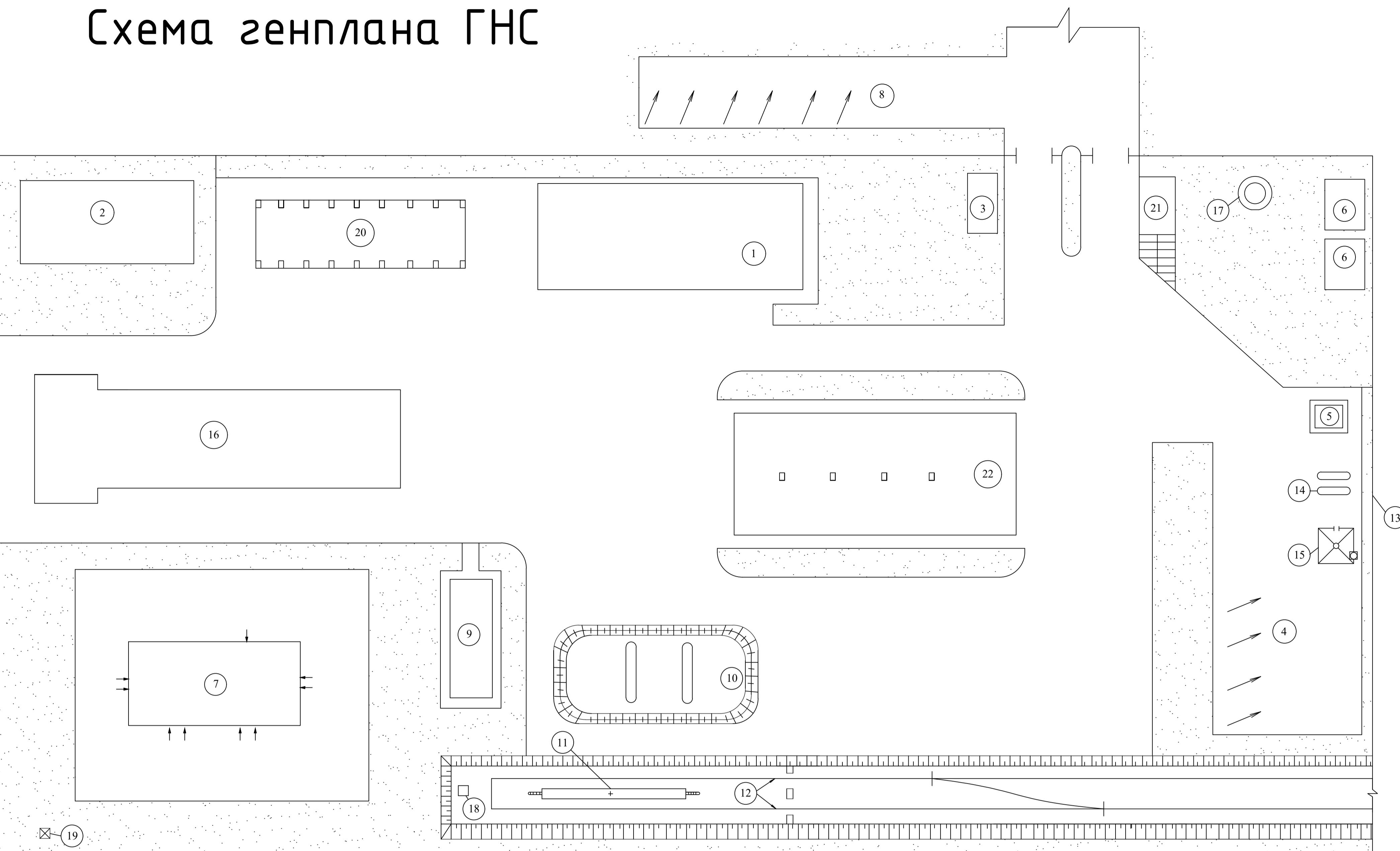
3 Газоснабжение жилого района сжиженными углеводородными газами. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию для студентов специальности 2907-“Теплоснабжение и вентиляция “/КИСИ – Красноярск, 1988,-36 с.

# Монтаж трубопроводов внутреннего газопровода

## План типового этажа М1:100



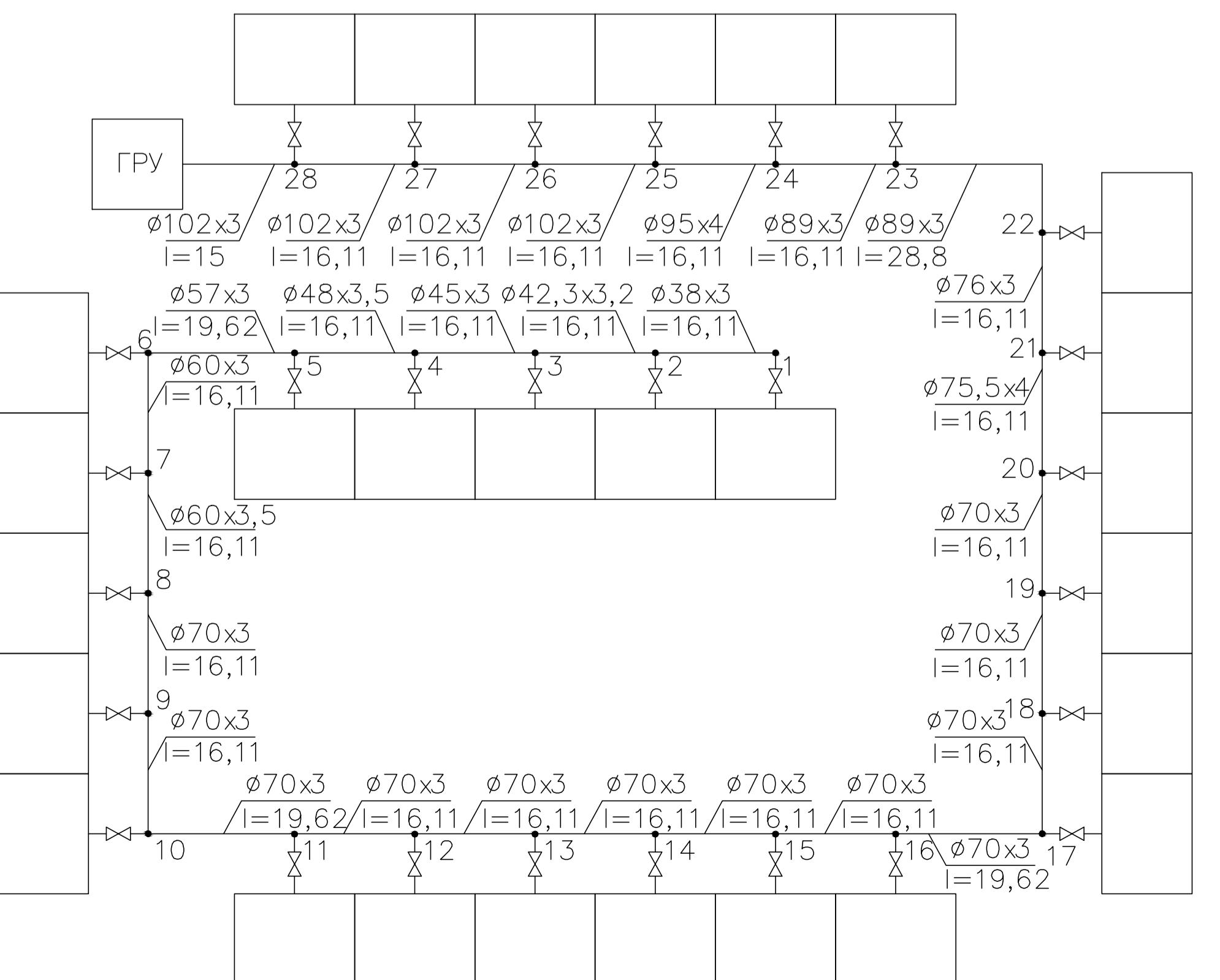
# Схема генплана ГНС



## Экспликация

Номер по плану	Наименование
1	Блок вспомогательных помещений
2	Трансформаторная подстанция
3	Проходной пункт на 2 прохода
4	Открытая стоянка автомашин
5	Дворовая уборная
6	Резервуар для воды емк. 1000 м³
7	Накопительный цех
8	Атмопарковка для персонала
9	Насосно-компрессорный цех
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 машин
16	Гарage
17	Водонапорная башня
18	Электролебедка
19	Молниеотводы
20	Склад
21	Атмобесы
22	Атмоколонки

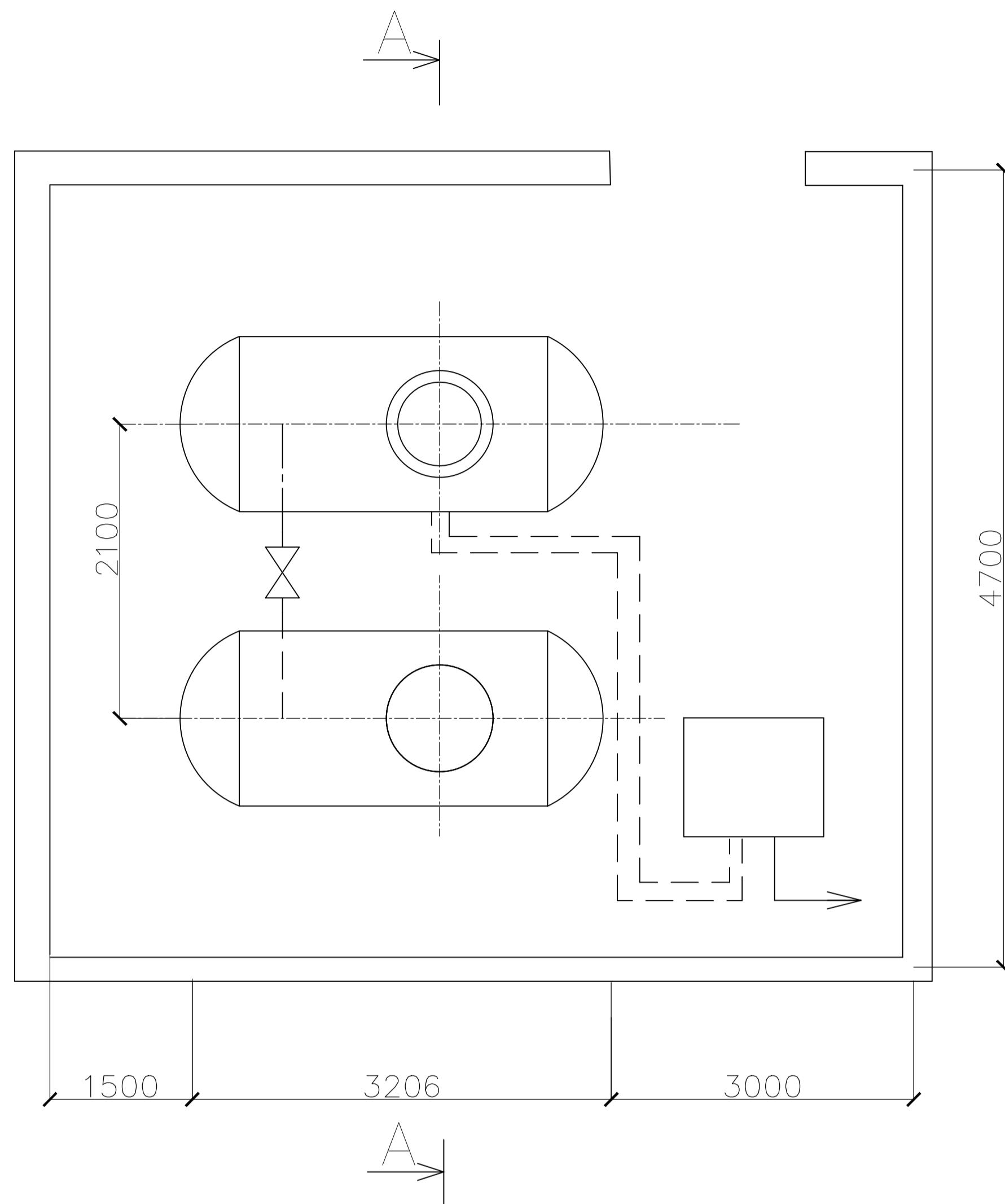
# Схема внутриквартального газопровода



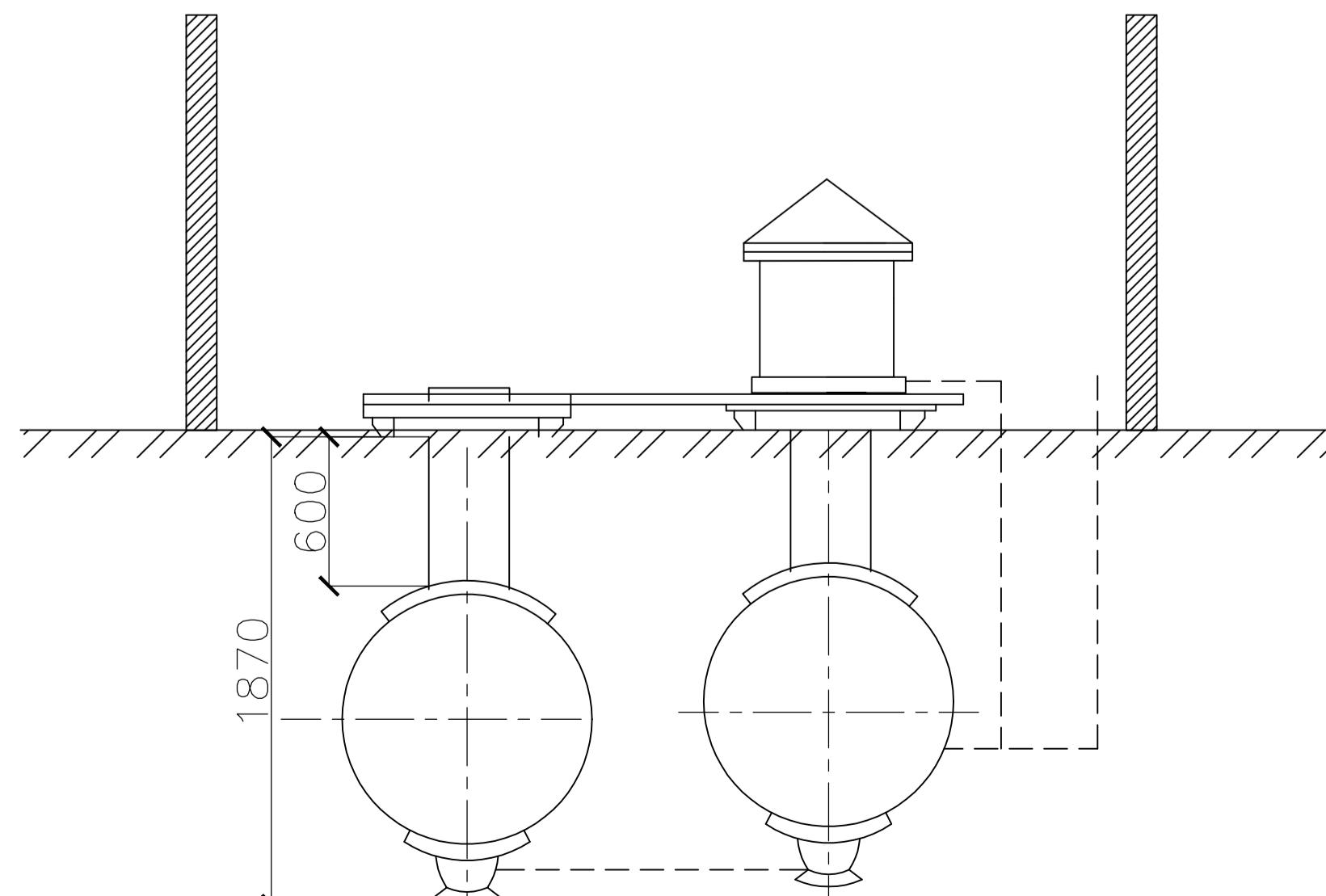
Изм. Лист	Кол. №	Подпись даты	БР-08.03.01.05-2020 ПЗ
Разраб.	Загородный ИС	Проверил	Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт
Изм. Лист	Кол. №	Подпись даты	Газоснабжение жилого района и ООО "Бетон"
Изм. Лист	Кол. №	Подпись даты	Станд. Лист Листов
Изм. Лист	Кол. №	Подпись даты	2 5
Изм. Лист	Кол. №	Подпись даты	Схема внутриквартального газопровода Схема генплана ГНС
Изм. Лист	Кол. №	Подпись даты	Кафедра ИСиС

# Групповая резервуарная установка

План на отметке 0.000



Разрез А-А



Компоновка резервуара  
с форсуночным испарителем

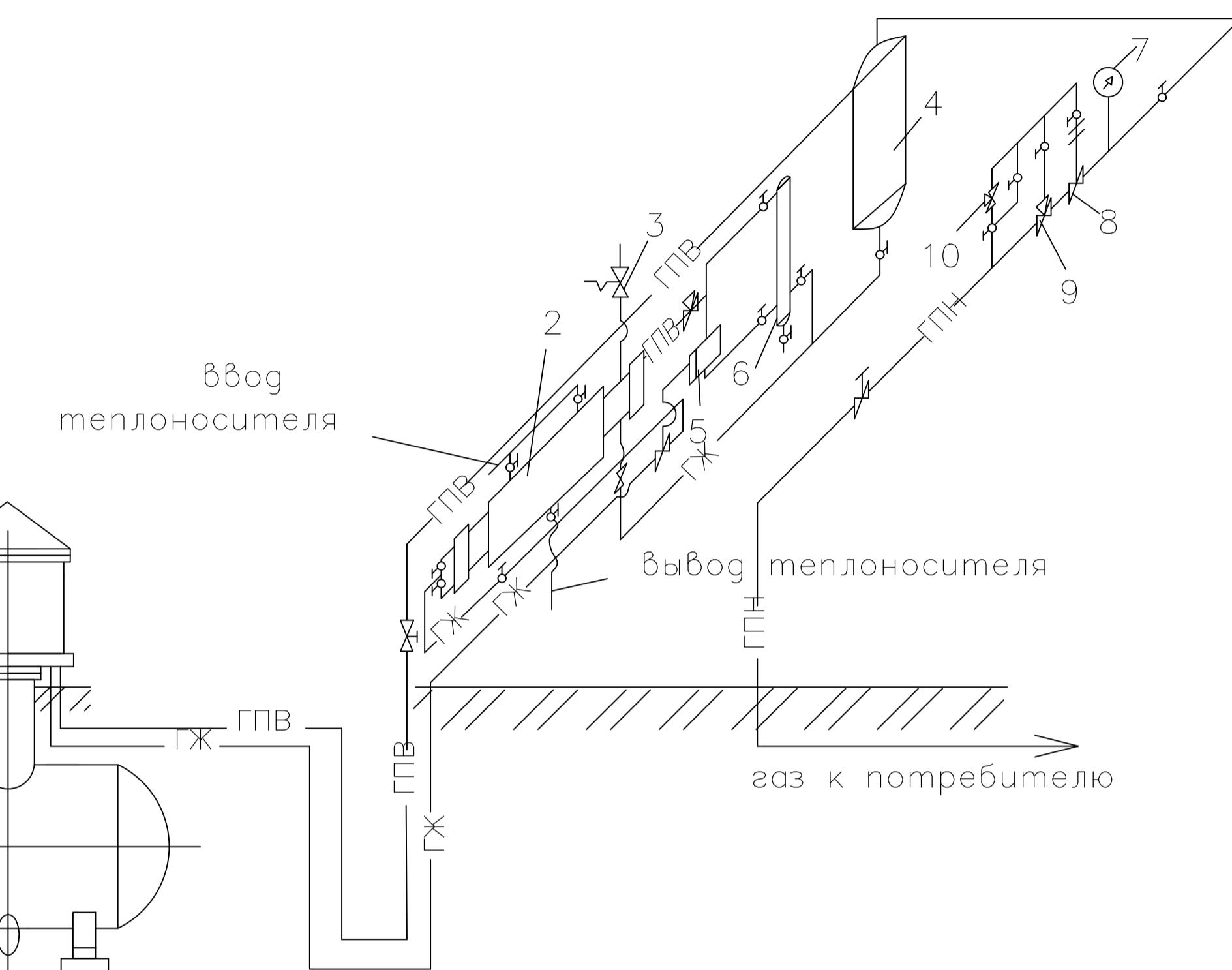
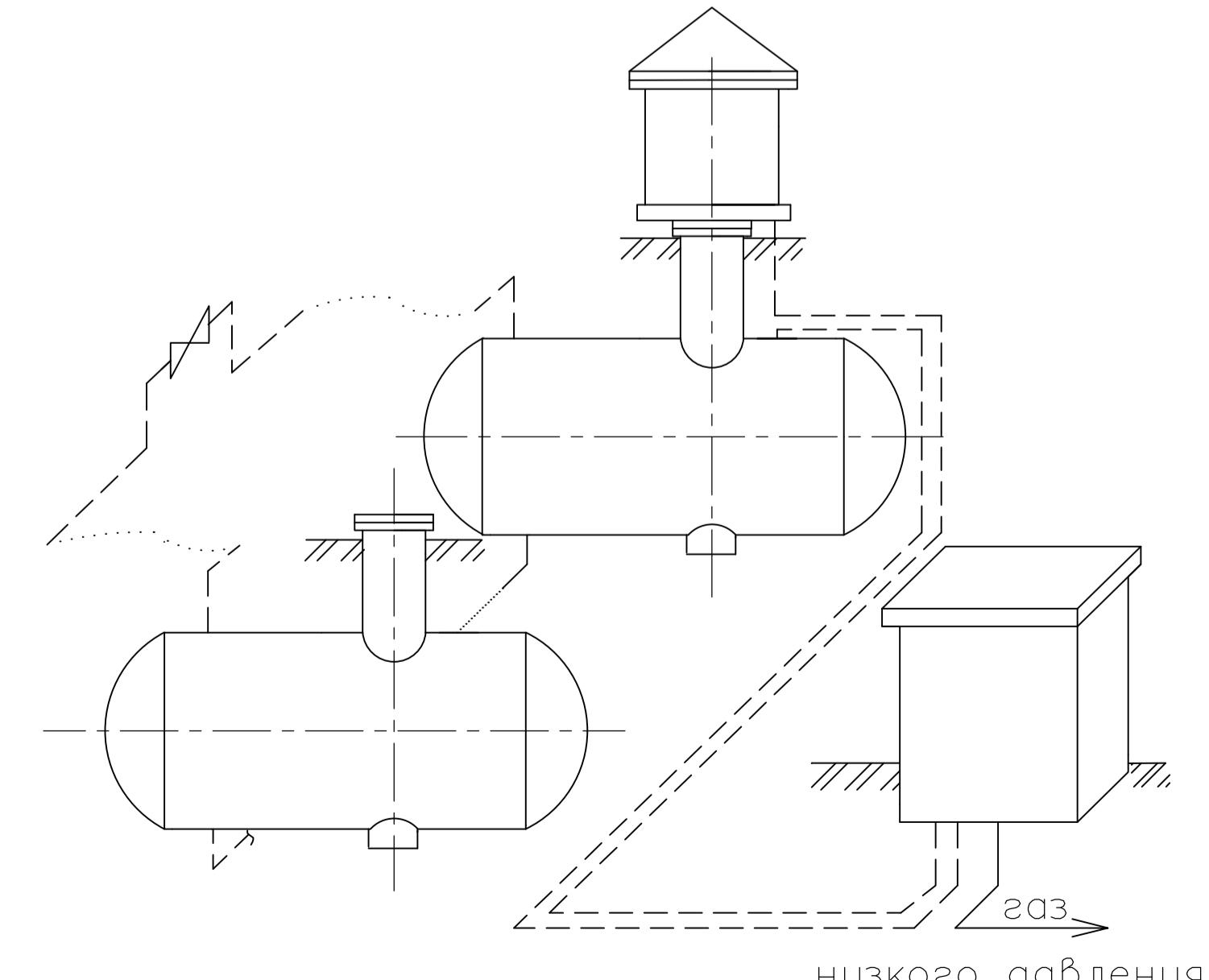


Схема обвязки резервуаров

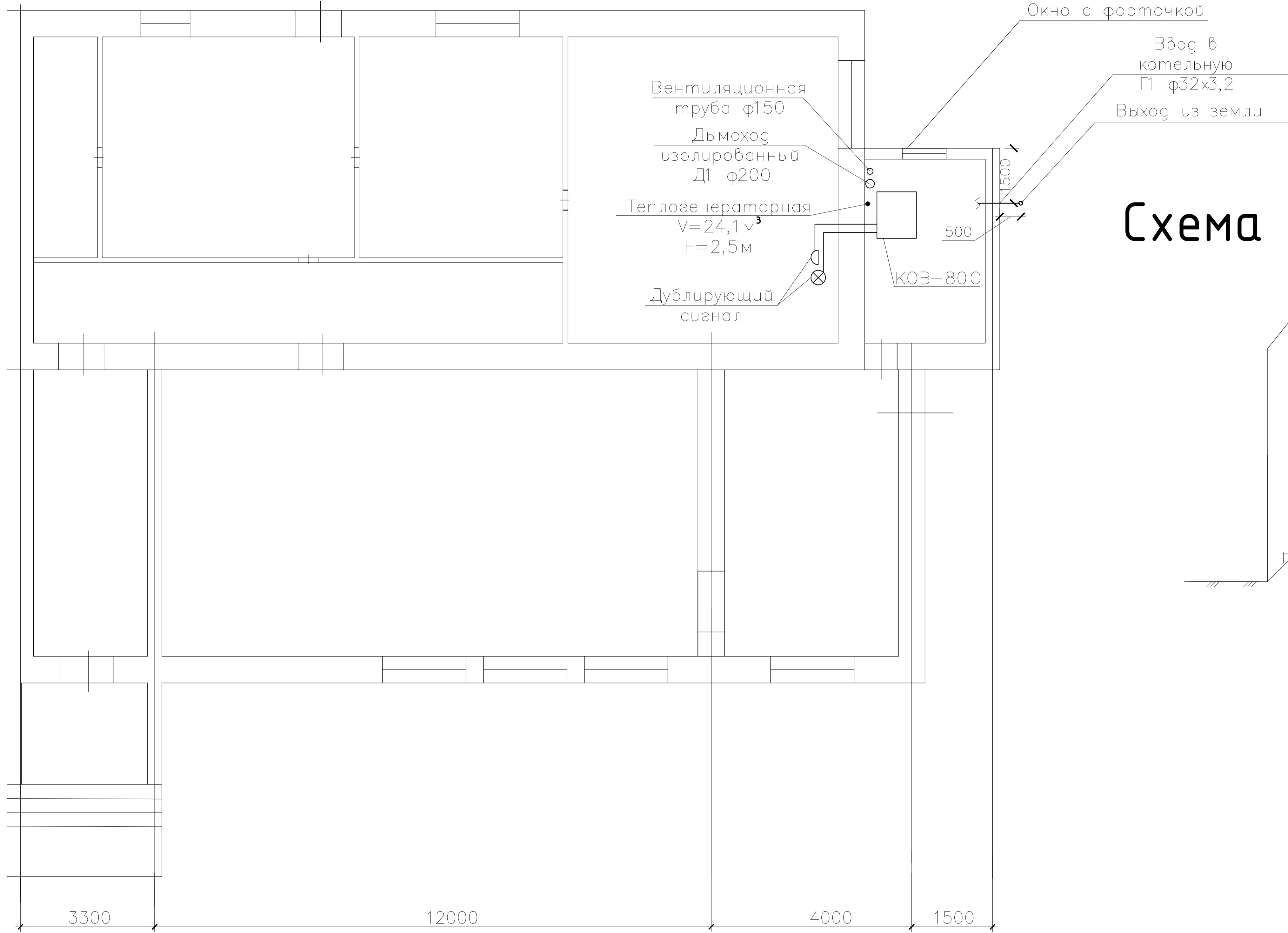


Спецификация

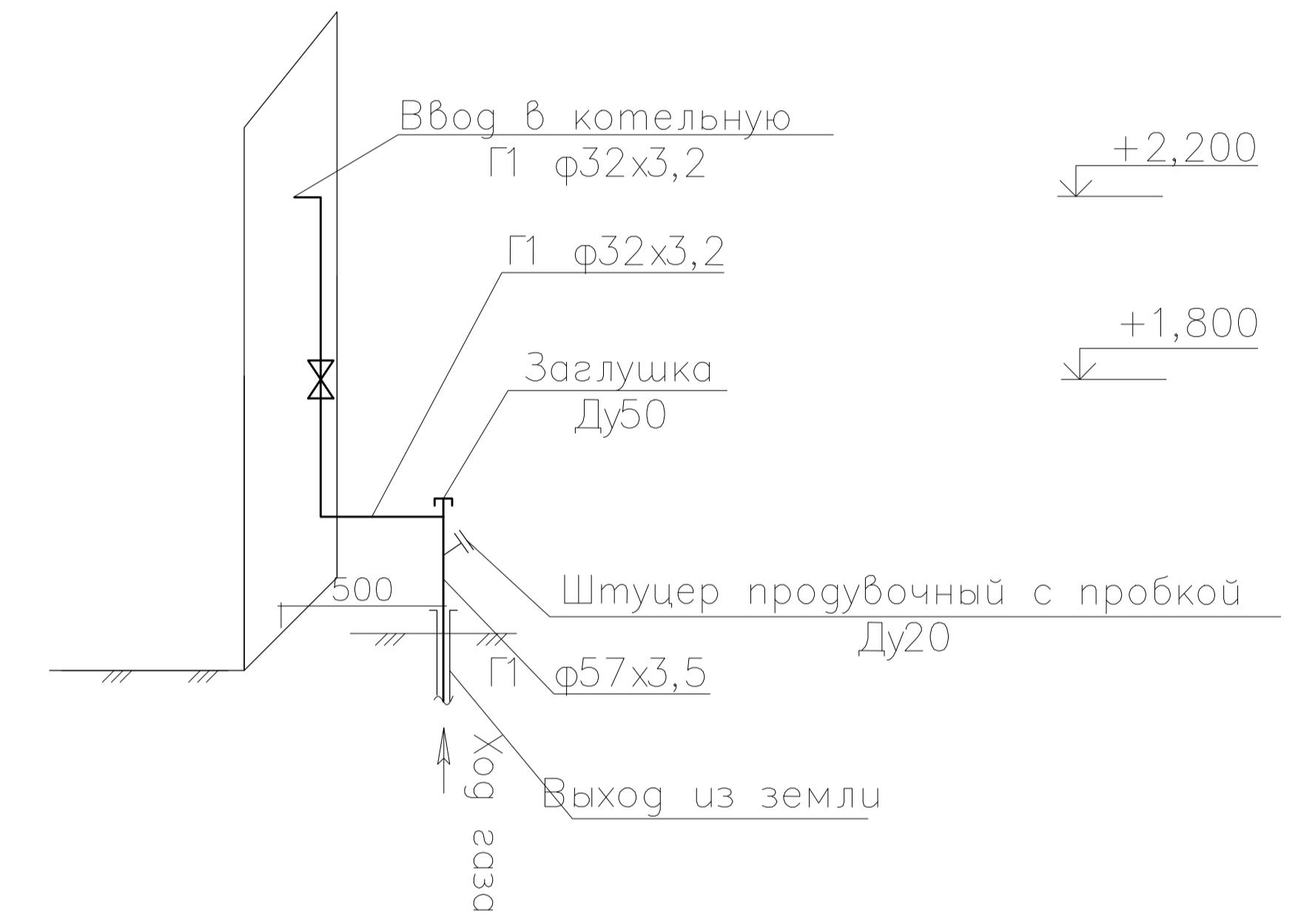
Поз.	Наименование	Кол.	Прим
1	Подземный резервуар	1	
2	Форсуночный испаритель	1	
3	Предохранительный сбросной клапан	1	
4	Ресивер	1	
5	Поплавковый регулятор	1	
6	Конденсатосборник	1	
7	Манометр	1	
8	Предохранительный запорный клапан	1	
9	Регулятор давления	1	
10	Трехходовой кран	1	

Изм.Лист	Кол.№док	Подпись дата	БР-08.03.01.05-2020 ПЗ
Разраб.	Загородний ИС	Газоснабжение жилого района	Сибирский федеральный университет
Проверил	Абласевич АИ	и ООО "Бетон"	Инженерно-строительный институт
Н.контр.	Абласевич АИ	Групповая резервуарная установка. План	
Зад.каф.	Матющенко АИ	на отметке 0.000. Схема обвязки резервуаров.	Кафедра ИСиС
		Компоновка резервуаров с форсуночным испарителем. Спецификация.	

# План котельной М 1:100

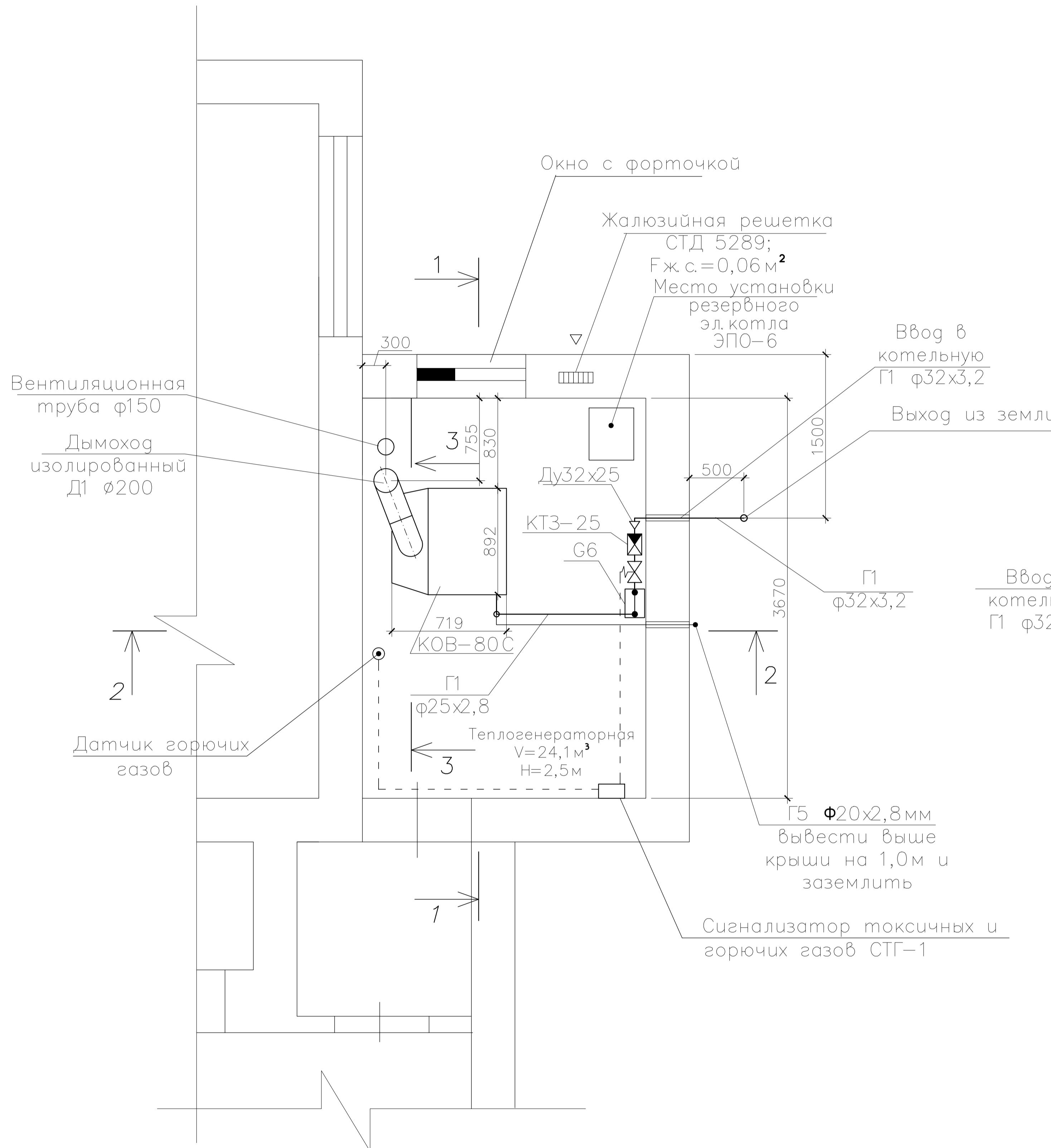


## Схема ввода в котельную

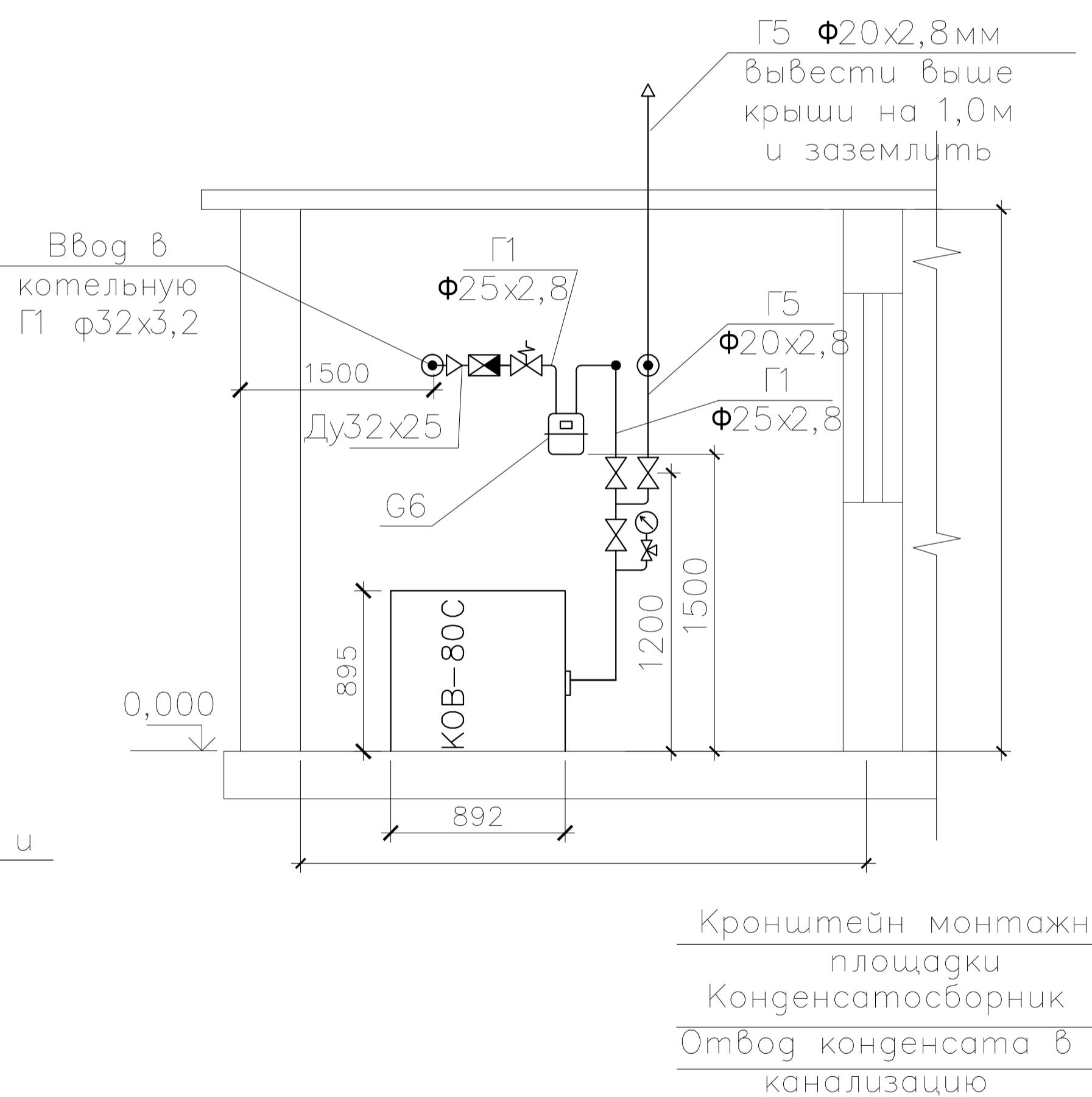


Изм.	Лист	Кол.	№док.	Подпись	Дата	БР-08.03.01.05-2020 ПЗ
						Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт
Разраб.	Загородный ИС					Газоснабжение жилого района
Проберил	Абласевич А.И.					и ООО "Бетон"
Н.контр.	Абласевич А.И.					План котельной М 1:100. Схема ввода в котельную.
Зад.каф.	Матюшенко А.И.					Кафедра ИСЭиС

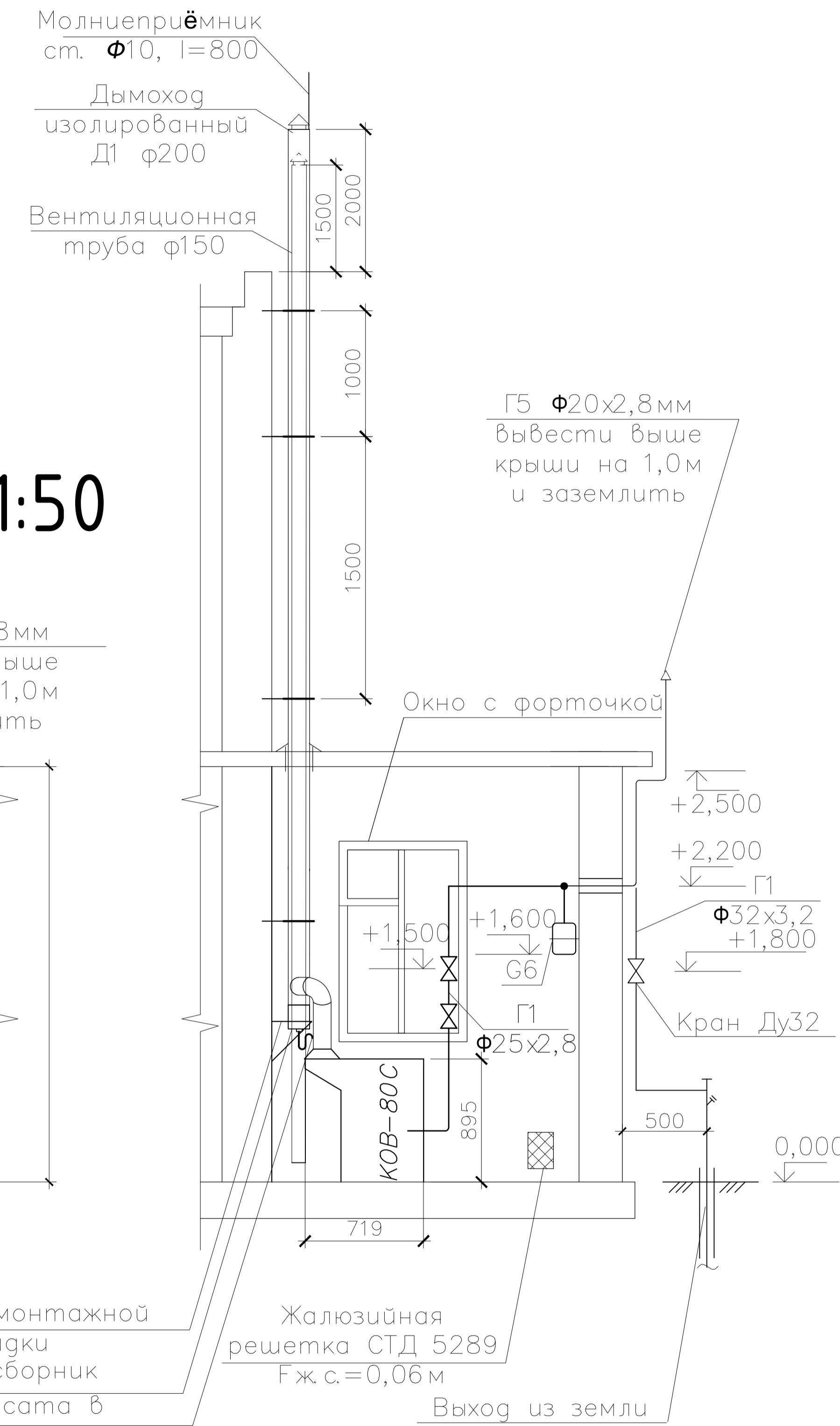
# План котельной М 1:50



# Разрез 1-1 М 1:50



# Разрез 2-2 М 1:50



БР-08.03.01.05-2020 ПЗ			
Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт			
Изм.	Лист	Кол.	Подпись
Разраб.	Кол.	Подпись	Дата
Проверил	Абласевич А.И.		
Н.контр.	Абласевич А.И.		
Заб.каф.	Матющенко А.И.		
Газоснабжение жилого района и ООО "Бетон"			Стадия
			Лист
			Листов
План котельной М 1:50. Разрез 1-1 М 1:50. Разрез 2-2 М 1:50.			Кафедра ИСЭиС

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

Инженерно-строительный институт  
институт  
**Инженерных систем зданий и сооружений**  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой  
*Малошенко А.И.* подпись инициалы, фамилия  
30 06 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01.05 Теплогазоснабжение и Вентиляция

код – наименование направления

Газоснабжение жилого района и ООО «Бетон»

г. Красноярск

Руководитель

*А.И. Авласевич*  
подпись, дата

доцент, к. т. н.,  
должность, ученая степень

А. И. Авласевич  
иинициалы, фамилия

Выпускник

*И.С. Загородний*  
подпись, дата

И.С. Загородний  
иинициалы, фамилия

Консультанты по  
разделам:

Технология возведения  
инженерных систем (ТВИС)  
наименование раздела

*А.И. Авласевич*  
подпись, дата

А. И. Авласевич  
иинициалы, фамилия

Нормоконтролер

*А.И. Авласевич*  
подпись, дата

А. И. Авласевич  
иинициалы, фамилия

Красноярск 2020