

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

Инженерно-строительный  
институт

Инженерные системы зданий и сооружений  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.И.Матюшенко  
подпись      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 «Строительство»  
08.03.01.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»

Газификация жилого района и ООО «ЛИК»  
тема

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

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

А.И. Авласевич  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

Е.И. Малыгин  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер \_\_\_\_\_  
подпись, дата

А.И. Авласевич  
инициалы, фамилия

Красноярск 2021

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	4
1 Расчет численности населения .....	5
2 Расчет годового потребления газа.....	6
3 Расчет ГНС .....	9
3.1 Расчет резервуаров и эстакады.....	10
3.2 Расчет отделения наполнения баллонов .....	11
3.3 Расчет предохранительно-запорных клапанов.....	13
3.4 Расчет насосно-компрессорного отделения.....	15
3.5 Расчет количества автотранспорта.....	18
4 Расчет групповых резервуарных установок сжиженного углеводородного газа .....	21
4.1 Расчет резервуарной установки с естественным испарением.....	22
4.2 Расчет резервуарной установки с искусственным испарением .....	25
5 Расчет внутридомового газопровода.....	26
6 Расчет внутриквартирного 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 Горелка Г-1,0 .....	39
7.4 Расчет ГРУ для котельной .....	40
7.5 Описание малогабаритного с промежуточным теплоносителемиспарителя .	42
8 Технология возведения инженерных систем.....	42
8.1 Монтаж систем внутреннего газоснабжения .....	42
8.1.1 Подготовительные работы .....	43
8.1.2 Монтажные работы .....	43
8.1.3 Испытание внутреннего газопровода.....	44
8.2 Монтаж подземного газопровода .....	44
8.2.1 Подготовительные работы .....	44
8.2.2 Земляные работы .....	45
8.2.3 Сборка и сварка труб в звенья .....	46
8.3 Монтаж трубопроводов .....	46
8.4 Предварительное испытание газопровода .....	46

8.5 Монтаж резервуаров .....	47
8.6 Изоляция трубопровода .....	49
8.7 Благоустройство трассы.....	49
8.8 Окончательное испытание газопровода.....	49
8.9 Определение объема земляных работ .....	49
8.10 Выбор комплекта машин и механизмов.....	55
Заключение .....	58
Список сокращений .....	59
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	60
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	61

## ВВЕДЕНИЕ

Сжиженные углеводородные газы в данный момент нашли свое применение в химической промышленности, так же являются источником топлива для предприятий и частных домов. Такое широкое применение данные газы получили благодаря снабжению отдаленных городов, деревень и сёл от центральных газопроводов.

Эти газы являются смесью пропана с бутаном, но при этом имеют небольшую долю примесей.

Сжиженные газы дают возможность получить целый спектр возможностей для получения новых технологических и эффективных рабочих процессов. Помимо всего прочего данный вид топлива является более экологичным по сравнению с другими видами топлива, что позволяет создать лучшие условия для проживания людей в городской черте и работы на промышленных предприятиях.

При работе оборудования на данном топливе на выходе получатся довольно чистые продукты сгорания.

При нормальных условиях (атмосферных), данное топливо находится в газообразном состоянии, но так же если повысить давление или снизить температуру эти газы переходят в жидкое состояние при котором их удобно перевозить в специальных цистернах и хранить на ГНС, ГРУ и др., но непосредственно до человека данные газы доходят именно в газообразном виде.

## 1 Расчет численности населения

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

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

где  $m$  – плотность населения,  $m = 500$  чел/га;  
 $F$  – площадь квартала, га.

Расчет численности населения сводим в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Расчет численности населения

№ квартала	Площадь квартала, га	Плотность населения, чел/га	Количество проживающих, чел
1	6,75	500	3375
2	7,75		3875
3	7,52		3760
4	7,52		3760
5	7,7		3850
6	5,55		2775
7	8,75		4375
8	12,25		6125
9	7,7		3850
10	7,7		3850
11	7,68		3840
12	1,92		960
13	1,92		960
14	7,52		3760
15	7,52		3760
16	7,7		3850
17	5,6		2800
18	4,92		2460
19	2,08		1040
20	13,3		6650
21	7,7		3850
22	4		2000
23	5,25		2625
24	5,25		2625
			Итого: 80775

## 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, зависят 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.

Определяем количество жителей, чел, при наличии газовой плиты по формуле

$$n_x = \frac{N \cdot (x - y)}{100}, \quad (2.1)$$

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

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

$N$  – количество жителей, чел, таблица 1.1.

Количество жителей, чел, при наличии газовой плиты и водонагревателя, рассчитываем по формуле

$$n_y = \frac{N \cdot y}{100}, \quad (2.2)$$

где  $y$  – то же, что и в (2.1).

$N$  – то же, что и в (2.1).

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

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

где  $K_{\text{ПР}}$  и  $K_{\text{БУТ}}$  – доля пропана и бутана,  $K_{\text{ПР}} = 0,85$ ,  $K_{\text{БУТ}} = 0,15$ ;  
 $Q_{H(\text{ПР})}^P$  и  $Q_{H(\text{БУТ})}^P$  – низшая теплота сгорания, кДж/кг, для жидкой фазы  
 $Q_{H(\text{ПР})}^P = 45973$  кДж/кг,  $Q_{H(\text{БУТ})}^P = 45431$  кДж/кг,

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

Определяем низшую теплоту сгорания газовой фазы, кДж/м<sup>3</sup>, по формуле

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

где  $K_{\text{ПР}}$  и  $K_{\text{БУТ}}$  – то же, что и в (2.3);  
 $Q_{H(\text{ПР})}^P$  и  $Q_{H(\text{БУТ})}^P$  – низшая теплота сгорания, кДж/м<sup>3</sup>, для газовой фазы  
 $Q_{H(\text{ПР})}^P = 91321$  кДж/м<sup>3</sup>,  $Q_{H(\text{БУТ})}^P = 118736$  кДж/м<sup>3</sup>,

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

Плотность газовой фазы, кг/м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

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

где  $K_{\text{ПР}}$  и  $K_{\text{БУТ}}$  – то же, что и в (2.3);  
 $\rho_{\text{ПР}}^{\Gamma}$  и  $\rho_{\text{БУТ}}^{\Gamma}$  – плотность газовой фазы пропана и бутана, кг/м<sup>3</sup>,  
 $\rho_{\text{ПР}}^{\Gamma} = 1,872$  кг/м<sup>3</sup>,  $\rho_{\text{БУТ}}^{\Gamma} = 2,519$  кг/м<sup>3</sup>,

$$\rho_{\Gamma} = 0,85 \cdot 1,872 + 0,15 \cdot 2,519 = 1,97 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность жидкой фазы, кг/м<sup>3</sup>, рассчитывается 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  $K_{\text{ПР}}$  и  $K_{\text{БУТ}}$  – то же, что и в (2.3);

$\rho_{\text{ПР}}^{\text{Ж}}$  и  $\rho_{\text{БУТ}}^{\text{Ж}}$  – плотность жидкой фазы пропана и бутана, кг/м<sup>3</sup>,  
 $\rho_{\text{ПР}}^{\text{Г}} = 528$  кг/м<sup>3</sup>,  $\rho_{\text{БУТ}}^{\text{Г}} = 601$  кг/м<sup>3</sup>,

$$\rho_{\text{ж}} = 0,85 \cdot 528 + 0,15 \cdot 601 = 587,3 \text{ кг/м}^3.$$

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

Расчет газопотребления жилым районом сводим в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расчет потребления газа жилым районом

Назначение расходуемого газа	Количество потребителей	Норма расхода на человека			Расход газа	
		кДж	м <sup>3</sup> /чел	кг/чел	м <sup>3</sup>	кг
При наличии газовой плиты и газового водонагревателя	68659	7300000	159,07	76,5	10921555	5252398
При наличии только газовой плиты	4039	4240000	92,39	44,4	373145	179323
Суммарное количество газа					11294700	5431721
Суммарное количество газа с учетом резерва					13553640	6518065



### 3 Расчет ГНС

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  $C_3H_8$  и  $C_4H_{10}$ , 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, газоздушных смесей в городские системы распределения газа.

Проектирование газонаполнительных станций должно осуществляться в соответствии с требованиями [8] и Госгазтехнадзора, 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, позволяющая планировать основные затраты рабочей силы и материальных средств и снижать их за счет увеличения сроков службы основных фондов, уменьшения простоев, аварийности.

### 3.1 Расчет резервуаров и эстакады

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

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

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

$n$  – принятый запас хранения,  $n = 5$  сут;

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

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

$$V = \frac{6518065 \cdot 5}{365 \cdot 0,9 \cdot 587,3} = 168,9 \text{ м}^3.$$

Далее определяем необходимое количество резервуаров при единичном объеме одного резервуара марки ПС-50

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

где  $V$  – общий объем газа, м<sup>3</sup>, по (3.1);

$V_p$  – единичный объем принятого к установке резервуара, м<sup>3</sup>.

$$m = \frac{1698,9}{50} = 4 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке 4 резервуара единичным объемом 50 м<sup>3</sup>. Эстакада представляет собой металлические или ж/б сооружения высотой 5м и длиной 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 резиноканевыми шлангами для присоединения к вентилям железнодорожных систем. Под ними прокладывают коллекторы жидкой и паровой фаз сжиженного газа, соединенных с трубопроводами станции.

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

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

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

$G$  – грузоподъемность одной цистерны,  $G = 31$  т.

$$N = \frac{6518,07}{360 \cdot 32,1} = 1 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке 1 сливно-наливное устройство.

### 3.2 Расчет отделения наполнения баллонов

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

В данном отделении на ГНС помимо наполнения баллонов так же осуществляется герметичность, контроль наполнения, слив остатков. Наполнение баллонов состоит в виде операция, само наполнение баллонов и контроль качества заправленного газа.

Количество газа заправленного в баллон возможно определить либо измерив объем жидкости, либо взвесить. Вследствие этого наполнение баллонов может быть объемным или весовым.

Наполнение баллонов на полуавтоматическом или руном раздаточном посту производится на рампе с весовыми установками, расположенными вдоль рампы. На эти установки устанавливаются пустые баллоны. От наполнительной рампы идет специальный шланг, который прикрепляется к штуцеру баллона. После взвешивания баллона указатель устанавливается так, чтобы получилась цифра, которая складывается из массы баллона и массы количества газа необходимого для заправки, только после этого можно запустить газ. После закачки газа в баллон, шланг необходимо отсоединить, провести контрольное взвешивание и убедиться в герметичности баллона... Только убедившись в том, что все работает исправно и вентиль закрывается.

Могут быть наполнены баллоны объемами 5, 12, 27, 50 и 80 л.

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

$$n_{\text{б}} = \frac{G_{\text{сут}}}{g}, \quad (3.4)$$

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

$g$  – масса газа в одном баллоне равная 0,021 т, для баллона емкостью 50 л.

Максимальное потребление газа, т/сут, рассчитывается 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,  $k = 0,1$ .

$$G_{\text{сут}} = \frac{6518,07 \cdot 0,1}{365} = 1,79 \text{ т/сут.}$$

$$n_{\text{б}} = \frac{1,79}{0,021} = 86 \text{ шт.}$$

Количество баллонов, подлежащих заполнению в течение суток, составляет 86 шт.

### 3.3 Расчет предохранительно-запорных клапанов

ППК4, ППК4Р такие типы клапанов используют для того, чтобы давление в резервуарах не превысило критическую отметку.

ПЗК- это предохранительно запорные клапаны, которые обеспечивают возможности безопасного эксплуатации всех устройств при повышенном давлении. Если произошел сброс нужного количества газа, данный клапан имеет функцию автоматического закрывания. Данные клапаны являются обязательным оборудованием для установки на резервуарах, так как вариантов, из-за которых может повыситься давление очень много, например:

- 1) в случае пожара или нагревания солнечными лучами
- 2) переполнение
- 3) резервуар рассчитан на упругость паров ниже чем та, которую подают в резервуар

4) если резервуар заполнен, подача туда еще жидкой фазы

5) так же повышение температуры без свободного парового пространства.

Самое опасное это повышение температуры резервуара по причине открытого огня пожара, потому что произойдет повышение давления, что может привести к разрушению резервуара. В связи с этим данные клапаны должны быть подобраны так, чтобы в случае возникновения пожара через него мог бы пройти абсолютно весь пар с чрезмерно высоким давлением.

Пзк бывают пружинные и рычажные. Пружинные имеют больше преимуществ, нежели рычажные, например, точная регулировка, простота изготовления, небольшие размеры, надежность. Так же для них имеются следующие требования:

1) когда будет достигнут предельный максимум давления, клапан обязательно должен закрыться

2) если клапан открыт, то через него должно пройти такое количество, чтобы давление больше не могла повыситься

3) клапан закрывается, если давление снизилось до отметки ниже рабочего

4) если были произведены несколько срабатываний, клапан должен оставаться герметичным.

Клапаны в резервуарах должны быть такими, чтобы они срабатывали, если давление повысится не больше чем на 15% от рабочего.

Необходимую площадь проходного сечения клапана, мм<sup>2</sup>, 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, кг/ч;

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

$B$  – коэффициент учитывающий расширение среды;

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

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

$\rho_1$  – плотность газа при  $P_1$  и  $t_1$ , кг/м<sup>3</sup>.

Плотность газа при  $P_1$  и  $t_1$ , кг/м<sup>3</sup>, рассчитывается по формуле

$$\rho_1 = \frac{\rho_H \cdot P_1 \cdot T_H}{T_1 \cdot P_H \cdot z}, \quad (3.7)$$

где  $\rho_H$ ,  $T_H$ ,  $P_H$  – плотность, температура, давление газа при нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>,  $\rho_H = 2,29$  кг/м<sup>3</sup>,  $T_H = 273$  К,  $P_H = 10332$  кг/м<sup>2</sup>;

$T_1$ ,  $P_1$  – температура и давление в рабочих условиях,  $T_1 = 333$  К,  $P_1 = 23000$  кг/м<sup>2</sup>;

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

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

Максимальная производительность резервуара, кг/ч, определяется по формуле

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

где  $k$  – коэффициент теплопередачи от окружающего горячего воздуха через стенку неизолированного резервуара к жидкости равный 23,2 Вт/м<sup>2</sup>ч°С;  $F$  –

наружная поверхность резервуара, для резервуара ПС-100  $F = 148$  м<sup>2</sup>;

$t_B$  – температура окружающей среды равная 550 °С;

$t_{ж}$  – температура кипения жидкости при абсолютном давлении ее в резервуаре равная 60 °С;

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

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

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

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

где  $D$  – диаметр резервуара, для ПС-50  $D=2,8$  м;

$Z$  – длина резервуара, м, для ПС-50  $Z=9,5$  м.

$$G = 1000 \cdot 2,8 \cdot \left(9,5 + \frac{2,8}{2}\right) = 30520 \text{ кг/ч.}$$

Рассчитаем необходимую площадь проходного сечения клапана, мм<sup>2</sup>, в соответствии с правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением

$$F_c = \frac{30520}{15,9 \cdot 0,6 \cdot 0,72 \cdot ((2,3 - 0) \cdot 4,64)^{1/2}} = 1360 \text{ мм}^2.$$

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, мм<sup>2</sup>, по (3.6).

$$d = \left(\frac{4 \cdot 1360}{3,14}\right)^{1/2} = 41,62 \text{ мм.}$$

По [2] подбираем клапан предохранительный полноподъемный маркиППК4-40,  $D_y = 50$  мм с пружиной № 118 и пределами регулирования 2,8-3,5 МПа.

### 3.4 Расчет насосно-компрессорного отделения

Подбор оборудования для данного отделения должен быть выполнен с учетом количества газа и того, как будет перемещаться сжиженный газ по всем газопроводам ГНС.

Оборудование, в частности компрессор должен быть выбран исходя из всех свойств данного газ, например это довольно большая упругость паров, так как вследствие небольшого понижения давления данный газ может начать испарение. В связи с этим в оборудовании давление должно быть выше чем упругость паров, а все скручивания и уплотнения необходимы максимальной износостойкости.

При подборе количества и вида насосов должен быть учтен максимальный расход на резервуары и Ж/Д цистерны во время слива – наливных действий.

В подборе компрессора должно быть учтено, то как тот или иной компрессор отбирает пар газа из заполненных резервуаров и переносу их в опустошаемое место в Ж/Д цистернах. С помощью этого происходит перенос жидкой фазы газа из заполненной цистерны к опустошаемым от паровой фазы резервуарам. Для того, чтобы определить количество оборудования необходимо воспользоваться расчетными данными.

Пары сжиженного газа имеет высокую температуру, и при перемещении его происходит соприкосновение его с поверхностью имеющей меньшую температуру, из-за чего происходит нагревание верхнего слоя жидкой фазы, что дает испарение, в следствии чего будет повышено давление, данный факт необходимо учитывать при определении подачи компрессора в расчете.

Подачу компрессора, кг/ч, для слива 2 железнодорожных цистерн объемом  $V=51 \text{ м}^3$  при  $D=2,6\text{м}$ ,  $Z=10,8\text{м}$ , диаметр сливных трубопроводов  $d_T=100 \text{ мм}$ , приведенная длина трубопровода  $l_T=200 \text{ м}$ , время слива  $\tau=2 \text{ ч}$ ,  $\lambda=0,02$ , и плотностью смеси  $542,6 \text{ кг/м}^3$ , определяем по формуле

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

где  $k_1$  – коэффициент условий охлаждения, равный 40;

$F$  – поверхность зеркала конденсации,  $\text{м}^2$ , рассчитывается по формуле

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

где  $D$  – диаметр цистерны, м;

$Z$  – длина цистерны, м.

$\Delta P$  – перепад давлений в резервуаре, Па;

$r$  – скрытая теплота преобразования, равная  $80 \text{ кДж/кг}$ ;

$\tau$  – время слива, ч.

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

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

$$\omega_{\text{ж}} = \frac{V_{\text{г}} \cdot k}{f_{\text{т}} \cdot 3600 \cdot \tau}, \quad (3.13)$$

где  $V_{\text{г}}$  – объем цистерны,  $\text{м}^3$ ;

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



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

$\tau$  – время слива, ч.

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

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

где  $d_T$  – диаметр трубопровода, м.

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

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

Гидравлическое сопротивление сливного трубопровода, Па, определяется по формуле

$$\Delta P = \lambda \frac{l_T \cdot \rho \cdot \omega_{\text{ж}}^2}{d_T \cdot 2}, \quad (3.15)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического трения;

$l_T$  – длина трубы, м;

$\rho$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;

$\omega$  – скорость движения жидкости в трубопроводе, м/с, по (3.13);

$d_T$  – диаметр трубопровода, м.

$$\Delta P = 0,02 \frac{250 \cdot 590,05 \cdot 2,17^2}{0,1 \cdot 2} = 0,69 \text{ кгс/см}^2.$$

Учитывая разность уровней и скоростной напор, принимаем  $\Delta P = 2 \text{ кгс/см}^2$ .

$$G_{\text{ч}} = \frac{40 \cdot 28 \cdot 2}{80 \cdot 2^{1/2}} = 19,8 \text{ кг/ч}.$$

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

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

Определим подачу компрессора за первые 5 минут

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

Отсюда принимаем подачу компрессора для одной цистерны не более 97 кг/ч и не менее 19,8 кг/ч. А для двух цистерн не больше 291 кг/ч и не менее 59,4 кг/ч.

К установке принимаем 2 компрессора: АВ-22 с подачей 239,7 кг/ч при давлении всасывания 0,4 МПа с двигателем 7,8 кВт, числом оборотов в минуту 1440 и АВ-22 с подачей 159,1 кг/ч при давлении всасывания 0,4 МПа с двигателем 5,5 кВт, числом оборотов в минуту 960. Один компрессор с подачей 159,1 кг/ч резервный.

### **3.5 Расчет количества автотранспорта**

Для перевозки сжиженных газов от газонаполнительных станций до групповых резервуарных установок, или до мест непосредственного хранения газа осуществляется транспортом с сосудом находящимся под давлением. Данный процесс является довольно сложным мероприятием, так как в него входит и доставка газа на небольшие расстояния, например, доставка до небольших потребителей, так и на большие расстояния.

Любая ГНС должна иметь в своем составе достаточное количество автотранспорта (автомобили типа «клетка» и автоцистерны) для обеспечения бесперебойного снабжения потребителей газом. Количество автотранспорта напрямую зависит от того каким объемом газа располагает ГНС и какое количество газа должно быть перемещено, так же от возможности перевезти газ в единицу времени.

Автоцистерны имеют вид горизонтально расположенного сосуда в виде цилиндра, имеющий специальный лючок с необходимыми приборами. Данные автоцистерны используют для забора сжиженного газа из резервуаров ГНС и доставки и слива газа в резервуары групповых резервуарных установок, непосредственно вблизи потребителей. Наполнение автомобильных цистерн происходит со специальных заправочных колонок.

Автомобили типа «клетка» используют для забора баллонов со склада баллонов ГНС, доставляемых туда с баллон наполнительного отделения и доставки их непосредственно к потребителям.

Необходимое количество автоцистерн рассчитывается по формуле

$$A_0^ч = \frac{V_c}{V_q \cdot n}, \quad (3.16)$$

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

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

где  $t$  – время работы в сутки, ч;  
 $l$  – расстояние от ГНС до потребителя, 5 км;  
 $c$  – средняя техническая скорость автомобиля, 50 км/ч;  
 $t_1$  – время погрузки-разгрузки, 1,5 ч.

$$n = \frac{8}{\frac{2 \cdot 5}{50} + 2 \cdot 1,5} = 3 \text{ рейса.}$$

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

$$V_c = \frac{Q \cdot k}{p \cdot 365}, \quad (3.18)$$

где  $Q$  – общий расход газа в год, кг;

$$V_c = \frac{6518065 \cdot 0,9}{590,05 \cdot 365} = 27,24 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

$$A_0^ч = \frac{27,24}{6,2 \cdot 3} = 2 \text{ шт.}$$

Количество заправочных колонок определяется по формуле

$$n_k = \frac{G_{\text{сут}}}{q \cdot k \cdot r}, \quad (3.20)$$

где  $G_{\text{сут}}$  – суточная реализация сжиженного газа, т/сут;  
 $q$  – расчетная производительность колонки, 5 т/ч;

$k$  – коэффициент использования автотранспорта, 0,65;

$r$  – время работы колонки, 8 ч.

Суточная реализация газа, т, рассчитывается по формуле

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

где  $G$  – общий расход газа, т, таблица 2.1;

$k$  – то же, что и в (3,18).

$$G_{\text{сут}} = \frac{6518,1 \cdot 0,9}{365} = 16,1 \text{ т.}$$

$$n_k = \frac{16,1}{5 \cdot 0,65 \cdot 8} = 1 \text{ шт.}$$

Принимаем 1 колонку для заправки автоцистерн.

Определяем средний объем перевозок, т, одной машиной всутки по формуле

$$q_1 = q \cdot n, \quad (3.21)$$

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

$n$  – число рейсов автомобиля.

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

Определяем необходимый объем перевозок в сутки по формуле

$$q_2 = \frac{Q}{N} \cdot k, \quad (3.22)$$

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

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

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

$$q_2 = \frac{6518,1}{320} \cdot 1,15 = 23,4 \text{ т.}$$

Рассчитываем требуемое число автомобилей шт, по формуле

$$A_a = \frac{q_2}{q_1} \cdot 0,15, \quad (3.23)$$

где  $q_1$  – средний объем перевозок одной машиной, т, по (3.21);  
 $q_2$  – общий объем перевозок, т, по (3.22),  
 0,15 – резерв мощности ГНС.

$$A_a = \frac{23,4}{2,4} \cdot 0,15 = 2$$

Принимаем 2 автомобиль для перевозки газа.

#### **4 Расчет групповых резервуарных установок сжиженного углеводородного газа**

Для хранения сжиженных углеводородных газов непосредственно у потребителя используются стационарные и передвижные резервуары различного объема. Установки газоснабжения с двумя и более резервуарами, предназначенные для снабжения сжиженным газом различных потребителей, называют резервуарными. 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 многоэтажных жилых и общественных зданий и их групп, а также объектов сельского хозяйства. Число резервуаров определяется расчетом, но должно быть не менее двух.

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

Площадки резервуарных установок должны быть ограждены забором высотой не менее 1,6 м из несгораемых материалов. На территории должны быть углекислотные огнетушители, ящик с песком и лопата. Число резервуаров в установке определяется характером потребителей, районом установки резервуаров (север, юг и т.д.), расходом газа и объемом используемых резервуаров. Для бесперебойного снабжения населения газом и во избежание 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 теплопроводность грунта.

Проектирование, строительство и эксплуатация ГРУ производится в соответствии со СНиП 2.04.08-87\*, правилами безопасности в газовом хозяйстве Ростехнадзора, 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 определяется по формуле

$$N = \frac{V_p}{V_{рез}}, \quad (4.1)$$

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

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

$$V_p = \frac{n \cdot K_n \cdot q_{год} \cdot K_{г}^H}{Q_p^H \cdot 365}, \quad (4.2)$$

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

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

$q_{год}$  – годовой расход газа на одного человека в тепловых единицах кДж/год, при наличии в квартире газовой плиты и при газоснабжении сжиженным газом  $q_{год} = 2800000$  кДж/год;

$K_{г}^H$  – показатель часового максимума суточного расхода, принимается по [1],  $K_{г}^H = 0,12$ ;

$Q_n^p$  – низшая теплота сгорания газа, кДж/м<sup>3</sup>, по (2).

$$V_p = \frac{1520 \cdot 1,4 \cdot 2800000 \cdot 0,12}{95433,3 \cdot 365} = 20,53 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

$$N = \frac{20,53}{1,9} = 11 \text{ шт.}$$

При грунтовом расположении резервуаров на расстоянии друг от друга, равным диаметру резервуара, происходит тепловое взаимодействие между ними. В результате грунт между ними охлаждается, и производительность каждого резервуара в групповой установке уменьшается. Поэтому производительность группы резервуаров не равна сумме производительностей такого же количества отдельно стоящих резервуаров, а зависит от расстояния между ними и их взаимного расположения. Все эти факторы учитываются коэффициентом теплового взаимодействия  $m$ . Коэффициент принимается по [1]. Для 11 резервуаров коэффициент равен 0,64.

Производительность групповой установки, м<sup>3</sup>/ч, с учетом теплового взаимодействия определяется по формуле

$$V_{уст} = V_{рез} \cdot N \cdot m, \quad (4.3)$$

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

$V_{рез}$  – то же, что и в (4.1);

$m$  – коэффициент теплового взаимодействия.

$$V_{уст} = 1,9 \cdot 11 \cdot 0,64 = 13,4 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

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

$$V_{зап} = N \cdot V_{геом} \cdot h \cdot V_{см}, \quad (4.4)$$

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

$V_{геом}$  – геометрическая емкость резервуаров, м<sup>3</sup>;

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

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

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

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

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

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

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

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

$$h = 0,85 - 0,35 = 0,5.$$

$$V_{зап} = 11 \cdot 5 \cdot 0,5 \cdot 263,9 = 7257,2\text{ м}^3.$$

Число суток между заправками рассчитывается по формуле

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

где  $V_{зап}$  – объем запаса газа в резервуарных установках,  $\text{м}^3$ , по (4.4);  
 $V_{сут}$  – среднесуточный расход газа,  $\text{м}^3/\text{сут}$ , определяется по формуле

$$V_{сут} = \frac{n \cdot K_n \cdot q_{год}}{Q_n^p \cdot 365}, \quad (4.8)$$

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

$$V_{сут} = \frac{1520 \cdot 1,4 \cdot 2800000}{95433,3 \cdot 365} = 171,1\text{ м}^3/\text{сут}.$$

$$Z = \frac{7257,2}{171,1} = 42\text{ суток}.$$

Между заправками резервуаров промежуток времени составляет 42 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.

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

$$G = \frac{n \cdot K_H \cdot q_{\text{год}} \cdot K_{\Gamma}^{\text{ч}}}{Q_H^{\text{p}} \cdot 365}, \quad (4.9)$$

где  $n$ ,  $K_H$ ,  $q_{\text{год}}$ ,  $K_{\Gamma}^{\text{ч}}$  – то же, что и в (4.2);

$Q_H^{\text{p}}$  – низшая теплота сгорания газа, кДж/кг, по (2).

$$G = \frac{1520 \cdot 1,4 \cdot 2800000 \cdot 0,12}{45891,7 \cdot 365} = 42,7 \text{ кг/ч.}$$

Требуемое количество испарителей, шт, рассчитываются по формуле

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

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

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

$$N_U = \frac{42,7}{60} = 1 \text{ испаритель.}$$

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

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

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

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

$V_{\text{рез}}$  – емкость одного резервуара, м<sup>3</sup>;

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

Среднесуточный расход газа, кг/сут, рассчитывается по формуле

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

где  $n$ ,  $K_{\text{н}}$ ,  $q_{\text{год}}$ , – то же, что и в (4.2);  
 $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$  – то же, что и в (4.9).

$$G_{\text{сут}} = \frac{1520 \cdot 1,4 \cdot 2800000}{45891,7 \cdot 365} = 355,7 \text{ кг/сут.}$$

$$N_U = \frac{20 \cdot 355,7}{5 \cdot 590,05} = 2 \text{ шт}$$

Принимаем резервуарную установку с 2 резервуарами емкостью 5 м<sup>3</sup> и одним форсуночным испарителем.

## 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.

Соппротивление 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.

Расчетная схема представлена на рисунке 5.1.

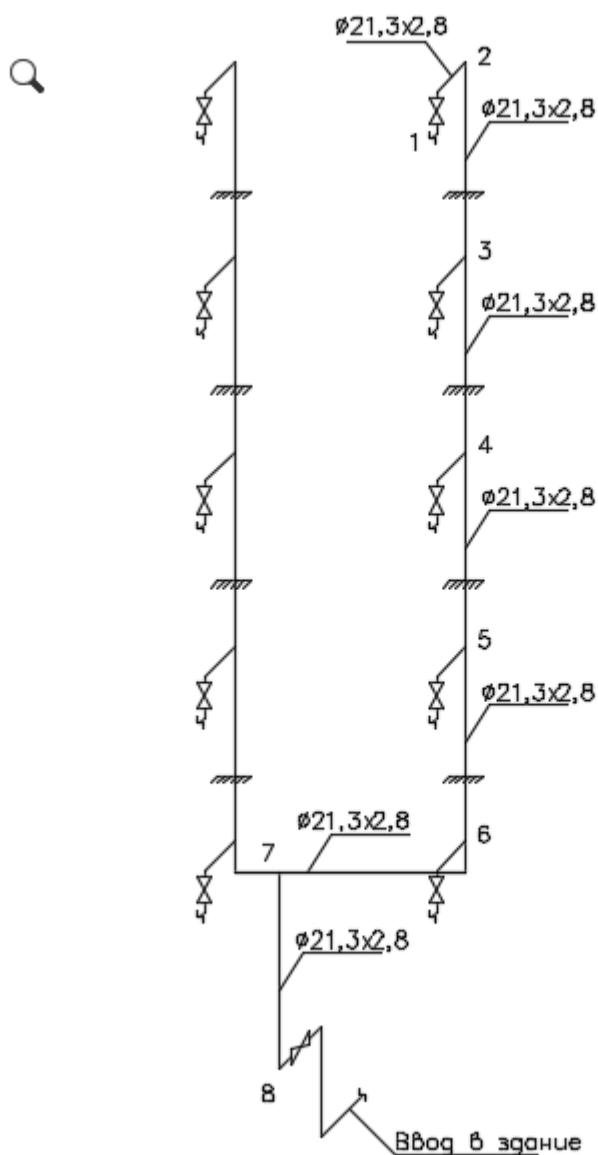


Рисунок 5.1 – Расчетная схема внутридомового газопровода

Расчетные расходы газа, м<sup>3</sup>/ч, на участках определяем по формуле

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

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

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

$Q_p^H$  – низшая теплота сгорания газа, кДж/м<sup>3</sup>, по (2);

$n_i$  – количество квартир.

Расчет расходов газа по участкам сводим в таблицу 5.1.

Расчетные длины участков, м, рассчитываются 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, %, на подводках к стоякам принимается равной 25 %; на стояках – 20%; на разводках 1-2 м – 450%, 2-3 м – 350%.

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

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

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

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

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

$l_p$  – расчетная длина участка, м.

Определяем гидростатический напор, Па, по формуле

$$h_{\text{гид}} = \pm g \cdot Z \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}}), \quad (5.5)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;

$Z$  – разность высотных отметок,  $\text{м}$ ;

$\rho_{\text{в}}$  – плотность воздуха,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ,  $\rho_{\text{в}} = 1,29 \text{ кг}/\text{м}^3$ ;

$\rho_{\text{г}}$  – плотность газа,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

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

Гидравлический расчет сводим в таблицу 5.2.

Таблица 5.1 – Расчетные расходы газа по участкам

№ уч.	Ассортимент приборов	Количество квартир	Коэффициент одновременности, $K_o$	Расчетный расход газа, $Q_p$ , $\text{м}^3/\text{ч}$
1-2	П4	1	1,0	0,41
2-3	П4	1	1,0	0,41
3-4	2П4	2	0,65	0,54
4-5	3П4	3	0,45	0,56
5-6	4П4	4	0,35	0,58
6-7	5П4	5	0,29	0,59
7-8	10П4	10	0,254	1,05

Таблица 5.1 – Гидравлический расчет внутридомового газопровода

№ уч.	Длина участка, $l$ , м	Расчетный расход газа, $Q_p$ , м <sup>3</sup> /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 $\Delta P_{уч}$ , Па	Разность абсолютных отметок, $Z$ , м	Гидростатический напор, $h_{гид}$ , Па	Общие потери давления $\Delta P$ , Па
1-2	1	0,41	450	5,5	18,4	21,3×2,8	0,69	3,8	0	0	3,8
2-3	3	0,41	20	3,6		21,3×2,8	0,69	2,48	3	25,6	28,08
3-4	3	0,54	20	3,6		21,3×2,8	1,28	4,61	3	25,6	30,21
4-5	3	0,56	20	3,6		21,3×2,8	1,57	5,65	3	25,6	31,25
5-6	3	0,58	20	3,6		21,3×2,8	1,77	6,37	3	25,6	31,97
6-7	3,6	0,59	25	4,5		21,3×2,8	1,96	8,82	0,5	4,27	13,09
7-8	2,8	1,05	25	3,5		21,3×2,8	5,1	17,8	4	34,14	51,99
				Σ19,4							Σ240,39

## 6 Расчет внутриквартального газопровода

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

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

Расчетная схема внутриквартального газопровода представлена на рисунке 6.1.

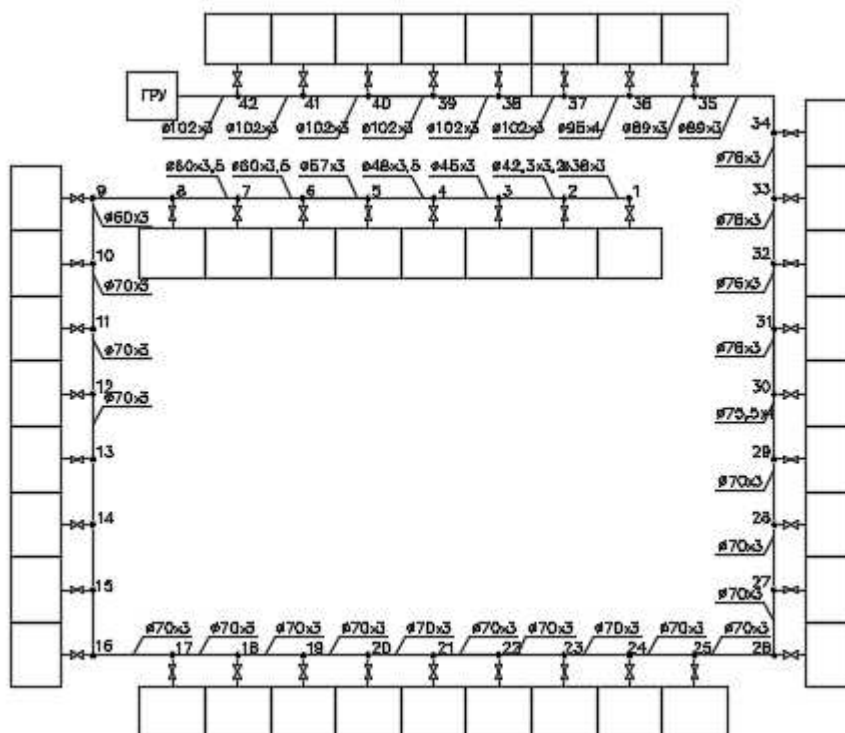


Рисунок 6.1 – Расчетная схема внутриквартального газопровода

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

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

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;

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

$n_i$  – количество квартир.

Расчет расходов газа по участкам сводим в таблицу 6.1.

Определяем количество подъездов в квартале по формуле

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

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

$K_{\text{свм}}$  – коэффициент семейности;

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

$$N_{\text{под}} = \frac{1520}{3,7 \cdot 10} = 42 \text{ под.}$$

Расчетные длины участков, м, определяются по формуле

$$l_p = 1,1 \cdot l, \quad (6.3)$$

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

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

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

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 ближайšie 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



$$\Delta P = \left( \frac{\Delta P}{l} \right)_d \cdot l_p, \quad (6.5)$$

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

$l_p$  – расчетная длина участка, м.

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

Гидравлический расчет сводим в таблицу 6.2.

Таблица 6.1 – Расчетныерасходы газа по участкам

№ участка	Ассортимент приборов	Количество квартир	Коэффициент одновременности, $K_o$	Расчетный расход газа, $Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч
1-2	10П4	10	0,254	1,05
2-3	20П4	20	0,235	1,94
3-4	30П4	30	0,231	2,85
4-5	40П4	40	0,227	3,75
5-6	50П4	50	0,223	4,61
6-7	60П4	60	0,22	5,45
7-8	70П4	70	0,217	6,28
8-9	80П4	80	0,214	7,07
9-10	90П4	90	0,212	7,88
10-11	100П4	100	0,21	8,68
11-12	110П4	110	0,21	9,55
12-13	120П4	120	0,21	10,41
13-14	130П4	130	0,21	11,28
14-15	140П4	140	0,21	12,15
15-16	150П4	150	0,21	13,05
16-17	160П4	160	0,2	13,22
17-18	170П4	170	0,2	14,05
18-19	180П4	180	0,2	14,88
19-20	190П4	190	0,2	15,7
20-21	200П4	200	0,2	16,53
21-22	210П4	210	0,2	17,35
22-23	220П4	220	0,2	18,18
23-24	230П4	230	0,2	19,01
24-25	240П4	240	0,2	19,83
25-26	250П4	250	0,2	20,66
26-27	260П4	260	0,19	20,41
27-28	270П4	270	0,19	21,2
28-29	280П4	280	0,19	21,98
29-30	290П4	290	0,19	22,77
30-31	300П4	300	0,19	23,55
31-32	310П4	310	0,19	24,34
32-33	320П4	320	0,19	25,12
33-34	330П4	330	0,19	25,91
34-35	340П4	340	0,19	26,69
35-36	350П4	350	0,19	27,48
36-37	360П4	360	0,18	26,78
37-38	370П4	370	0,18	27,52
38-39	380П4	380	0,18	28,26
39-40	390П4	390	0,18	29,01
40-41	400П4	400	0,18	29,75
41-42	410П4	410	0,18	30,49
42-ГРУ	420П4	420	0,18	31,24

Таблица 6.2 – Гидравлический расчет внутриквартального газопровода

№ уч.	Расчетный расход газа, $Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч	Длина участка а, l, м	Расчетная длина участка, $l_p$ , м	Средние удельные потери давления $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp}$	Диаметр г/пр. d, мм	Действительные удельные потери $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_d$ Па/м	Общие потери давления $\Delta P$ , Па
1-2	1,05	16,11	17,72	0,468	33,5x3,2	0,25	4,43
2-3	1,94	16,11	17,72		38x3,0	0,23	4,08
3-4	2,86	16,11	17,72		42,3x3,2	0,2	3,54
4-5	3,75	16,11	17,72		48x3,5	0,2	3,54
5-6	4,61	16,11	17,72		48x3,5	0,34	6,02
6-7	5,45	16,11	17,72		48x3,5	0,5	8,86
7-8	6,28	16,11	17,72		48x3,5	0,6	10,63
8-9	7,07	16,62	21,58		57x3,0	0,24	5,18
9-10	7,88	16,11	17,72		57x3,0	0,32	5,67
10-11	8,68	16,11	17,72		57x3,0	0,43	7,62
11-12	9,55	16,11	17,72		60x3,5	0,43	7,62
12-13	10,41	16,11	17,72		60x3,5	0,48	8,51
13-14	11,28	16,11	17,72		60x3,5	0,46	8,15
14-15	12,15	16,11	17,72		70x3,0	0,21	3,72
15-16	13,02	16,11	17,72		70x3,0	0,22	3,9
16-17	13,22	16,11	17,72		70x3,0	0,23	4,96
17-18	14,05	16,11	17,72		70x3,0	0,3	5,32
18-19	14,88	16,11	17,72		70x3,0	0,35	6,2
19-20	15,7	16,11	17,72		70x3,0	0,36	6,38
20-21	16,53	16,11	17,72		75,5x4,0	0,29	5,14
21-22	17,35	16,11	17,72		75,5x4,0	0,35	6,2
22-23	18,18	16,11	17,72		75,5x4,0	0,355	6,29
23-24	19,01	16,11	17,72		76x3,0	0,31	5,49
24-25	19,83	16,11	17,72		76x3,0	0,35	6,2
25-26	20,66	16,62	21,58		76x3,0	0,36	7,77
26-27	20,41	16,11	17,72		76x3,0	0,37	6,56
27-28	21,2	16,11	17,72		76x3,0	0,38	6,73
28-29	21,98	16,11	17,72		76x3,0	0,45	7,97
29-30	22,77	16,11	17,72		88,5x4,0	0,24	4,25
30-31	23,55	16,11	17,72		88,5x4,0	0,28	4,96
31-32	24,34	16,11	17,72		88,5x4,0	0,29	5,14
32-33	25,12	16,11	17,72		88,5x4,0	0,31	5,49
33-34	25,91	16,11	17,72		88,5x4,0	0,33	5,85
34-35	26,69	28,8	31,68		88,5x4,0	0,38	12,04
35-36	27,48	16,11	17,72		88,5x4,0	0,41	7,27
36-37	26,78	16,11	17,72		88,5x4,0	0,38	6,73
37-38	27,52	16,11	17,72		89x3,0	0,23	4,08
38-39	28,26	16,11	17,72		89x3,0	0,24	4,25
39-40	29,01	16,11	17,72		100x4,0	0,14	2,48
40-41	29,75	16,11	17,72		100x4,0	0,16	2,84
41-42	30,49	16,11	17,72		114x4,0	0,12	2,13

Окончание таблицы №6.2

42-ГРУ	31,24	15	16,5	0,468	114x4,0	0,13	2,15
		Σ	534,3			Σ	242,34

## 7 Расчет внутреннего газового оборудования котельной

В котельной установлено 2 котла КОВ-80С с тепловой мощностью 80 кВт. Котельная предназначена для отопления существующих зданий промышленной площадки. В качестве основного вида топлива используется сжиженный углеводородный газ с теплотой сгорания равной 96804 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 внутрикотельного газопровода

Гидравлический расчет производим согласно правилам расчета газопроводов среднего давления.

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

Расчетный перепад давления  $\Delta P=250$  кПа

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

Расчетные длины участков, м, определяются по формуле

$$l_p = 1,1 \cdot l, \tag{7.1}$$

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

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

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

(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

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

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

$l_p$  – расчетная длина участка, м.

Расчет сводим в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Гидравлический расчет внутрикотельного газопровода

№ уч.	Расчетный расход газа, $Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч	Длина участка, $l$ , м	Расчетная длина участка, $l_p$ , м	Средние удельные потери давления $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp}$ Па/м	Диаметр г/пр. $d$ , мм	Действительные удельные потери $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_d$ Па/м	Общие потери давления $\Delta P$ , Па
1-2	10	5	5,5	6,49	38x3	5,2	28
2-3	20	30	33	6,49	48x3,5	6	198
		$\Sigma$	$\Sigma 38,5$			$\Sigma$	226

## 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 0,1МПа. Котел КОВ-80С газовый со стальным теплообменником, работает нажиженном 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.

Электромагнит (ЭМК) удерживает клапан в открытом положении – газ поступает на запальную и основные горелки, входящие в состав газогорелочного устройства. На шкале регулятора газового клапана<sup>3</sup> 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 свыше 95°С соответственно, входной клапан перекрывает 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).

- 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 зажечь горелку;

- наличие указателя работы запальника поможет 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).

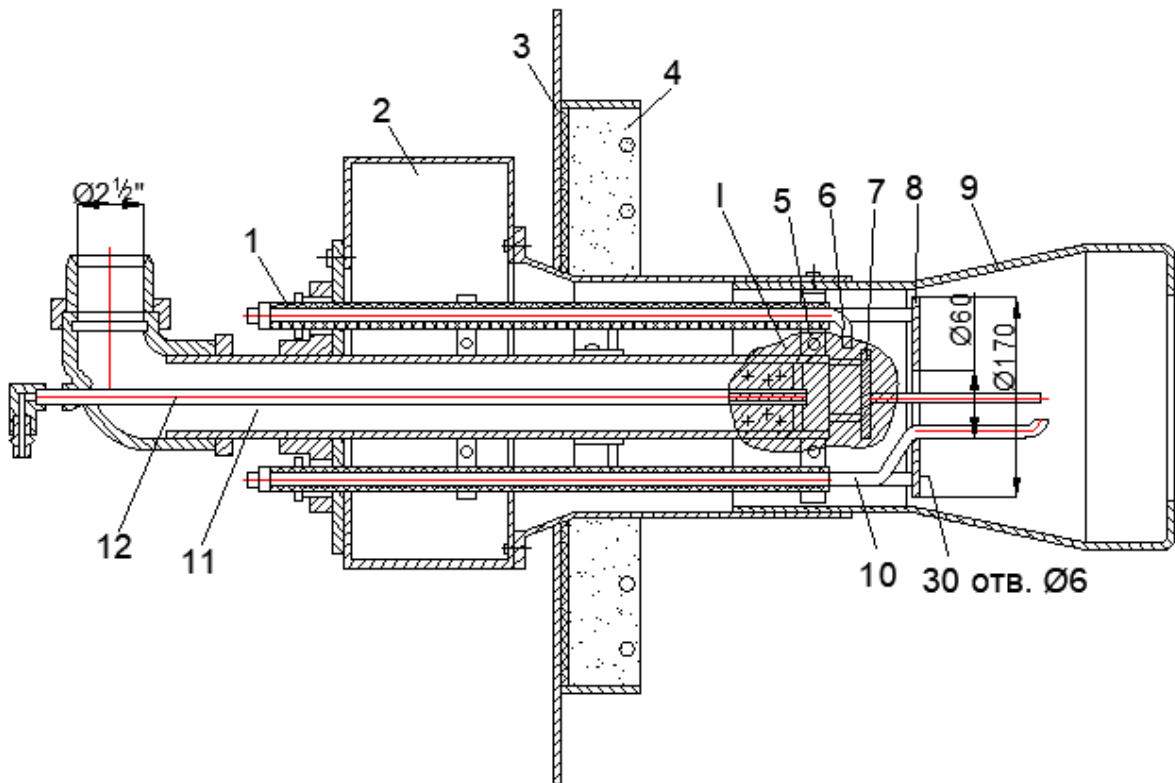
### 7.3 Горелка Г-1,0

Горелка предназначена для комплектации автоматизированных отопительных котлов и других тепловых агрегатов номинальной тепловой мощностью до 1МВт.

Горелка состоит из вентилятора, горелки газовой, блока газового, комплекта

средств управления.

Устройство горелки представлено на рисунке 7.1.



- 1 - фарфоровая изолирующая трубка; 2 - воздушный короб; 3 – фронтной лист;  
 4 - тепловая изоляция фронтного листа; 5 – хомут для крепления электродов;  
 6 – электрод зажигания; 7 - стабилизирующее устройства запальника;  
 8 - стабилизирующая шайба; 9 – смеситель; 10 – электрод контроля пламени;  
 11 – основная газовая труба; 12 – запальная трубка.

Рисунок 7.1 – Горелка Г-1,0

#### 7.4 Расчет ГРУ для котельной

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

$$N = \frac{z \cdot G}{V_{\text{рез}} \cdot \rho_{\text{ж}}}, \quad (7.4)$$

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

$G$  – суточный расход газа, кг/сут;

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

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

Суточный расход газа, кг/сут, рассчитывается по формуле

$$G = Q_{\text{р}} \cdot \rho \cdot n, \quad (7.5)$$

где  $Q_{\text{р}}$  – 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.

$$G = 9,2 \cdot 2,126 \cdot 24 = 469,4 \text{ кг/сут.}$$

$$N = \frac{10 \cdot 469,4}{5 \cdot 542,6} = 2 \text{ шт.}$$

Требуемое количество испарителей, шт, рассчитываются по формуле

$$N_U = \frac{G}{G_U}, \quad (7.6)$$

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

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

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

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



## **7.5 Описание малогабаритного с промежуточным теплоносителем испарителя**

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

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

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

## **8 Технология возведения инженерных систем**

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

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

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

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

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

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

### **8.1.1 Подготовительные работы**

Перед тем как начать выполнение работ по обеспечению газовым оборудованием внутреннего помещения, должен быть выполнен ряд работ направленный на монтаж перекрытий между этажами стен, на которых устанавливают газовые приборы и агрегаты. Так же все поверхности должны быть подготовлены для прокладки газопроводов, предохранительно – запорной арматуры, а так же траншеи для прокладки труб.

Так же стены должны иметь необходимую отделку: оштукатуривание комнат, в которых по плану будет находиться газовые агрегаты, так же стены должны быть облицованы, пол в местах установки оборудования должен быть окрашен, так же помещения должны быть оборудованы форточками.

### **8.1.2 Монтажные работы**

Если монтаж газопровода происходит в здании, то устройство газопроводов должно быть открытым. Если газопроводы имеют горизонтальное расположение, то места где происходит пересечение должно быть проложено в специальных футлярах. Место, которое находится между футляром и трубой должно быть заполнено специальной паклей. Те места которые находятся в футлярах должны быть монолитными, не иметь никаких швов или стыков, а расстояние до ближайшего шва должно быть не меньше чем 100м. Газопроводы, которые находятся в цехах, укладываются в специальные каналы (подпольные). Когда происходит разметка для будущих мест опор, должно Если на газопровод устанавливается дополнительное оборудование, то нужно будет применять сгоны.

Для безошибочного монтажа газопровода, расстояние от стены до трубы должно быть больше радиуса самой трубы газопровода.

Перед установкой всяческого оборудования и арматуры, ее следует проверить на работоспособность, герметичность, целостность, так же проверить все мелкие детали и удалить смазку.

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

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

### **8.1.3 Испытание внутреннего газопровода**

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

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

Приемка системы в эксплуатацию оформляется актом.

## **8.2 Монтаж подземного газопровода**

### **8.2.1 Подготовительные работы**

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

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

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.

Разбивка трассы газопровода

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 составленным заявкам 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.

Срезка растительного слоя производится бульдозером ДЗ-42 на базе трактора Т-75. Рытье траншей производится экскаватором ЭО 1621с обратной лопатой. После рытья траншей следует ручная зачистка стенок и дна траншей,

затем грунт отсыпают в отвал с одной стороны. Лишний грунт вывозится самосвалом МАЗ-503. Основание под газопровод заполняют песчаным грунтом толщиной минимум 100 мм. Через каждые 100-150 метров устанавливают пешеходные мостики.

### **8.2.3 Сборка и сварка труб в звенья**

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, выправить 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.

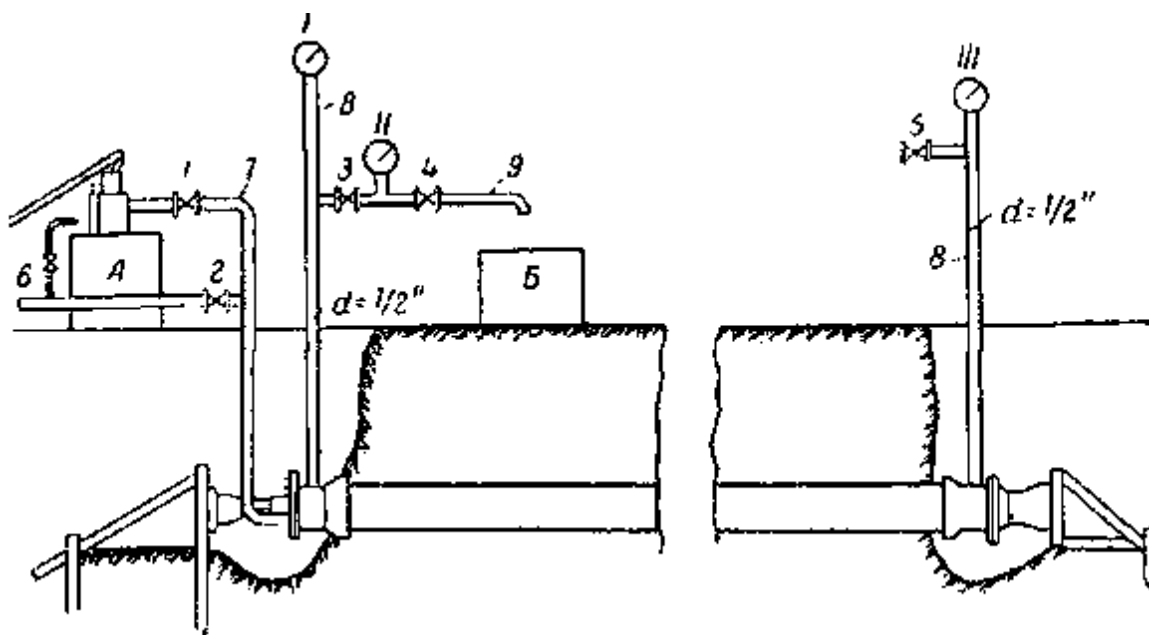
### **8.3 Монтаж трубопроводов**

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 укладывают на петли и при помощи двух автокранов КС-1562А опускают в траншею, укладывая плетью по оси. В траншеях, в местах сварки звеньев между собой, отрывают приямки для работы сварщиков. При монтаже газопровода должен быть постоянный пооперационный контроль со стороны заказчика. Сварщики на монтаже должны иметь допуск и личное клеймо.

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

### **8.4 Предварительное испытание газопровода**

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



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

Рисунок 8.1 – Схема оборудования испытательного участка трубопровода для гидравлического испытания

### 8.5 Монтаж резервуаров

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

Основание котлована перед устройством фундаментов резервуаров уплотняется утрамбовыванием щебня. Устанавливают фундаменты с соблюдением условия, чтобы при установке уклон был 0,02 в сторону горловины. Резервуары устанавливают на фундамент при помощи автокрана марки КС-1562А. После установки производят обвязку резервуаров трубопроводами  $d=50$  мм.

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

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

Все такелажные операции: разгрузка, погрузка и перемещение оборудования или его отделочных устройств, узлов в монтажной зоне, а также

подъем и установка в проектное положение при монтаже, надлежит производить так, чтобы была обеспечена полная сохранность оборудования.

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

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

Испытание резервуаров на плотность воздухом допускается после гидравлического испытания их.

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

Для удобства обслуживания оборудования предусмотрена асфальтовая дорожка шириной 1м. 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 1,6м 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 9мм. 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 слой 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 так же от внешних механических повреждений, последний слой битумного покрытия обертывают 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 испытаний стыки газопровода присыпают вручную и делают присыпку газопровода мягким грунтом на высоту 10 см от верха трубы. Остальная засыпка производится бульдозером марки ДЗ-42 с последующим уплотнением грунта катками марки ДУ-8В. Восстанавливают растительный слой.

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

## 8.8 Окончательное испытание газопровода

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

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

## 8.9 Определение объема земляных работ

Ширина котлована понизу, м, рассчитывается по формуле

$$a = A + 0,5, \quad (8.1)$$

где  $A$  – необходимая ширина для установки резервуаров, м.

$$a = 3,5 + 0,5 = 4 \text{ м.}$$

Длина котлована понизу, м, рассчитывается по формуле

$$b = B + 0,5, \quad (8.2)$$

где  $B$  – необходимая длина для установки резервуаров, м

$$b = 3,5 + 0,5 = 4 \text{ м.}$$

Глубину котлована, м, определяем по формуле



$$h_K = H_y + 0,5, \quad (8.3)$$

где  $H_y$  – высота резервуаров, м.

$$h_K = 2,3 + 0,5 = 2,8 \text{ м.}$$

Ширина котлована поверху, м, определяется по формуле

$$a_1 = a + 2 \cdot m \cdot h_K, \quad (8.4)$$

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

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

Длина котлована поверху, м, рассчитывается по формуле

$$b_1 = b + 2 \cdot m \cdot h_K, \quad (8.5)$$

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

$$b_1 = 4 + 2 \cdot 0,2 \cdot 2,8 = 5,12 \text{ м.}$$

Глубина траншеи, м, определяется по формуле

$$H = h + d_{cp} + k + c, \quad (8.6)$$

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

Средний диаметр газопровода, м, рассчитываем по формуле

$$d_{cp} = \frac{\sum d_i \cdot l_i}{\sum l_i}, \quad (8.7)$$

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

$$d_{cp} = 0,06 \text{ м.}$$

$$H = 0,8 + 0,05 + 0,1 + 0,15 = 1,1 \text{ м.}$$

Определяем объем траншеи, м<sup>3</sup>, по формуле

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

где  $L_{г/п}$  – длина газопровода, м;

$C$  – ширина траншеи сверху, м;

$H$  – глубина траншеи, м, по (8.6).

$$V_{тр} = 161 \cdot 0,6 \cdot 1,1 = 106,04 \text{ м}^3.$$

Объем котлована, м<sup>3</sup>, рассчитываем по формуле

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

где  $h_K$ ,  $a$  – то же, что и в (8.4);

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

$b$  – то же, что и в (8.5);

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

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

Объем работ по срезке растительного слоя траншеи, м<sup>3</sup>, определяем по формуле

$$V_{рстр} = L_{г/п} \cdot C \cdot H_{рс}, \quad (8.10)$$

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

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

$$V_{рстр} = 161 \cdot 0,6 \cdot 0,2 = 19,32 \text{ м}^3.$$

Объем работ по срезке работ растительного слоя котлована, м<sup>3</sup>, определяем по формуле

$$V_{pсx} = a_1 \cdot b_1 \cdot H_{pс}, \quad (8.11)$$

где  $a_1, b_1$  – то же, что и в (8.9);  
 $H_{p.c}$  – то же, что и в (8.10).

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

Объем недобора грунта по всей площади котлована,  $\text{м}^3$ , рассчитывается по формуле

$$V_{HX} = a \cdot b \cdot h_H, \quad (8.12)$$

Где  $a$  – то же, что и в (8.4);  
 $b$  – то же, что и в (8.5);  
 $h_H$  – недобор грунта, принимается равным 0,1 м.

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

Объем недобора грунта по всей площади траншеи,  $\text{м}^3$ , рассчитывается по формуле

$$V_{mp} = C \cdot L_{г/п} \cdot h_H, \quad (8.13)$$

где  $C, L_{г/п}$  – то же, что и в (8.8);  
 $h_H$  – то же, что и в (8.12).

$$V_{mp} = 0,6 \cdot 161 \cdot 0,1 = 9,66 \text{ м}^3.$$

Объем грунта при разработке котлована экскаватором с погрузкой в транспортное средство,  $\text{м}^3$ , рассчитывается по формуле

$$V_{mcx} = V_y, \quad (8.14)$$

где  $V_y$  – объем резервуарной установки,  $\text{м}^3$ , который рассчитывается по формуле

$$V_y = V_{pвз} \cdot n, \quad (8.15)$$

где  $V_{pвз}$  – объем резервуара,  $\text{м}^3$ ;  
 $n$  – количество резервуаров.

$$V_y = 5 \cdot 2 = 10 \text{ м}^3.$$

$$V_{мсх} = 10 \text{ м}^3.$$

Объем работ при разработке траншеи экскаватором с погрузкой в транспортное средство,  $\text{м}^3$ , рассчитываем по формуле

$$V_{атстр} = V_{г/п}, \quad (8.16)$$

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

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

где  $L_{г/п}$  – то же, что и в (8.8);  
 $d_{г/п}$  – то же, что и в (8.6).

$$V_{г/п} = \frac{3,14 \cdot 0,05^2}{4} \cdot 161 = 0,29 \text{ м}^3.$$

Объём работ по разработке грунта в траншее экскаватором с выгрузкой в отвал,  $\text{м}^3$ , рассчитываем по формуле

$$V_{зотр} = V_{тр} - V_{рстр} - V_{тр} - V_{г/п}, \quad (8.18)$$

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

$$V_{зотр} = 106,04 - 13,32 - 9,66 - 0,29 = 76,77 \text{ м}^3.$$

Объём работ по разработке грунта в котловане экскаватором с выгрузкой в отвал,  $\text{м}^3$ , рассчитываем по формуле

$$V_{зох} = V_{к} - V_{рсах} - V_{нк} - V_{у}, \quad (8.19)$$

где  $V_{к}$  – объем котлована,  $\text{м}^3$ ;  
 $V_{рсах}$  – объем работ по срезке растительного слоя котлована,  $\text{м}^3$ ;  
 $V_{нк}$  – объем недобора грунта в котловане,  $\text{м}^3$ ;  
 $V_{у}$  – объем резервуарной установки,  $\text{м}^3$ .

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

Объем грунта обратной засыпки траншеи, м<sup>3</sup>, определяем по формуле

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

где  $V_{\text{тр}}$ ,  $V_{\text{г/п}}$  – то же, что и в (8.18);

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

$$V_{\text{озтр}} = \frac{76,77 - 0,29}{1,05} = 72,84 \text{ м}^3.$$

Объем грунта обратной засыпки котлована, м<sup>3</sup>, определяем по формуле

$$V_{\text{озтр}} = \frac{V_k - V_y}{K_{\text{ор}}}, \quad (8.21)$$

где  $V_k$ ,  $V_y$  – то же, что и в (8.19);

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

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

Ведомость объемов земляных работ представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Ведомость объемов земляных работ

Наименование строительных процессов	Единица измерения	Количество единиц
Срезка растительного слоя грунта I категории бульдозером ДЗ-42	м <sup>3</sup>	24,56
Разработка растительного слоя грунта I категории экскаватором ЭО-1621 с обратной лопатой с емкостью ковша 15м <sup>3</sup> с погрузкой в транспортное средство	м <sup>3</sup>	10,29
Разработка грунта I категории в траншее и котловане экскаватором обратная лопата с емкостью ковша 15 м <sup>3</sup> в отвал	м <sup>3</sup>	118,45
Разработка грунта I категории в котловане и траншее вручную (зачистка дна)	м <sup>3</sup>	11,3
Обратная засыпка грунта I категории в траншею и котлован	м <sup>3</sup>	119,05

### 8.10 Выбор комплекта машин и механизмов

Для разработки грунта I категории из траншеи в отвал, принят одноковшовый экскаватор, оборудованный обратной лопатой – ЕК-12-10.

Технические характеристики:

- емкость ковша – 0,65 м<sup>3</sup>;
- наибольшая высота выгрузки – 6,5 м;
- мощность двигателя – 81 кВт;
- масса экскаватора – 12,5 т;
- наибольшая глубина копания – 5,08 м.

В комплексе с экскаватором ЕК-12-10 принимаем бульдозер марки Д-492А на базе трактора Т-100М.

Технические характеристики:

- длина отвала – 3,94 м;
- высота отвала – 1,1 м;
- скорость перемещения – 20 км/ч.

Габаритные размеры:

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

Техническая характеристика автокрана марки КС-1562А:

Расчетный вылет стрелы при монтаже резервуаров ориентировочно равен 10м.

Грузоподъемность:

- при наименьшем вылете крюка – 4 т;

- при наибольшем вылете крюка – 1,2 т.
  - Длина основной стрелы – 6 м.
  - Вылет крюка основной стрелы:
    - наименьший – 3,5 м;
    - наибольший – 8,5 м.
  - Высота подъема:
    - при наименьшем вылете крюка – 6,2 м;
    - при наибольшем вылете крюка – 3,8 м.
  - Скорость передвижения:
    - рабочая (с грузом) – 5 км/ч;
    - транспортная – 75 км/ч.
  - Мощность двигателя – 77 кВт.
  - Масса крана в рабочем состоянии – 7,1 т.
- Автокран марки КС-1562А представлен на рисунке 8.3.

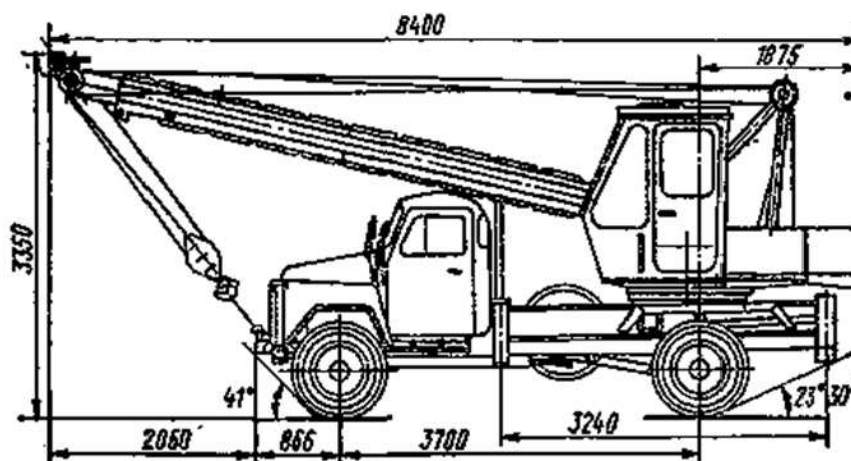


Рисунок 8.3 – Автокран марки КС-1562А

- Технические характеристики бортового автомобиля:
- марка – ЗИЛ 130-76
  - грузоподъемность – 6 т
  - габариты – 6675×2500×3800
- Бортовой автомобиль ЗИЛ 130-76 представлен на рисунке 8.4.

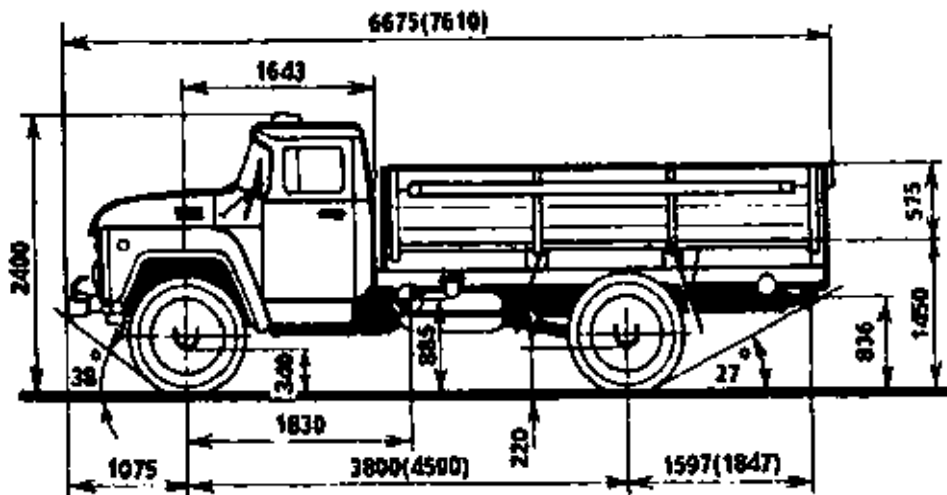


Рисунок 8.4 – Бортовой автомобиль ЗИЛ 130-76

Техническая характеристика самосвала МАЗ-503:

Грузоподъемность – 7т.

Габариты – 5920×2500×2700.

Вес в снаряженном состоянии – 6,75 т.

Емкость кузова – 4,0 м<sup>3</sup>.

Скорость  $V_{\max}=80$  км/ч.

Самосвал МАЗ-503 представлен на рисунке 8.5.

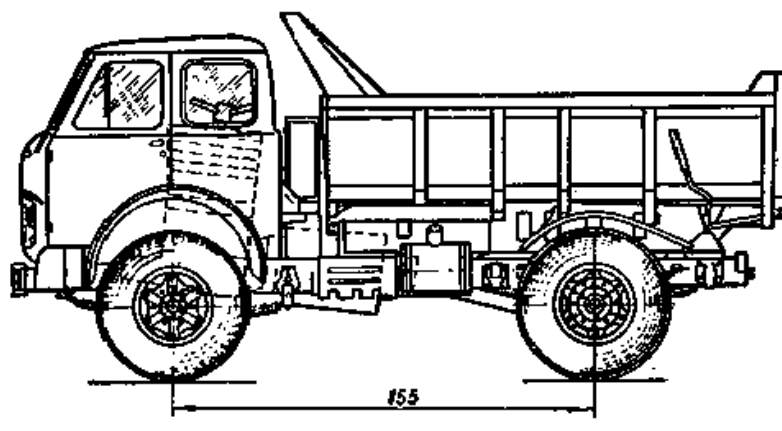


Рисунок 8.5 – Самосвал МАЗ-503

Технические характеристики катка марки ДУ-8В

Ширина уплотняемой полосы – 1,29 м.

Количество колес – 2 шт.

Диаметр колес:

ведущего – 1,6 м;

ведомого – 1,3 м.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы достигнута главная цель – проектирование системы газоснабжения жилого района.

Для достижения цели были решены следующие задачи:

- рассчитано годовое газопотребление на основании расчета численности населения жилого района;
- рассчитана и спроектирована газонаполнительная станция;
- произведен расчет резервуарных установок;
- рассчитаны внутриквартальный, внутридомовой и внутрикотельный газопроводы.

В разделе технологии возведения инженерных систем представлено описание по монтажу газового оборудования, а также составлена монтажная схема обвязки резервуаров.

## **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. – 64с.
- 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 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.

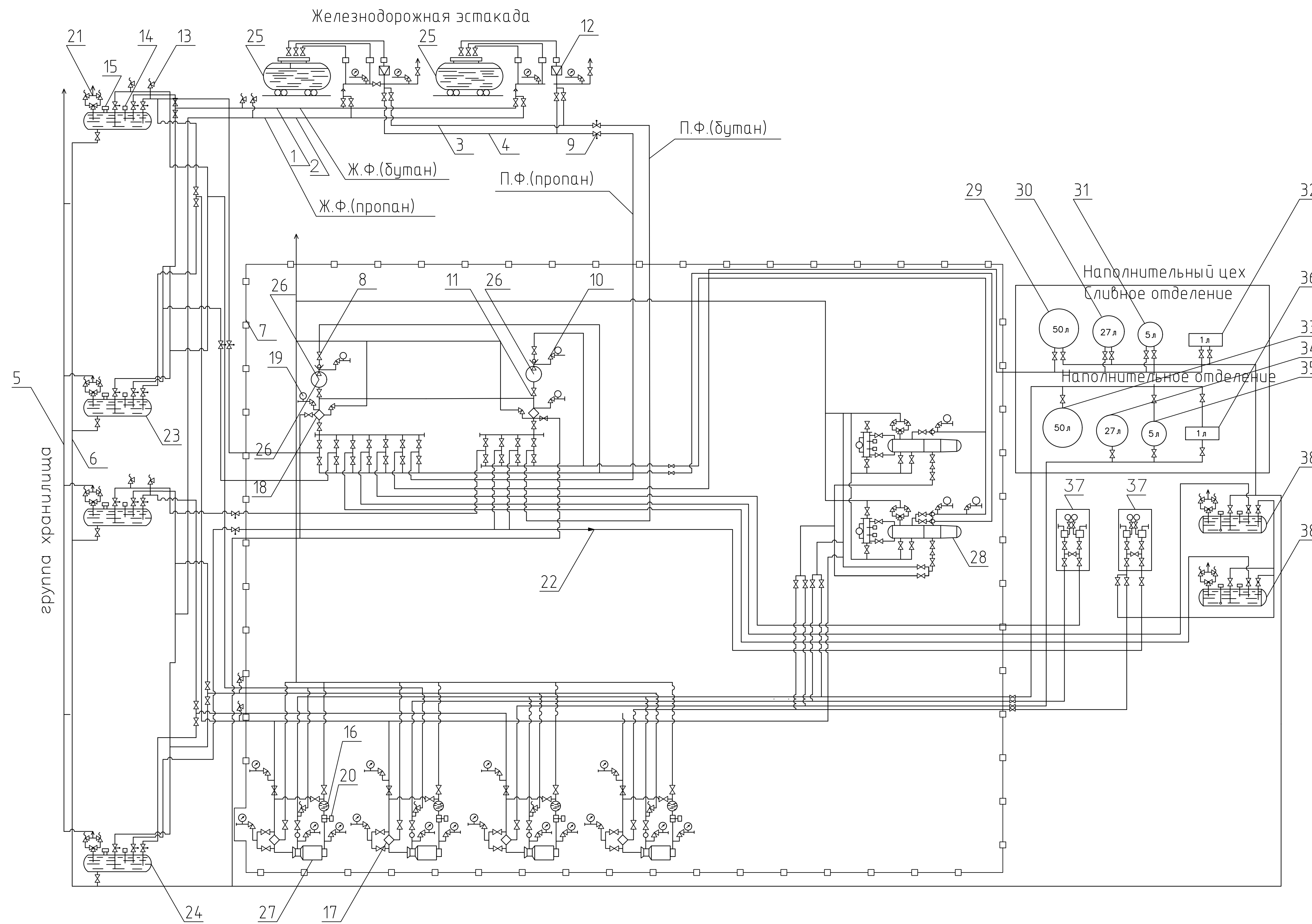
## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

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.

# Принципиальная технологическая схема ГНС

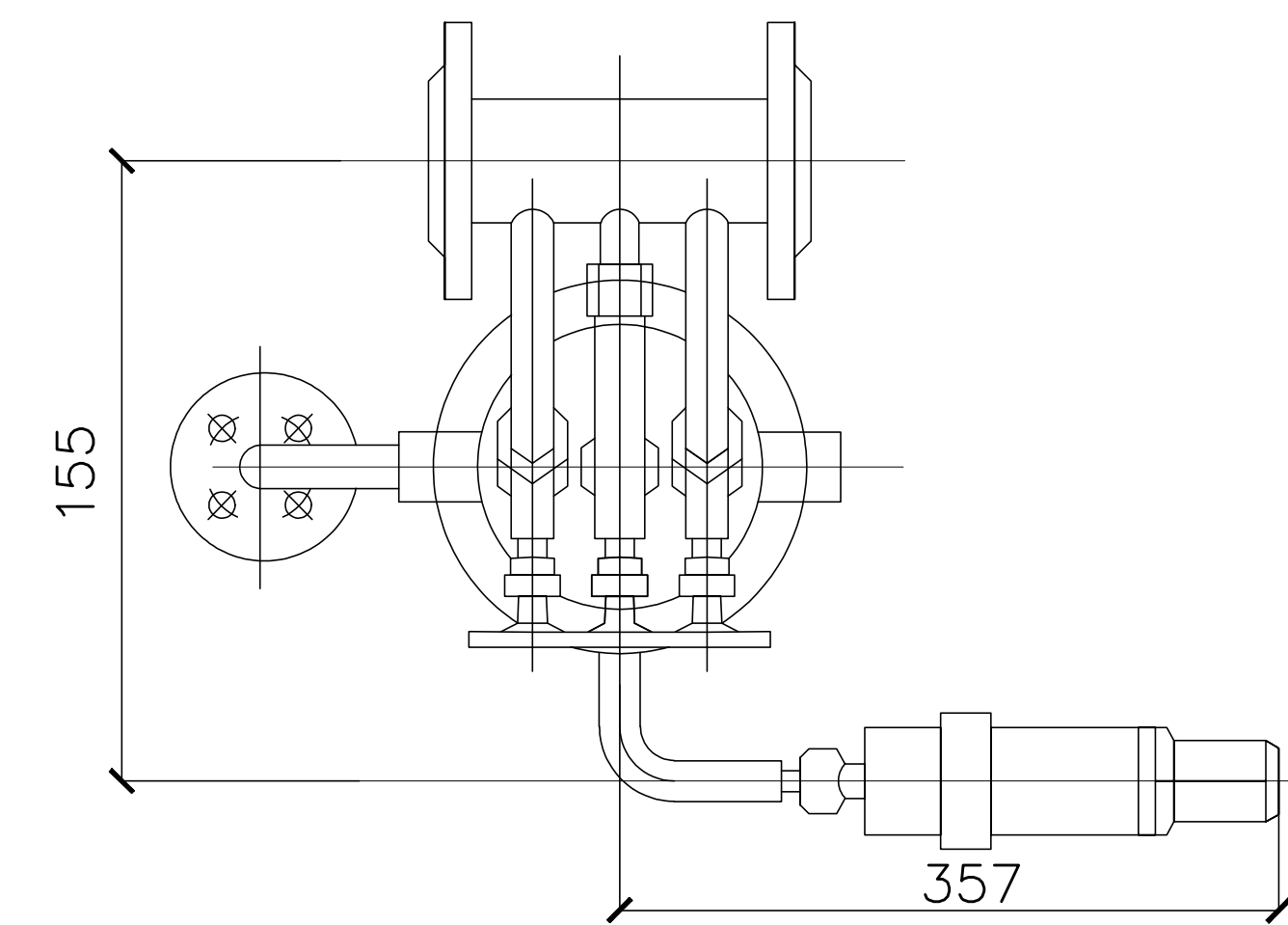
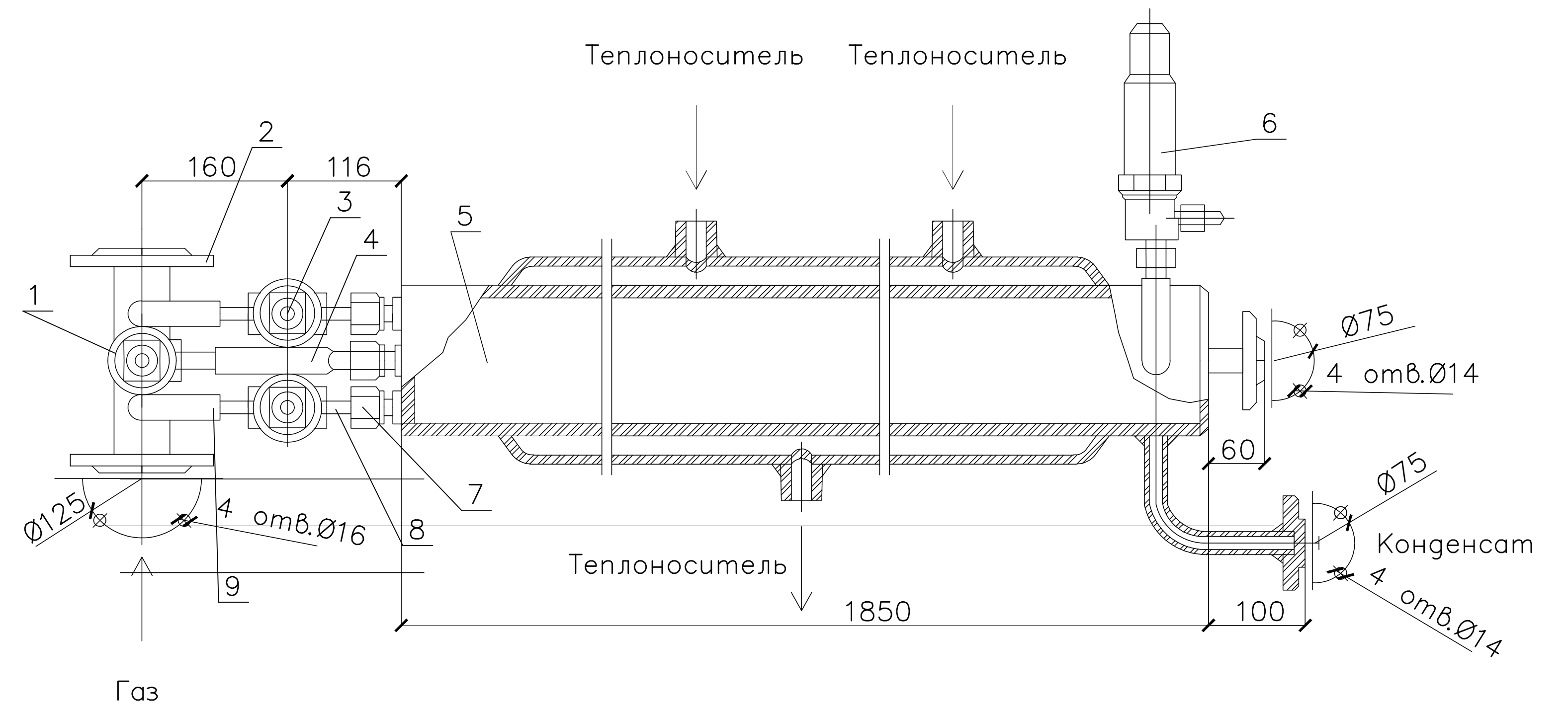
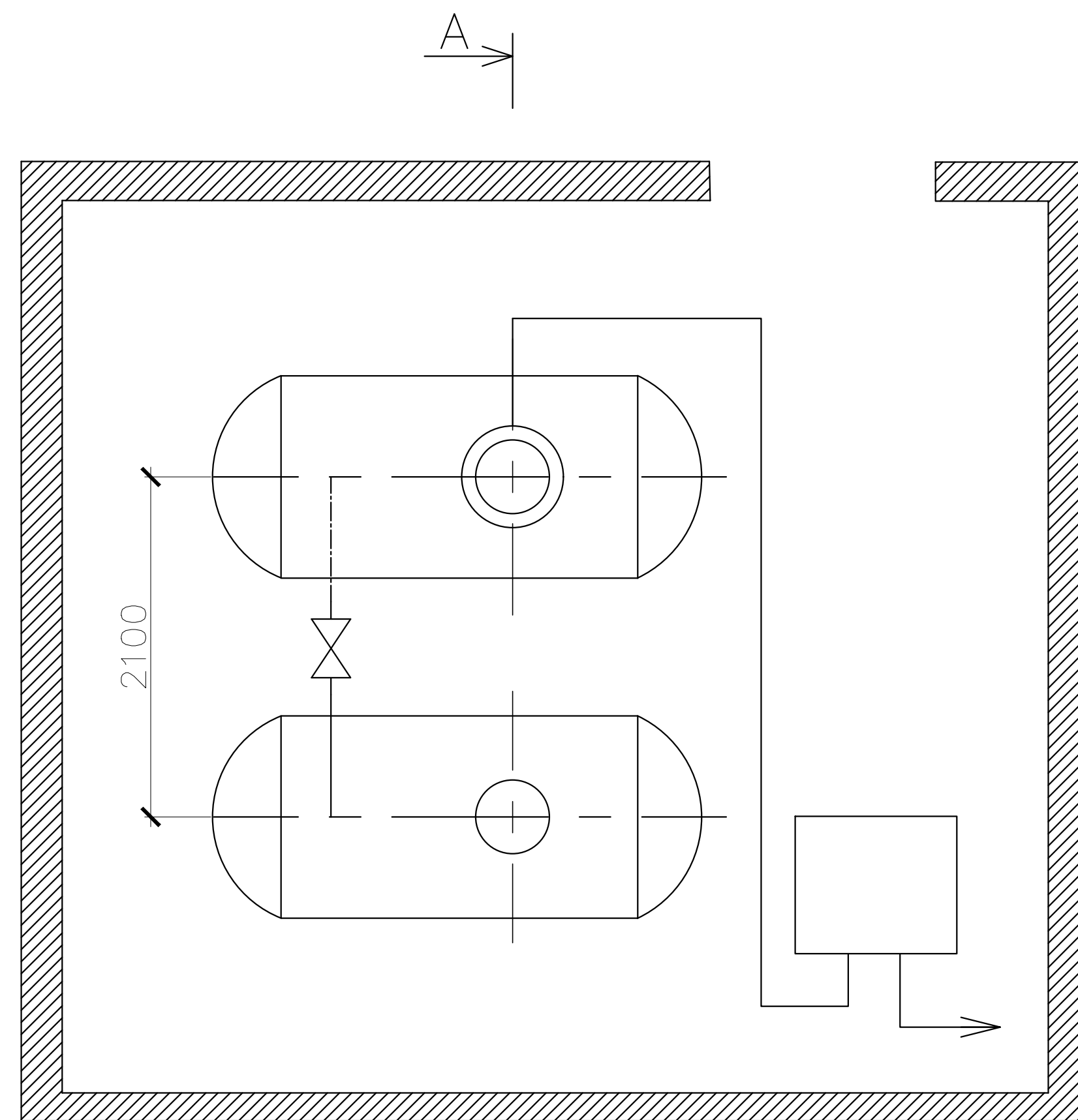


## Спецификация оборудования

№	Наименование
1	Трубопровод жидкой фазы (бутан)
2	Трубопровод жидкой фазы (пропан)
3	Трубопровод паровой фазы (бутан)
4	Трубопровод паровой фазы (пропан)
5	Сбросной газопровод
6	Дренажный газопровод
7	Условная граница отделений
8	Вентиль, задвижка
9	Задвижка с электроприводом
10	Вентиль угловой
11	Обратный клапан
12	Скоростной клапан
13	Предохранительный клапан
14	Сигнализатор уровня
15	Поплавковый указатель уровня
16	Визуальный сигнализатор уровня
17	Фильтр
18	Конденсатосборник
19	Манометр с присоединительным тройником
20	Промежуточная ёмкость для сигнализатора ур.
21	Трёхходовой кран
22	Переход диаметра трубопроводов
23	Резервуар хранилища
24	Резервуар хранилища
25	Железнодорожная цистерна
26	Компрессор
27	Центробежные герметичные электронасосы
28	Испаритель
29	Пост слива 50-л баллонов
30	Пост слива 27-л баллонов
31	Пост слива 5-л баллонов
32	Пост слива 1-л баллонов
33	Пост наполнения 50-л баллонов
34	Пост наполнения 27-л баллонов
35	Пост наполнения 5-л баллонов
36	Пост наполнения 1-л баллонов
37	Наполнительные колонки
38	Резервуары для слива неиспарившихся остатков

				ВКР-08.03.01.00.05		
Изм/Лист	№ док.	Подпись	Дата	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.	Мальгин Е.И					
Пров.	Аеласевич А.И					
				Лист 1	Листов 5	
Н. контр.	Аеласевич А.И			Принципиальная технологическая схема ГНС		ИСЗИС
Зав. каф.	Матюшенко А.И					

План на отм. 0.000



Наименование	
1	Вентиль запорный угловой цапковый
2	Фланец цапковый
3	Вентиль запорный цапковый
4	Трубка соединительная
5	Камера испарительная
6	Клапан предохранительный
7	Форсунка
8	Ниппель соединительный
9	Прокладка паронитовая

Разрез А-А

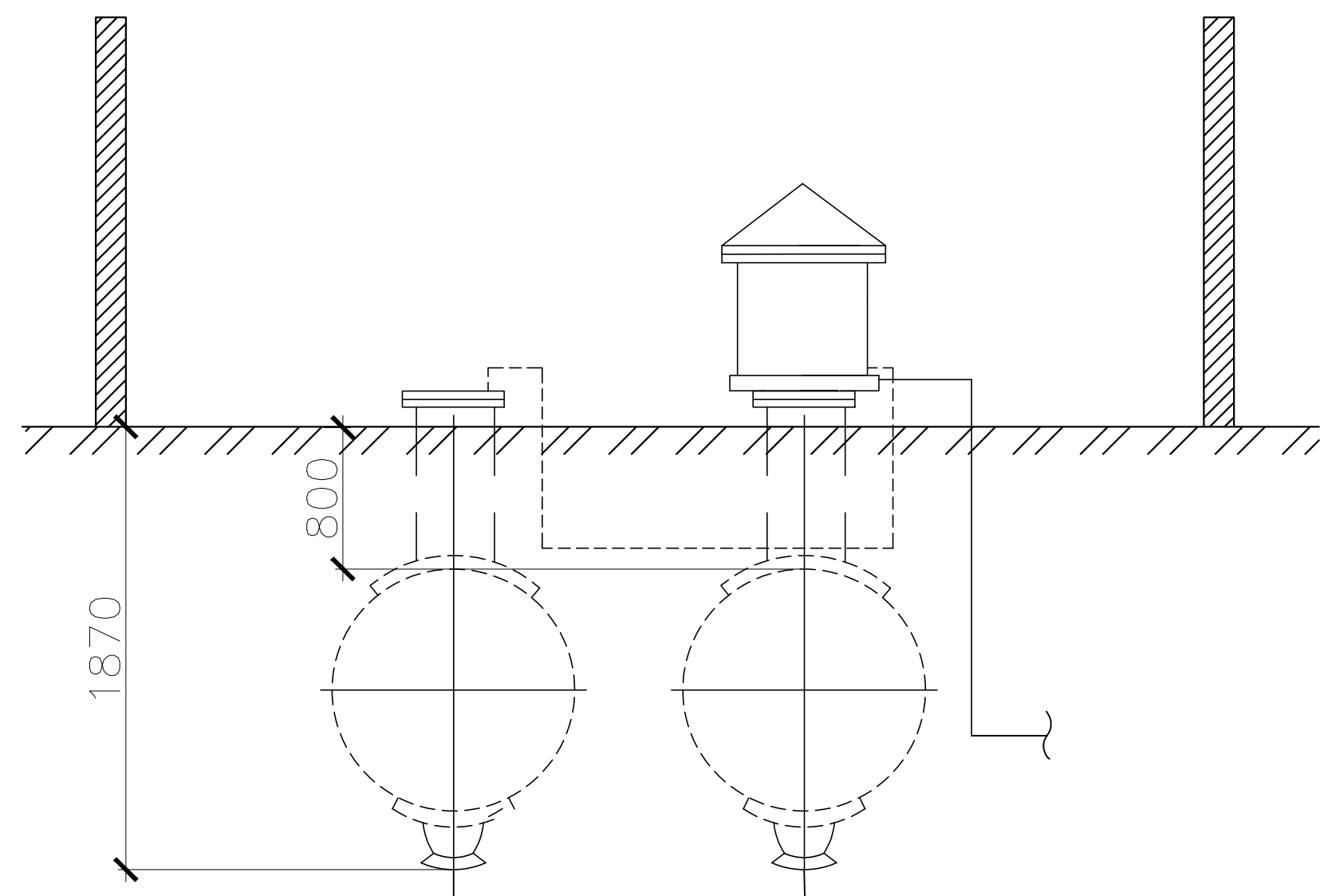
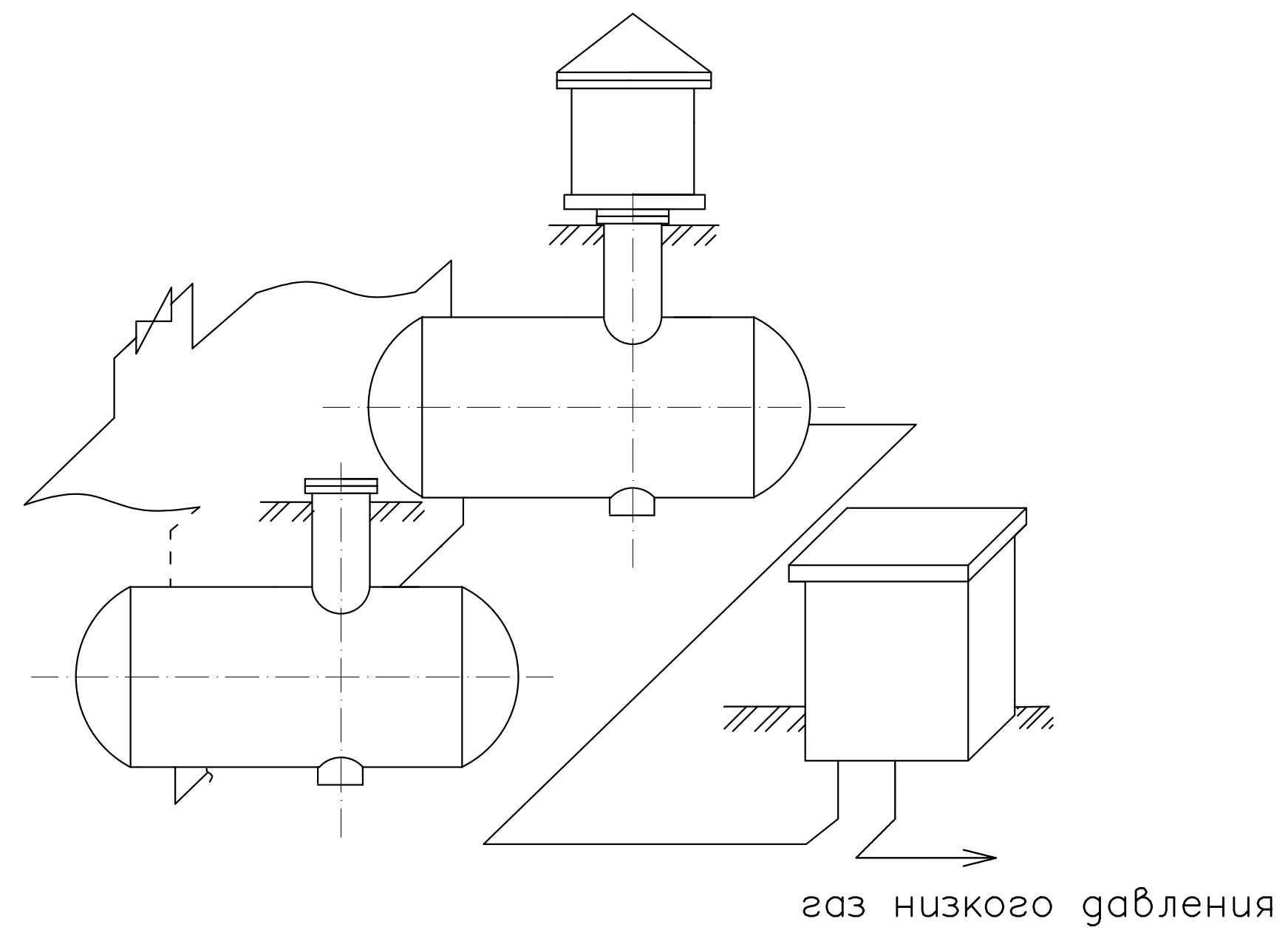
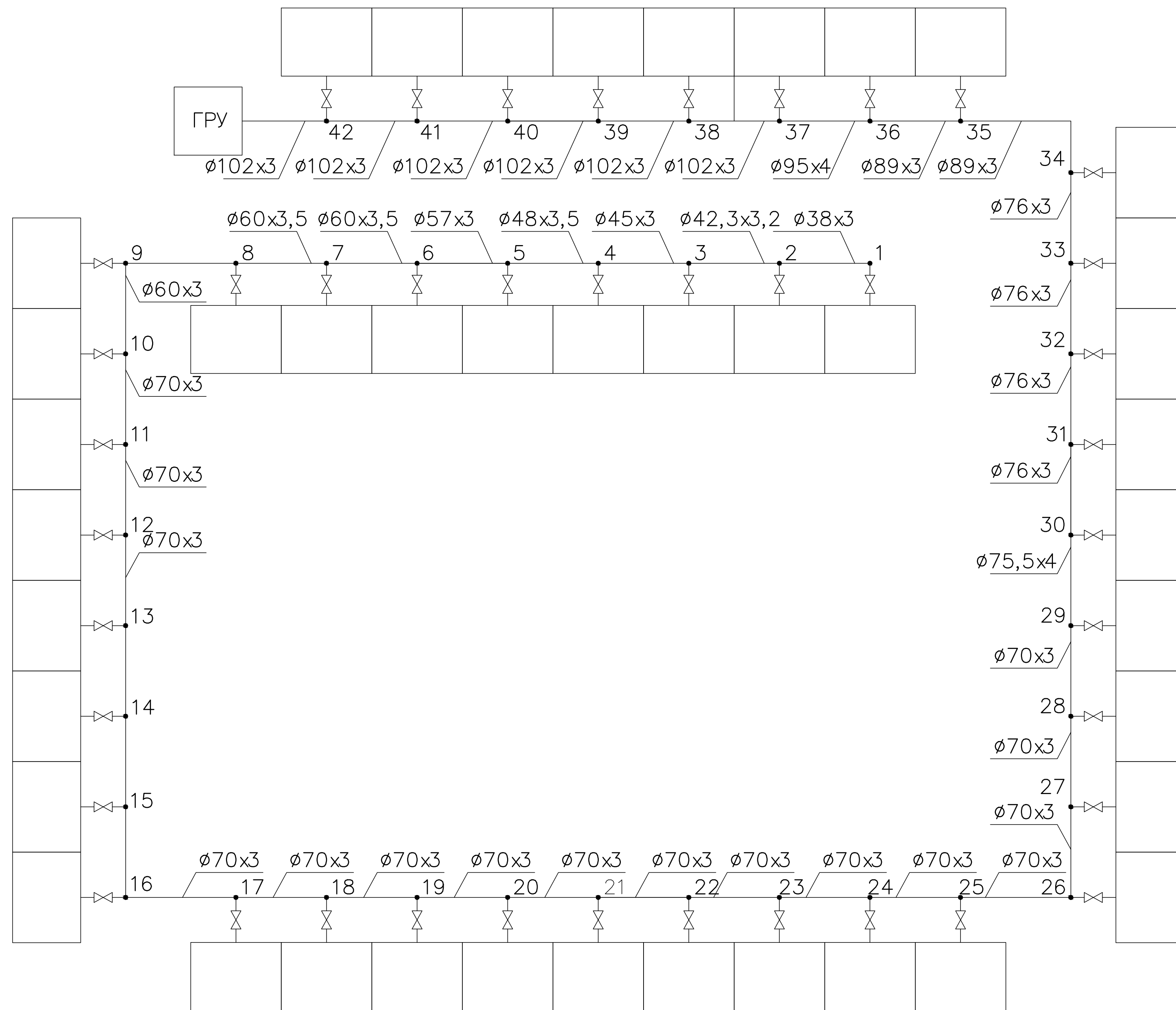


Схема обвязки резервуаров

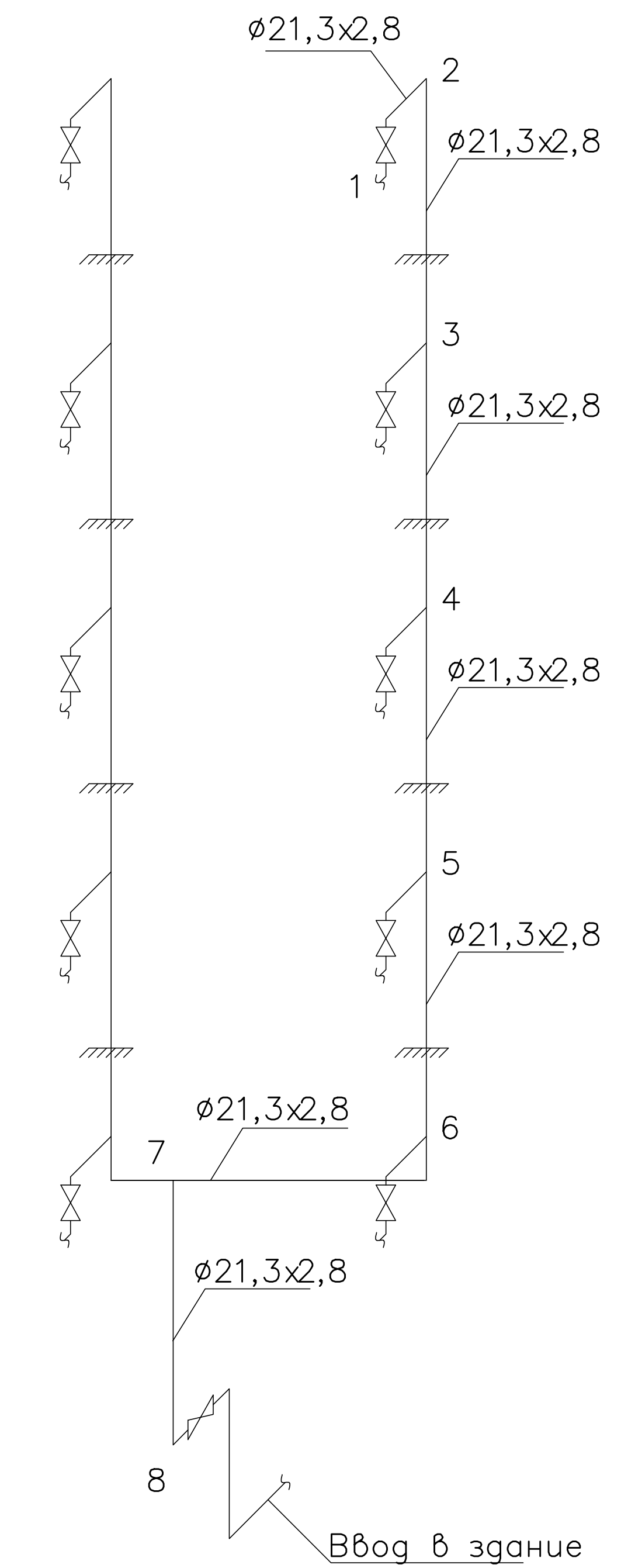


				ВКР-08.03.01.00.05			
Изм/Лист	№ док.	Подпись	Дата	Газификация жилого района и ООО «ЛИК»	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.	Мальгин Е.И.						
Пров.	Аелсевич А.И.				Лист 2	Листов 5	
Н. контр.	Аелсевич А.И.			План на отметке 0,000. Разрез А-А. Схема обвязки резервуаров. Форсуночный испаритель.			ИСЗИС
Зав. каф.	Матюшенко А.И.						

Схема внутриквартального газопровода

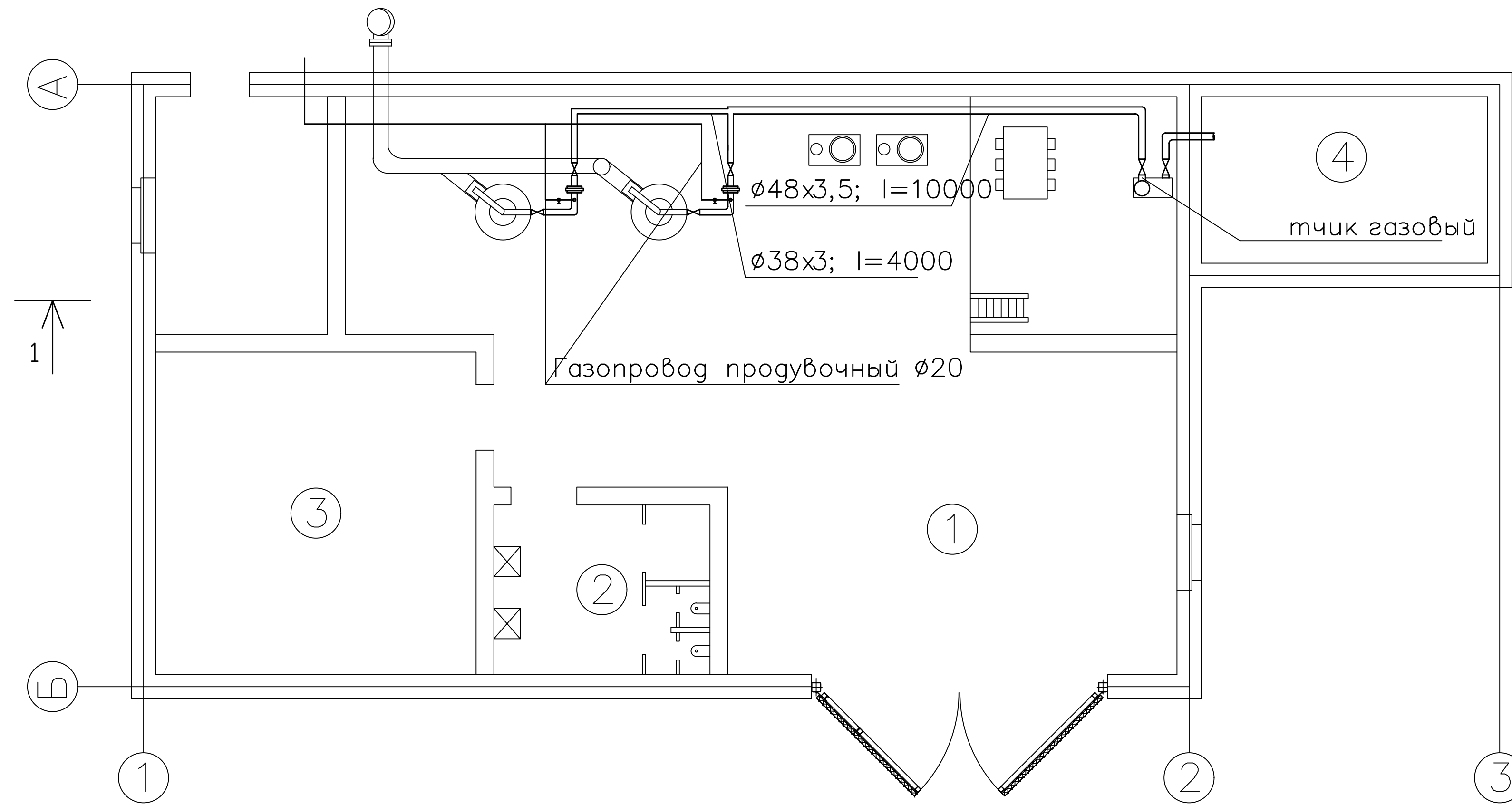


АксонOMETрическая схема внутриподъездного газопровода

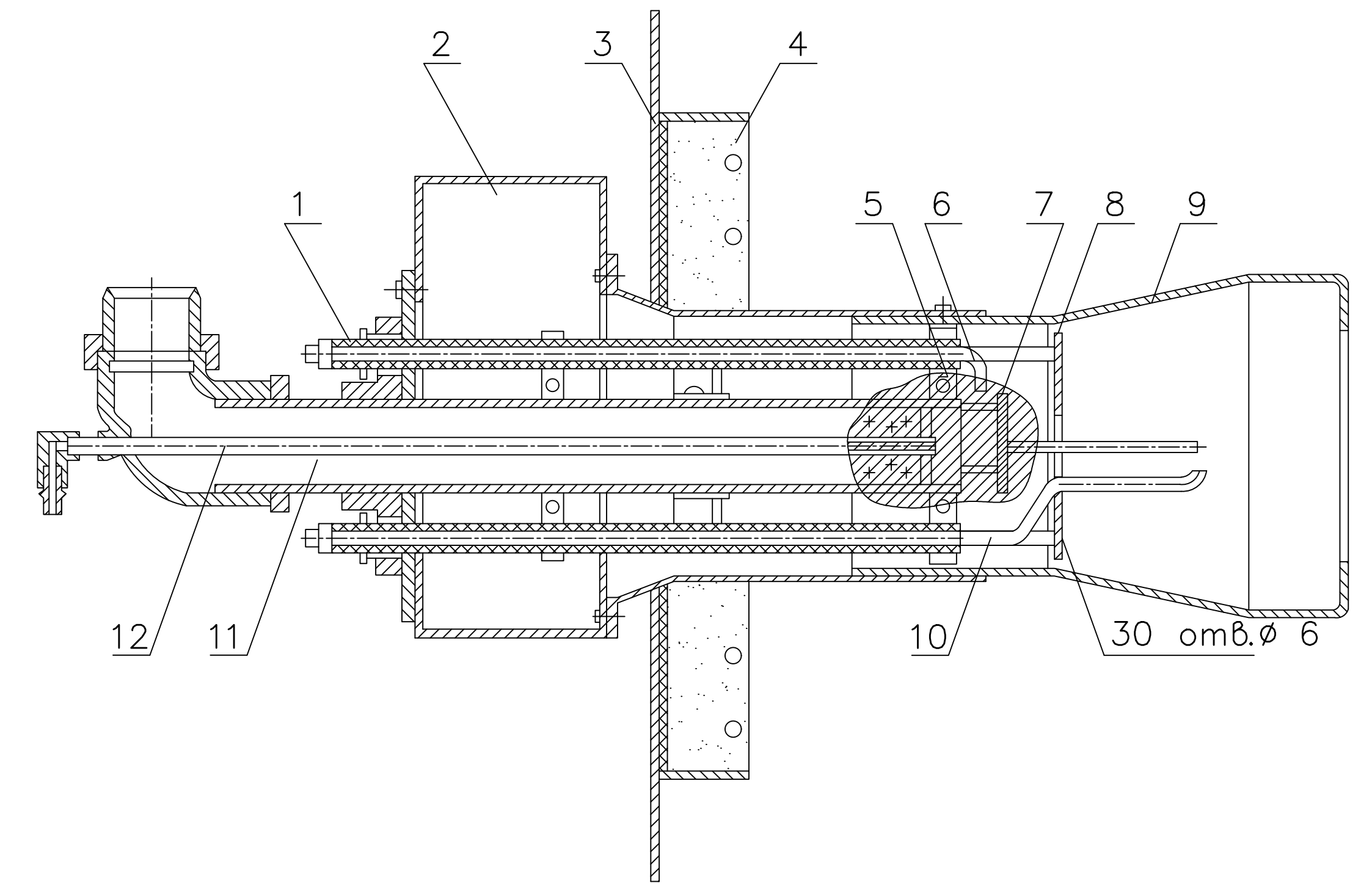


				ВКР-08.03.01.00.05			
Изм./Лист	№ док.	Подпись	Дата	Газификация жилого района и ООО «ЛИК»	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.	Мальвин Е.И.						
Пров.	Аеласевич А.И.				Лист 3	Листов 5	
Н. контр.	Аеласевич А.И.			План внутриквартального газопровода. АксонOMETрическая схема внутридомового газопровода.		ИСЗИС	
Зав. каф.	Матюшенко А.И.						

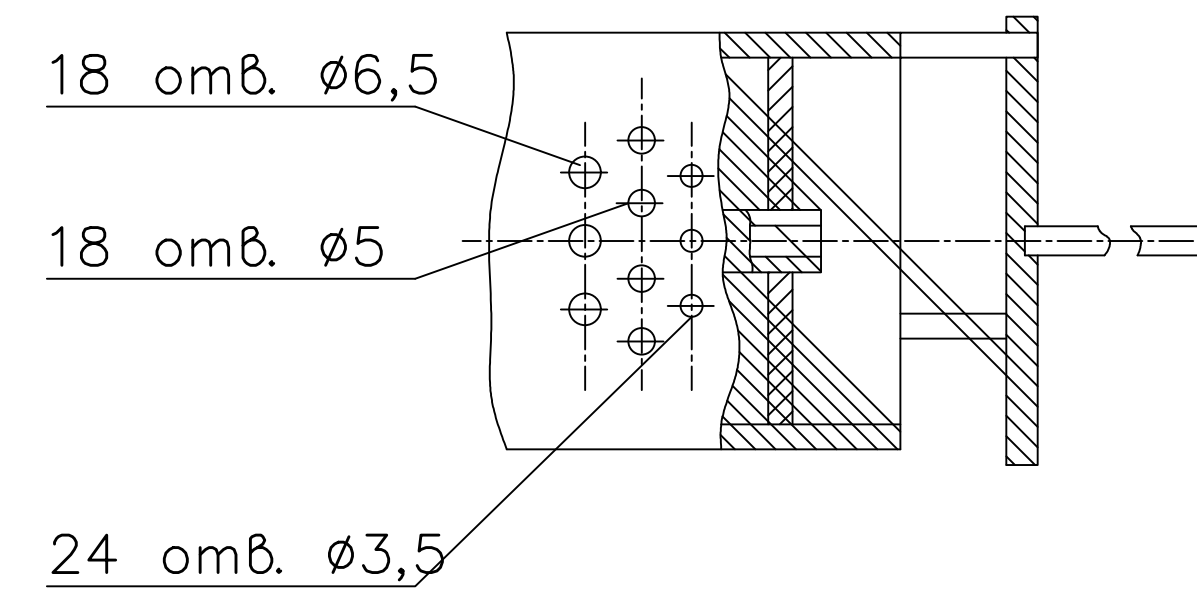
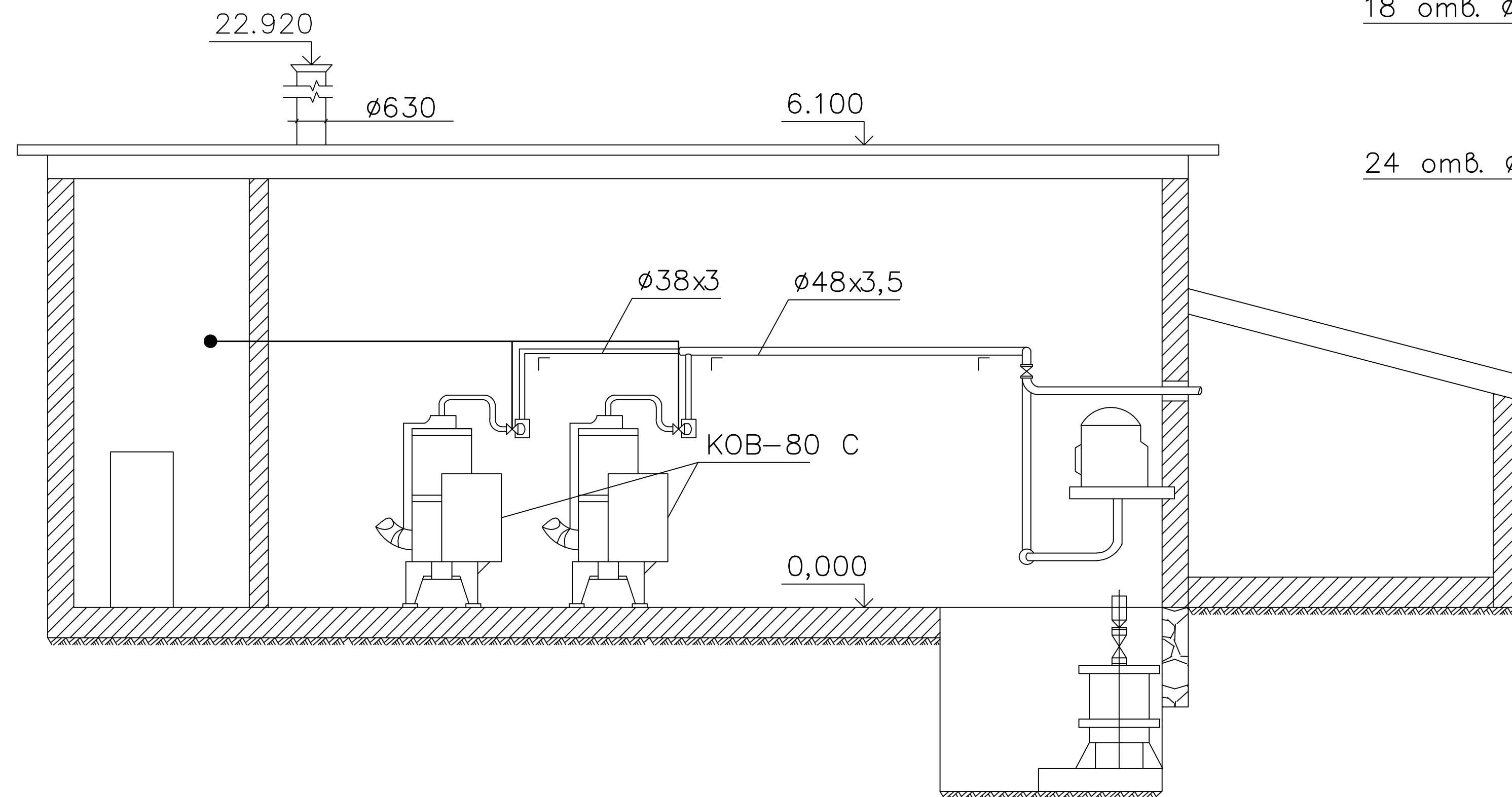
# План котельной на отметке 0,000 М 1:50



# Горелка газовая Г-1,0



# Разрез 1-1



Наименование	
1	Фарфоровая изолирующая трубка
2	Воздушный короб
3	Фронтный лист
4	Тепловая изоляция фронтного листа
5	Хомут для крепления электроводов
6	электрод зажигания
7	Стабилизирующее устройство запальника
8	Стабилизирующая шайба
9	Смеситель
10	электрод контроля пламени
11	Основная газовая труба
12	Запальная трубка

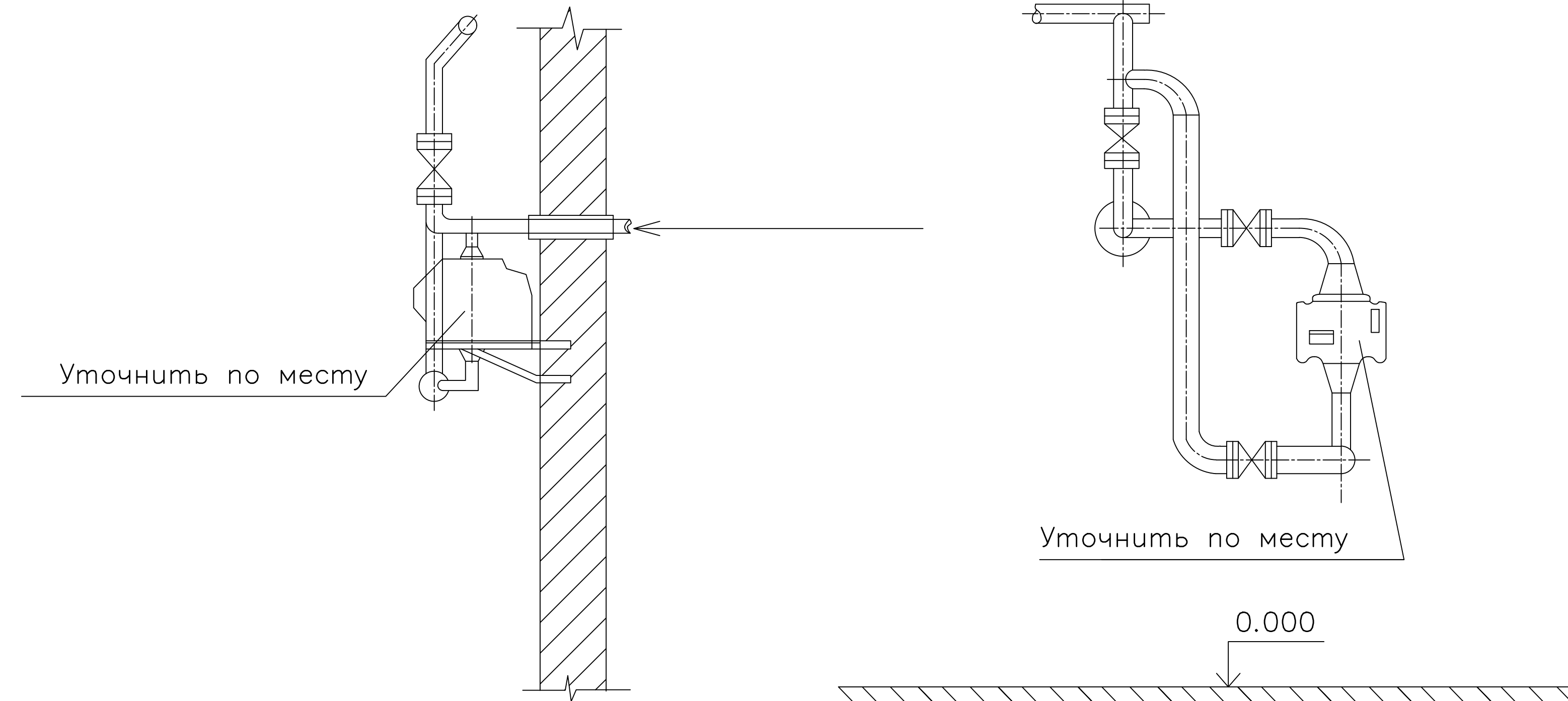
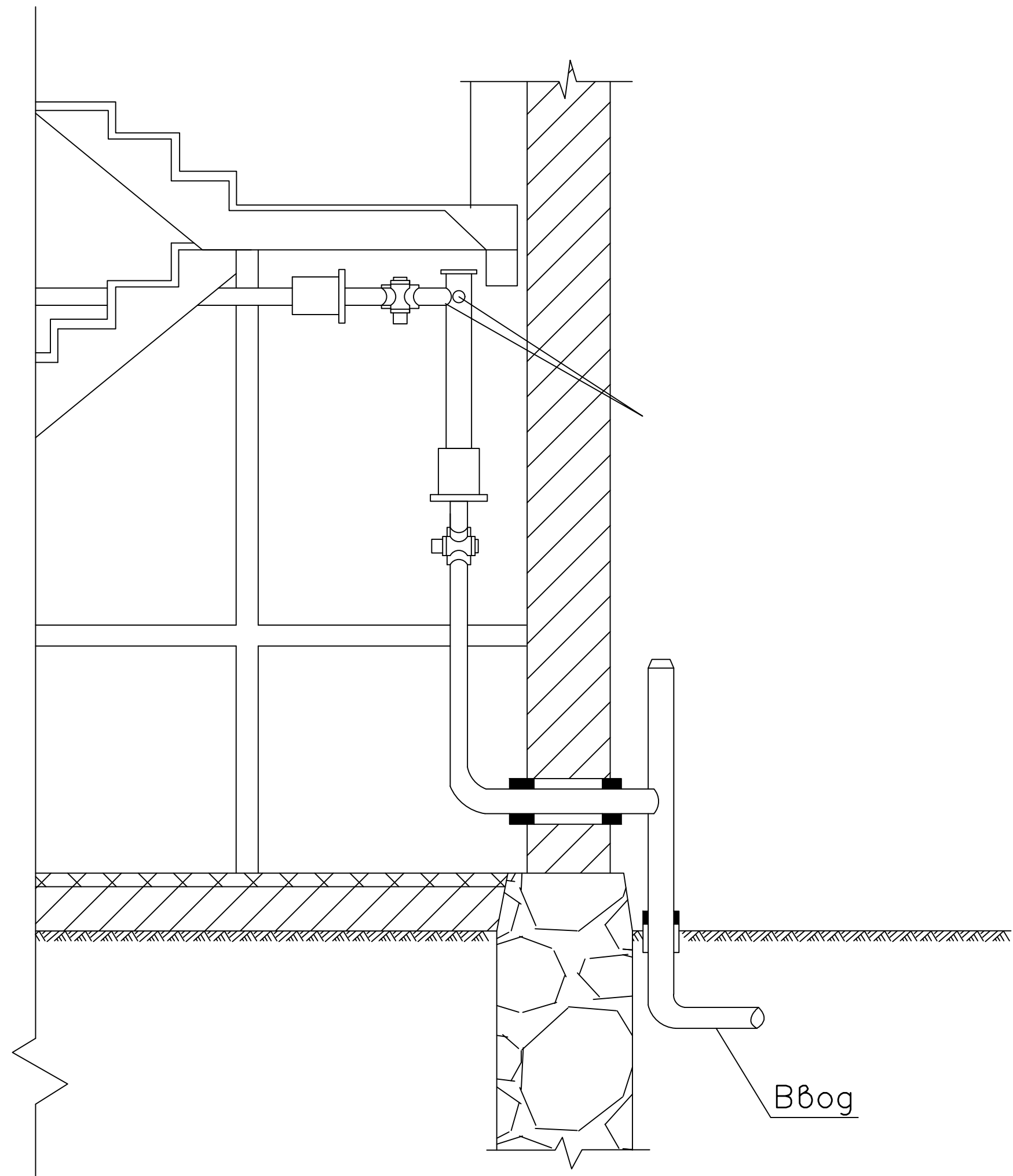
# Экспликация помещений

Наименование	
1	Машинный зал
2	Сан. узел
3	Помещение машиниста котельной
4	Газорегуляторный пункт

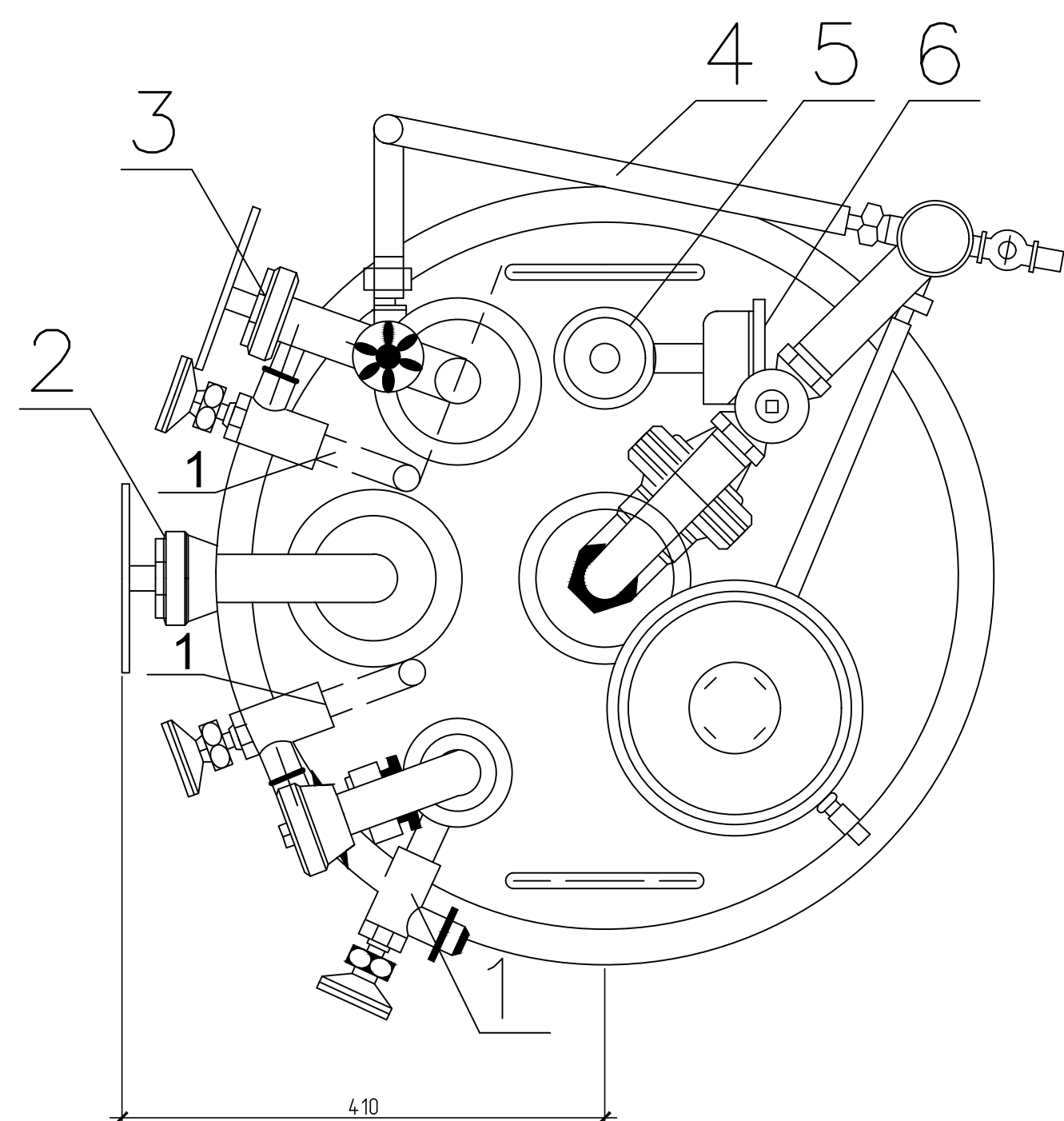
				ВКР-08.03.01.00.05			
Изм/Лист	№ док.	Подпись	Дата	Газификация жилого района и ООО «ЛИК»	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.	Мальвин Е.И.						
Пров.	Аеласевич А.И.				Лист 4	Листов 5	
Н. контр.	Аеласевич А.И.			План котельной на отметке 0,000 М 1:50			
Зав. каф.	Матюшенко А.И.			Разрез 1-1. Горелка газовая Г-1,0.			ИСЗИС



## Установка счетчика РГ-100

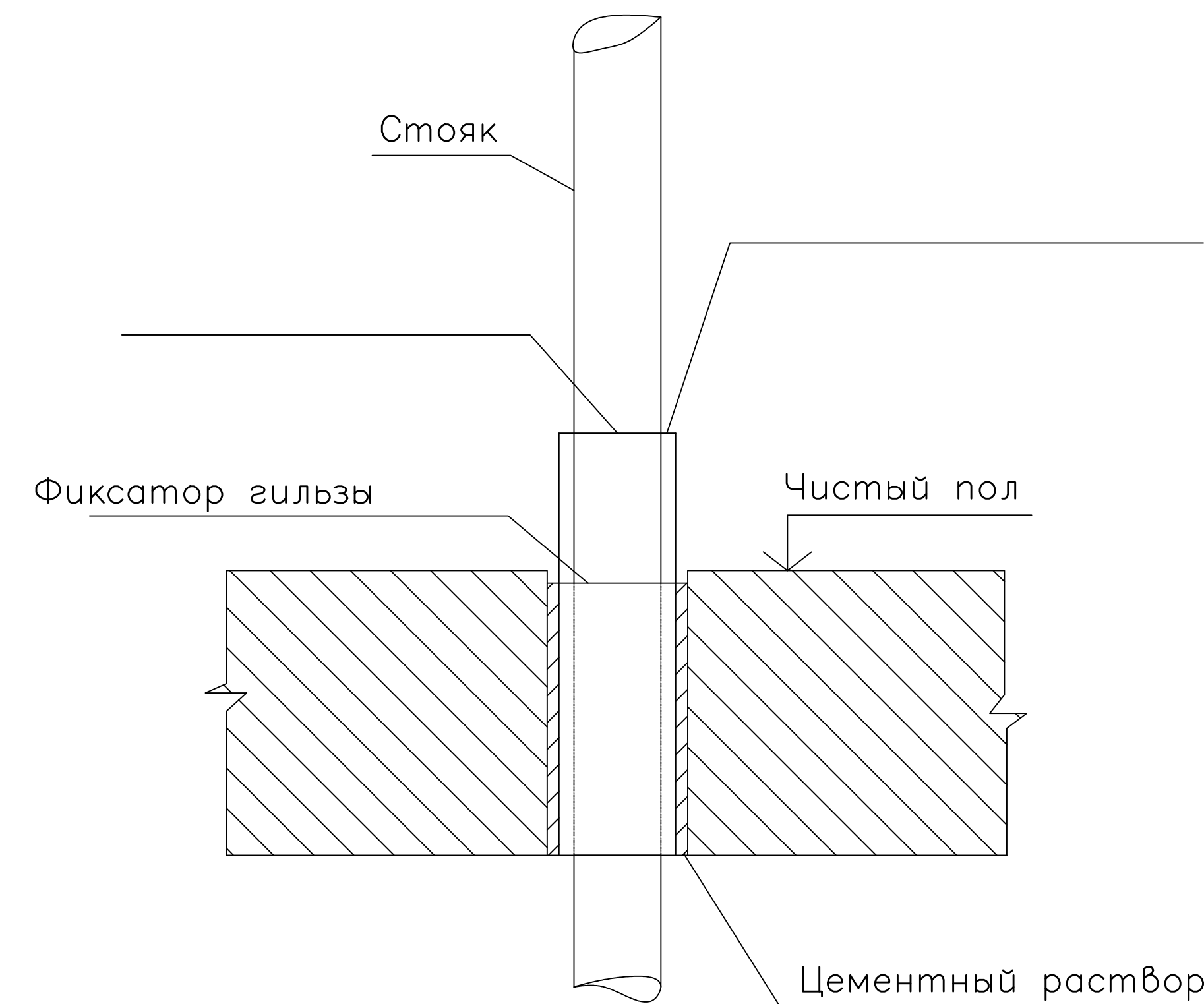


## Головка управления



- 1— трубки уравнимерные
- 2— патрубок профазный уравнимерный
- 3— патрубок наполнительный
- 4— сбросной трубопровод из гибкого шланга
- 5— предохранительный клапан
- 6— манометр

## Установка гильзы



				ВКР-08.03.01.00.05		
Изм/Лист	№ док.	Подпись	Дата	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.	Мальцев Е.И.					
Пров.	Аеласевич А.И.					
				Лист 5	Листов 5	
Н. контр.	Аеласевич А.И.			Монтаж трубопроводов внутреннего газопровода. Установка счетчика РГ-100. Установка гильзы. Головка управления		
Зав. каф.	Матюшенко А.И.					

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

Инженерно-строительный  
институт

Инженерные системы зданий и сооружений  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

  
Заведующий кафедрой  
А.И.Матюшенко  
подпись      инициалы, фамилия  
« 18 »      « 06 » 2021г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01 «Строительство»  
08.03.01.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»

Газификация жилого района и ООО «ЛИК»  
тема

Руководитель	 подпись, дата	<u>доцент, к.т.н.</u> должность, ученая степень	<u>А.И. Авласевич</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись, дата		<u>Е.И.Малыгин</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер		 подпись, дата	<u>А.И. Авласевич</u> инициалы, фамилия

Красноярск 2021