

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

Инженерно-строительный институт

Инженерных систем зданий и сооружений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 А.И. Матюшенко
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»
08.03.01.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»

Газоснабжение жилого района и ООО «Сфера»
тема

Руководитель	<u> </u> подпись, дата	<u>ДОЦЕНТ, К. Т. Н.</u> должность, ученая степень	<u>А. И. Авласевич</u> инициалы, фамилия
Выпускник	<u> </u> подпись, дата		<u>А.В. Лазарев</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер		<u> </u> подпись, дата	<u>А. И. Авласевич</u> инициалы, фамилия

Красноярск 2021

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат	5
ВВЕДЕНИЕ	6
1 Расчет численности населения	7
2 Расчет годового потребления газа.....	7
3 Расчет газонаполнительной станции.....	10
3.1 Расчет резервуаров и сливно-наливных устройств	11
3.2 Расчет отделения наполнения баллонов	13
3.3 Расчет предохранительно-запорных клапанов	14
3.4 Расчет насосного-компрессорного отделения	17
3.5 Расчет числа постов для слива неиспарившихся остатков.....	20
3.6 Расчет числа газораздаточных колонок	20
3.7 Расчет числа автомобилей для перевозки баллонов.....	21
4 Расчет групповых резервуарных установок сжиженного газа	23
4.1 Расчет резервуарной установки с естественным испарением.....	24
4.2 Расчет резервуарной установки с искусственным испарением	27
5 Расчет внутридомового газопровода.....	29
6 Расчет внутриквартального газопровода	33
7 Расчет внутреннего газового оборудования котельной	37
7.1 Расчет внутрикотельного газопровода	37
7.2 Общее описание котла Е-1-9Г (МЗК-7АГ).....	39
7.3 Горелка Г-1,0.....	42
7.4 Расчет ГРУ для котельной	43
8 Технология возведения инженерных систем.....	44
8.1 Монтаж систем внутреннего газоснабжения	44
8.1.1 Подготовительные работы	45
8.1.2 Монтажные работы.....	45
8.1.3 Испытание внутреннего газопровода	46
8.2 Монтаж подземного газопровода	47
8.2.1 Подготовительные работы	47
8.2.2 Земляные работы	48
8.2.3 Сборка и сварка труб в звенья.....	48
8.3 Монтаж трубопроводов.....	49

8.4 Предварительное испытание газопровода	49
8.5 Монтаж резервуаров.....	50
8.6 Изоляция трубопровода	51
8.7 Благоустройство трассы	52
8.8 Окончательное испытание газопровода	52
8.9 Определение объема земляных работ	52
8.10 Выбор комплекта машин и механизмов	55
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	59
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	60
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	61
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	62

Реферат

Выпускная квалификационная работа по теме «Газоснабжение жилого района и ООО «Сфера» выполнена на 61 страниц, 5 листов графического материала, 7 таблиц, 13 использованных источников.

ГОДОВОЕ ГАЗОВОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ, ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНАЯ СТАНЦИЯ, ГРУППОВАЯ РЕЗЕРВУАРНАЯ УСТАНОВКА СЖИЖЕННОГО ГАЗА, ВНУТРИДОМОВОЙ, ВНУТРИКВАРТАЛЬНЫЙ И ВНУТРИКОТЕЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОДЫ.

Объектом разработки является жилой район с населением 67793 жителей.

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

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

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

ВВЕДЕНИЕ

Газоснабжение - это комплекс мероприятий и сооружений, обеспечивающий организованную подачу и распределение газового топлива для нужд предприятий, и населения.

Наиболее совершенным и экономичным видом топлива является природный газ. Его основные потребители - предприятия различных отраслей промышленности (машиностроение, чёрная и цветная металлургия, промышленность стройматериалов и др.). В коммунальном хозяйстве газ используется в плитах, служащих для приготовления пищи; для нагревания воды, расходуемой для хозяйственно-бытовых и санитарно-гигиенических целей; для отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха жилых и общественных зданий.

Главной задачей в системе газоснабжения является формирование условий для безопасной эксплуатации. При повреждении участка газопровода возникает утечка газа, в следствии чего образуется опасная газовоздушная смесь, которая при возникновении открытого огня приведет к взрыву. Поэтому газопровод требуется периодически осматривать на предмет утечки, по этой причине были созданы газовые службы, которые и производят осмотр, контроль состояния всех составляющих газопровода и выполняют требуемые правила техники безопасности.

При выполнении выпускной квалификационной работы необходимо произвести расчет годового потребления жилого района, газонаполнительной станции, групповых резервуарных установок, расчет внутридомового, внутриквартального и внутрикотельного газопроводов.

В проекте помимо этого необходимо подобрать транспорт для земляных работ.

1 Расчет численности населения

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

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

где m - плотность населения, $m=450$ чел/га;

F - площадь застройки, определяемая по генплану, га.

Расчет сводится в таблицу 1.1.

Таблица № 1 Расчет численности населения

№ квартала	Площадь квартала, га	Количество проживающих, чел.	№ квартала	Площадь квартала, га	Количество проживающих, чел.
1	7,1	3195	14	6,72	3024
2	8,75	3937	15	8,2	3690
3	6,5	2925	16	7,1	3195
4	6,5	2925	17	5,6	2520
5	6,8	3060	18	5,6	2520
6	6,7	3015	19	6,75	3037
7	6,75	3037	20	6,2	2790
8	6,3	2835	21	6,1	2745
9	6,5	2925	22	3,25	1462
10	6,65	2992	23	3,25	1462
11	6,65	2992	24	3,25	1462
12	6,72	3024			
13	6,72	3024			Σ =67793

2 Расчет годового потребления газа

Годовое газопотребление рассчитывают по нормам на конец расчетного периода с учетом перспективы развития городских потребителей газа. Продолжительность расчетного периода устанавливают на основании плана перспективного развития населенного пункта.

Существуют следующие виды городского потребления газа, разделенных на группы таким 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, вентиляцию зданий и промышленное потребление сжиженного газа в сумме как правило отсутствуют.

Чтобы найти расход газа на бытовые, коммунальные и общественные нужды требуется решить сложную задачу, потому что количество газа, которое расходуется потребителями зависит от нескольких условий: числа населенности квартир, оборудования на газопроводе, благоустройства, а также от климатических условий. Большая часть этих факторов не подвергается точному учету, поэтому потребление газа находят по средним нормам, разработанным в результате многолетнего опыта.

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

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

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

N – количество жителей, чел, таблица 1.1.

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

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

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

N – то же, что и в (2.1).

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

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

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

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

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

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

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

Низшую теплоту сгорания газовой фазы, кДж/м³, рассчитываем по формуле

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

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

$Q_{\text{Р(ПР.Г.)}}^H$, $Q_{\text{Р(БУТ.Г.)}}^H$ – низшая теплота сгорания, кДж/м³, для газовой фазы;

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

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

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

Определяем плотность газовой фазы, кг/м³, по формуле

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

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

$\rho_{\text{ПР}}^{\text{ГАЗ}}$, $\rho_{\text{БУТ}}^{\text{ГАЗ}}$ – плотность газовой фазы пропана и бутана, кг/м³;

$$\rho_{\text{ПР}}^{\text{ГАЗ}} = 1,872 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{\text{БУТ}}^{\text{ГАЗ}} = 2,519 \text{ кг/м}^3.$$

$$\rho = 0,85 \cdot 1,872 + 0,15 \cdot 2,519 = 1,969 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность жидкой фазы, кг/м³, найдем по формуле

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

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

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

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

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

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

Расчет газового потребления жилым районом сводим в таблицу 2.1.

Нормы расхода газа на одного человека принимаем согласно [1].

Таблица №2 Расчет газопотребления жилым районом.

Назначение расходуемого газа	Количество потребителей	Норма расхода			Расход газа	
		На 1 го человека кДж	м ³ /чел	кг/чел л	м ³	кг
1	2	3	4	5	6	7
При наличии газовой плиты и газового водоподогревателя.	$N = (a \cdot n) = 57624$	$7300 \cdot 10^3$	159,07	76,5	9162216,2	4408236
При наличии только газовой плиты.	$N = (a - b) \cdot n = 3389,6$	$4240 \cdot 10^3$	92,39	44,4	313165,1	150498,2
Суммарное количество газа	-	-	-	-	9475381	4558734
Суммарное количество с учетом резерва	-	-	-	-	10893640	5518065,1

3 Расчет газонаполнительной станции

Газонаполнительные станции (ГНС) - это главные производственные единицы во всей системе снабжения сжиженным газом потребностей населения в газе, а также коммунальных и бытовых потребителей.

Эти станции производят прием, хранение и распределение газа. Кроме этого в множестве случаев обеспечивают поставку газа потребителям автотранспортом. Газ на ГНС поставляется с помощью железнодорожного, автомобильного, а также трубопроводного транспорта. Для доставки газа потребителям используют автомобильные цистерны и баллоны с разным объемом. Современные газонаполнительные станции (ГНС) имеют в своем составе сливные железнодорожные эстакады, базу для хранения сжиженного газа с резервуарами, в которых должно быть предусмотрено отдельное хранение пропана (C_3H_8) и бутана (C_4H_{10}). Также они должны включать производственные здания со следующими отделениями: насосно-компрессорным, сливным, воздушно-компрессорным, наполнительным, погрузочно-компрессорным, а также бытовым и др. отделениями. Кроме этого ГНС оснащены блоками

вспомогательных помещений с механическими котельными, административно-хозяйственными помещениями, мастерскими, гаражами, в котором находится автотранспорта и оборудованы системы связи, канализации, водоснабжения, теплоснабжения и электроснабжения.

На газонаполнительных станциях газов производят такие операции как:

- 1) прием сжиженного газа от поставщиков;
- 2) слив полученного газа в хранилища;
- 3) хранение сжиженного газа в наземных резервуарах, подземных резервуарах, баллонах и т.п.;
- 4) слив газа из баллонов неиспарившихся остатков и из неисправных сосудов;
- 5) разлив газа по баллонам, передвижным резервуарам, а также автоцистернам;
- 6) приёмку пустых баллонов и выдачу уже наполненных газом баллонов;
- 7) транспортировку газа в баллонах и во внутренней трубопроводной сети;
- 8) производство ремонта и переосвидетельствования 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 в городские системы для распределения паров сжиженного газа и газоздушных смесей.

ГНС являются объектами с повышенной опасностью, поэтому их проектирование рекомендовано осуществлять в соответствии с требованиями [8] и Госгазтехнадзора. Данными документами устанавливаются места расположения газонаполнительных станций, требуемые безопасные расстояния между зданиями до окружающих зданий или сооружений различного назначения, а также рациональное проектирование территории, дорог. В этих документах также прописаны требования противопожарной безопасности, к резервуарам базы хранения, насосам, компрессорам и системам водоснабжения, а также отопления, вентиляции и ко множеству других положений.

Эксплуатация ГНС производится в соответствии с правилами эксплуатации ГНС сжиженного газа, которые опираются на системы плановых ремонтов в целях предупреждения аварийных ситуаций, а также на техническое обслуживание.

3.1 Расчет резервуаров и сливно-наливных устройств

На ГНС используют горизонтальные цилиндрические резервуары для хранения сжиженных газов, объемы которых равны 25, 50, 75, 100, 125, 150, 175 и 200м³. Такие резервуары устанавливаются над землей и под землей,

изготавливают их из стали марки 16ГС с температурой стенки не выше +15С° и не ниже -40С° и рабочим давлением 1,8 МПа. В верхней части этих резервуаров сделаны отверстия, предусмотренные для установки муфт и штуцеров разного назначения. В комплект входят: резервуар с опорами без арматуры; ответные фланцы к штуцерам; прокладки и лапки (если потребуется установка на железобетонные опоры); металлические опоры. Каждый резервуар имеет два люка (лазовой и световой) и не менее двух 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, м³, определяем по формуле

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

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

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

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

$\rho_{ж}$ – плотность жидкой фазы газа, кг/м³, по (2.6).

$$V = \frac{5518065,1 \cdot 5}{365 \cdot 587,3 \cdot 0,9} = 142,9 \text{ м}^3.$$

Далее определяем необходимое количество резервуаров, шт, при единичном объеме одного резервуара 50 м³, марки ПС-50

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

где V – запас сжиженного газа на ГНС, м³, определенный по формуле (3.1);

V_p – единичный объем принятого к установке резервуара, равный 50 м³.

$$m = \frac{142,9}{50} = 3 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке 3 резервуара с единичным объемом 50 м³.

Эстакада- это металлические или железобетонные сооружения высотой 5 метров и длиной до 180 метров. Каждое сливное и наливное устройство имеет два патрубка для жидкой фазы и одно для паровой с отключающей аппаратурой и резиноканевыми шлангами для присоединения к вентилям железнодорожных систем в зависимости от их количества. Под этими устройствами прокладывают коллекторы жидкой фазы и паровой фазы сжиженного газа, соединенные с трубопроводами станции.

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

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

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

G – грузоподъемность одной цистерны, равная 31 т.

$$N = \frac{5518065}{360 \cdot 31 \cdot 1000} = 0,563 = 1 \text{ шт.}$$

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

3.2 Расчет отделения наполнения баллонов

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

В наполнительном отделении ГНС выполняются следующие действия: слив из баллонов неиспарившихся остатков, наполнение баллонов сжиженным газом, контролирование степени наполнения баллонов, контролирование герметичности баллонов. Процесс наполнения баллонов состоит всего из двух действий:

- 1) Наполнения баллонов сжиженным газом;
- 2) Контроля количества сжиженного газа, залитого в баллон.

Количество газа, которым заполняют баллоны оценивают при помощи взвешивания или измерения объема жидкости. Из этого следует, что различают весовой и объемный методы наполнения баллонов сжиженным газом.

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

проверяют его герметичность. Убедившись в исправности, вентиль или клапан закрывают.

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

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

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

где $G_{сут}$ – максимальное потребление газа, т/сут;
 g – масса газа в одном баллоне, равная 0,021 т.

Максимальное потребление газа, т/сут, рассчитаем по формуле

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

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

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

$$G_{сут} = \frac{5518,07 \cdot 0,1}{365} = 1,51 \text{ т/сут},$$

$$n = \frac{1,51}{0,021} = 72 \text{ шт.}$$

Принимаем, что к заполнению в течение суток необходимо 72 баллонов.

3.3 Расчет предохранительно-запорных клапанов

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

Предохранительные запорные клапаны (ПЗК)- это устройства, которые обеспечивают безопасную эксплуатацию оборудования в условиях повышения давления газа. После сброса необходимого количества такой клапан автоматически закрывается. Устанавливают ПЗК на резервуарах в обязательном порядке, так как существует большое количество причин для чрезмерного повышения давления, таких как: нагрев солнечной радиацией или при пожаре открытым огнем; увеличение объема жидкости в случае переполнения при

повышении температуры жидкости или при отсутствии парового пространства; при подаче жидкой фазы насосом при переполненном резервуаре и другие.

Опаснее всего нагрев резервуара открытым огнем при пожаре, т.к. происходит резкое повышение давления, что может привести к его разрушению. Отсюда можно сделать вывод, что ПЗК надо подбирать с такой пропускной способностью, чтобы в случае возможного пожара через клапаны мог пройти весь образовавшийся пар, имеющий избыточное давление.

Пружинные ПЗК обладают рядом преимуществ перед рычажными: регулировка точнее и тщательнее фиксируется; несложная конструкция; компактная форма; простое исполнение. К ним предъявляются следующие требования:

- 1) безотказное срабатывание клапана при достижении предельного давления;
- 2) пропуск среды в таком количестве, что последующее повышение давления было бы невозможно при открытом клапане;
- 3) клапан должен автоматически закрыться при незначительном снижении давления рабочего;
- 4) после множества срабатываний клапан не должен терять свою герметичность.

В резервуарах следует устанавливать клапаны, которые должны срабатывать при увеличении давления не более 15% от рабочего. При обосновании допускается повышение давления до $1,25P_p$.

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

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

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

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

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

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

P_2 – избыточное давление за клапаном, равное 0 МПа;

ρ_1 – плотность газа при P_1 и t_1 , $\text{кг}/\text{м}^3$.

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

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

где ρ_n, T_n, P_n – плотность, температура, давление газа при нормальных условиях соответственно;

$$\rho_n = 2,29 \text{ кг/м}^3;$$

$$T_n = 273 \text{ К};$$

$$P_n = 10332 \text{ кг/м}^2;$$

T_1, P_1 – температура и давление в рабочих условиях;

$$T_1 = 333 \text{ К};$$

$$P_1 = 23000 \text{ кг/м}^2;$$

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

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

Максимальная производительность резервуара, кг/ч, рассчитывается по формуле

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

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

F – наружная поверхность резервуара, для резервуара ПС-50 $F = 115 \text{ м}^2$;

t_e – температура окружающей среды, равная $550 \text{ }^\circ\text{С}$;

$t_{жс}$ – температура кипения жидкости при абсолютном давлении ее в резервуаре, равная $60 \text{ }^\circ\text{С}$;

q – скрытая теплота испарения при $t_{жс}=60 \text{ }^\circ\text{С}$ равна $q = 295,48 \text{ кДж/кг} = 1241 \text{ ккал/кг} = 1439,5 \text{ Вт/кг}$.

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

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

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

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

Z – длина резервуара, м, для ПС-50 $Z=9,5 \text{ м}$.

$$G = 1000 \cdot 2,8 \cdot \left(9,5 + \frac{2,8}{2} \right) = 30\,520 \text{ кг/ч.}$$

Необходимую площадь проходного сечения клапана

$$F_c = \frac{30520}{15,9 \cdot 0,6 \cdot 0,72 \cdot ((2,3-0) \cdot 4,64)^{1/2}} = 1\,373 \text{ мм}^2.$$

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, мм², по (3.6).

$$d = \left(\frac{4 \cdot 1373}{3,14} \right)^{1/2} = 41,81 \text{ мм}.$$

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

3.4 Расчет насосного-компрессорного отделения

При подборе насосно-компрессорного оборудования необходимо учитывать объем и характер производимых операций по перекачке сжиженных газов по ранее описанной системе сливных и наливных трубопроводов.

Во время выбора насосов учитывается особенность перекачки сжиженного газа, которая заключается в том, что газ, обладая высокой упругостью паров, при малом понижении давления начинает испаряться и обладает меньшей загрязненностью в сравнении с другими жидкостями. Отсюда при всасывании в всасывающем патрубке следует поддерживать давление выше упругости паров сжиженных газов при максимальной температуре жидкости, а конструкции сальниковых уплотнений должны быть повышенной надежности.

Во время сливных и наливных работ необходимо учитывать максимальный расход газа на железнодорожные цистерны и баллоны при выборе числа и типа насосов.

При выборе компрессоров учитывается их основное назначение по отбору паров сжиженного газа из заполняемого резервуара и нагнетанию их в паровое пространство опорожняемого резервуара или железнодорожных цистерн. Благодаря этому обеспечивается выдавливание жидкой фазы для подачи ее к насосам или при работе без них. Для определения числа компрессоров и их подачи пользуются опытными и расчетными данными.

Для перелива жидкости из железнодорожных цистерн в резервуары хранилища ГНС используют компрессоры. Компрессоры при сливе ж/д цистерн отсасывают пары бутан –пропана из наполняемой емкости и нагнетают их в железнодорожные цистерны, создавая в них избыточное давление. Благодаря

этому обеспечивается выдавливание жидкой фазы. Для определения числа компрессоров и их подачи используют опытные и расчетные данные.

Чтобы определить подачу компрессоров расчетным путем за основу принимают следующее условие: нагнетаемые пары сжиженного пара при соприкосновении с холодной поверхностью имеют повышенную температуру в следствии чего подогревают верхний слой жидкости, что способствует ее испарению и дополнительному увеличению давления в испаряемом резервуаре.

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

$$G = \frac{k \cdot F \cdot \Delta P}{r \cdot \tau^{1/2}}, \quad (3.11)$$

где k_1 – коэффициент условий охлаждения, примем равным 40;

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

τ – время слива, равное 2 ч ;

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

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

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

где D – диаметр цистерны, м;

Z – длина цистерны, м.

$$F=2,6 \cdot 10,8=28 \text{ м}^2$$

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

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

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

l_T – длина трубы, равная 250 м ;

ρ – плотность жидкой фазы газа, определенная по формуле (2.6), равная $587,3 \text{ кг/м}^3$;

d_T – диаметр трубопровода, равен $0,1 \text{ м}$;

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

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

где V_2 – объем цистерны (3.51), м³;
 k – коэффициент наполнения цистерны, равный 0,8;
 f_T – площадь поперечного сечения трубопровода, м²;
 τ – время слива, ч, то же, что и в формуле (3.11).

Площадь сечения трубопровода, м², определяем по формуле

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

где d_T – диаметр трубопровода, м.

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

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

$$\Delta P = 0,02 \cdot \frac{250 \cdot 587,3 \cdot 2,17^2}{0,1 \cdot 2} = 69 \, 138,4 \text{ Па} = 0,69 \text{ кгс/см}^2.$$

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

Подача компрессора

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

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

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

Подача компрессора в первые 5 минут

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

Отсюда принимают подачу компрессора для одной железнодорожной цистерны не больше 97 кг/ч и не меньше 19,8 кг/ч. Таким образом, для трех цистерн не более 291 и не менее 59,4.

Принимаем к установке поршневые прямоточные аммиачные компрессора [9] АВ-22 с подачей 239,7 кг/ч, при давлении всасывания 0,4 МПа, с установленной мощностью 7,8 кВт и частотой вращения 1440 об/мин, а также АВ-22 с подачей 159,1 кг/ч, при давлении всасывания 0,4 МПа, с установленной мощностью 5,5 кВт и частотой вращения 960 об/мин. Один компрессор с подачей 159,1 кг/ч является резервным.

3.5 Расчет числа постов для слива неиспарившихся остатков

В зимнее время сливу остатков должны подвергаться все баллоны.

Число постов для слива определяется по формуле

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

где n_6 – количество баллонов, шт;

$t_{сл}$ – время слива баллона, равное 10 мин;

$T_{сл}$ – в рабочие время, 480 мин.

$$m = \frac{72 \cdot 10}{480} = 2 \text{ шт.}$$

Принимаем 2 поста для слива неиспарившихся остатков.

3.6 Расчет числа газораздаточных колонок

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

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

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

где $G_{сут}$ – суточная реализация газа, т;

g – расчетная производительность колонки, равная 1 т/ч;

τ – время работы колонки в сутки, равное 6 часов;

k – коэффициент использования автотранспорта, равный 0,65.

Суточная реализация газа рассчитывается по формуле

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

где n – доля реализации газа через групповые установки, равная 0,95;
 G – общий расход газа, по таблице 2.1, равен 5 518 т.

$$G_{\text{свт}} = \frac{5518 \cdot 0.95}{365} = 14,3 \text{ т.}$$

Тогда число колонок

$$N_K = \frac{14,3}{1 \cdot 0,65 \cdot 6} = 4 \text{ шт.}$$

Принимаем четыре газораздаточных колонок для заправки автоцистерн.

3.7 Расчет числа автомобилей для перевозки баллонов

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

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

Автомобильные цистерны- это горизонтальные цилиндрические сосуды, в задних днищах которых вварен люк с необходимыми приборами. Эти транспортные автоцистерны предназначаются для перевозки сжиженных газов с заводов поставщиков до газораздаточных станций или с газораздаточных станций и кустовых баз крупным потребителям и групповым установкам со сливом в их резервуары. Такие раздаточные автоцистерны предназначены для перевозки и доставки сжиженных газов потребителю с разливкой газа в малые сосуды, автомобильные и обычные баллоны. Грузовые машины предназначаются для перевозки баллонов от газораздаточных станций до каждого из потребителей.

Автоцистерны наполняют из специальных колонок.

Необходимое количество автоцистерн рассчитывается по формуле

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

где V_c – среднесуточный расход сжиженного газа, м³;
 V_y – полезный объем, для АЦТ-8-130, 6,2 м³;
 n – число рейсов в сутки, рассчитывается по формуле

Рассчитываем среднесуточный расход газа, м³/сут, по формуле

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

где Q – общий расход газа в год, кг;
 ρ – плотность жидкой фазы газа, по (2.6) равная 587,3 кг/м³;
 k – доля реализации газа через групповые установки, 0,9.

$$V_c = \frac{5518065,1 \cdot 0,9}{587,3 \cdot 365} = 23,16 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Число рейсов автомобиля в сутки, определяем по формуле

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

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

$$n = \frac{8}{\frac{2 \cdot 5}{40} + 2 \cdot 1,5} = 3 \text{ рейса.}$$

$$A_o^ч = \frac{23,16}{6,2 \cdot 2} = 2 \text{ шт.}$$

Для перевозки сжиженных газов требуется 2 автоцистерны.

Определяем средний объем перевозок, т, одним автомобилем в сутки

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

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

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

Необходимый объем перевозок в сутки, т, определяется по формуле

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

где Q – количество реализуемого газа в год, т;
 N – число рабочих дней в году, равное 320 дней;
 k – коэффициент неравномерности, принимается равным 1,15.

$$q_2 = \frac{5518 \cdot 1,15}{320} = 19,8 \text{ т}$$

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

$$A_a = \frac{q_2}{q_1} \cdot 0,15, \quad (3.24)$$

где q_1 – средний объем перевозок одной машиной, т, по (3.20);
 q_2 – общий объем перевозок, т, по (3.21);
0,15 – резерв мощности ГНС.

$$A_a = \frac{19,8}{2,4} \cdot 0,15 = 2 \text{ шт.}$$

Для перевозки данного количества газа принимаем 2 автомашины.

4 Расчет групповых резервуарных установок сжиженного газа

Для хранения сжиженных углеводородных газов напрямую у потребителя используются стационарные и передвижные резервуары разного объема. Установки газоснабжения с 2-мя и более резервуарами, которые предназначены для снабжения сжиженным газом различных потребителей, называют резервуарными. Они бывают как надземными, так и подземными. Надземные установки в основном применяют для газоснабжения промышленных и сельскохозяйственных предприятий, подземные служат для газоснабжения промышленных и коммунальных предприятий, отдельных жилых многоэтажных зданий, общественных зданий и их групп, а также объектов сельского хозяйства.

Число резервуаров определяется путем расчета, но должно быть не менее двух штук.

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

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

Проектирование, строительство и эксплуатация ГРУ производится в соответствии с [1], правилами безопасности в газовом хозяйстве Ростехнадзора, правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

4.1 Расчет резервуарной установки с естественным испарением

Схема газоснабжения содержит 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 находится в зависимости от фракционного состава газа (содержание пропана), температурных условий, в которых находятся резервуары, и режима наполнения резервуаров газом по мере его расхода.

Безопасность и экономичность резервуарных установок в значительной степени зависит от правильного выбора количества резервуаров и точно определенного расчетного расхода газа. Расчетным режимом для групповой подземной установки являются зимний и весенний периоды эксплуатации. В это время резервуар работает в зоне грунта при отрицательной температуре.

Требуемое количество резервуаров, шт, в установке найдем по формуле

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

где $V_{рез}$ – производительность одного резервуара, м³/ч, по [1], для резервуара объемом 5 м³ равна 1,9 м³/ч;

V_p – расчетный расход газа, м³/ч, при максимально суточном потреблении, рассчитывается по формуле

$$V_p = \frac{n \cdot K_n \cdot q_{год} \cdot K_z}{Q_p \cdot 365}, \quad (4.2)$$

где n – количество жителей, пользующихся газом от резервуарной установки, для рассматриваемого квартала №23 равно 1462 человека;

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

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

K_z – показатель часового максимума суточного расхода, принимается по [1], равный 0,12;

Q_p – низшая теплота сгорания газа, по (2.4), равная 95433,3 кДж/м³.

$$V_p = \frac{(1462 \cdot 1,4 \cdot 2800000 \cdot 0,12)}{95433,3 \cdot 365} = 19,7 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Количество резервуаров

$$N = \frac{19,7}{1,9} = 11 \text{ шт.}$$

При расположении резервуаров в грунте на расстоянии друг от друга, равным диаметру резервуара, происходит тепловое взаимодействие между ними. В следствии этого грунт между ними охлаждается, а производительность каждого из резервуаров в групповой установке уменьшается. Отсюда 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 с помощью коэффициента m . Коэффициент принимаем в соответствии с [1]. Для принятого количества резервуаров (одиннадцать резервуаров) коэффициент m равен 0,67.

Производительность групповой установки, м³/ч, с учетом теплового влияния резервуаров рассчитывается по формуле

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

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

$V_{рез}$ – то же, что и в (4.1);

m – коэффициент теплового взаимодействия.

$$V_{уст} = 11 \cdot 1,9 \cdot 0,67 = 14 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Запас газа в резервуарах должен обеспечивать бесперебойное снабжение газом в течении не менее чем на две недели. Из этого следует постоянно проверять и контролировать запас газа, который находится в резервуарах установки. Определяем запас газа, м³, по формуле

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

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

$V_{геом}$ – геометрическая емкость резервуаров, равная 5 м³;

$V_{см}$ – объем паров, образующихся при испарении 1 м³ сжиженного газа. При испарении 1 м³ жидкого пропана образуется 269 м³ пара, а при испарении 1 м³ бутана 235 м³ пара.

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

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

Объем паров, м³, 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, м³.

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

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

$$V_{зан} = 11 \cdot 5 \cdot 0,6 \cdot 263,9 = 8708,7 \text{ м}^3.$$

Число суток между очередными заправками резервуаров установки рассчитывается по формуле

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

где $V_{зан}$ – объем запаса газа в резервуарных установках, м³, по (4.4);
 $V_{сут}$ – среднесуточный расход газа, м³/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).

$$V_{сут} = \frac{(1462 \cdot 1,4 \cdot 2800000)}{95433,3 \cdot 365} = 164,5 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Z = \frac{8708,7}{164,5} = 53 \text{ суток.}$$

Между заправками резервуаров промежутки времени составляет 53 суток.

4.2 Расчет резервуарной установки с искусственным испарением

В схему газоснабжения входят следующие элементы: резервуарная установка, испарительные устройства, трубопроводы обвязки, распределительные газопроводы, а также запорную и регулирующую арматуру.

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

Количество испарителей и требуемую производительность, кг/ч, испарителя следует определять исходя из расчетного расхода газа по формуле

$$G = \frac{n \cdot q_{год} \cdot K_n \cdot K_z}{Q_n^p \cdot 365}, \quad (4.9)$$

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

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

$$G = \frac{(1462 \cdot 1,4 \cdot 2800000 \cdot 0,12)}{(45891,7 \cdot 365)} = 41 \text{ кг/ч};$$

Количество испарителей, шт, определяется по формуле

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

где G – требуемая производительность испарителя, кг/ч;

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

$$N_U = \frac{41}{60} = 1 \text{ испаритель.}$$

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

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

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

$V_{\text{рез}}$ – емкость одного резервуара, равная 5 м³;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкой фазы газа, м³/кг;

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

$$G_{\text{сут}} = \frac{n \cdot K_n \cdot q_{\text{год}}}{Q_n^p \cdot 365}, \quad (4.12)$$

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

Q_n^p – то же, что и в (4.9).

$$G_{\text{сут}} = \frac{(1462 \cdot 1,4 \cdot 2800000)}{(45891,7 \cdot 365)} = 342 \text{ кг/сут}$$

$$N = \frac{(30 \cdot 342)}{(5 \cdot 587,3)} = 3 \text{ шт.}$$

Таким образом, для газоснабжения 1462 потребителя потребуется резервуарная установка из 3 резервуара емкостью 5 м³ и 1 форсуночного испарителя.

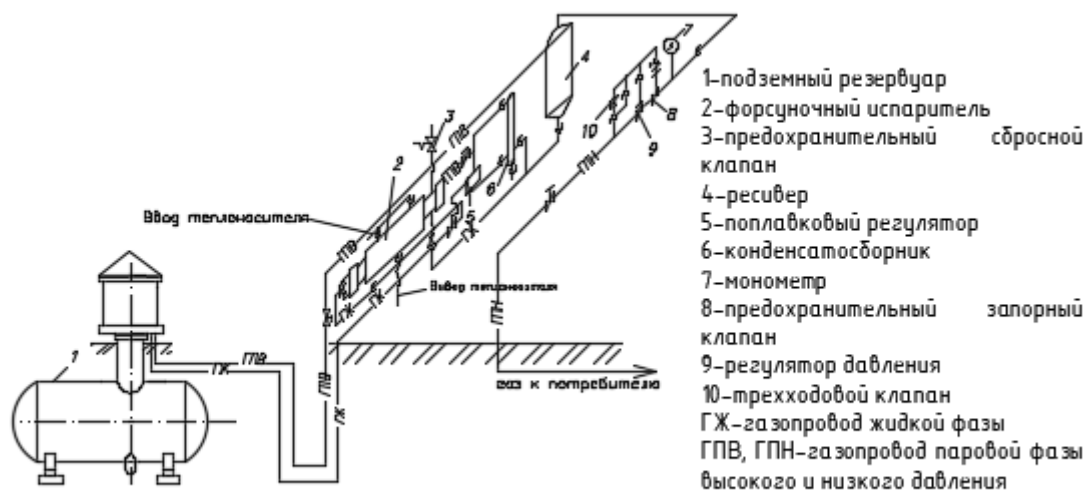


Рисунок 4.2 - Компановка резервуара с форсуночным испарителем

5 Расчет внутридомового газопровода

От городской распределительной сети газ поступает в жилые здания по газопроводам, которые состоят из абонентских ответвлений, подводящих газ к зданию и внутридомовых газопроводов, которые транспортируют газ внутри здания по потребителям, а также 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.

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

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

Гидравлический расчет начинаем с определения расчетных расходов газа по участкам.

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

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

Определяем расчетные расходы газа, м³/ч, по участкам по формуле

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

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

q_i – номинальный расход газа одним или несколькими приборами, кДж/ч, для двухкомфорочной плиты с духовным шкафом (П2) - 25000 кДж/ч, для четырехкомфорочной плиты $q=40000$ кДж/ч;

Q_p^h – низшая теплота сгорания газа, кДж/м³, по (2.4), равная 95433,3 кДж/м³;

n_i – число квартир.

Аксонометрическая схема внутридомового газопровода показана на рисунке 5.1.

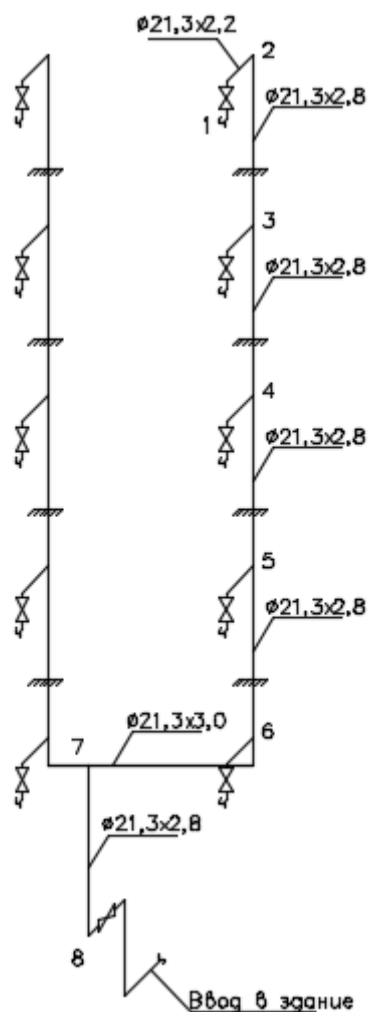


Рисунок 5.1– Расчетная схема внутридомового газопровода

Определяем расчетные длины участков, м, по формуле

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

где l – длина участка по плану, м;

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

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

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

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

l – сумма расчетных длин участков, м.

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

Определяем потери давления, Па, на участках по формуле

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

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

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

где g – ускорение свободного падения, м²/с;

Z – разность высотных отметок, м;

ρ_g – плотность воздуха, кг/м³, $\rho_g = 1,29$ кг/м³;

ρ_z – плотность газа, кг/м³.

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

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

Гидравлический расчет сводим в таблицу 5.2.

Таблица 5.1– Расход газа на каждом участке

Номер участка	Ассортимент прибора	Число квартир	Коэффициент одновременности, K_0	Расчетный расход газа $V_{г}$, м ³ /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	0,6
7-8	10П4	10	0,254	1,05

Таблица 5.2 – Гидравлический расчет внутридомового газопровода

№ участка	Расчетный расход газа $V_{г}$, м ³ /ч	Длина участка L , м	Расчетная длина $L_{р}$, м	Надбавка на местные сопротивления, %	Разность абсолютных отметок z , м	Диаметр газопровода, мм	Средняя удельная потеря давления	Удельная потеря давления ($\Delta P/l$) дПа/м	Потеря давления ΔP , Па	Гидростатический напор $H_{г}$, Па	Общая потеря давления на участке $\Delta P + H_{г}$, Па
1-2	0,41	1	5,5	450	0	21,3х 2,8	18,04	0,69	3,8	0	3,8
2-3	0,41	3	3,6	20	3	21,3х 2,8		0,69	2,48	25,6	28,08
3-4	0,54	3	3,6	20	3	21,3х 2,8	18,04	1,28	4,61	25,6	30,21
4-5	0,56	3	3,6	20	3	21,3х 2,8		1,57	5,65	25,6	31,25
5-6	0,58	3	3,6	20	3	21,3х 2,8	18,04	1,77	6,37	25,6	31,97
6-7	0,6	3,6	4,5	25	0,5	21,3х 2,8		1,96	8,82	4,27	13,09
7-8	1,05	2,8	3,5	25	4	21,3х 2,8	18,04	5,1	17,8	34,14	51,99
Σ 19,4								18,04	Σ 240,39		

6 Расчет внутриквартильного газопровода

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

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

Схема внутриквартильного газопровода представлена на рисунке 6.1.

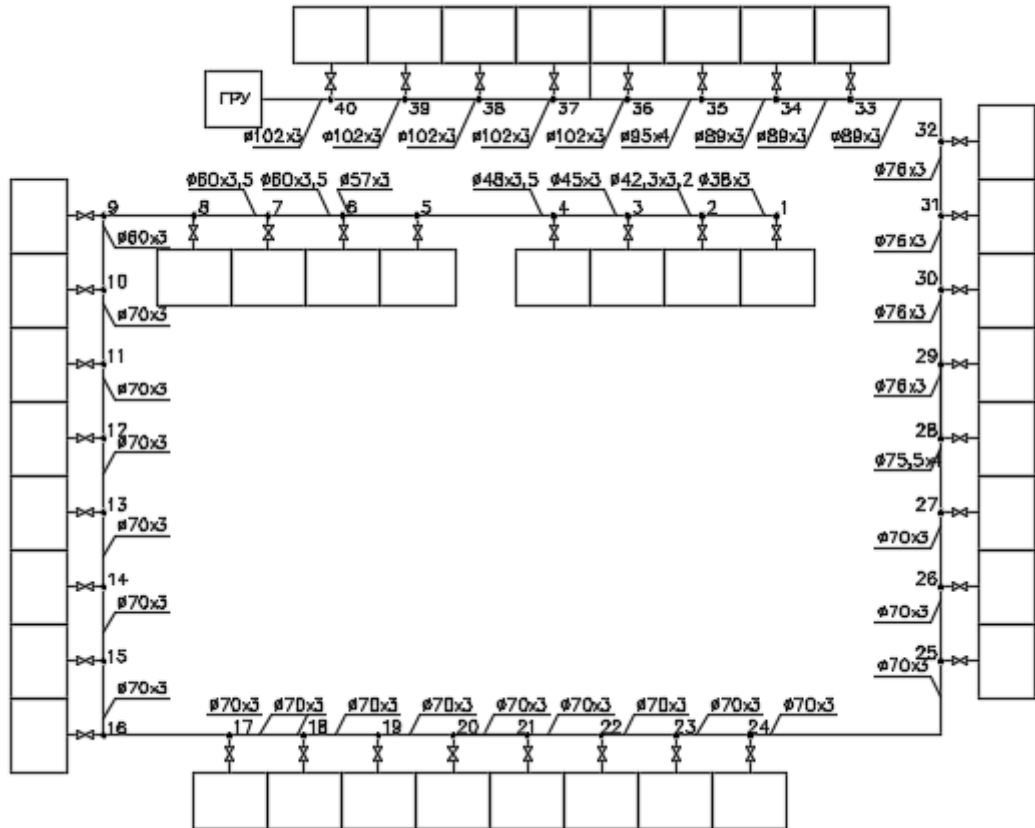


Рисунок 6.1 – Расчетная схема внутриквартильного газопровода

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

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

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

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

Q_p^n – низшая теплота сгорания газа, $\text{кДж}/\text{м}^3$;

n_i – количество квартир.

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

Количество подъездов в квартале определяется по формуле

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

где $N_{пот}$ – количество потребителей в квартале, равное 1462 чел;

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

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

За расчетный квартал принимаем квартал №23.

$$N_{под} = \frac{1462}{3,7 \cdot 10} = 40 \text{ подъезд.}$$

Число домов квартала определяется по формуле

$$N_{д} = \frac{N_{под}}{N_{с}}, \quad (6.3)$$

где $N_{под}$ – количество подъездов в квартале, по (6.2);

$N_{с}$ – предполагаемое количество секций в одном доме.

$$N_{д} = \frac{40}{5} = 8 \text{ шт.}$$

Принимаем 2 дома из 4 секций и 4 дома из 8 секций.

Расчетные длины участков, м, определяются по формуле

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

где l – длина участка по плану, м.

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

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

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

l – сумма расчетных длин участков, м.

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

Определяем потери давления, Па, на участках по формуле

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

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

l_p – расчетная длина участка, м.

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

Гидравлический расчет сводим в таблицу 6.2.

Таблица 6.1 – Расход газа для участков внутриквартирного газопровода

№ участка	Ассортимент приборов	Количество квартир	Коэффициент одновременности, K_o	Расчетный расход газа, Q_p , м ³ /ч
1-2	10П4	10	0,254	1,06
2-3	20П4	20	0,235	1,97
3-4	30П4	30	0,231	2,9
4-5	40П4	40	0,227	3,8
5-6	50П4	50	0,223	4,67
6-7	60П4	60	0,22	5,53
7-8	70П4	70	0,217	6,36
8-9	80П4	80	0,214	7,17
9-10	90П4	90	0,212	7,99
10-11	100П4	100	0,21	8,8
11-12	110П4	110	0,209	9,63
12-13	120П4	120	0,208	10,46
13-14	130П4	130	0,207	11,28
14-15	140П4	140	0,206	12,08
15-16	150П4	150	0,205	12,88
16-17	160П4	160	0,204	14,33
17-18	170П4	170	0,203	15,15
18-19	180П4	180	0,202	15,96
19-20	190П4	190	0,201	16,76
20-21	200П4	200	0,2	17,56
21-22	210П4	210	0,199	18,34
22-23	220П4	220	0,198	18,25
23-24	230П4	230	0,197	18,99

24-25	240П4	240	0,196	19,71
25-26	250П4	250	0,195	20,43
26-27	260П4	260	0,194	21,14
27-28	270П4	270	0,193	21,84
28-29	280П4	280	0,192	22,53
29-30	290П4	290	0,191	23,21
30-31	300П4	300	0,19	23,89
31-32	310П4	310	0,189	24,55
32-33	320П4	320	0,188	25,21
33-34	330П4	330	0,187	25,86
34-35	340П4	340	0,186	26,50
35-36	350П4	350	0,185	27,13
36-37	360П4	360	0,184	27,76
37-38	370П4	370	0,183	28,38
38-39	380П4	380	0,182	28,98
39-40	390П4	390	0,181	29,58
40-ГРУ	400П4	400	0,18	30,17

Таблица 6.2 – Гидравлический расчет внутриквартального газопровода

№ уч.	Расчетный расход газа, Q_p , м ³ /ч	Длина участка, l , м	Расчетная длина участка, l_p , м	Средние удельные потери давления $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp}$, Па/м	Диаметр г/пр. d , мм	Действительные удельные потери $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_o$, Па/м	Общие потери давления ΔP , Па
1-2	1,06	13	14,3	0,39	26x2,8	0,16	2,28
2-3	1,97	13	14,3		26x2,8	0,4	5,72
3-4	2,9	13	14,3		33,5x3,2	0,3	4,29
4-5	3,8	25	27,5		33,5x3,2	0,5	13,75
5-6	4,67	13	14,3		42,3x3,2	0,2	2,86
6-7	5,53	13	14,3		42,3x3,2	0,3	4,29
7-8	6,36	13	14,3		42,3x3,2	0,35	5,01
8-9	7,17	20	22		57x3,0	0,11	2,42
9-10	7,99	13	14,3		57x3,0	0,12	1,71
10-11	8,8	13	14,3		57x3,0	0,13	1,86
11-12	9,63	13	14,3		57x3,0	0,15	2,14
12-13	10,46	13	14,3		60x3,0	0,1	1,43
13-14	11,28	13	14,3		60x3,0	0,19	2,71
14-15	12,08	13	14,3		60x3,0	0,22	3,14
15-16	12,88	13	14,3		60x3,0	0,23	3,29
16-17	14,33	19	20,9		60x3,0	0,37	7,73
17-18	15,15	13	14,3		60x3,0	0,54	7,72
18-19	15,96	13	14,3		60x3,0	0,52	7,43
19-20	16,76	13	14,3		60x3,0	0,6	8,58
20-21	17,56	13	14,3		70x3,0	0,12	1,71
21-22	18,34	13	14,3		70x3,0	0,15	2,14

22-23	18,25	13	14,3	0,39	70x3,0	0,16	2,28
23-24	18,99	13	14,3		70x3,0	0,16	2,28
24-25	19,71	43	47,3		70x3,0	0,18	8,514
25-26	20,43	13	14,3		70x3,0	0,18	2,57
26-27	21,14	13	14,3		70x3,0	0,21	3,01
27-28	21,84	13	14,3		70x3,0	0,22	3,14
28-29	22,53	13	14,3		70x3,0	0,25	3,57
29-30	23,21	13	14,3		70x3,0	0,28	4,0
30-31	23,89	13	14,3		70x3,0	0,23	3,29
31-32	24,55	13	14,3		70x3,0	0,24	3,43
32-33	25,21	25	27,5		70x3,0	0,28	7,7
33-34	25,86	13	14,3		70x3,0	0,29	4,15
34-35	26,50	13	14,3		70x3,0	0,37	5,29
35-36	27,13	13	14,3		70x3,0	0,5	7,15
36-37	27,76	13	14,3		70x3,0	0,54	7,72
37-38	28,38	13	14,3		70x3,0	0,61	8,72
38-39	28,98	13	14,3		70x3,0	0,65	9,29
39-40	29,58	13	14,3		76x3,0	0,35	5,05
40-ГРУ	30,17	13	14,3		76x3,0	0,43	6,15
			Σ645,7				

Расчет выполнен верно, т.к. 189,55 Па < 250 Па.

7 Расчет внутреннего газового оборудования котельной

В котельной установлено 2 котла Е-1-9Г (МЗК-7АГ) с паропроизводительностью 1 т/ч [12]. Котельная предназначена для отопления существующих зданий промышленной площадки. В качестве основного вида топлива используется сжиженный углеводородный газ с теплотой сгорания равной 95248,5 кДж/м³.

Газорегуляторные установки (ГРУ) размещаются непосредственно в котельной вблизи от ввода газопровода в котельном зале или в смежном помещении, соединенном с ним открытым проемом. Место размещения ГРУ должно быть хорошо освещено. Оборудование и приборы ГРУ должны быть защищены от механических повреждений и от воздействия сотрясений и вибраций. Оборудование ГРУ должно иметь ограждение из невоспламеняемых материалов. Доступ к такому оборудованию возможен лицам, которые не связаны с эксплуатацией газового хозяйства. Расстояние между оборудованием или ограждением, а также другими сооружениями должно быть не меньше 0,8 метров. Также ограждение ГРУ не должно мешать 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

Схема газопровода котельной представлена на рисунке 7.1.

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

Расчетные длины участков, м, определяются по формуле

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

где l – длина участка по плану, м.

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

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

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

l – сумма расчетных длин участков, м.

Определяем потери давления, Па, на участках по формуле

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

где $\left(\frac{\Delta P}{l} \right)_o$ – 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 ³ /ч	Длина участка, l , м	Расчетная длина участка, l_p , м	Средние удельные потери давления $\left(\frac{\Delta P}{l} \right)_{cp}$, Па/м	Диаметр г/пр. d , мм	Действительные удельные потери $\left(\frac{\Delta P}{l} \right)_o$, Па/м	Общие потери давления ΔP , Па

1-2	10	5	5,5	6,49	38×3	5,2	28,6
2-3	20	30	33		48×3,5	6	198
			Σ38,5				Σ226,6

Расчет выполнен, т.к. 226,6 < 250 Па.

7.2 Общее описание котла Е-1-9Г (МЗК-7АГ)

Котел предназначен для выработки насыщенного пара давлением до 7 кгс/см³ и поставляются укомплектованными системой автоматического регулирования, управления и защиты, питательным насосом, вентилятором с электродвигателем, газовой горелкой и арматурой.

Основные технические характеристики Е-1-9Г (МЗК-7АГ):

Паропроизводительность 1 т/ч; полная поверхность нагрева 17,1 м²; расход природного газа ($Q_{гр}=8000$ ккал/м³) при номинальной нагрузке 90 м³/ч; КПД 86%; температура питательной воды 50°С; температура уходящих газов 250-270°С; $\alpha_k=1,15-1,2$; давление газа перед клапанами автоматики 130-180 кгс/м²; установленная горелка Г-1,0; дутьевой вентилятор среднего давления ВД-2,7; масса котлоагрегата 2,7 т.

Котел состоит из верхней и нижней кольцевидных камер, соединенных двумя рядами прямых вертикальных труб d38 мм, расположенных в шахтном порядке по концентрическим окружностям. Внутренний ряд экранных труб образует цилиндрическую топочную камеру, газоплотность которой обеспечивается приваркой к трубам стальных плавников. Часть экранных труб, между которыми выходят топочные газы, установлена более редко и не имеет плавников. Конвективный газоход образуется кольцевым пространством между экранными трубами с плавниками и внутренней стенкой газоплотной обшивкой котла. Выходя из топки продукты горения движутся в конвективном газоходе сначала в противоположные стороны, а затем, навстречу друг другу и поступают в общий дымоотводящий газоход котла. В конвективном теплообмене участвует также тыльная сторона экранных труб.

Для установки котла специального фундамента не требуется. Он крепится анкерными болтами.

Так как в топочной камере котла, работающий под наддувом, поддерживается давление 20-50 кгс/м², высоту дымовой трубы выбирают только согласно требованиям санитарных и противопожарных норм. Увеличение давления в топке выше 40-50 кгс/м² свидетельствует об увеличении сопротивления газового тракта, связанного с загрязнением поверхностей нагрева.

При обнаружении дымления через неплотности обшивок в шестах соединений прокладывают асбестовый шнур, а стыки промазывают газоуплотнительной замазкой. Способ приготовления замазки: песок просеивают через сито, затем добавляют волокнистый асбест, который можно получить из листового скоблением его пилой для дерева. Песок и волокнистый

асбест тщательно перемешивают, смачивают жидким стеклом и вновь перемешивают. Жидкое стекло добавляют небольшими порциями. Замазка считается готовой при образовании однородной массы. До нанесения замазки поверхность предварительно смазывают жидким стеклом. Слой замазки 3-4 мм.

Наружная тепловая изоляция котла создается устройством кольцевого канала между внутренней жаростойкой и съемной наружной стальной обшивкой, в которой подается воздух от вентилятора ВД-2,7 через патрубок. Подогретый воздух с противоположной стороны котла через воздухопровод и воздушный регистр подается в горелку. Расход газа регулируется автоматически посредством 2 параллельно установленных перед горелкой электромагнитных клапанов различного диаметра. При работе котла на номинальной нагрузке газ поступает через оба клапана. При сниженной потребности в паре и повышении его давления в барабане котла больший клапан и котел работает на минимальном режиме. Увеличение расхода пара вызывает открытие большого клапана, и расход газа вновь возрастает до номинального. Такое давление двухпозиционное регулирование позволяет работать в пределах от 100 до 40% от номинального расхода газа.

Расход воздуха, поступающего в горелку через короб, регулируется в зависимости от расхода газа заслонкой, к установленной на воздушном регистре и имеющей привод к исполнительному механизму автоматики.

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

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

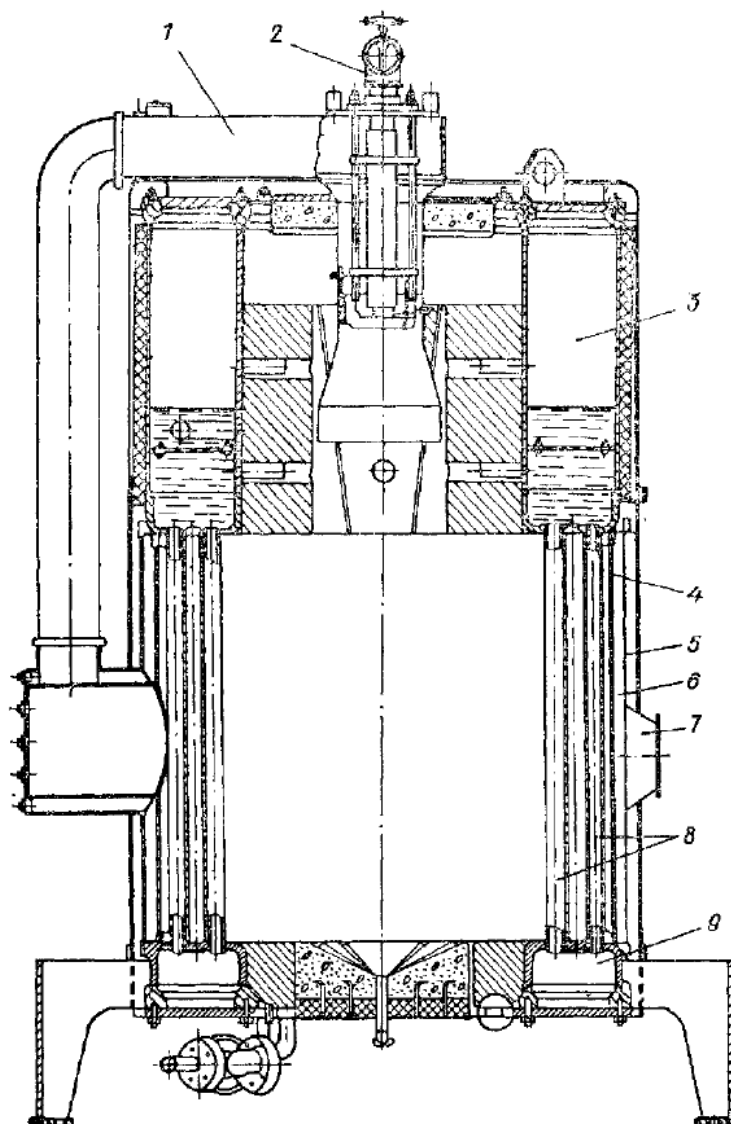
Номинальный расход газа через горелку: Г-1,0-100м³/ч (р=150-180 кгс/м²), Г-0,4-40 м³/ч (р=80-90 кгс/м²), давление воздуха 140-150 кгс/м² (при α=1,1).

При необходимости работы на жидком топливе: дизельном, соляровом масле, печном масле, бытовом ТПБ –горелку Г-1,0 заменяют форсункой типа Ф-1,0 работающей при давлении топлива 10-12 кгс/см², воздуха 90-100 кгс/м².

Вертикально-водотрубный двухбарабанный котел типа Е-1/9-1Г предназначен для выработки насыщенного пара давлением до 9 кгс/см². Полная поверхность нагрева 30 м², расход природного газа при номинальной нагрузке и КПД около 0,8 составляет 100 м³/ч, водяной объем котла 1,05 м³, давление газа перед горелкой, давление воздуха 140-150 кгс/м², масса котлоагрегата 5,5 т.

Верхний и нижний барабаны котла, расположены на одной вертикальной оси соединены между собой пучком труб, образующих конвективную поверхность нагрева. Два боковых топочных экрана включены в циркуляционный контур через 2 верхних и 2 нижних коллектора вваренных в барабаны. Нижние коллекторы защищены от перегрева огнеупорной футеровкой. Трубы конвективного пучка имеют коридорное положение и омываются поперечным газовым потоком. В конвективном пучке расположены перегородки из жаростойкой стали продуктов горения, которые удаляются из котла.

Обмуровка котла состоит из нескольких слоев: внутренний- огнеупорный кирпич, остальные –вулканит или совелит.



1 - воздушный регистр; 2 - горелки; 3 - верхний коллектор; 4 - внутренняя обшивка;
 5 - наружная обшивка; 6 - воздушный канал; 7 - патрубок присоединения вентиляторов;
 8 - трубы поверхности нагрева; 9 - нижний коллектор.

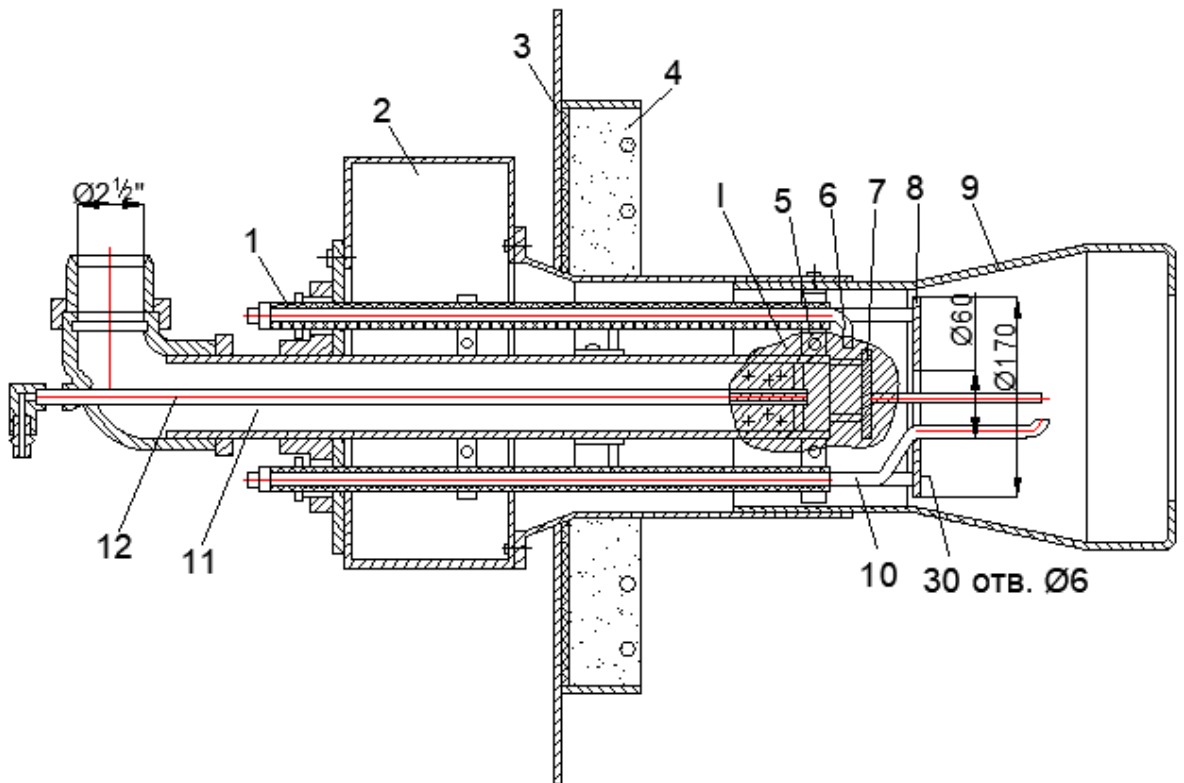
Рисунок 7.1 – Устройство котла Е-1-9Г(МЗК-7АГ)

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 7.4.



- 1 - фарфоровая изолирующая трубка; 2 - воздушный короб; 3 – фронтной лист;
 4 - теплоизоляция 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 7.2 – Горелка Г-1,0, лист 5

7.4 Расчет ГРУ для котельной

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

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

где z – число суток между очередными заправками резервуара газом;

G – суточный расход газа, кг/сут;

$V_{рез}$ – объем резервуара, м³;

$\rho_{ж}$ – плотность жидкой фазы газа, кг/м³.

Суточный расход газа, кг/сут, рассчитывается по формуле

$$G = Q_p \cdot \rho \cdot n, \quad (7.5)$$

где Q_p – расчетный расход газа, м³/ч;
 ρ – плотность газа в пересчете с природного на сжиженный, кг/м³;
 n – часы в сутках.

$$G=20 \cdot 1,969=39,38 \text{ кг/ч};$$

$$G_{\text{сут}}=39,38 \cdot 24=945,12 \text{ кг/сут};$$

$$N=\frac{10 \cdot 945,12}{5 \cdot 590,05}=2 \text{ шт.}$$

По производительности котельной выбираем тип испарителя – электрический, производительностью 40 кг/ч.

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.

$$N=\frac{39,38}{40}=1 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке 1 электрический испаритель.

8 Технология возведения инженерных систем

Трассировка газопроводов по всем территориям населенных пунктов, внутри каждого квартала или дворов должна обеспечивать наименьшую из возможных протяженность газопроводов и ответвлений от них к жилым зданиям, а также обеспечивать 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 пряжу, 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 началом монтажных работ по внутреннему газооборудованию должны выполняться работы по устройству междуэтажных перекрытий, стен и перегородок, на которые будут устанавливаться газовое оборудование и приборы, монтироваться газопроводы и арматура; высверливаются отверстия для прокладки газопроводов в фундаментах, перекрытиях, стенах и перегородках, а также каналов и борозд для газопроводов; чистых полов или фундаментов под газовое оборудование и приборы.

Перед запуском должны быть выполнены следующие работы: штукатурка стен в помещениях кухонь и ванн, в местах где предусмотрена установка газового оборудования; облицовка стен, возле которых устанавливаются газовые приборы и монтируются газопроводы; покраска полов в местах установки газовых приборов. В помещениях кухонь должны быть форточки. После проведения всех подготовительных работ составляется акт о приемке объекта под монтаж.

8.1.2 Монтажные работы

Прокладку газопроводов внутри зданий следует предусматривать открытой. Сварные и разъемные соединения нельзя заделывать в стены или перекрытия. Вертикальные газопроводы в местах пересечения строительных конструкций следует прокладывать в футлярах (рисунок 8.1). Пространство между газопроводом и футляром необходимо заделывать просмоленной паклей. Конец футляра должен выступать под полом не менее чем на 3 см. Участки, проложенные в футлярах или гильзах не должны иметь стыков, расстояние от сварного шва до футляра 100 м.

Участки цеховых газопроводов прокладывают в подпольных каналах, которые не должны иметь разъемных соединений. При разметке опор нужно учитывать необходимость крепления труб в местах арматуры, поворотов. Краны на вертикальных и горизонтальных газопроводах следует размещать так, чтобы пробка была параллельна стене. Стояки газопровода устанавливают вертикально с допустимым отклонением 2 мм на 1 м высоты. Для установки арматуры и оборудования необходимо применение сгонов. Расстояние от стенки до трубы в свету должно быть не менее радиуса трубы.

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

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

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

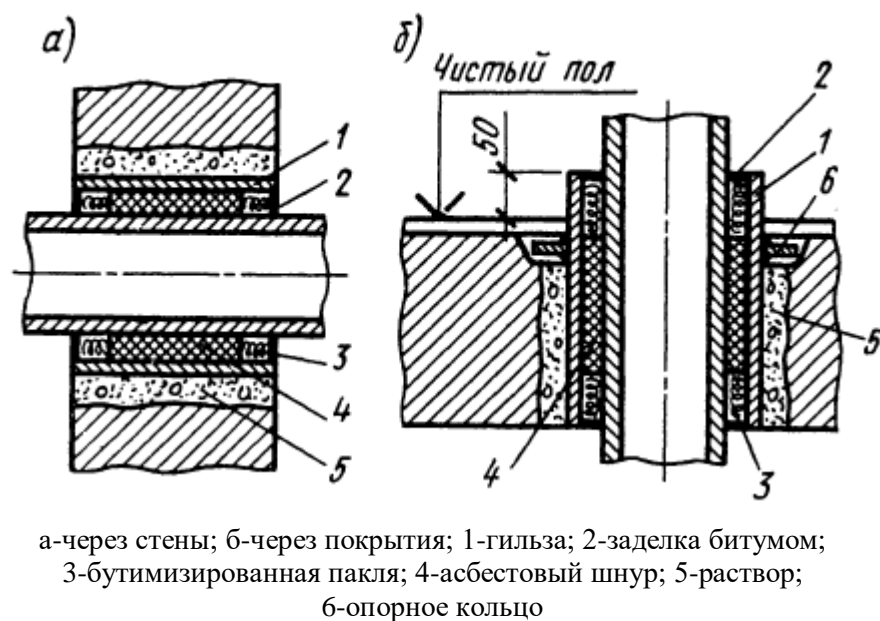


Рисунок 8.1- Футляры (гильзы) для прокладки газопроводов

8.1.3 Испытание внутреннего газопровода

Смонтированные газопроводы испытывают на прочность и плотность представители монтажной организации. Причем на плотность в присутствии представителя-заказчика и эксплуатационной организации. При пневматическом испытании давлением 0,01 МПа применяют жидкостные V-образные манометры.

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

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

Приемка системы в эксплуатацию оформляется актом.

8.2 Монтаж подземного газопровода

Монтажные работы по прокладке наружных газовых сетей должны вестись согласно проекту производства работ с учетом требований СП 124.13330.2012 "Тепловые сети".

8.2.1 Подготовительные работы

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

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

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

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

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

- 1) нивелирование постоянных реперов должно производиться с точностью, предусмотренной главой СНиП по геодезическим работам в строительстве;
- 2) вдоль трассы установлены временные реперы, связанные нивелировочными ходами с постоянным;
- 3) разбивочные оси и углы поворота трассы должны быть закреплены на местности.

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

Трубы, запорную арматуру поставляют на автомобиле ЗИЛ 130-76 с ЦЗМ или заводов согласно 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 заводо-изготовителей и, как правило, инструкции по его монтажу и эксплуатации.

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

8.2.2 Земляные работы

Земляные работы по рытью траншей и котлованов должны производиться после разбивки трассы газопроводов. Должны быть определены границы разработки траншей или котлованов с установкой указателей о наличии на данном участке трассы подземных коммуникаций.

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

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

Рытье траншей производится экскаватором ЕК-12-10 с обратной лопатой. После рытья траншей следует ручная зачистка стенок и дна траншей, затем грунт отсыпают в отвал с одной стороны. Лишний грунт вывозится самосвалом МАЗ-503. Через каждые 100-150 метров устанавливают пешеходные мостики. Монтаж газопровода в траншею изображен на рисунке 8.2.

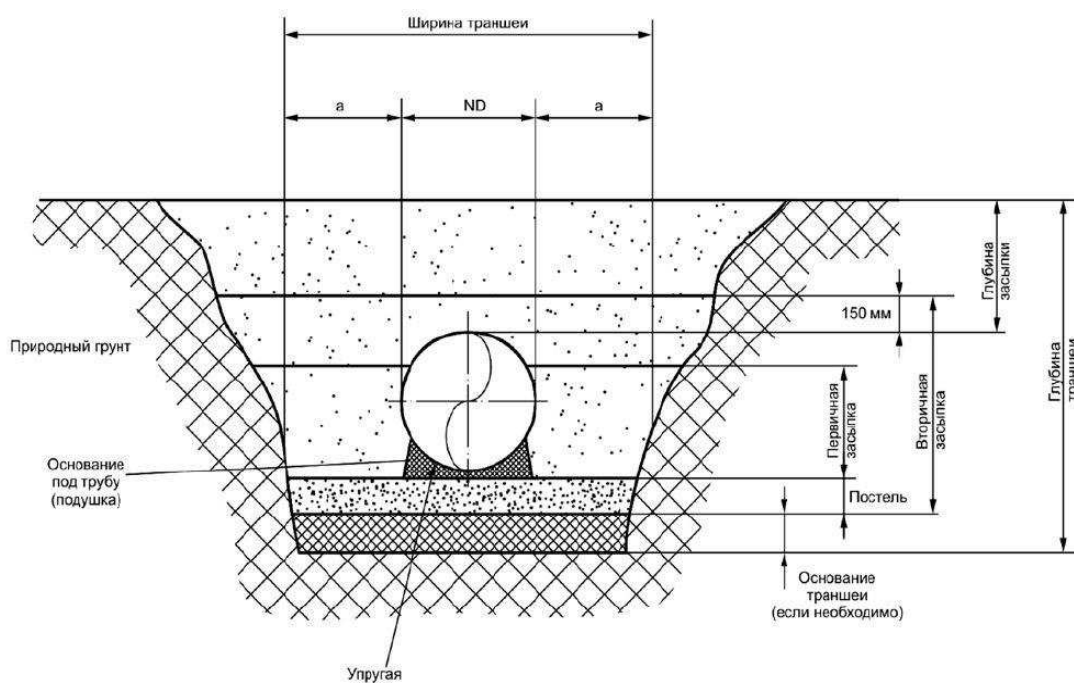


Рисунок 8.2-Монтаж газопровода в траншею

8.2.3 Сборка и сварка труб в звенья

Перед сборкой под сваркой стальных труб необходимо:

- 1) очистить их внутреннюю полость от возможных засорений (грунта, льда, снега, воды, строительного мусора, отдельных предметов и др.);
- 2) проверить геометрические размеры разделки кромок, 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 плеть по оси.

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

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

8.4 Предварительное испытание газопровода

Предварительное испытание трубопроводов, доступных осмотру в рабочем состоянии или подлежащих в процессе строительства немедленной засыпке (производство работ в зимнее время, в стесненных условиях) при соответствующем обосновании в проектах, допускается не производить.

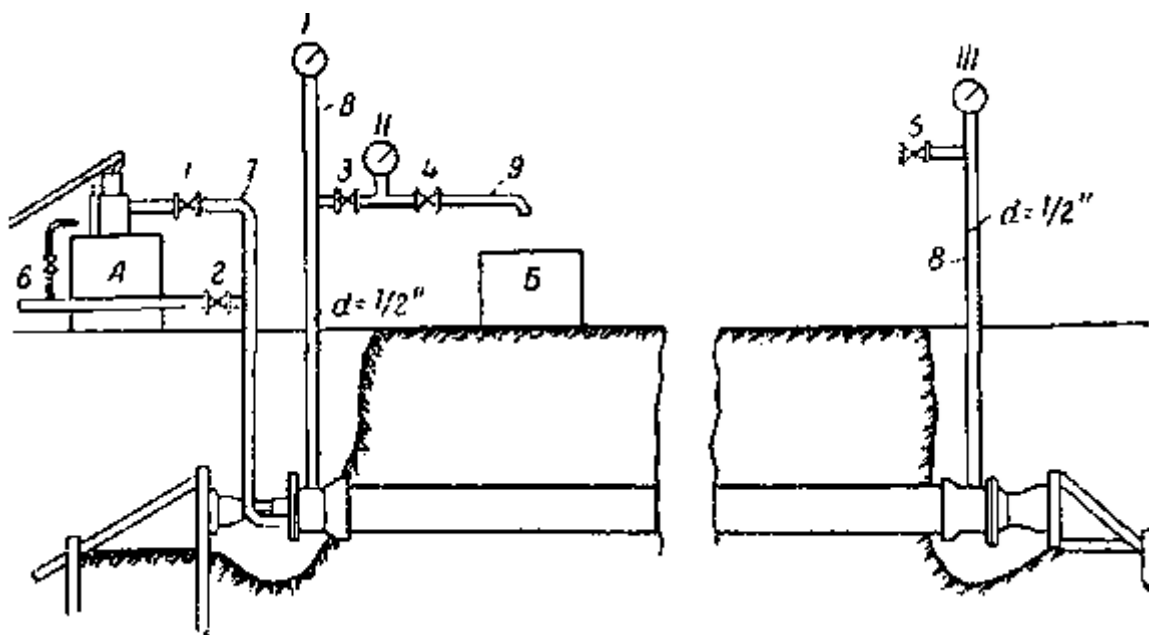
Согласно СП 62.13330.2011 перед испытанием на прочность и герметичность законченного строительством наружных газопроводов следует производить продувку с целью очистки их внутренней полости. Способ продувки должен определяться проектом производства работ.

Затем производят испытание газопровода на прочность давлением 3 кгс/см² в течение 1 часа, затем давление снижают до 1 кгс/см² и выдерживают в течение суток - испытание на плотность. Под этим давлением осматривают сварные стыки и арматуру, устраняют утечки. После испытания приступают к изоляции стыков.

Испытания на прочность и герметичность газопроводов должна проводить строительско-монтажная организация в присутствии представителя газового хозяйства. Допускается проведение испытаний на прочность без участия представителя газового хозяйства по согласованию с ним.

Результаты испытаний следует оформлять записью в строительном паспорте.

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 8.3.



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

Рисунок 8.3 – Схема оборудования испытательного участка трубопровода для гидравлического испытания

8.5 Монтаж резервуаров

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

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

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

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

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

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

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

Испытание резервуаров на плотность воздухом допускается после гидравлического испытания их.

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

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

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

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

8.6 Изоляция трубопровода

Изоляция предназначена для защиты газопровода от почвенной коррозии. Перед изоляцией стыки очищают до металлического блеска. Для изоляции применить битумно-резиновую весьма усиленную изоляцию при толщине слоя 9 мм. Битумное изоляционное покрытие наносят на трубу механическим способом и вручную. Сначала наносят грунтовку и покрывают трубы ровным слоем, а затем слой битумной мастики. Для повышения надежности покрытия слои битумной мастики армируют оберткой рулонными материалами. Для предохранения покрытия (при внешней высокой температуре окружающего воздуха) от стекания битума в момент его нанесения в полевых условиях, а 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 Д-492А с последующим уплотнением грунта катками марки ДУ-8В. Восстанавливают растительный слой.

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

8.8 Окончательное испытание газопровода

Испытания на прочность и плотность газопровода (рисунок 8.4) должны производиться строительно-монтажной организацией в присутствии представителей заказчика и предприятия газового хозяйства, о чем делаются соответствующие записи в строительных паспортах объектов.

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

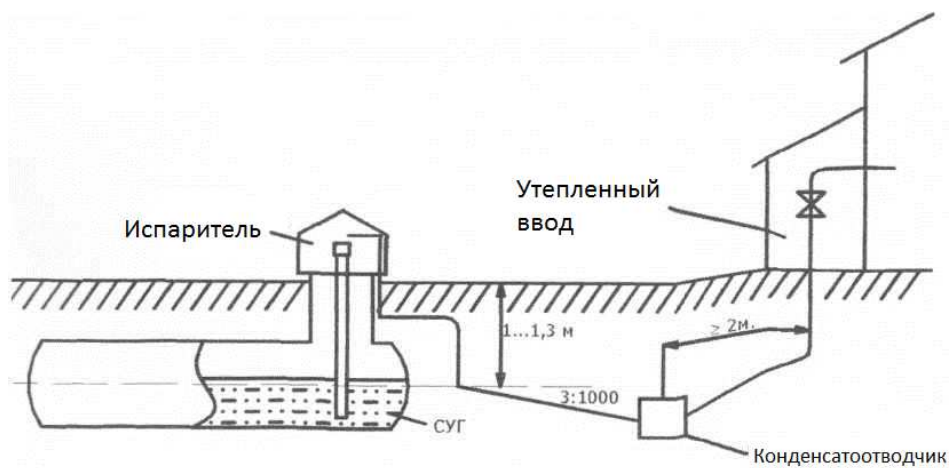


Рисунок 8.4 – Испытание газопровода

8.9 Определение объема земляных работ

Глубина траншеи, м, определяется по формуле

$$H=h+d_{cp}+c, \quad (8.1)$$

где h – глубина заложения газопровода, м, $h=1,2$ м;
 d_{cp} – средний диаметр газопровода, м;
 c – толщина подушки под газопровод, $c = 0,15$ м.

Средний диаметр газопровода, м, рассчитываем по формуле

$$d_{cp} = \frac{\sum d_i \cdot l_i}{\sum l_i}, \quad (8.2)$$

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

$$d_{cp} = \frac{33 \cdot 40 + 38 \cdot 20 + 48 \cdot 60 + 57 \cdot 40 + 60 \cdot 140}{40 + 20 + 60 + 40 + 140} = 52 \text{ мм},$$

$$H=1,2+0,052+0,15=1,4 \text{ м.}$$

Объем, разработанный бульдозером, м^3 , найдем по формуле

$$V_{бул} = L_{г/п} \cdot 0,3 \cdot 2, \quad (8.3)$$

где $L_{г/п}$ – длина газопровода, м.

$$V_{бул} = 300 \cdot 0,3 \cdot 2 = 62 \text{ м}^3,$$

Объем механизированной разработки грунта в траншее, м^3 , определяется по формуле

$$V_{мех} = L_{г/п} \cdot \frac{a+B}{2} \cdot (H - C_{недоб}), \quad (8.4)$$

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

a – ширина траншеи сверху, м.;

B – ширина траншеи снизу, м.;

H – глубина траншеи, м.;

$C_{недоб}$ – допустимый недобор грунта, при разработке грунта экскаватором «обратная лопата» $C_{недоб}=0,15$ м.

$$V_{мех} = 300 \cdot \frac{0,6+0,6}{2} \cdot (1,4-0,15) = 225 \text{ , м}^3.$$

Объем грунта по ручной доработке (подчистки) траншеи, м³, найдем по формуле

$$V_{дор} = L_{г/н} \cdot a \cdot C_{недоб}, \quad (8.5)$$

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

a – ширина траншеи сверху, м.;

$C_{недоб}$ – допустимый недобор грунта, при разработке грунта экскаватором «обратная лопата» $C_{недоб}=0,15$ м.

$$V_{дор} = 300 \cdot 0,6 \cdot 0,15 = 27 \text{ м}^3.$$

Объем грунта на устройство основания (вручную), м³, определяется по формуле

$$V_{осн} = L_{г/н} \cdot a \cdot 0,1, \quad (8.6)$$

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

a – ширина траншеи сверху, м.

$$V_{осн} = 300 \cdot 0,6 \cdot 0,1 = 18 \text{ м}^3.$$

Объем траншеи, м³, определяется по формуле

$$V_{тр} = L_{г/н} \cdot a \cdot H, \quad (8.7)$$

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

a – ширина траншеи сверху, м.;

H – глубина траншеи, м.

$$V_{тр} = 300 \cdot 0,6 \cdot 1,4 = 252 \text{ м}^3.$$

Объем труб, м³, определяется по формуле

$$V_{труб} = \frac{\pi \cdot d_{ср}^2}{4} \cdot L_{г/н}, \quad (8.8)$$

где $d_{ср}$ – средний диаметр, мм.;

$L_{г/н}$ – длина газопровода, м.

$$V_{труб} = \frac{3,14 \cdot 0,052^2}{4} \cdot 300 = 0,6 \text{ м}^3.$$

Общий объем засыпки, м³, рассчитывается по формуле

$$V = (V_{тр} - V_{труб}) \cdot (1 - K_2), \quad (8.9)$$

где K_2 – коэффициент, равный 5%;

$V_{труб}$ - объем труб, м³;

$V_{тр}$ - Объем траншеи, м³.

$$V = (252 - 0,6) \cdot (1 - 0,05) = 238,8 \text{ м}^3.$$

8.10 Выбор комплекта машин и механизмов

Для разработки траншеи принят экскаватор – ЕК-12-10.

Технические характеристики:

- двигатель – Д-243;
- мощность - 81 кВт;
- емкость ковша – 0,65 м³;
- ширина ковша – 0,5 м;
- ход – гусеничный;
- масса – 12,5 т;
- скорость передвижения – 20 км/ч;
- наибольшая глубина копания – 5,08 м;
- наибольшая высота выгрузки – 6,5 м.

Разработка траншеи экскаватором изображена на рисунке 9.4.

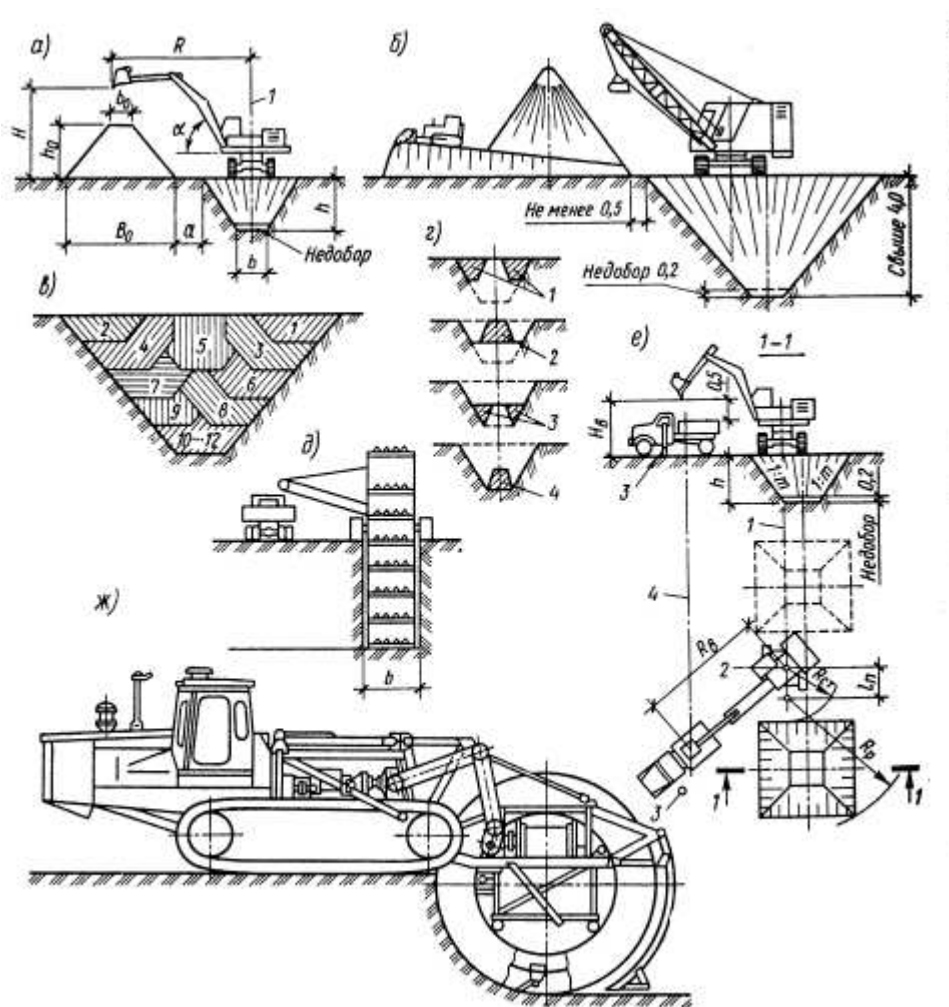


Рисунок 8.5 – Разработка траншей экскаватором

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

Техническая характеристика бульдозера:

- ширина отвала – 3,94 м;
- высота отвала – 1,1 м;
- угол резания - 50-60°;
- наибольшее заглубление – 1 м;
- подъем отвала – 1,1 м;
- масса – 14 т.

Техническая характеристика автокрана марки КС-1562А:

Расчетный вылет стрелы при монтаже резервуаров ориентировочно равен 10 м.

Грузоподъемность:

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

Длина основной стрелы – 6 м.

Вылет крюка основной стрелы:

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

Высота подъема:

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

Скорость передвижения:

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

Мощность двигателя – 77 кВт.

Масса крана в рабочем состоянии – 7,1 т.

Автокран марки КС-1562А представлен на рисунке 8.3.

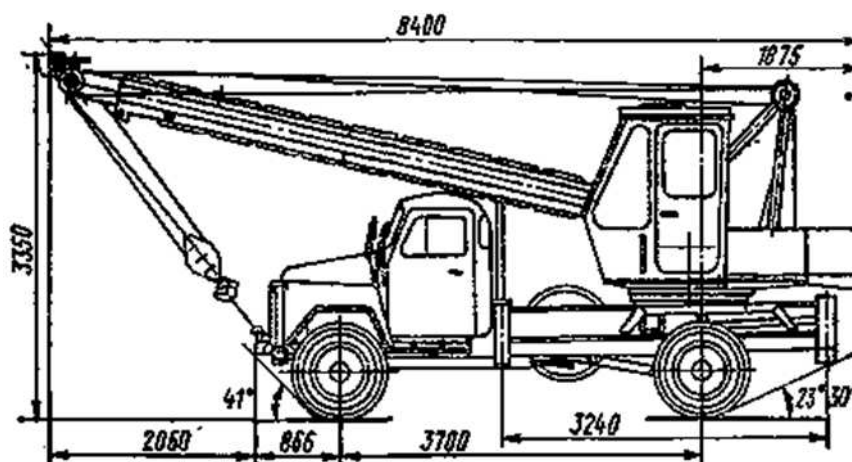


Рисунок 8.6 – Автокран марки КС-1562А

Лишний грунт вывозят на самосвалах.

Техническая характеристика самосвала МАЗ-503:

- грузоподъемность – 7 т;
- габариты – 5920х2500х2700 мм;
- вес в снаряженном состоянии – 6,75 т;
- емкость кузова – 4,0 м³;
- скорость – 80 км/ч.

Самосвал МАЗ-503 представлен на рисунке 8.5.

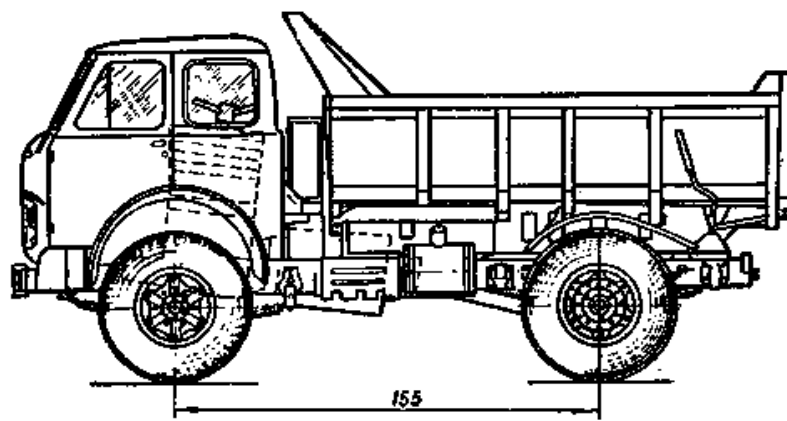


Рисунок 8.7 – Самосвал МАЗ-503

Технические характеристики бортового автомобиля:

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

Бортовой автомобиль ЗИЛ 130-76 представлен на рисунке 8.4.

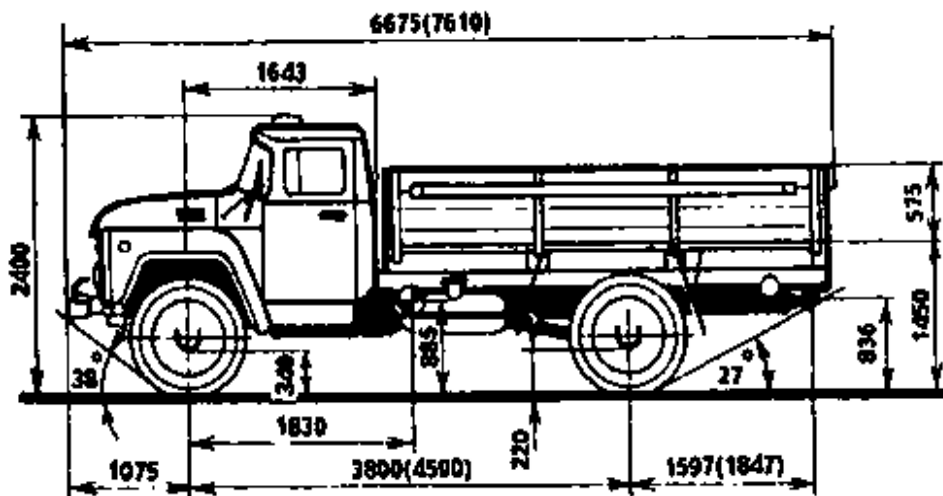


Рисунок 8.8 – Бортовой автомобиль ЗИЛ 130-76

Технические характеристики катка марки ДУ-8В:

- ширина уплотняемой полосы – 1,29 м;
- количество колес – 2 шт.

Диаметр колес:

- ведущего – 1,6 м;
- ведомого – 1,3 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалифицированной работе на тему «Газоснабжение жилого района и ООО «СФЕРА» рассчитана годовая потребность в газе жилого района с населением 67 793 человек с помощью удельных норм потребления газа.

Годовое потребление газа с учетом запаса составило 10 893 640 м³.

Для выполнения бакалаврской работы были выполнены следующие задачи:

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

Разработана графическая часть для решенных задач в пояснительной записке.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГНС – газонаполнительная станция.

ПЗК – предохранительно-запорный клапан.

ГРУ – газорегуляторная установка.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 СНиП 2.04.08-87. Газоснабжение. – М.: Стройиздат, 1988. – 64 с.
- 2 Рябцев Н. И., Кряжев Б. Г. Сжиженные углеводородные газы. – Москва: Недра, 1977 – 28с.
- 3 Стаскевич Н. Л., Вигдорчик Д. Я. Справочник по сжиженным углеводородным газам. – Ленинград: Недра, 1986 – 534 с.
- 4 Кулаков Н. Г., Бережнов И. А. Справочник по газоснабжению. – Киев: Будивельник, 1968. – 320 с.
- 5 Ионин А. А. Газоснабжение: Учебник для вузов. – 3-е изд., перерб. и доп. – Москва: Стройиздат, 1981. – 415с., ил.
- 6 Преображенский Н. И. Сжиженные углеводородные газы. – Ленинград: Недра, 1977.
- 7 Стаскевич Н. Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа. – Ленинград: Недра, 1990. – 762 с.
- 8 СП 62.13330.2011* Газораспределительные системы. Акт. ред. СНиП 42-01-2002). Введ. 01.01.2013.
- 9 Рябцев Н. И. Газовое оборудование, приборы и арматура. – Москва: Недра, 1985.
- 10 Черемушкин П. А., Шальнов А. П. Технология и организация строительства. – Москва: Высшая школа, 1970.
- 11 Журавлев Б. А. Справочник мастера-сантехника. – Москва: Стройиздат, 1982.
- 12 Порецкий Л.Я., Рыбаков Р.Р., Столпнер Е.Б., Тасс О.А., Шур И.А. Справочник эксплуатационника газифицированных котельных. – Ленинград: Недра, 1988. – 604 с.
- 13 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.

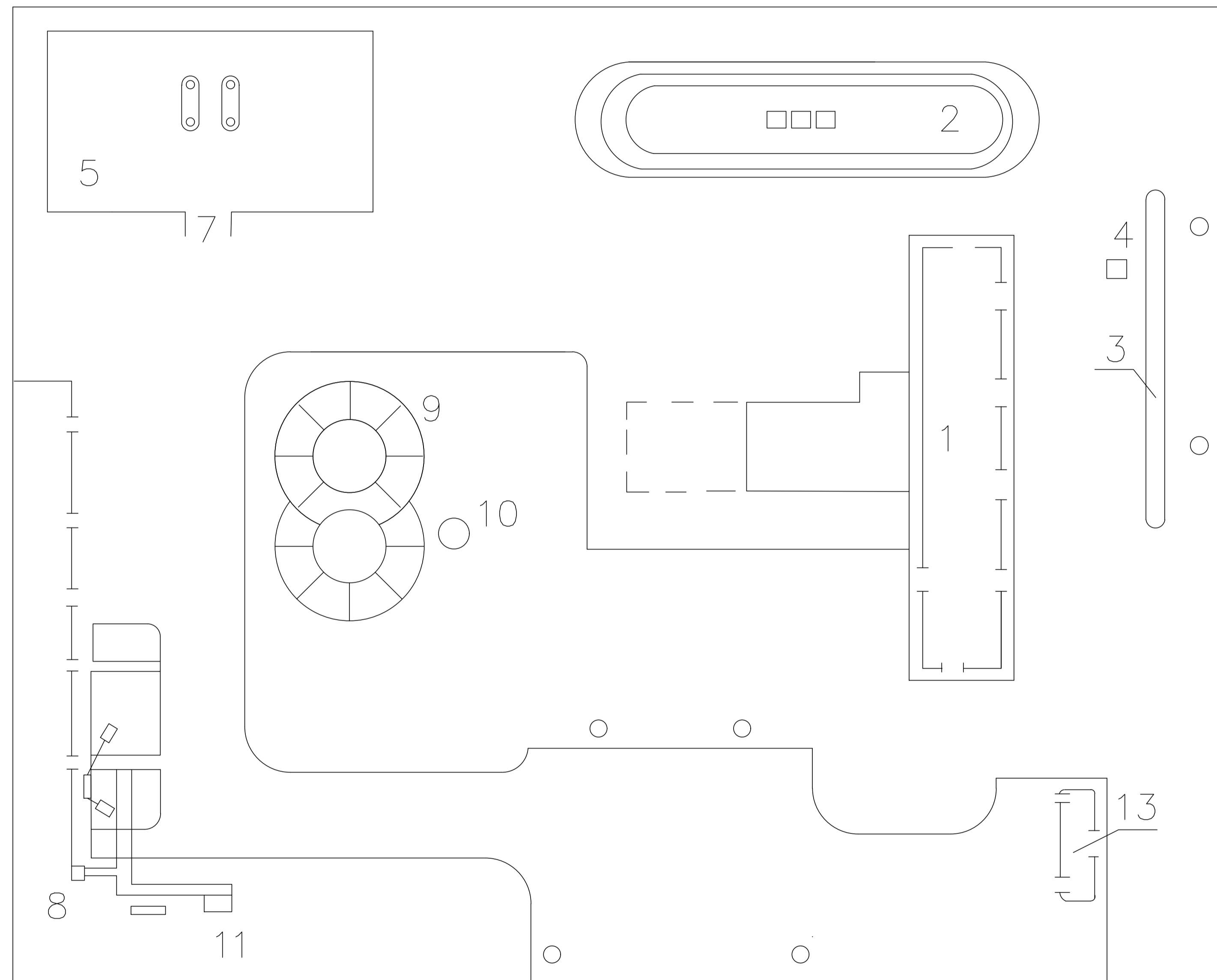
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

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.

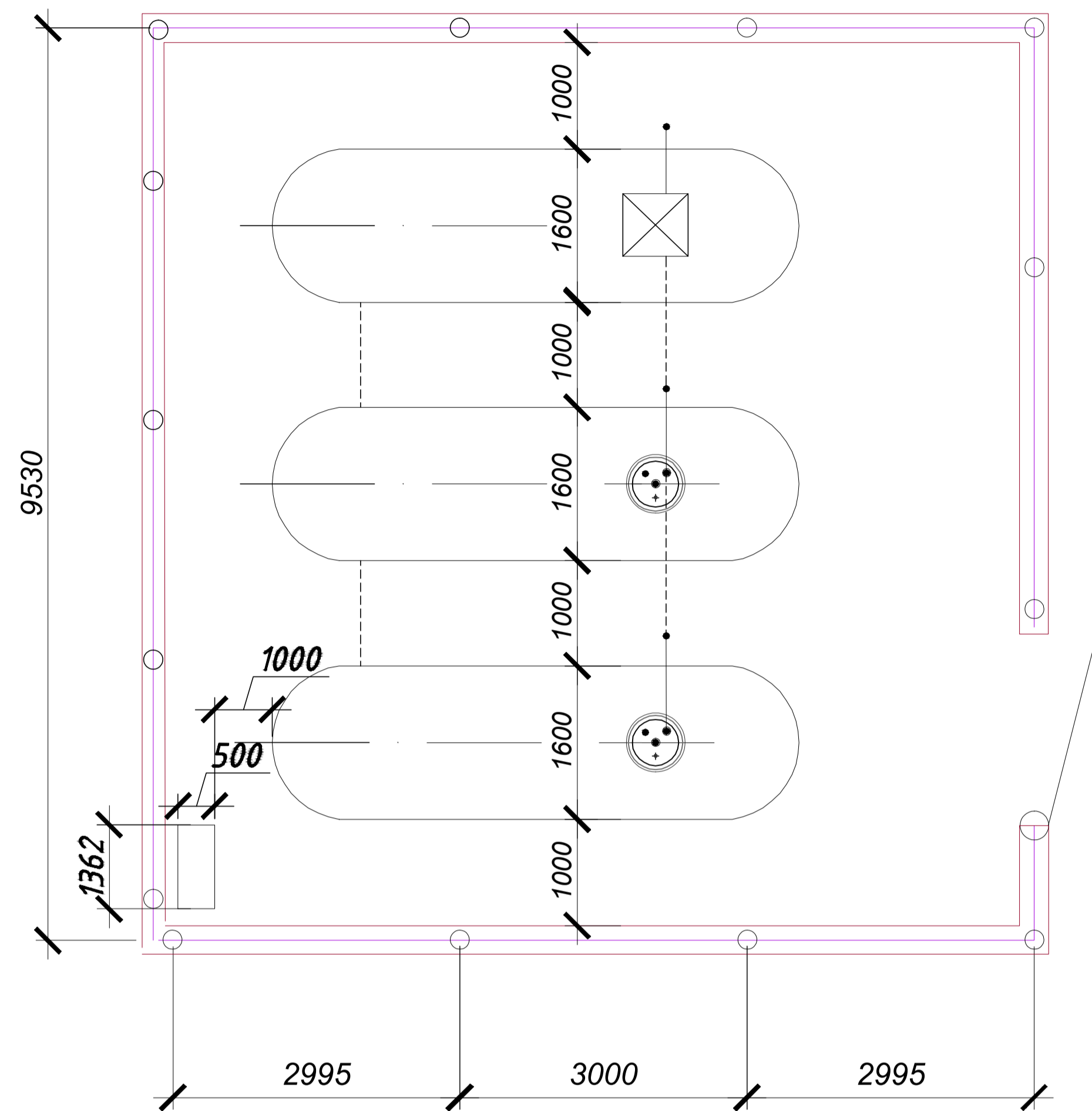
Схема генерального плана газонаполнительной станции



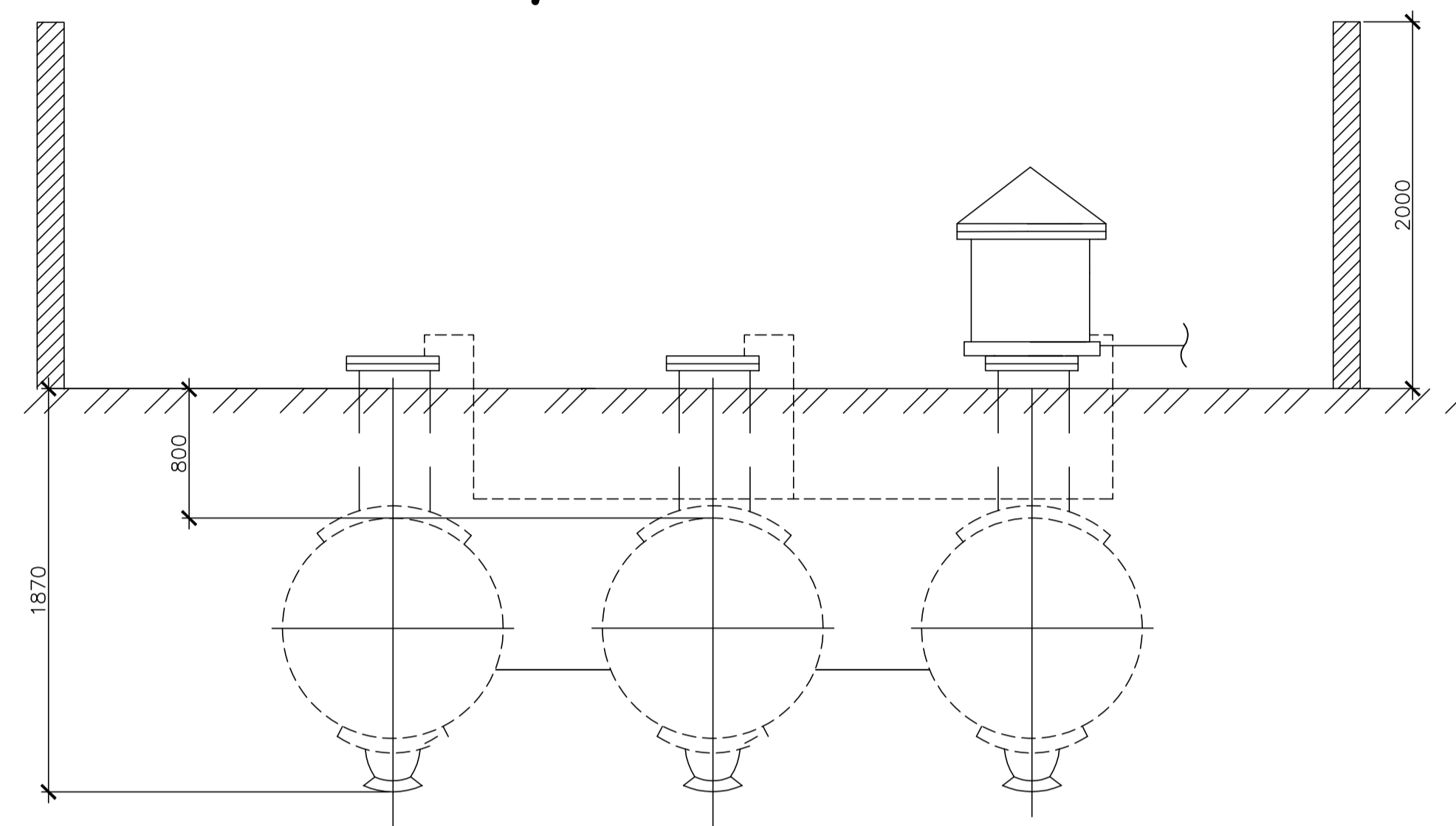
- 1-наполнительный цех
- 2-резервуар для хранения сжиженного газа 3 шт.
- 3-эстакада для слива сжиженного газа из железнодорожных цистерн
- 4-сливные резервуары 1 шт.
- 5-автоколонки 2 шт.
- 6-блок вспомогательных помещений
- 7-автовесы
- 8-трансформаторная подстанция
- 9-резервуар для воды
- 10-водонапорная башня
- 11-генераторная
- 12-закрытая стоянка автомобилей
- 13-материальный склад

				ВКР-08.03.01.05				
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Газификация жилого района и ООО «Сфера»	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.	Лазарев А.В.							
Проект.	Аеласевич А.И.					Лист 1	Листов 5	
И. контр.	Аеласевич А.И.				Схема генерального плана газонаполнительной станции	ИСЗиС		
Зав. каф.	Игитищенко А.И.							

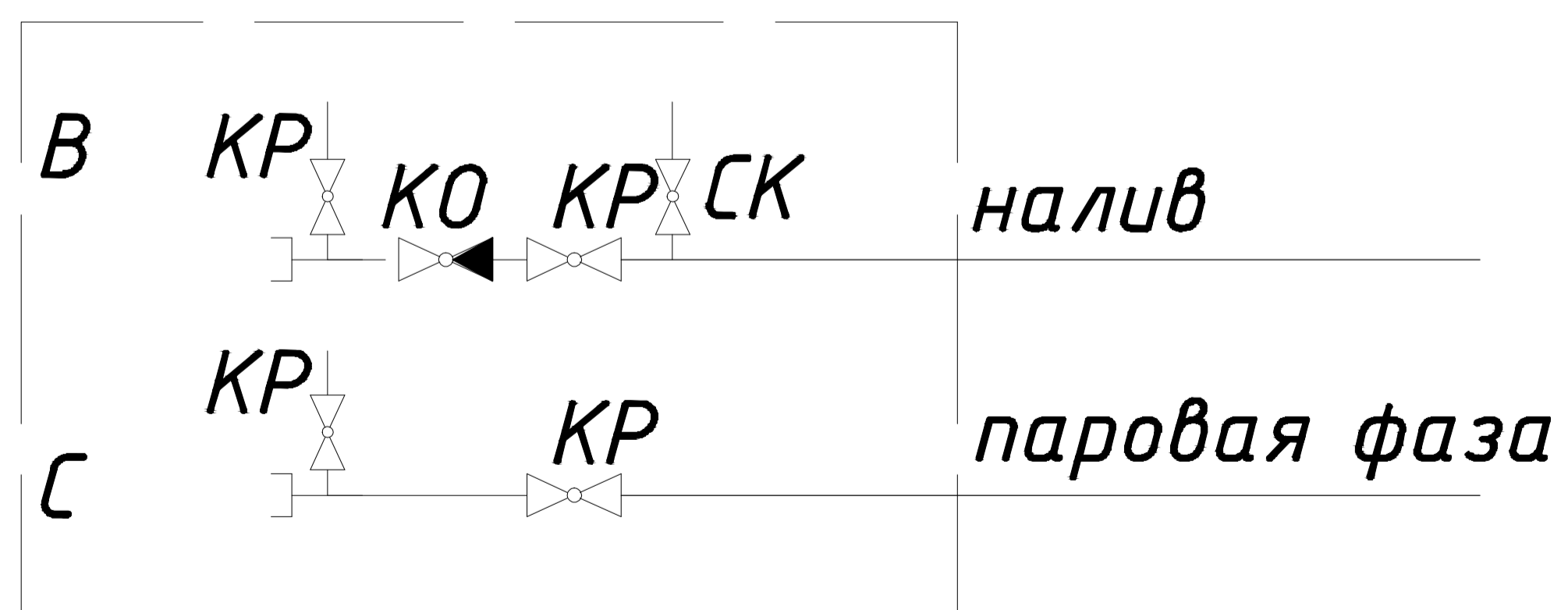
План на отм. +0,000



Разрез А-А



Блок приема СУГ

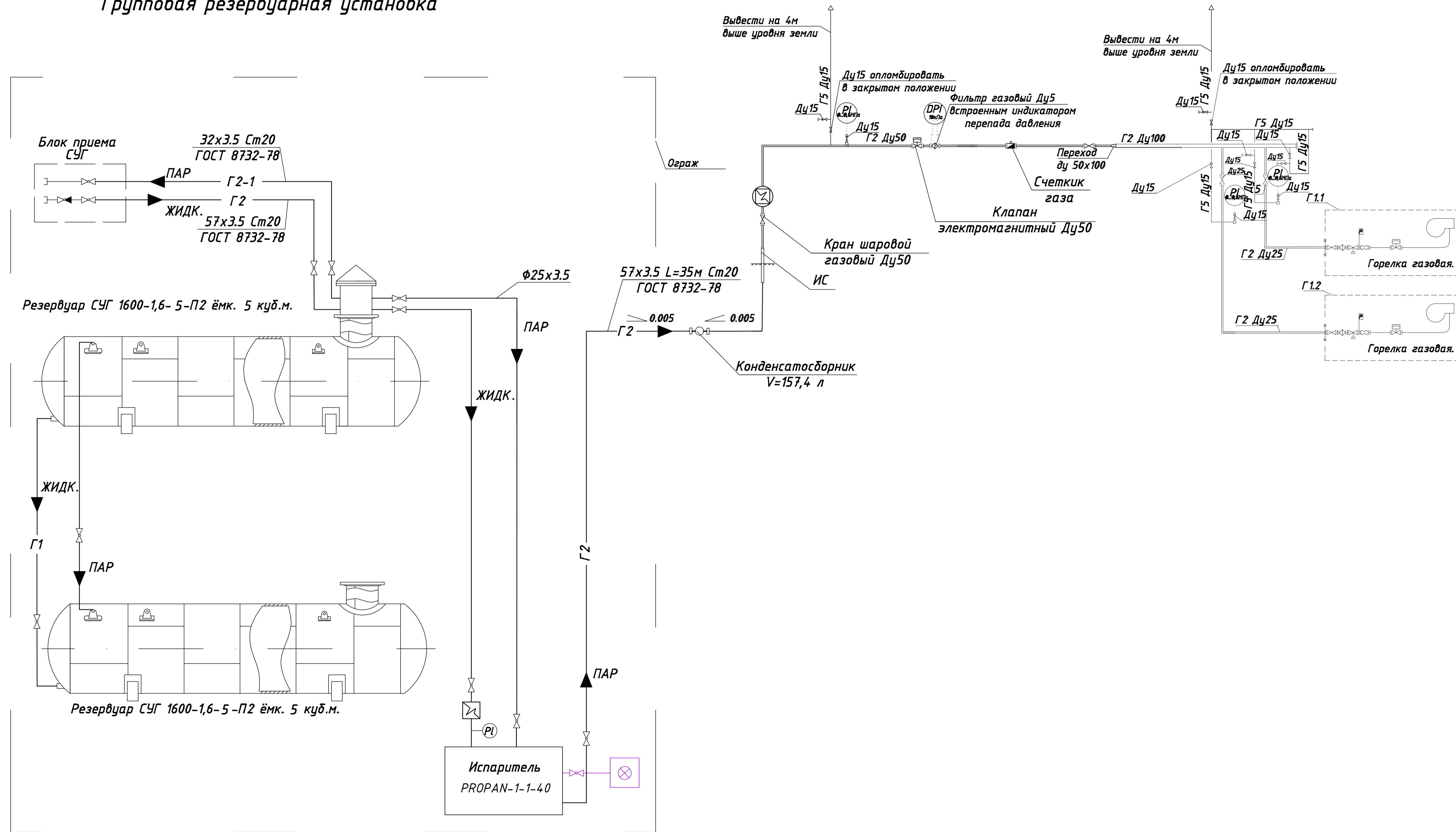


СК-клапан сбросной
 КР-кран шаровый
 КО-обратный клапан

				ВКР-08.03.01.05				
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Газификация жилого района и ООО «Сфера»	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.	Лазарев А.В.					Лист 2		Листов 5
Проект.	Аеласевич А.И.							
И. контр.	Аеласевич А.И.				План на отм. +0,000; Разрез А-А; Блок приема СУГ	ИСЗиС		
Зав.каф.	Митюшенко А.И.							

Схема газоснабжения промышленного предприятия

Групповая резервуарная установка

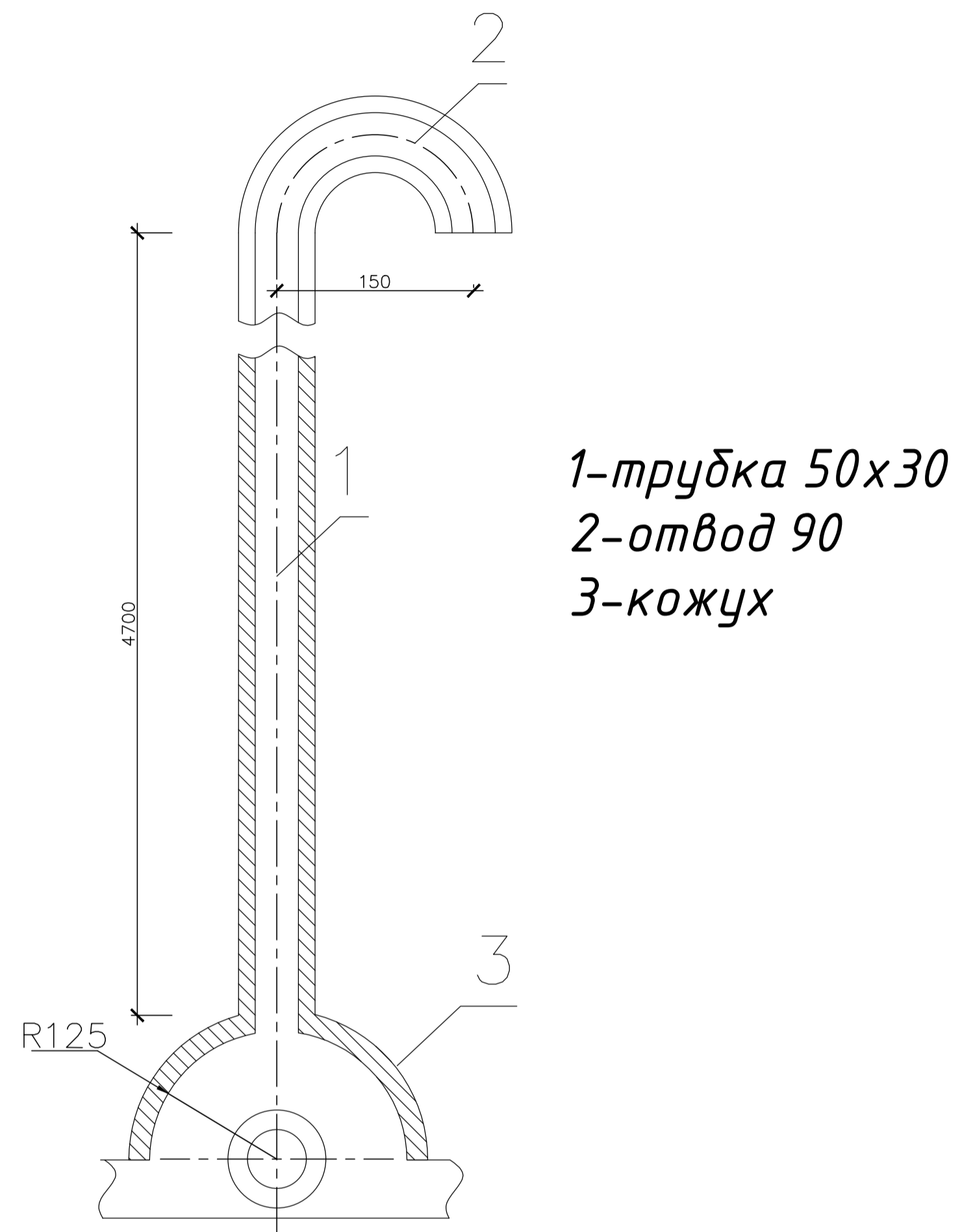


				ВКР-08.03.01.05			
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Лит	Масса	Масштаб
			Разраб. Лазарев А.В.				
			Пров. Аеласевич А.И.				
					Лист 3	Листов 5	
					ИСЗиС		

Газификация жилого района и ООО «Сфера»

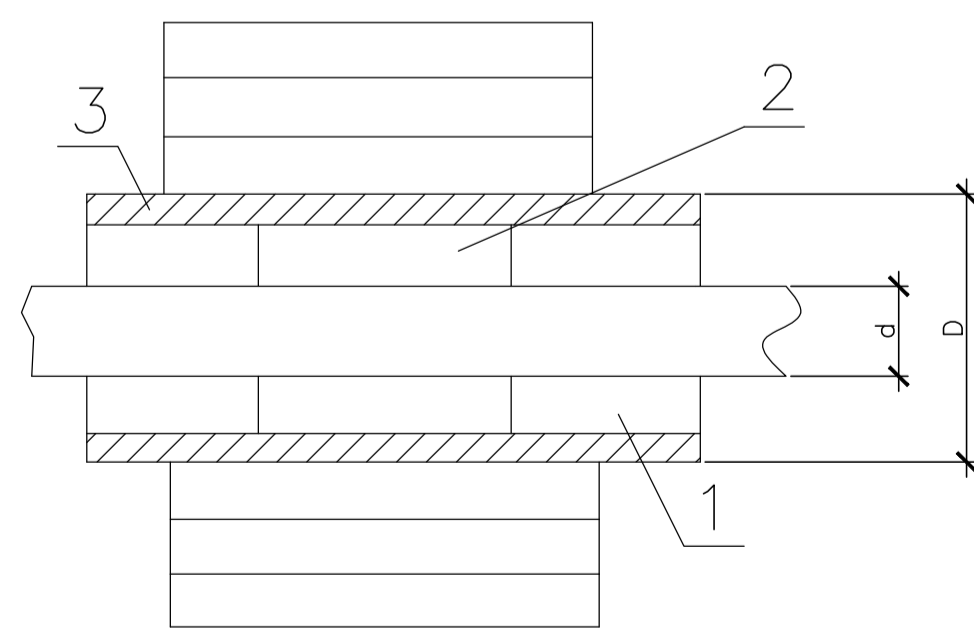
Схема газоснабжения промышленного предприятия

Трубка контрольная



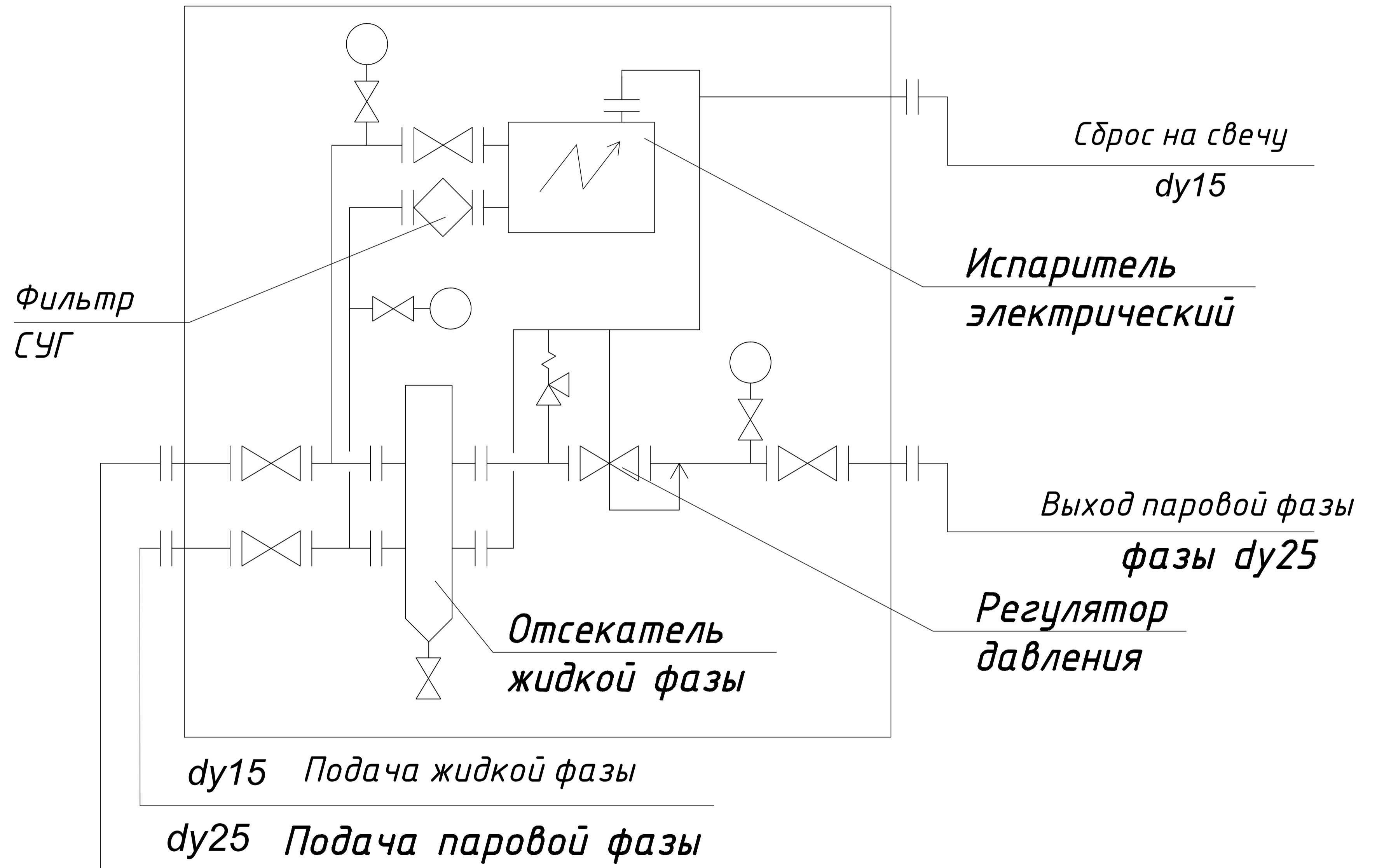
- 1-трубка 50x30
- 2-отвод 90
- 3-кожух

Футляр



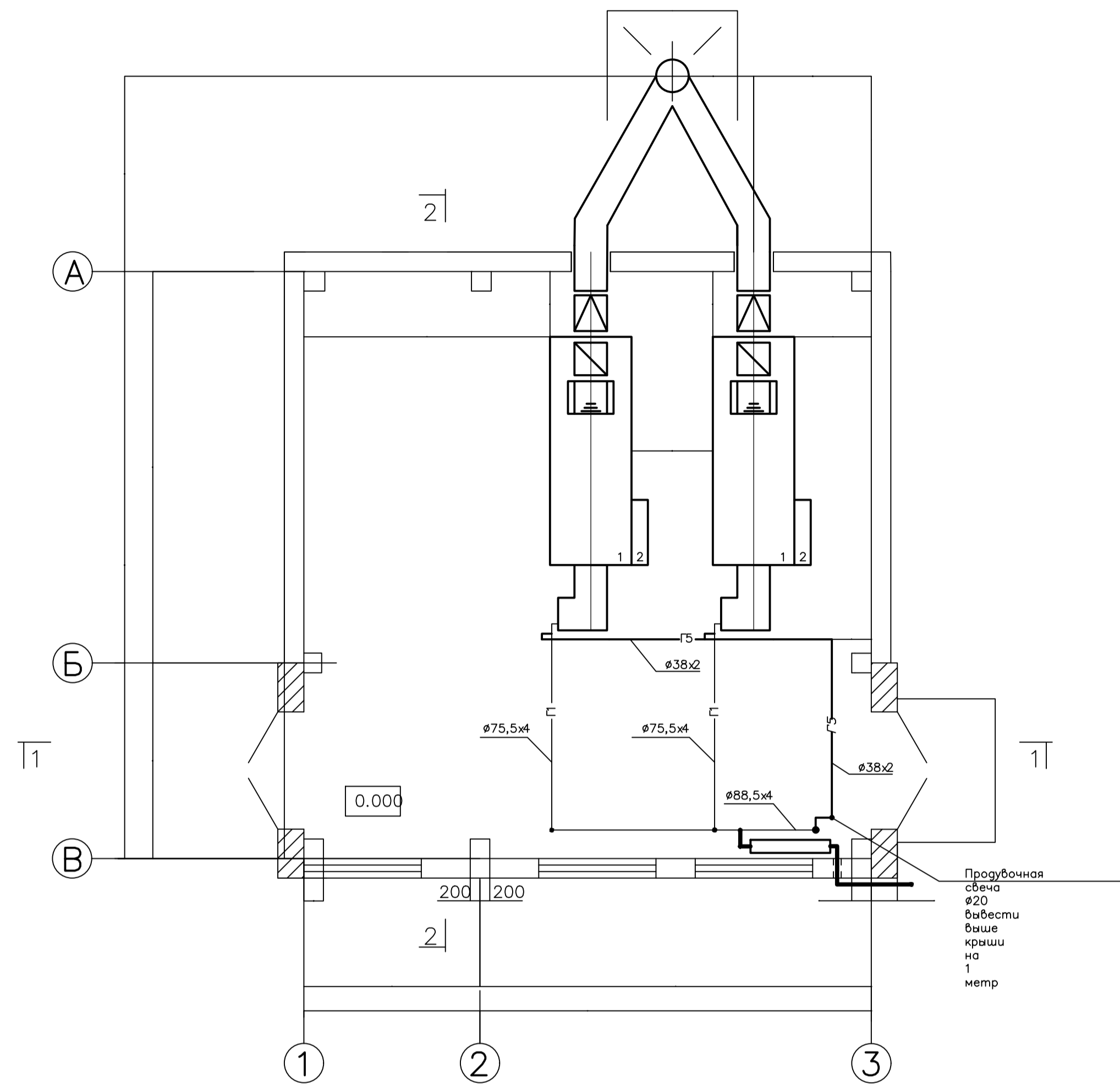
- 1-битум
- 2-промасленная бумага
- 3-футляр

Принципиальная схема испарителя

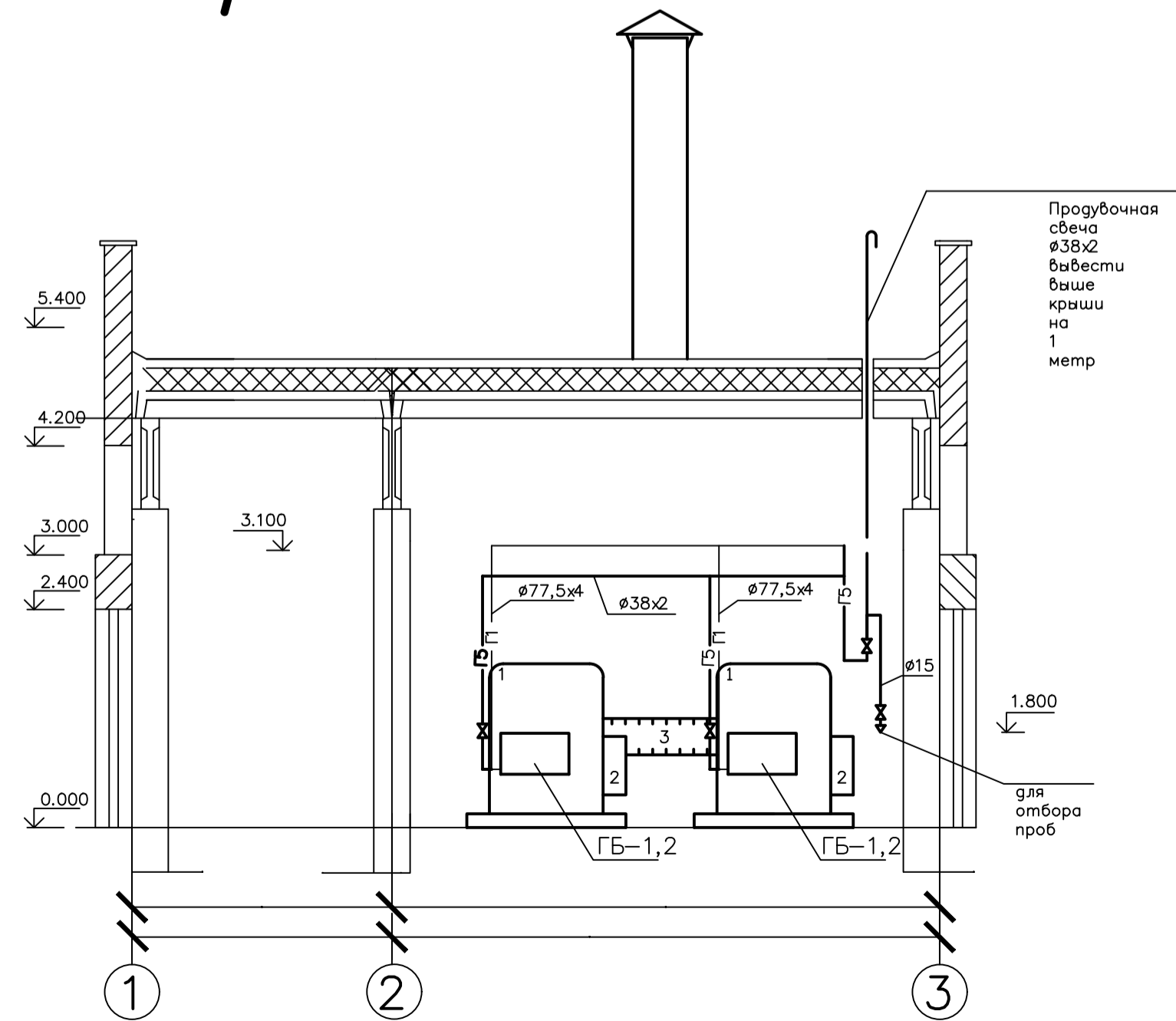


				ВКР-08.03.01.05				
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Газификация жилого района и ООО «Сфера»	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.	Лазарев А.В.					Лист 4		Листов 5
Проект.	Аеласевич А.И.							
Н. контр.	Аеласевич А.И.				Контрольная трубка; Принципиальная схема испарителя; Футляр	ИСЗиС		
Зав. каф.	Меткошенко А.И.							

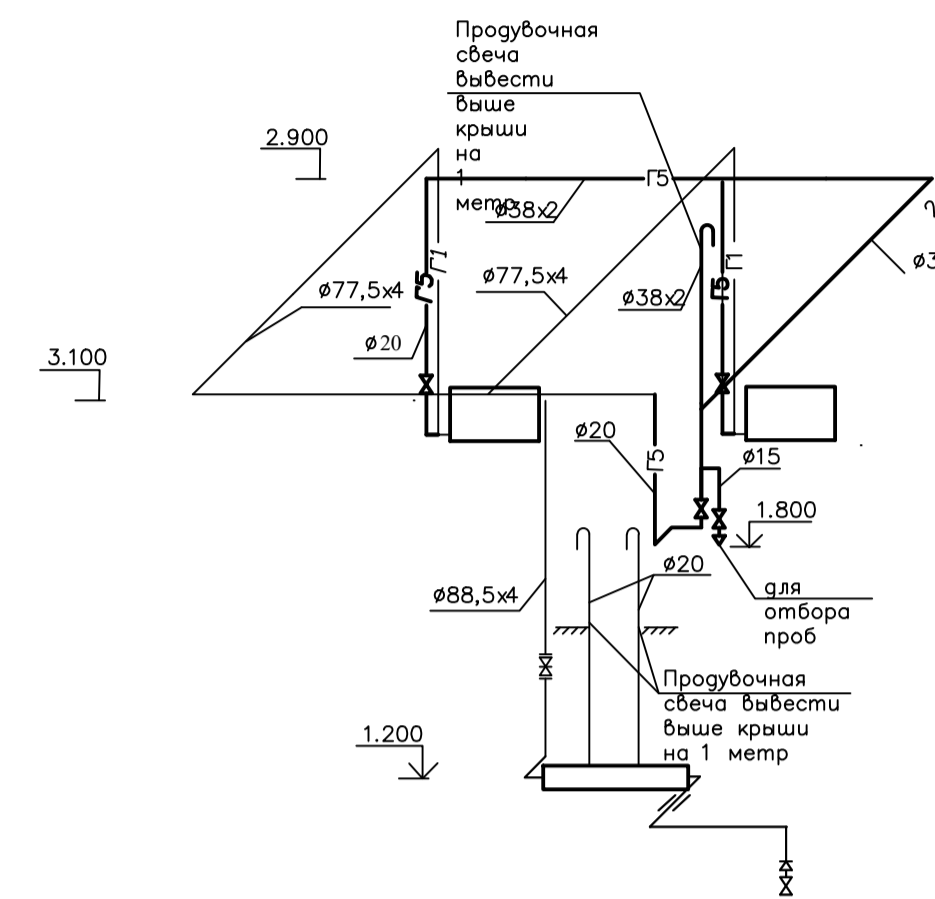
План котельной на отметке 0.000



Разрез 1-1

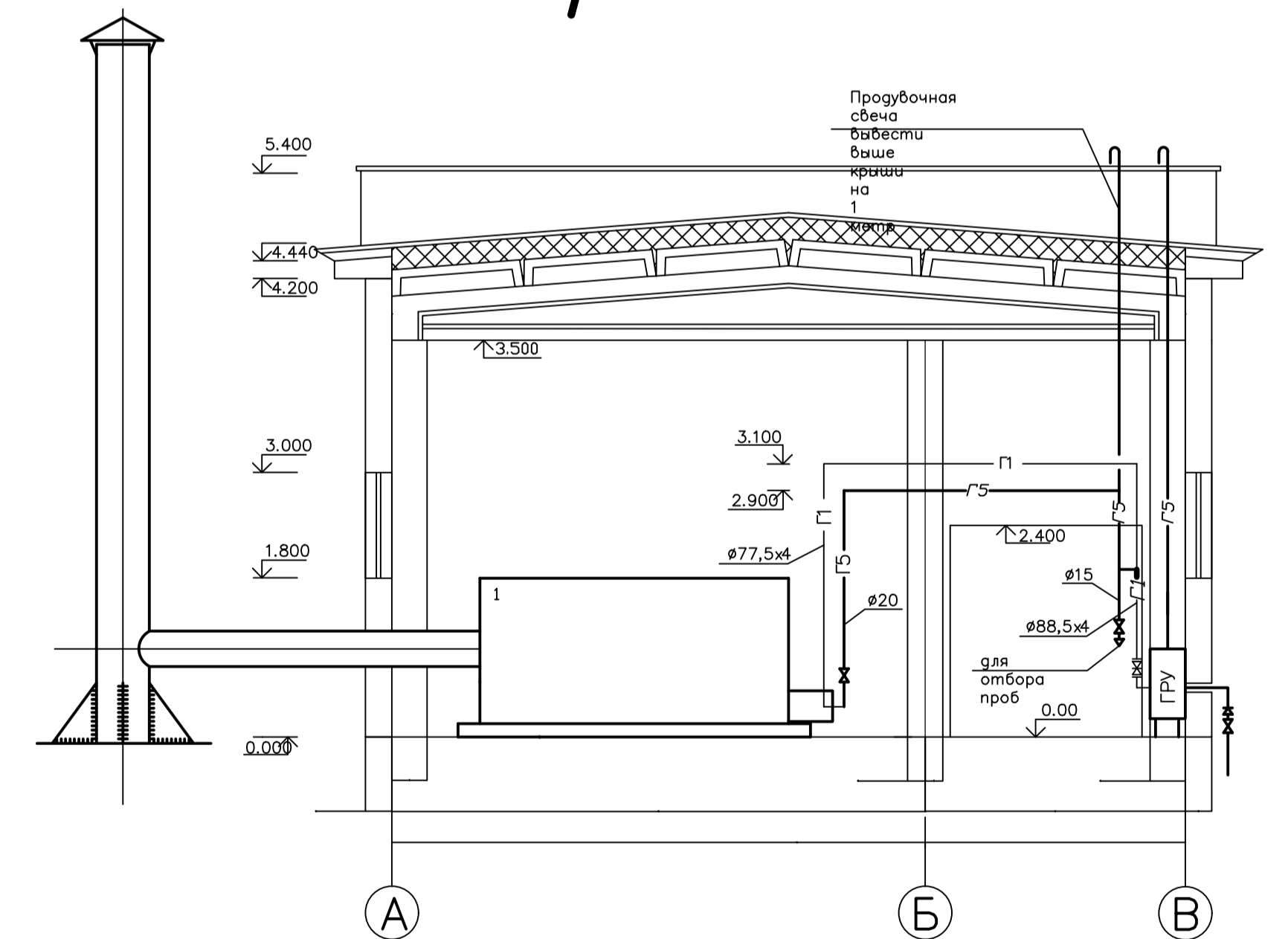


АксонOMETрическая схема внутрикотельного газопровода



- Условные обозначения**
- 1 — котёл
 - 2 — сетевой насос
 - 3 — газопровод
- 0.000 — отметка котельной газопровода
- Г2 — газопровод
- Г5 — продувочный газопровод
- Г7 — газопровод давления
- 1.200 — отметка высоты

Разрез 2-2



				ВКР-08.03.01.05			
Изм./Лист	№ док.	Подпись	Дата	Газификация жилого района и ООО «Сфера»	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.	Лазарев А.В.						
Пров.	Аеласевич А.И.				Лист 5	Листов 5	
Н. контр.	Аеласевич А.И.			План котельной; Аксонометрическая схема внутрикотельного газопровода; Разрез 1-1; Разрез 2-2	ИСЗиС		
Зав. каф.	Иттищенко А.И.						

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

Инженерно-строительный институт

Инженерных систем зданий и сооружений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.И. Матюшенко

подпись инициалы, фамилия

«18» «06» 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»

08.03.01.05 «Теплогазоснабжение и вентиляция»

Газоснабжение жилого района и ООО «Сфера»
тема

Руководитель


подпись, дата

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

А. И. Авласевич
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

А.В. Лазарев
инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата

А. И. Авласевич
инициалы, фамилия

Красноярск 2021