

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

Инженерно-строительный институт  
институт  
Инженерных систем зданий и сооружений  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
А. И. Матюшенко  
Подпись инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01.05 Теплогазоснабжение и Вентиляция

код – наименование направления

## Снабжение жилого района п. Алексеевка и котельной

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

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

А. И. Авласевич  
инициалы, фамилия \_\_\_\_\_

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

Консультанты по разделам:

## Технология возведения инженерных систем (ТВИС)

## Нормоконтролер

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

А. И. Авласевич  
инициалы, фамилия

## Е. М. Гурьев

---

ПОДПИСЬ ДАТА

А. И. Авласевич  
инициалы, фамилия

---

А. И. Авласевич  
инициалы, фамилия

Красноярск 2020

## СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ .....	4
ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Расчет численности населения. ....	7
2 Расчет годового потребления газа.....	8
3 Расчет ГНС.....	11
3.1 Расчет эстакады и резервуаров. ....	12
3.2 Расчет отделения наполнения баллонов. ....	13
3.3 Расчет предохранительно-запорных клапанов. ....	15
3.4 Расчет насосно-компрессорного отделения. ....	17
3.5 Расчет количества автотранспорта.....	20
4 Расчет групповых резервуарных установок сжиженного углеводородного газа. ....	24
4.1 Расчет резервуарной установки с естественным испарением.....	25
4.2 Расчет резервуарной установки с искусственным испарением. ....	28
5 Расчет внутридомового газопровода.....	30
6 Расчет внутриквартального газопровода.....	35
7 Расчет внутреннего газового оборудования котельной. ....	39
7.1 Расчет внутрикотельного газопровода.....	39
7.2 Общее описание котла КСВа-1,0.....	42
7.3 Горелка ГБ-1,2. ....	44
7.4 Расчет Групповой резервуарной установки котельной. ....	45
7.5 Описание малогабаритного с промежуточным теплоносителем испарителя. ....	46
8 Технология возведения инженерных систем. ....	47
8.1 Монтаж систем внутреннего газоснабжения. ....	47
8.1.1 Подготовительные работы. ....	47
8.1.2 Монтажные работы. ....	48
8.1.3 Испытание внутреннего газопровода. ....	48
8.2 Монтаж подземного газопровода. ....	49
8.2.1 Подготовительные работы. ....	49
8.2.2 Земляные работы. ....	49
8.2.3 Сборка и сварка труб в звенья. ....	50
8.3 Монтаж трубопроводов. ....	50

8.4 Предварительное испытание газопровода.....	50
8.5 Монтаж резервуаров. ....	51
8.6 Изоляция трубопровода.....	52
8.7 Благоустройство трассы. ....	53
8.8 Окончательное испытание газопровода. ....	53
8.9 Определение объема земляных работ. ....	53
8.10 Выбор комплекта машин и механизмов. ....	59
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>62</b>
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....</b>	<b>63</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>64</b>

## **РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа по теме «Снабжение жилого района п. Алексеевка и котельной» выполнена на 64 страницы, 5 листов графического материала, 8 таблиц, 11 использованных источников.

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

Объектом разработки является п. Алексеевка с населением 79428 жителей.

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

В ходе выполненной работы была рассчитана годовая потребность в газе жилого микрорайона помошью удельных норм потребления газа. Произведен расчет газонаполнительной станции, резервуарного парка ГНС. Определено количество автотранспорта необходимого для поставки газа населению и снабжения коммунально-бытовых объектов. Произведен гидравлический расчет систем газоснабжения, а также произведен расчет групповых резервуарных установок с искусственным и естественным испарением. Рассчитаны: внутридомовой, внутrikвартальный и внутrikотельный газопровод, подобраны необходимые диаметры труб для прокладки. А так же котел и горелки в котельной. Произведен гидравлический расчет котельной.

Спроектированы: аксонометрические схема внутридомового газопровода, схема внутrikвартального газопровода, а также газонаполнительная станция. Показана функциональная схема и групповая резервуарная установка.

## ВВЕДЕНИЕ

Основой столь обширного формирования газовой промышленности составляют существенные запасы природного газа. Сжиженные углеводородные газы состоят из предельных углеводородов, содержащих три/четыре атома углерода: пропан и бутан. С малым содержанием прочих углеводородов.

Газ – является сырьём высоко востребованным в производствах разных отраслей. Для газоснабжения населённых пунктов, а так же предприятий обширно применяются природные газы. Помимо природного газа весомо используют сжиженные углеводородные газы. Газы применяются в качестве топлива в коммунально-бытовых сферах, хозяйстве, промышленности, и как сырье в химической промышленности. Широко применяются газы для обжига и закалки глиносодержащей и другой продукции. В металлургической промышленности - для отопления термических и плавильных печей, прокатных и кузнецких станов.

При нормальном атмосферном давлении сжиженные газы испаряются и в этом виде используются потребителями, если повысить давление или же снизить температуру происходит конденсация в жидкое состояние и в таком виде производят транспортировку.

Использование сжиженных углеводородных газов в промышленном секторе экологически и экономически выгодно.

Сжиженные углеводородные газы транспортируются в железнодорожных, а так же автомобильных цистернах. Хранятся газы в состоянии насыщения в резервуарах, которые могут быть различного объема: в нижней части сосудов находится жидкая фаза, а в верхней находятся сухие насыщенные пары.

Основные свойства пропан-бутановой смеси:

- СУГ является низкокипящей жидкостью, которая остаётся жидкой под давлением собственных насыщенных паров;
- сжиженные углеводородные газы имеют высокий коэффициент теплового расширения, низкую плотность и вязкость по сравнению со светлыми нефтепродуктами;
- транспортирование, хранение и измерение сжиженных углеводородных газов возможно только с использованием закрытых систем, рассчитанных, чаще всего, на рабочее давление 1,6 Мпа;
- перекачивающие, измерительные мероприятия возможно только с применением специального оборудования, материалов и технологий;
- если при естественном испарении смесей бутана и пропана - пары имеют переменный состав, при искусственном испарении состав однороден;
- у сжиженных газов небольшие значения нижней границы предела взрываемости (1.5-9.5%). Газы тяжелее воздуха и находятся в нижней части помещения (ёмкости), там возможно образование газообразной взрывоопасной смеси при небольших объёмах утечек. При затекании в виде

тумана или облака в подвалы, устройства канализации, заглубленные помещения сжиженные газы могут там оставаться очень долго.

Газонаполнительная станция (ГНС) – это комплекс осуществляющий хранение газа, приёма/отпуск газа/наполнения ёмкостей предназначенных для транспортировки газа.

Чаще ГНС находятся вне населённых пунктов.

Районы Сибири и Дальнего Востока преимущественно газифицированы сжиженным газом. Разработаны ГНС, множество групповых установок и накопительных складов для баллонов. Газ используется как для хозяйственных нужд, так и на производствах.

## 1 Расчет численности населения.

Согласно [1], для определения газопотребления требуется знать численность населения района, которую определяем по формуле

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

где  $m$  -плотность населения =500 чел/га;

$F$  -площадь квартала в га.

Расчет численности населения сводим в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 -Расчет численности населения

№ квартала	Площадь квартала, га	Плотность населения, чел/га	Количество проживающих, чел
1	7		3 500
2	7,75		3 875
3	7,52		3 760
4	7,52		3 760
5	8,05		4 025
6	5,45		2 725
7	6,31		3 155
8	12,25		6 125
9	8,05		4 025
10	8,05		4 025
11	8		4 000
12	2,08		1 040
13	2,08		1 040
14	7,52		3 760
15	7,52		3 760
16	5,5		2 750
17	3,75		1 875
18	6,63		3 315
19	1,95		975
20	13,3		6 650
21	7,7		3 850
22	4,375		2 188
23	5,25		2 625
24	5,25		2 625
			Итого: 79 428

## 2 Расчет годового потребления газа.

Годовое газопотребление вычисляется исходя из нормативов на окончание расчетного периода, исходя из перспективы развития потребителей газа населённого пункта. Длительность же расчетного периода утверждают исходя из плана перспективного развития населенного пункта.

Виды потребления газа населённым пунктом сгруппируются так:

- 1) бытовое (потребление газа квартирами);
- 2) коммунальными/общественными предприятиями;
- 3) отопление;
- 4) промышленными предприятиями.

Затраты на отопление и промышленное потребление в балансе потребления газа, составляемом для сжиженного газа, чаще всего не учитываются.

Расчёт кол-ва жителей, чел., использующих газ для приготовления пищи:

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

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

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

Количество жителей, человек, использующих газ на горячее водоснабжение, определим по формуле

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

где  $y$  – доля квартир, пользующихся горячим водоснабжением от газовых водонагревателей = 0,8;

$N$  – то же, что и в (2.1).

Низшую массовую теплоту сгорания в кДж/кг, определим по формуле

$$Q_H^P = K_{PP} \cdot Q_{H(PP)}^P + K_{БУТ} \cdot Q_{H(БУТ)}^P. \quad (2.3)$$

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

$Q_{P(PP)}^H$  и  $Q_{P(БУТ)}^H$  – низшая теплота сгорания, кДж/кг, для жидкой фазы

$$Q_{P(PP)}^H = 46300 \text{ кДж/кг}, \quad Q_{P(БУТ)}^H = 47330 \text{ кДж/кг}.$$

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

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

$$Q_H^P = K_{PP} \cdot Q_{H(PP)}^P + K_{БУТ} \cdot Q_{H(БУТ)}^P. \quad (2.4)$$

где  $K_{PP}$  и  $K_{БУТ}$  – как и (2.3);

$Q_{P(PP)}^H$  и  $Q_{P(БУТ)}^H$  (кДж/м<sup>3</sup>) - низшая теплота сгорания газовой фазы

$$Q_{P(PP)}^H = 91140 \text{ кДж/м}^3, \quad Q_{P(БУТ)}^H = 118530 \text{ кДж/м}^3.$$

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

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

$$\rho_g = K_{PP} \cdot \rho_{PP}^g + K_{БУТ} \cdot \rho_{БУТ}^g. \quad (2.5)$$

где  $K_{PP}$  и  $K_{БУТ}$  – как и (2.3);

$\rho_{PP}^g$  и  $\rho_{БУТ}^g$  – плотность газ фазы пропана, а так же бутана в кг/м<sup>3</sup>.

$$\rho_{PP}^g = 1,872 \text{ кг/м}^3 \text{ и } \rho_{БУТ}^g = 2,519 \text{ кг/м}^3.$$

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

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

$$\rho_{ж} = K_{PP} \cdot \rho_{PP}^{ж} + K_{БУТ} \cdot \rho_{БУТ}^{ж}. \quad (2.6)$$

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

$\rho_{PP}^{ж}$  и  $\rho_{БУТ}^{ж}$  – плотность газ фазы пропана, а так же бутана в кг/м<sup>3</sup>.

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

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

По нормативам расходов согласно [1] рассчитываем годовое газопотребление всеми газопотребителями, учитывая резерв мощности ГНС в 20%.

Расчеты газопотребления жилого района записываем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расчет потребления газа жилым районом

Назначение расходуемого газа	Кол-во потребителей	Норма расхода на чел.			Расход газа	
		кДж	м <sup>3</sup>	кг	м <sup>3</sup>	кг
При наличии газовой плиты и газ водонагревателя	67 514	7 300 000	157,0	75,6	10 597 573,2	5 101 024,0
При наличии только газ плиты	3 971	2 540 000	54,6	26,3	216 904,4	104 404,5
Суммарное кол-во газа					10 814 477,6	5 205 428,6
Суммарное кол-во газа с учетом резерва					12 977 373,1	6 246 514,3

### **3 Расчет ГНС.**

Газонаполнительная станция (ГНС) – это комплекс осуществляющий хранение газа, приёма/отпуск газа/наполнения ёмкостей предназначенных для транспортировки газа.

Газ поставляют на ГНС по трубопроводам, железнодорожным и автотранспортом.

Оснащение ГНС:

- 1) Сливная ЖД эстакада
- 2) Резервуары СУГ (с раздельным хранением пропана  $C_3H_8$  и бутана  $C_4H_{10}$ )
- 3) Помещения с оборудованием (сливным/наливным/насосно-компрессорным/накопительным)
- 4) Помещения АХЧ и обеспечения электроснабжения, теплоснабжения и котельными, мастерскими и гаражами, водоснабжения и канализации, а так же связи.

ГНС СУГ осуществляют операции:

- 1) техобслуживание, ремонт оборудования ГНС;
- 2) переосвидетельствование, ремонт (резервуаров ГНС/баллонов);
- 3) подача паровой фазы СУГ, в систему распределения СУГ.
- 4) заправка автомашин (с газобаллонным оборудованием);
- 5) доставка газа потребителям (в газовых ёмкостях);
- 6) замену баллонов;
- 7) хранение резервуарное (подземные/наземные);
- 8) приемку газа;
- 9) слив газа в резервуары;
- 10) слив газа с неисправных сосудов, а так же неиспарившихся остатков;
- 11) розлив газа (передвижные резервуары/автоцистерны/баллоны);
- 12) транспортировку газа (трубопровод внутренний, баллоны);

ГНС проектируются в согласно требованиям [8], Госгазтехнадзора.

### 3.1 Расчет эстакады и резервуаров.

СУГ на ГНС хранятся с использованием цилиндрических резервуаров объемом 25- 200 м<sup>3</sup>, устанавливаемые над землей и под ней, изготавливаемые из стали марки 16ГС с температурой стенки от -40°C до +15°C, а так же рабочим давлением в 1,8 МПа. В резервуарах в верхней части подготовлены технологические отверстия предназначенные для установки муфт и штуцеров, а так же лазовый и световой люк и имеет как минимум 2 предохранительных клапана.

Определяем необходимый объем резервуарного парка, основываясь на газовом объеме потребления, запас рассчитывая на 5 суток, т.к. расстояние между ГНС и поставщиком газа не более 500 км.

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

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

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

$n$  – запас хранения принятый = 5 суток;

$k$  – коэффициент наполнения подземного размещения = 0,9;

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

$$V = \frac{6245514,3 \cdot 5}{365 \cdot 0,9 \cdot 542,6} = 175,2 \text{ м}^3.$$

Количество резервуаров в штуках, при единичном объеме резервуара в 100 м<sup>3</sup>, определим по формуле

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

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

$V_p$  – единичный объем принятого резервуара в м<sup>3</sup>.

$$m = \frac{175,2}{100} = 2 \text{ шт.}$$

Мы принимаем 2 резервуара для нашей установки с единичным объемом 100 м<sup>3</sup>.

Эстакада - металлические или же ж/б конструкции с высотой примерно 5 метров, а длина, складывается из требований по количеству сливных/наливных устройств. Устройства включают в себя два патрубка

жидкой фазы и один патрубок паровой фазы, аппаратуру отключения, а так же резинотканевые шланги для присоединения к вентилям ЖД систем. Под эстакаду подводят трубопроводы жидкой и паровой фаз СУГ, соединённые в свою очередь с трубопроводами станции.

Кол-во сливно-наливных устройств складывается же исходя из суточного обеспечения слива/налива, и из месячного грузооборота и грузоподъемности ёмкостей - который мы определяем по формуле:

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

где  $Q_{\max}$  -максимальный месячный грузооборот в тоннах, табл. 2.1;

$G$  -грузоподъемность одной цистерны =32,1 т.

$$N = \frac{6246,5}{360 \cdot 32,1} = 1 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке 1 сливно-наливное устройство.

### 3.2 Расчет отделения наполнения баллонов.

Отделения наполнения баллонов оборудуют постами, которые бывают ручными, полуавтоматическими, автоматическими – рассчитывается исходя из:

200 - 500 баллонов – ручные/полуавтоматические посты,  
 $< 500$  баллонов в смену – автоматические посты.

Операции наполнительного отделения ГНС:

- 1) слив неиспарившихся остатков,
- 2) наполнение баллонов газом,
- 3) контроль наполнения баллонов,
- 4) контроль герметичности баллонов.

Контроль наполнения выполняется двумя методами: объёмный – измерение объёма жидкости и весовой - взвешивание.

Ручной и полуавтоматический способ: баллоны устанавливаются на рампу, подле которой смонтированы установки взвешивания. Подключив с помощью струбцины, или же наполнительной головки, шланг к баллону – взвешивают баллон и добавляют массу газа – после чего заливают газ. Закончив заправку баллона, проверяют массу баллона и герметичность. Установив заглушку открывают и закрывают вентиль – проверяя герметичность.

Наполняются баллоны емкостью 5, 12, 27, 50 и 80 л.

Количество баллонов, в штуках, заполняемых за сутки, определим по формуле

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

где  $G_{cym}$  – максимальное потребление газа в т/сут;  
 $g$  – вес газа, равный 0,021т.

Максимальное потребление газа в т/сут, определим по формуле

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

где  $Q_{год}$  – годовое потребление газа в т, таблица 2.1;  
 $k$  – реализация газа через ГБУ = 0,1.

$$G_{cym} = \frac{6245,5 \cdot 0,1}{365} = 1,71 \text{ тонн/сутки.}$$

$$n = \frac{1,71}{0,021} = 82 \text{ штуки.}$$

Таким образом, количество баллонов, подлежащих заполнению в течение суток, составит 82 шт.

### **3.3 Расчет предохранительно-запорных клапанов.**

Пружинные запорно-сбросные клапаны типов ППК4, ППК4Р не допускают повышения давления внутри резервуара выше чем допустимое.

ПЗК (предохранительный запорный клапан) – при повышении давления клапан открывается, а после сброса давления до необходимого, клапан автоматически закрывается. Обязательно устанавливаются на резервуарах.

ПЗК срабатывает в случаях:

- 1) переполнении,
- 2) повышении температуры жидкости,
- 3) наполнение газом упругостью паров выше расчётной;
- 4) закачка жидкой фазы компрессором в переполненный резервуар

В большей степени опасным является нагрев ёмкости открытым огнем при пожаре, так как резкое повышение давления может привести к его разрушению. Соответственно, ПЗК надо подбирать с такой пропускной способностью, при которой в случае пожара весь образовавшийся пар мог имеющий избыточное давление.

Пружинные ПЗК имеют преимущества: регулируются точнее и обладают лучшей фиксацией; упрощённое устройство; компактный форм-фактор.

ПЗК должны выполнять требования:

- 1) безотказность;
- 2) достаточная пропускная способность;
- 3) автоматическое закрытие по достижении нормального давления;
- 4) герметичность.

Порог срабатывания клапана при повышении давления в резервуаре 15% от рабочего, в случае необходимости до  $1,25P_p$ .

Площадь проходного сечения клапана в  $\text{мм}^2$ , в соответствии с правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, рассчитывают согласно 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 в  $\text{кг}/\text{ч}$ ;

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

$B$  – коэффициент расширения среды;

$P_1$  – максимальное избыточное давление газа перед клапаном = 2,3 Мпа;  
 $P_2$  – избыточное давление за клапаном = 0 МПа;  
 $\rho_1$  – плотность газа при  $P_1$  и  $t_1$  в  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

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

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

где  $\rho_n$ ,  $T_n$ ,  $P_n$  – плотность, температура, давление газа при нормальных условиях в  $\text{кг}/\text{м}^3$ ,  $\rho_n = 2,29 \text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $T_n = 273 \text{ К}$ ,  $P_n = 10332 \text{ кг}/\text{м}^2$ ;  
 $T_1$ ,  $P_1$  – температура и давление в рабочих условиях,  $T_1 = 333 \text{ К}$ ,  $P_1 = 23000 \text{ кг}/\text{м}^2$ ;  
 $z$  – коэффициент сжимаемости реального газа = 0,9.

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

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

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

где  $k$  – коэффициент теплопередачи от окружающего горячего воздуха через стенку неизолированного резервуара к жидкости равный  $23,2 \text{ Вт}/\text{м}^2\text{ч}^\circ\text{C}$ ;  
 $F$  – наружная поверхность резервуара, для резервуара ПС-100  $F = 148 \text{ м}^2$ ;  
 $t_e$  – температура окружающей среды =  $550^\circ\text{C}$ ;  
 $t_{жc}$  – температура кипения жидкости при абсолютном давлении ее в резервуаре равная  $60^\circ\text{C}$ ;  
 $q$  – скрытая теплота испарения при  $t_{жc}$   $q = 295,48 \text{ кДж}/\text{кг} = 1241 \text{ ккал}/\text{кг} = 1439,5 \text{ Вт}/\text{кг}$ .

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

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

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

где  $D$  – диаметр резервуара, м, для ПЕ-100  $D=3$ м;  
 $Z$  – длина резервуара, м, для ПЕ-100  $Z=14,718$ м.

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

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

Диаметр клапана, мм, вычисляют по формуле

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

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

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

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

### 3.4 Расчет насосно-компрессорного отделения.

Насосно-компрессорное оборудование подбирается от объемов и характера выполняемых операций со сжиженными.

Выбор насосов осуществляется с учётом специфики газа, из-за высокой упругости паров, при малом понижении давления начинает испаряться, а так же газ, сравнивая с другими жидкостями, обладает наименьшей загрязненностью. Учитывая эти особенности, во всасывающем патрубке необходимо всё время поддерживать давление больше упругости паров сжиженных газов при тах температуре жидкости, так же устройство сальниковых уплотнений должны быть повышенной надежности. Чаще всего используются фланцевые соединения с паронитовыми прокладками.

Тип насосов и их число рассчитывают исходя из максимального расхода газа на ЖД цистерны, включая слив/налив в баллоны.

Компрессора выбираются исходя из основных назначений по отбору паров СУГ из заполняемого резервуара и нагнетанию паров СУГ в паровое пространство опустошаемого резервуара (железнодорожной цистерны). Таким образом, достигается передавливание жидкой фазы для подачи к насосу. Определяется число компрессоров подачи опытными и расчетными сведениями.

Определение подачи выбираемого компрессора расчетным путем выполняют с учётом: пары (нагнетаемые) СУГ имеют температуру выше жидкости, подогревая верхние слои жидкости, приводят к её испарению и повышению давления в резервуаре.

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

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

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

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

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

где D – диаметр цистерны, м;

Z – длина цистерны, м.

ΔP – перепад давлений в резервуаре, Па;

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

τ – время слива, ч.

$$F = 2,6 \cdot 10,8 = 28,08 \text{ м}^2.$$

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

$$\omega_{\text{sc}} = \frac{V_e \cdot k}{f_T \cdot 3600 \cdot \tau}, \quad (3.13)$$

где V<sub>e</sub> – объем цистерны, м<sup>3</sup>;

$k$  – коэффициент наполнения цистерны, 0,8;  
 $f_T$  – площадь сечения трубопровода, м<sup>2</sup>;  
 $\tau$  – время слива, ч.

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

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

где  $d_T$  – диаметр трубопровода, м.

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

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

Гидравлическое сопротивление сливного трубопровода, Па, определяется по формуле

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

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического трения;  
 $l_T$  – длина трубы, м;  
 $\rho$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\omega$  – скорость движения жидкости в трубопроводе, м/с, по (3.13);  
 $d_T$  – диаметр трубопровода, м.

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

Исходя из разности уровней а так же скоростного напора, принимаем  $\Delta P = 2 \text{ кгс/см}^2$ .

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

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

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

Определим подачу компрессора в первые 5 мин.

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

Следовательно, подачу компрессора примем не более 97,5кг/ч но не менее 19,85 кг/ч.

В установку принимаем два компрессора: АВ-22: подача 239,7кг/ч, с давлением всасывания 0,4Мпа, с двигателем 7,8кВт, и 1440 об/мин, а так же АВ-22: подача 159кг/ч, с давлением всасывания 0,4МПа, с двигателем 5,5кВт, 960 об/мин. Резервный компрессор с подачей 239,7кг/ч.

### **3.5 Расчет количества автотранспорта.**

Доставка сжиженных газов от заводов-поставщиков к потребителям, местам хранения и раздачи осуществляется в сосудах находящихся под давлением. Это сложная организационно-хозяйственная и технологическая операция, включающая транспортировку сжиженных газов на дальние и ближние (конечным потребителям) расстояния и операции обработки газов на ГНС.

Исходя из опыта эксплуатации, ГНС необходимо укомплектовывать автотранспортом для форсирования газоснабжения населения и коммунально-бытовых объектов. Количество единиц техники подвижного состава, эксплуатируемого на ГНС, обуславливается объёмом транспортируемого газа, и производительности подвижного состава за единицу времени. Подвижный состав, привлекаемого для доставки сжиженного газа: автомобили, автоцистерны транспортные/раздаточные.

Автомобильные цистерны - это горизонтальные цилиндрические сосуды, в тыльных днищах которых установлен люк с требуемыми приборами. Транспортные автоцистерны перевозят сжиженные газы от поставщиков до

газораздаточных станций, а так же с газораздаточных станций - потребителям и до групповых установок со (сливом их в резервуары). Автоцистерны доставляют сжиженные газы потребителю с разливкой газа в малые сосуды, автомобильные и обычные баллоны. Грузовые автомобили перевозят баллоны от газораздаточной станции до каждого потребителя. Автоцистерны же наполняют из специальных колонок.

Необходимое количество автоцистерн рассчитывается по формуле

$$A_o^u = \frac{V}{V_u \cdot n}, \quad (3.16)$$

где  $V_c$  – среднесуточный расход сжиженного газа,  $\text{м}^3$ ;

$V_u$  – полезный объем, для АЦТ-8-130,  $6,2 \text{ м}^3$ ;

$n$  – число рейсов в сутки, рассчитывается по формуле

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

где  $t$  – время работы в сутки, ч;

$l$  – расстояние от ГНС до потребителя, 5 км;

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

$t_1$  – время погрузки-разгрузки, 1 ч.

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

Рассчитываем среднесуточный расход газа,  $\text{м}^3/\text{сут}$ , по формуле

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

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

$\rho$  – плотность жидкой фазы газа,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$k$  – доля реализации газа через групповые установки, 0,9.

$$V_c = \frac{6245614,3 \cdot 0,9}{542,6 \cdot 365} = 28,4 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$A_o^u = \frac{28,4}{6,2 \cdot 4} = 2 \text{ шт.}$$

Количество заправочных колонок определяется по формуле

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

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

Суточная реализация газа, т, рассчитывается по формуле

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

где  $G$  – общий расход газа, т, таблица 2.1;  
 $k$  – то же, что и в (3.18).

$$G_{cym} = \frac{6246,5 \cdot 0,9}{365} = 15,4 \text{ т};$$

$$n_k = \frac{15,4}{5 \cdot 0,65 \cdot 8} = 1 \text{ шт.}$$

Принимаем 1 колонку для заправки автоцистерн.

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

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

где  $q$  – грузоподъемность одного автомобиля, 0,8 т;  
 $n$  – число рейсов автомобиля.

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

Определяем необходимый объем перевозок в сутки по формуле

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

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

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

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

$$q_2 = \frac{6246,5 \cdot 0,1}{320} \cdot 1,15 = 2,24 \text{ т.}$$

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

$$A_o^u = \frac{q_2}{q_1}, \quad (3.23)$$

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

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

$$A_o^u = \frac{2,24}{3,2} = 1 \text{ шт.}$$

Принимаем 1 автомобиль типа «клетка» и 2 автоцистерны.

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

Хранение СУГ уже у потребителя осуществляется при помощи стационарных/передвижных резервуаров.

Установки газоснабжения, состоящие из двух и более резервуаров (надземных/подземных), применяемые для снабжения СУГ потребителей - называют резервуарными.

Надземные установки – чаще применяются предприятиями промышленными и сельскохозяйственными.

Подземные установки – промышленными/коммунальными предприятиями или многоэтажными жилыми и общественными зданиями. Количество резервуаров рассчитывается, но устанавливается минимум два.

Состав резервуарной установки:

- 1) резервуары,
- 2) обвязки резервуаров жидкой и паровой фазы,
- 3) арматура запорная,
- 4) регулятор давления газа,
- 5) сбросные/запорные/предохранительные клапаны,
- 6) манометры указывающие (до регулятора давления),
- 7) штуцер с краном (после регулятора регуляторов давления - для присоединения контрольного манометра),
- 8) устройство контроля уровня СУГ в резервуарах.

Приборы ГРУ, а также арматура ГРУ защищается кожухами от осадков и во избежание повреждений.

Резервуарные установки так же ограждаются забором, высотой не менее 1,6м - из несгораемых материалов. На площадке находятся углекислотные огнетушители, ящик с песком, лопата. Кол-во резервуаров рассчитывается отталкиваясь от характеристик потребителей, мест установки резервуаров (сторона света), величины расхода газа и объема резервуаров.

Во избежание перегрузки транспорта что бы осуществлять бесперебойное снабжение населения - объем резервуаров рассчитывают так, что бы был двухнедельный запас СУГ. А установки систем газоснабжения с естественным испарением необходимо рассчитывать с учётом теплообмена грунтов и резервуаров, а также теплопроводности грунта.

Проектирование, строительство и эксплуатация ГРУ производится в соответствии со СП 62.13330.2011\* «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 (с Изменениями N 1,2)»,

правилами безопасности в газовом хозяйстве Гостехнадзора, правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

#### **4.1 Расчет резервуарной установки с естественным испарением.**

Испаряются СУГ из за поступающего тепла от грунта. Производительность резервуаров же зависит от состава СУГ (% соотношение пропана к бутану), температуры в коей находятся резервуары, а так же режима наполнения СУГ резервуаров. Расчетные режимы для групповой подземной установки - это зимний и весенний периоды из а низко температуры окружающей среды.

Требуемое количество резервуаров, шт, в установке определяется по формуле

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

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

$V_p$  – расчетный расход газа в  $\text{м}^3/\text{ч}$ , при макс суточном потреблении, определяем по формуле

$$V_p = \frac{n \cdot K_{год} \cdot q_{год} \cdot K_e^h}{Q_e^h \cdot 365}. \quad (4.2)$$

где  $n$  - кол-во жителей пользующихся газом от резервуарной установки в человеках;

$K_{год}$  - коэффициент суточной неравномерности потребления газа в течение года, при наличии в квартирах только газовых плит =1,4;

$q_{год}$  - годовой расход газа на одного человека в тепловых единицах  $\text{кДж}/\text{год}$ , при наличии в квартире газовой плиты и при газоснабжении сжиженным газом =2 540 000  $\text{кДж}/\text{год}$ ;

$K_e^h$  - показатель часового максимума суточного расхода который принимается по [1], =0,12;

$Q_e^h$  – низшая теплота сгорания газа в  $\text{кДж}/\text{м}^3$ , по (2).

$$V_p = \frac{975 \cdot 1,4 \cdot 2540000 \cdot 0,12}{96618 \cdot 365} = 11,8 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

$$N = \frac{11,8}{1,9} = 7 \text{ шт.}$$

При расположении резервуаров в грунте на расстоянии в диаметр резервуара, происходит тепловое взаимодействие между ними (грунт охлаждается). Соответственно общая производительность группы резервуаров не может быть равна сумме производительностей того же количества таких же отдельно стоящих резервуаров, находится она в зависимости от расстояния между ними, и их взаимного расположения. Всё это учитывается коэффициентом теплового взаимодействия  $m$  который принимаем по [1]. Коэффициент 7-ми резервуаров равен 0,655.

Производительность групповой установки в  $\text{м}^3/\text{ч}$ , с учетом теплового взаимодействия определяем по формуле

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

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

$V_{\text{рез}}$  – он же и в (4.1);

$m$  – коэффициент теплового взаимодействия.

$$V_{\text{уст}} = 7 \cdot 1,9 \cdot 0,655 = 8,71 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Бесперебойность снабжения обеспечиваем запасом газа в резервуарах на две недели.

Запас газа в  $\text{м}^3$ , находящихся в резервуарах установки определяем по формуле:

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

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

$V_{\text{геом}}$  – геометрическая емкость резервуаров в  $\text{м}^3$ ;

$h$  – кол-во газа, которое может быть отобрано из резервуара между очередными заправками. Начальный - 85%, остаточный - 25 – 35%.

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

$V_{\text{см}}$  – объем паров, образующийся при сжигании 1  $\text{м}^3$  газа. Во время сжигания пропана образуется - 269  $\text{м}^3$  пара, при испарении же 1  $\text{м}^3$  бутана - 235  $\text{м}^3$  пара.

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

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

где  $x_i$  – содержание компонентов жидкой фазы в смеси;  
 $V_i$  – объем компонентов при испарении в  $\text{м}^3$ .

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

$$h = 0,85 - 0,3 = 0,55.$$

$$V_{san} = 7 \cdot 5 \cdot 0,55 \cdot 262,2 = 5047,35 \text{ м}^3.$$

Число суток между заправками определяем по формуле

$$Z = \frac{V_{san}}{V_{cym}}. \quad (4.7)$$

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

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

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

$$V_{cym} = \frac{975 \cdot 1,4 \cdot 2540000}{96618 \cdot 365} = 98,31 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Z = \frac{5047,35}{98,31} = 52 \text{ суток.}$$

## 4.2 Расчет резервуарной установки с искусственным испарением.

Резервуарные установки СУГ можно оборудовать ёмкостями, проточными и комбинированными испарителями.

Требуемую производительность в кг/ч, испарителя определяем отталкиваясь от расчетного расхода газа по формуле

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

где  $n, K_h, q_{\text{год}}, K_e$  – он же и в (4.2);

$Q_n^p$  – низшая теплота сгорания газа в кДж/кг, по (2).

$$G = \frac{975 \cdot 2540000 \cdot 1,4 \cdot 0,12}{46506 \cdot 365} = 24,51 \text{ кг/ч.}$$

Требуемое количество испарителей в штуках, определяем по формуле

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

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

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

$$N_u = \frac{24,51}{60} = 1 \text{ шт.}$$

Количество резервуаров в штуках, необходимое для снабжения газом потребителей, определяем по формуле

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

где  $Z$  – количество суток между заправками.

Принимается в зависимости от величины радиуса обслуживания, так же качества автомобильных дорог и климатических условий (в диапазоне от 7 до 30 суток), примем  $Z=23$  суток;

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

$V_{pez}$  –емкость одного резервуара в м<sup>3</sup>;  
 $\rho_{жc}$  –плотность жидкой фазы газа в м<sup>3</sup>/кг.

Среднесуточный расход газа в кг/сут, определяем по формуле

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

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

$Q_h^p$  – то же, что и в (4.9).

$$G_{cym} = \frac{975 \cdot 1,4 \cdot 2540000}{46506 \cdot 365} = 204,25 \text{ кг/ч.}$$

$$N = \frac{23 \cdot 204,25}{5 \cdot 542,6} = 2 \text{ шт.}$$

Резервуарную установку принимаем с 2 резервуарами 5 м<sup>3</sup> и одним форсуночным испарителем.

## **5 Расчет внутридомового газопровода.**

По газопроводам распределется СУГ подается в здания. Абонентские ответвления и внутридомовые газопроводы транспортируют СУГ, распределяя его между газовыми приборами.

Газопровод монтируется проходя через нежилые помещения которые обеспечивают осмотр труб.

Стойки СУГ прокладывают в кухнях, а так же лестничных клетках либо коридорах. На всех вводах устанавливается задвижка. Перед каждым газовым прибором устанавливают краны.

В расчёте определяются диаметры труб для обеспечения всех потребителей при максимальной нагрузке отбора газа на сети.

Расчетные параметры давления газа при проектировании газовых сетей бытовых, коммунальных и других потребителей принимаются в зависимости от планируемого давления в месте подключения газовых плит и водонагревателей.

Сопротивление газа в трубопроводах состоит из сопротивлений на трение и местных сопротивлений. Сопротивления на трение присутствуют по всей длине трубопровода, а сопротивления местные исключительно в местах изменения скоростей, направлений движения газа.

Также необходимо учитывать гидростатический напор – это потери вызываемые разностью плотностей газа и воздуха.

Гидравлический расчет начинаем с определения расчетных расходов газа по участкам.

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

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

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

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

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

$n_i$  – количество квартир.

Расчетная схема представлена на рисунке 5.1.

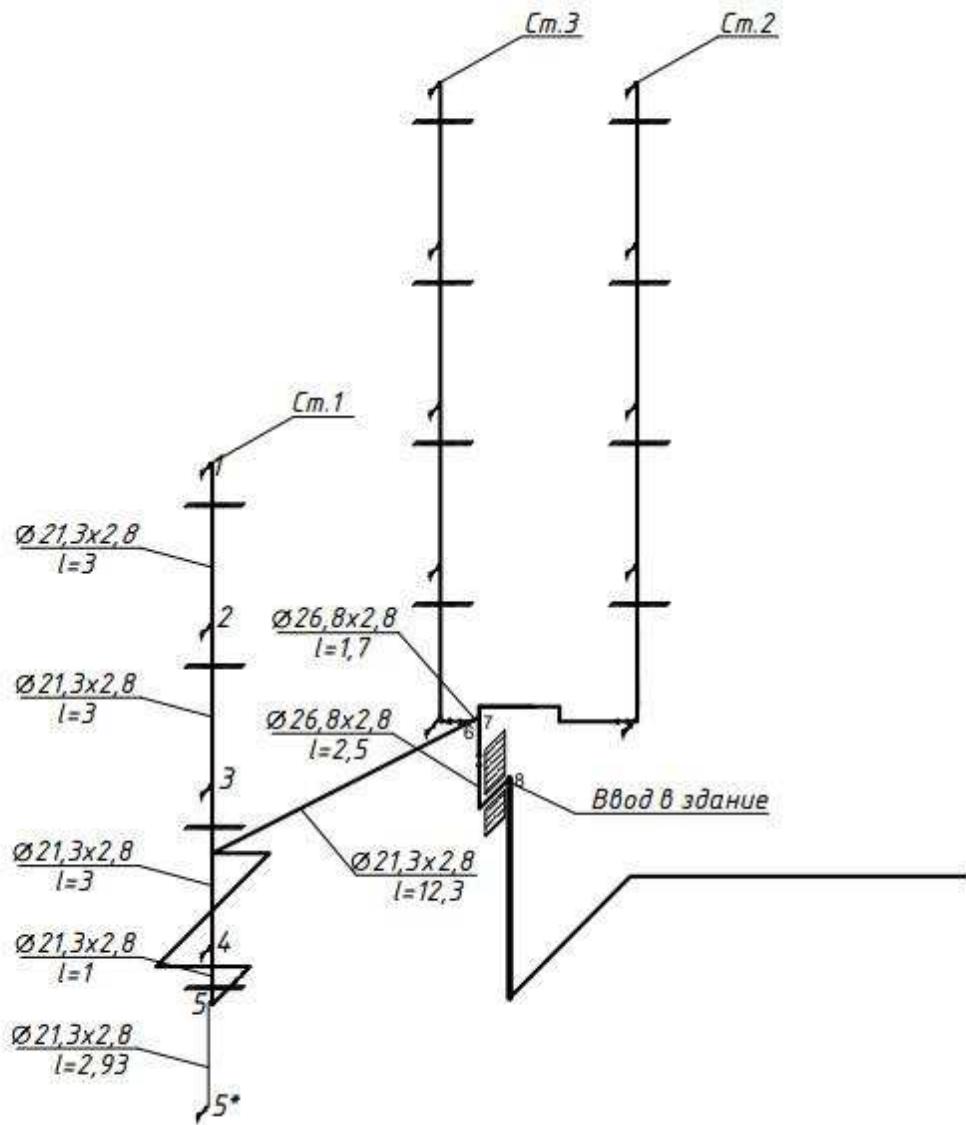


Рисунок 5.1 -Расчетная схема внутридомового газопровода

Расчет расходов газа по участкам сводим в таблицу 5.1.

Расчетные длины участков, м, рассчитываются по формуле

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

где  $l$  –длина участка по плану в метрах;

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

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

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

где  $\Delta P$  – расчетный перепад давления, принимается равным 350 Па;  
 $l$  – сумма расчетных длин участков, м.

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

Определяем потери давления, Па, на участках по формуле

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

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

Определяем гидростатический напор, Па, по формуле

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

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

$Z$  – разность высотных отметок, м;

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

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

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

Гидравлический расчет сводим в таблицу 5.2.

Таблица 5.1 – Расчетные расходы газа по участкам

№ уч.	Ассортимент приборов	Количество квартир	Коэффициент одновременности, $K_o$	Расчетный расход газа, $Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч
1-2	П4	1	1	0,414
2-3	2П4	2	0,65	0,538
3-4	3П4	3	0,45	0,559
4-5	4П4	4	0,35	0,580
5-5*	5П4	5	0,29	0,600
5-6	5П4	5	0,29	0,600
6-7	10П4	10	0,254	1,052
7-8	15П4	15	0,24	1,490

Таблица 5.1 -Гидравлический расчет внутридомового газопровода

№ уч.	Длина участка, $l$ , м	Расчетный расход газа, $Q_p$ , $\text{м}^3/\text{ч}$	Надбавка к потерям давления по длине, $a$ , %	Расчетная длина, $l_p$ , м	$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp}$ , Па/м	Диаметр г/пр, $d$ , мм	$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_d$ , Па/м	Потери давления на участке $\Delta P_{yq}$ , Па	Разность абсолютных отметок, $Z$ , м	Гидростатический напор, $h_{eup}$ , Па	Общие потери давления $\Delta P$ , Па
1-2	3	0,414	20	3,6	7,28	21,3×2,8	0,8	0,75	0	0,00	2,70
2-3	3	0,538	20	3,6		21,3×2,8	0,8	1,5	3	20,94	26,34
3-4	3	0,559	20	3,6		21,3×2,8	1,5	1,6	3	20,94	26,70
4-5	1	0,580	20	1,2		21,3×2,8	1,6	1,7	1	6,98	9,02
5-5*	2,93	0,600	450	16,1		21,3×2,8	1,7	1,8	1,93	13,47	42,48
5-6	12,3	0,600	20	14,8		21,3×2,8	2	1,8	1,8	12,56	39,16
6-7	1,7	1,052	20	2,0		26,8×2,8	5,1	1,2	0	0,00	2,45
7-8	2,5	1,490	25	3,1		26,8×2,8	10	2,25	1,7	11,86	18,90
$\Sigma$ 48,1										$\Sigma$ 167,73	

## 6 Расчет внутриквартального газопровода.

Ведётся расчет квартального газопровода низкого давления. Расчетный перепад давления принимаем 250 Па, а потери давления местных сопротивлений учитываются с помощью надбавки в 10% к потерям давления по длине.

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

Расчетная схема внутриквартального газопровода представлена на рисунке 6.1.

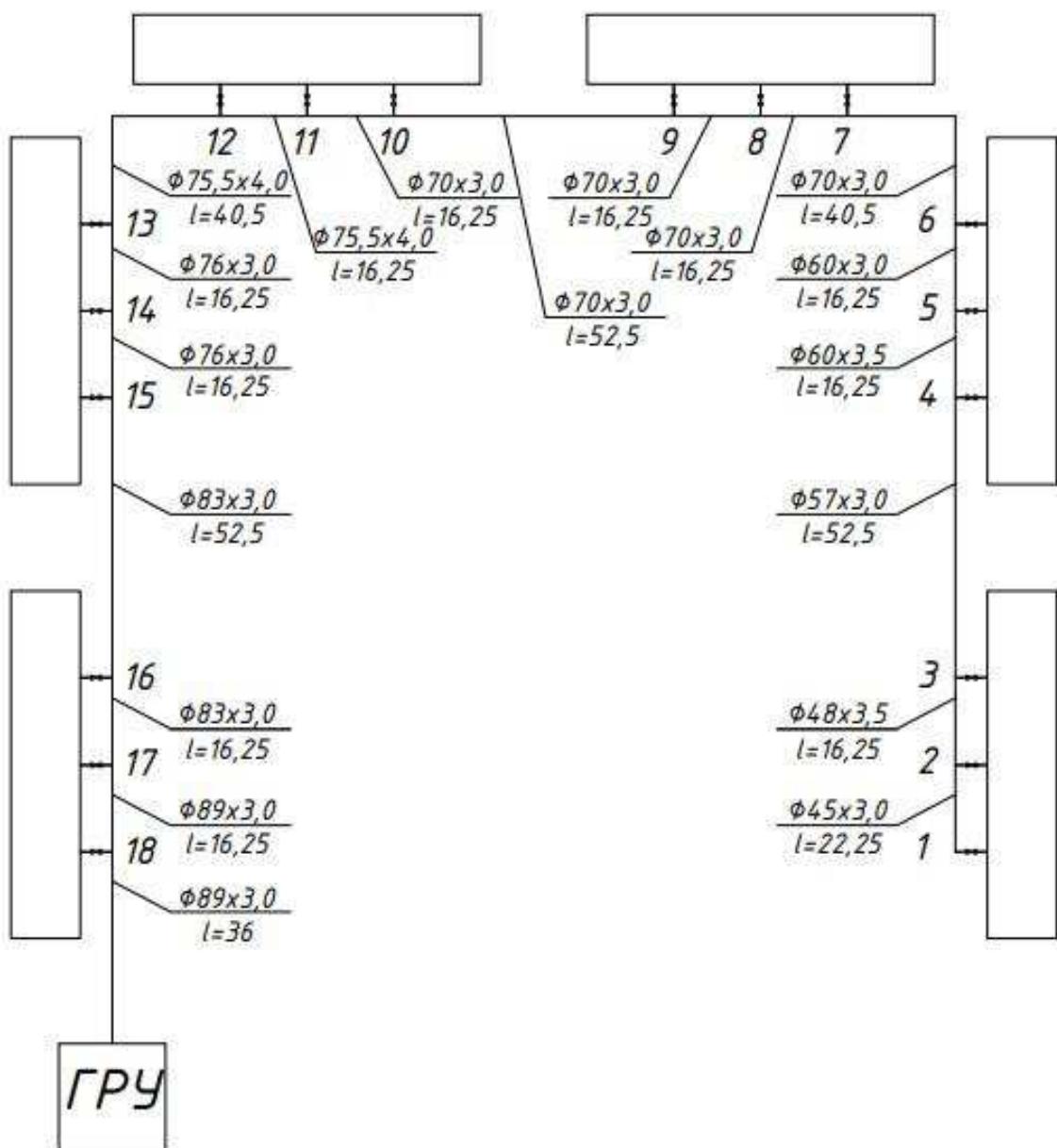


Рисунок 6.1 –Расчетная схема внутриквартального газопровода

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

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

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

$q_i$  – номинальный расход газа одним или несколькими приборами в кДж/ч, для четырехконфорочной плиты  $q = 40\ 000$  кДж/ч;

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

$n_i$  – количество квартир.

Расчет расходов газа по участкам сводим в таблицу 6.1.

Количество подъездов в квартале определяем по формуле

$$N_{nod} = \frac{N_{nom}}{K_{sem} \cdot N_{ke}} . \quad (6.2)$$

где  $N_{nom}$  – количество потребителей в квартале в человеках;

$K_{sem}$  – коэффициент семейности;

$N_{ke}$  – количество квартир одного дома.

$$N_{nod} = \frac{975}{3,7 \cdot 15} = 18 \text{ под.}$$

Расчетные длины участков в метрах, определяем по формуле

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

где  $l$  – длина участка по плану в метрах.

Средние удельные потери давления в Па/м, определяем по формуле

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

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

$l$  – сумма расчетных длин участков в метрах.

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 в Па, на участках по формуле

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

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

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

Гидравлический расчет сводим в таблицу 6.2.

Таблица 6.1 – Расчетные расходы газа по участкам

№ участка	Ассортимент приборов	Количество квартир	Коэффициент одновременности, $K_o$	Расчетный расход газа, $Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч
1-2	15П4	15	0,24	1,49
2-3	30П4	30	0,231	2,87
3-4	45П4	45	0,225	4,19
4-5	60П4	60	0,22	5,46
5-6	75П4	75	0,2155	6,69
6-7	90П4	90	0,212	7,90
7-8	105П4	105	0,21	9,13
8-9	120П4	120	0,208	10,33
9-10	135П4	135	0,2065	11,54
10-11	150П4	150	0,205	12,73
11-12	165П4	165	0,2035	13,90
12-13	180П4	180	0,202	15,05
13-14	195П4	195	0,2015	16,27
14-15	210П4	210	0,199	17,30
15-16	225П4	225	0,1975	18,40
16-17	240П4	240	0,196	19,47
17-18	255П4	255	0,1945	20,53
18-ГРУ	255П4	255	0,1945	20,53

Таблица 6.2 – Гидравлический расчет внутриквартального газопровода

№ уч.	Расчетный расход газа, $Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч	Длина участка, $l$ , м	Расчетная длина участка, $l_p$ , м	Средние удельные потери давления $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp}$ , Па/м	Диаметр г/пр. $d$ , мм	Действительные удельные потери $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_d$ , Па/м	Общие потери давления $\Delta P$ , Па
1-2	1,49	22,25	24,475	0,53	45x3,0	0,11	2,7
2-3	2,87	16,25	17,875		48x3,5	0,3	5,4
3-4	4,19	52,5	57,75		57x3,0	0,3	17,3
4-5	5,46	16,25	17,875		60x3,5	0,3	5,4
5-6	6,69	16,25	17,875		60x3,0	0,4	7,2
6-7	7,90	40,5	44,55		70x3,0	0,24	10,7
7-8	9,13	16,25	17,875		70x3,0	0,32	5,7
8-9	10,33	16,25	17,875		70x3,0	0,4	7,2
9-10	11,54	52,5	57,75		70x3,0	0,5	28,9
10-11	12,73	16,25	17,875		70x3,0	0,6	10,7
11-12	13,90	16,25	17,875		75,5x4,0	0,5	8,9
12-13	15,05	40,5	44,55		75,5x4,0	0,6	26,7
13-14	16,27	16,25	17,875		76x3,0	0,55	9,8
14-15	17,30	16,25	17,875		76x3,0	0,6	10,7
15-16	18,40	52,5	57,75		83x3,0	0,4	23,1
16-17	19,47	16,25	17,875		83x3,0	0,5	8,9
17-18	20,53	16,25	17,875		89x3,0	0,45	8,0
18-ГРУ	20,53	36	39,6		89x3,0	0,45	17,8
				$\Sigma 523,05$			$\Sigma 215,2$

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

Для котельной установим 2 котла КВСа-1,0 тепловой мощностью 0,86 Гкал/час. Котельная отапливает существующие здания промплощадки.

Топливо СУГ с теплотой сгорания 96 618 кДж/м<sup>3</sup>.

ГРУ размещают рядом с вводом котельной газопровода, освещается и защищается от повреждений и вибраций, возводится ограждение из негорючих материалов. Расстояние между оборудованием/ограждением и др. сооружениями не менее 0,8 метров, а так же мешать проведению работ.

### **7.1 Расчет внутrikотельного газопровода.**

Гидравлический расчет производим согласно правилам расчета газопроводов низкого давления.

Газопровод разбиваем на участки согласно общепринятым правилам. Выполняем замер длины участков по плану. Далее используя номограмму для гидравлического расчета газопроводов низкого 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  $\Delta P=250$  Па

Схема газопровода котельной представлена на рисунке 7.1.

Потери давления для местных сопротивлений мы принимаем в отношении 10% к потерям давления по длине.

Расчетные длины участков в метрах, определяем по формуле

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

где  $l$  – длина участка по плану в метрах.

Средние удельные потери давления в Па/м, определяем по формуле

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

где  $\Delta P$  – расчетный перепад давления, принимается равным 250 Па;  
 $l$  – сумма расчетных длин участков в метрах.

Потери давления в Па, на участках определяем по формуле

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

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

Расчет сводим в таблицу 7.1.

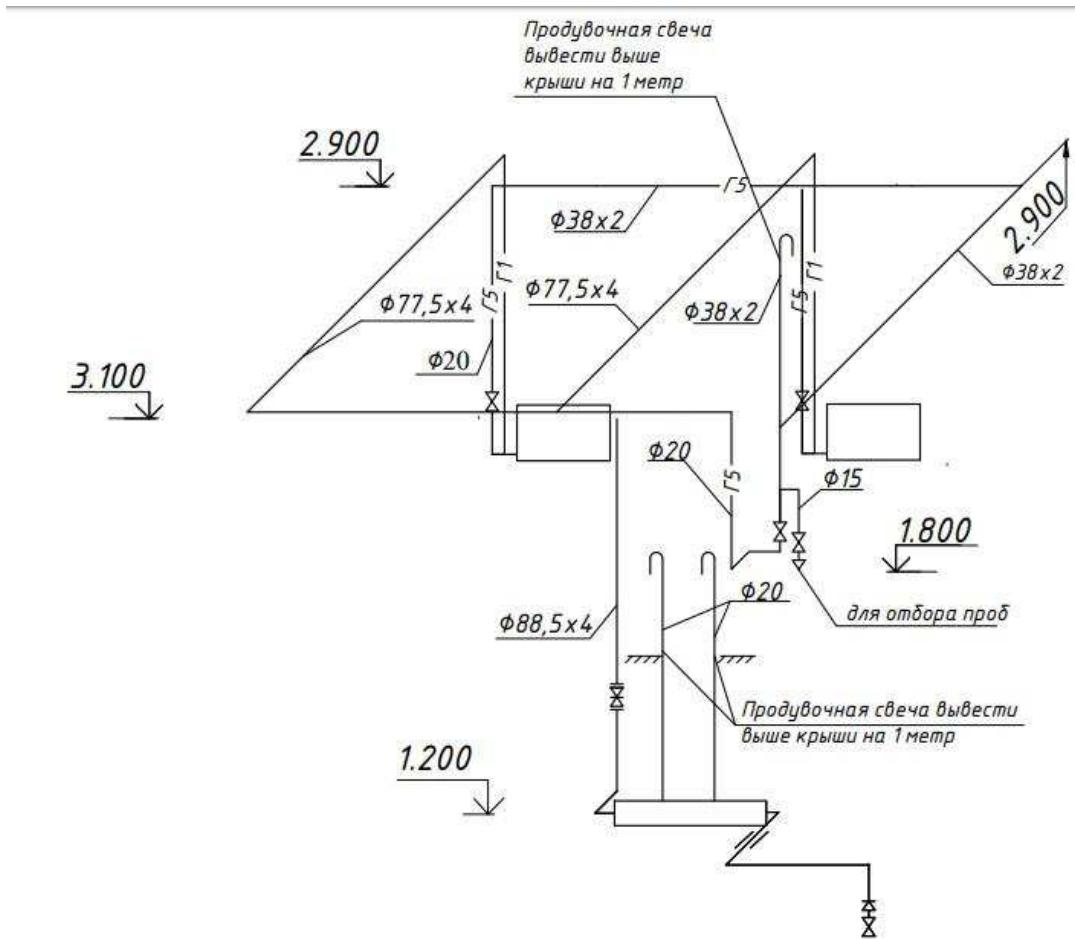


Рисунок 7.1 – Расчетная схема внутрикотельного газопровода

Таблица 7.1 -Гидравлический расчет внутренкотельного газопровода

№ уч.	Расчетный расход газа, $Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч	Длина участка, $l$ , м	Расчетная длина участка, $l_p$ , м	Средние удельные потери давления $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp}$ , Па/м	Диаметр г/пр. $d$ , мм	Действительные удельные потери $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_d$ , Па/м	Общие потери давления $\Delta P$ , Па
1-2	44	7,9	8,69	16,5	75,5x4	7	60,83
2-3	88	5,9	6,49		88,5x4	8	51,92
			$\Sigma 15,18$				$\Sigma 112,75$

## **7.2 Общее описание котла КСВа-1,0.**

КСВ-1,0 – котёл водогрейный стальной, предназначен для теплоснабжения и горячего водоснабжения (через дополнительный теплообменник) жилых, общественных и промышленных зданий и сооружений.

Котлы КСВ-1,0 работают на низкого давления, а также легком жидким топливе. Переналадка котла при смене вида топлива не требуется.

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

Установка блочной горелки ГБ-1,2 допускает эксплуатацию котла КСВ-1,0 без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Котлы КСВ-1,0 устанавливаются для малых котельных, от 2 до неск штук, от отапливаемой площади, климатической зоны, конкретного архитектурного решения и зависит их количество.

КСВ-1,0 устанавливается в непосредственной близости к отапливаемому участку тем самым и повышается КПД.

КСУБ (комплект средств управления) автоматизирует полностью котельную с котлами КСВ и горелками, а так же диспетчеризирует несколько котельных.

КСВ-1,0 имеет два режима управления:

- 1) в автономном режиме – управление методом диспетчеризации
- 2) в составе автоматизированной котельной - КСУБ регулирует температуры носителей согласно графикам.

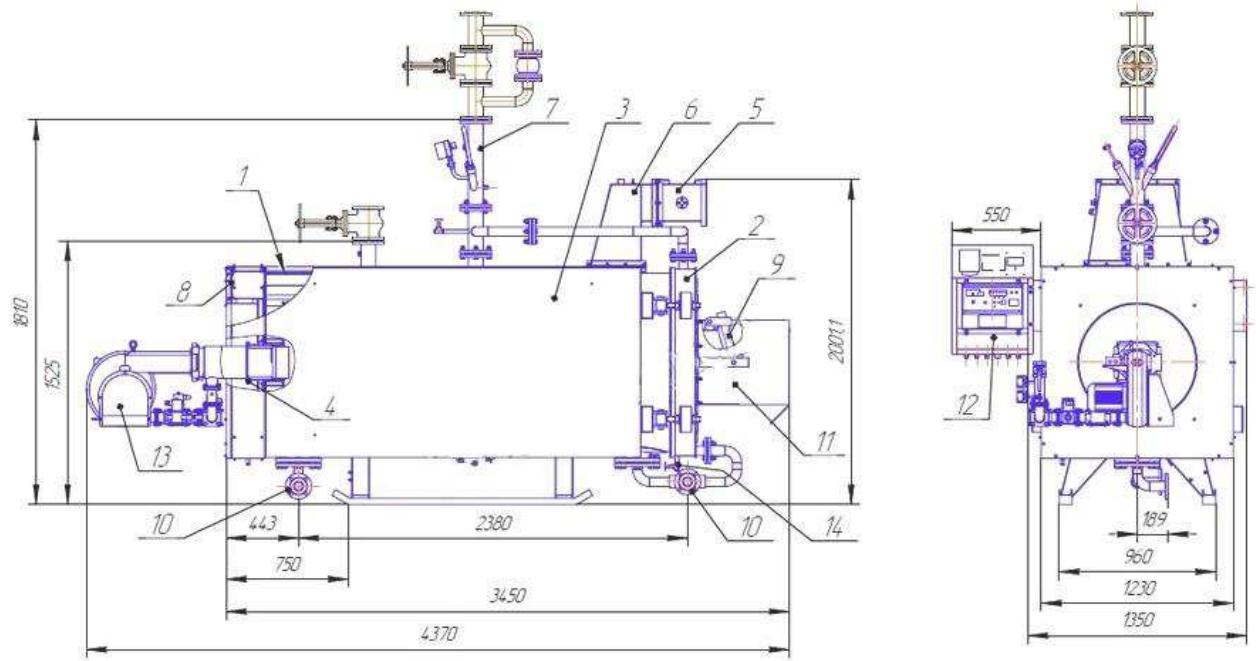
Котел КСВ-1,0 включает в себя корпус, водоохлаждаемую крышку, а так же обшивку и газоходы. Горелка крепиться с помощью фланца с фронтальной части котла.

Теплоноситель поступая в межтрубное пространство данного котла, частично перепускается в заднюю крышку где охлаждается. Нагретая часть теплоносителя через патрубок датчиков отводится уже к системе теплоснабжения.

При работе котла КСВ-1,0 топливо через автоматизированную систему клапанов поступает в горелку, там происходит смешивание с воздухом, подаваемым вентилятором, электрозапальником производится поджиг смеси которая сгорает уже в топке котла, и продукты горения отводятся в переднюю крышку откуда через обечайку попадают в дымоход.

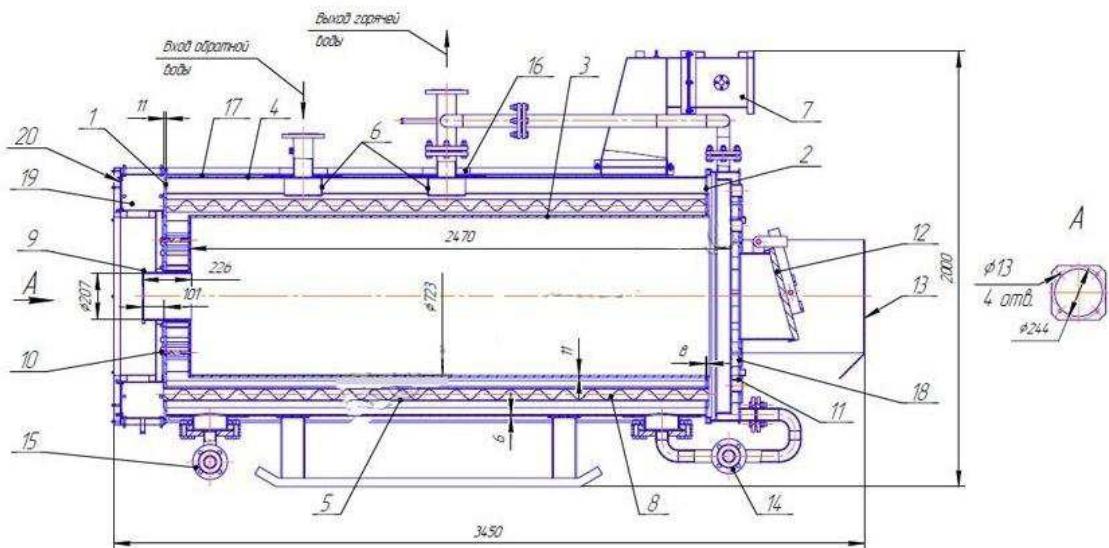
В соответствии со СНиП для водогрейных котлов с температурой воды до 115°C следует предусматривать показывающие приборы для измерения давления воздуха после регулирующего органа, разрежения (давления) в топке, разрежения за котлом и давления газа перед горелкой. Устройство котла КСВа-

1,0 МВт представлено на рисунке 7.2. Котёл в разрезе представлен на рисунке 7.3.



1 - крышка трубная передняя; 2 - крышка трубная задняя; 3 - труба жаровая; 4 - обечайка; 5 - труба дымогарная ( $\varnothing 57 \times 3,5$ ); 6 - лотки; 7 - газоход; 8 - турбулизатор; 9 - фланец для подсоединения горелки; 10 - анкер; 11 - анкер; 12 - крышка клапана взрывного; 13 - экран клапана взрывного; 14, 15 - фланцы спускных линий (Ду50); 16 - диафрагма; 17 - газоход боковой; 18 - стенка задняя водоохлаждаемая; 19 - газовый короб; 20 - крышка передняя.

Рисунок 7.2 – Устройство котла КСБа-1,0



1 - крышка трубная передняя; 2 - крышка трубная задняя; 3 - труба жаровая; 4 - обечайка; 5 - труба дымогарная ( $\varnothing 57 \times 3,5$ ); 6 - лотки; 7 - газоход; 8 - турбулизатор; 9 - фланец для подсоединения горелки; 10 - анкер; 11 - анкер; 12 - крышка клапана взрывного; 13 - экран клапана взрывного; 14, 15 - фланцы спускных линий (Ду50); 16 - диафрагма; 17 - газоход боковой; 18 - стенка задняя водоохлаждаемая; 19 - газовый короб; 20 - крышка передняя.

Рисунок 7.3 – Котёл КСВа-1,0 в разрезе

### 7.3 Горелка ГБ-1,2.

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

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

Устройство горелки представлено на рисунке 7.4.

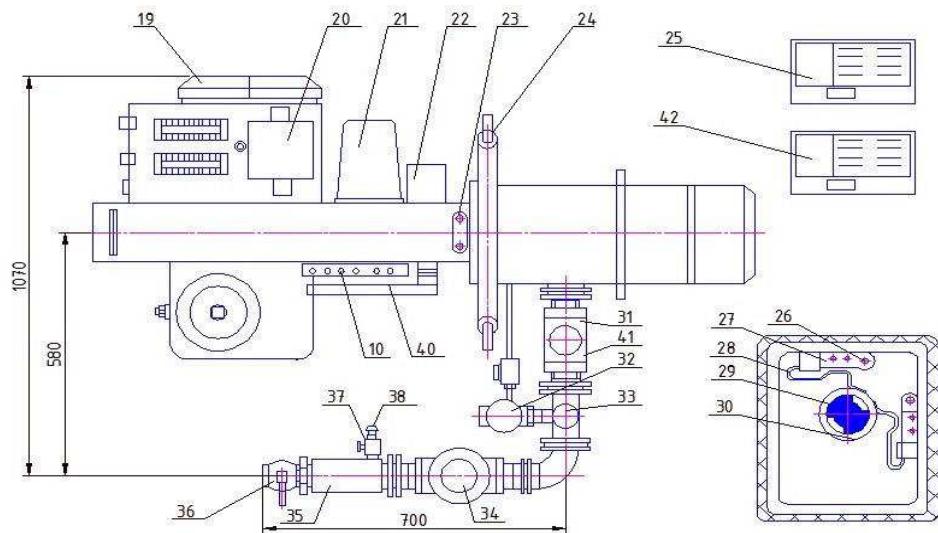
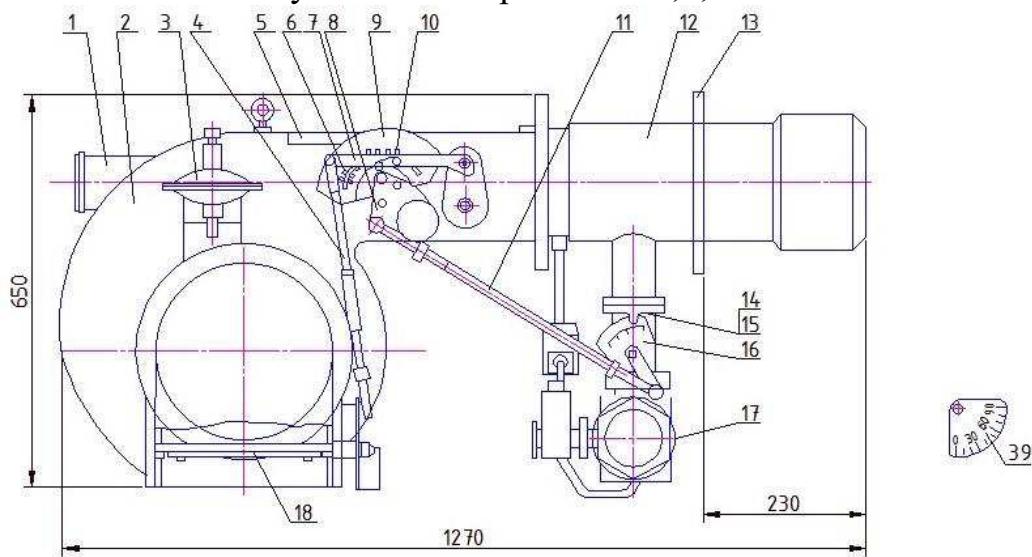


Рисунок 9.3 – Горелка ГБ-1,2, лист1



1 - смотровой глазок; 2 - вентилятор; 3 - датчик-реле давления воздуха; 4 - шатун; 5 - крышка вентилятора; 6 - кулачок; 7 - коромысло; 8 - кривошип; 9 - сектор; 10 - винт; 11 - шатун; 12 - горелка газовая; 13 - присоединительный фланец; 14 - штуцер; 15 - регулятор газовый;

16 - шкала газовой заслонки; 17 - блок газовый; 18 - воздушная заслонка; 19 - электродвигатель; 20 - трансформатор; 21 - МЭО (привод заслонок); 22 - датчик пламени; 23 - штуцера; 24 - ось; 25 - блок управления; 26 - болт; 27 - микровыключатель; 28 - пружина; 29 - муфта; 30 - кулачок; 31 - клапан; 32 - клапан безопасности; 33 - датчик-реле утечки; 34 - клапан отсечной; 35 – датчик-реле давления газа; 36 - кран шаровой проходной; 37 - кран трёхходовой; 38 - штуцер; 39 - шкала воздушной заслонки; 40 - ось; 41 - клапан запальника; 42 - блок управления

Рисунок 9.3 , лист 2

#### 7.4 Расчет Групповой резервуарной установки котельной.

Исходя из расчетного суточного расхода, определяется кол-во резервуаров, требуемое для газоснабжения котельной, по формуле

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

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

$G$  – суточный расход газа, кг/сут;

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

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

Суточный расход газа, кг/сут, рассчитывается по формуле

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

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

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

$n$  – часы в сутках.

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

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

Требуемое количество испарителей, шт, рассчитываются по формуле

$$N_u = \frac{G}{G_u} , \quad (9.3)$$

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

$G_U$  – паспортная производительность выбранного испарителя, при учёте климатических условий эксплуатации и технико-экономических показателей.

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

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

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

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

Подогреватель это змеевиковый теплообменник, горелка инфракрасного излучения типа «Фонарь», подключённый к газовводу низкого давления (на расстоянии не менее 10м от резервуаров, и центробежный насос для подачи теплоносителя. Так же оборудуется автоматикой.

Испаритель оборудован поплавком который перекрывает подачу жидкой фазы и открывает подачу в паровую камеру, до тех пор пока потребитель не понизит давление паровой фазы и не потребит достаточное её количество.

## **8 Технология возведения инженерных систем.**

Трассировка газопроводов по территории всего населённого пункта, внутри кварталов а так же дворов должна обеспечивать самую наименьшую протяженность газопроводов и их ответвлений от газопроводов к жилым зданиям, а также обеспечивать максимальное удаление от подземных строений и не напорных подземных коммуникаций. Трассировка газопроводов по незастроенным территориям обязательно производиться так же с учетом планировки будущей застройки.

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

Для сборки газопроводов применяют исключительно бесшовные стальные трубы.

Соединения используются - сварные. Резьбовые же соединения применяются для запорной арматуры а так же газовых плит. Разъемные соединения должны быть доступны для осмотра и ремонта. Соединительные же части выполняют из ковкого чугуна а так же спокойной стали.

Уплотнение резьбовых соединений выполняют либо льняной прядью, пропитанной свинцовыми белилами, либо уплотняют ФУМ лентой. При сварке используют электроды. Для сниженных углеводородных газов используют специальную арматуру.

Краны должны иметь риску, указывающую направление газа, краны устанавливаются так, чтобы ось пробки крана была параллельна стене.

#### **8.1.1 Подготовительные работы.**

Выполняются монтажные работы внутреннего газооборудования исключительно после:

- 1) устройства междуэтажных перекрытий/перегородок/стен
- 2) исполнения отверстий/каналов/борозд ввода газопроводов,
- 3) чистовых полов/фундаментов предназначенных для газового оборудования а так же приборов.
- 4) штукатурка/облицовка/окраска стен помещений предназначенных к установке газового оборудования,
- 5) оснащение форточками помещения кухонь.

После приемки составляется «Акт о приемке объекта под монтаж».

### **8.1.2 Монтажные работы.**

Прокладка газопроводов внутри зданий предусматривается открытой. Сварные и разъемные соединения запрещается заделывать в стены и перекрытия. Вертикальные газопроводы в местах пересечения строительных конструкций прокладываются в футлярах. Пространство между газопроводом и футляром заделывается просмоленной паклей. Формируется выступ конца футляра над полом не менее чем на 3 см. Участки в футлярах/гильзах, монтируются без стыков, min L от сварного шва до футляра 100мм. При разметке опор учитывается необходимость крепления труб в местах арматуры и поворотов. Краны на вертикальных и горизонтальных газопроводах размещаются исключительно параллельно стене. Стояки газопровода устанавливаются вертикально с допустимым отклонением 2 мм на 1м высоты. Арматура и оборудование устанавливается с применением сгонов. Между трубой и стеной откладываемое расстояние не менее диаметра трубы. Запорная арматура до установки проходит ревизию, т.е. удаляется смазка, и проверяются сальники, а так же прокладки на герметичность. Ввод газопровода располагается лестничных клетках/подвальных помещениях.

Внутренние газопроводы (в том числе прокладываемые в каналах), окрашиваются водостойкими лакокрасочными материалами.

### **8.1.3 Испытание внутреннего газопровода.**

Испытания на плотность/прочность/пуск газа производят в присутствии представителя-заказчика и эксплуатирующей организации. Пневматическое испытание давлением 0,01 МПа проводят с применением жидкостных V-образных манометров. Испытания проводимые большим давлением проводятся с использованием V-образных ртутных и пружинных манометров. Испытания проводятся при отключенном оборудовании. Газопроводы низкого давления испытывают на прочность воздухом создавая давление в 0,01 МПа. При снабжении СУГ испытательное давление 5 кПа при подключенных приборах. Если падение давления в газоводе за 5 минут не превышает 200 Па –испытание успешное.

После приёмки составляется «Акт о приёмке системы»

## **8.2 Монтаж подземного газопровода.**

### **8.2.1 Подготовительные работы.**

Строительная организация получает разрешение на право проведения земляных работ на территории населённого пункта. Разрешение выдается из организации с указанием имени ответственного за производство работ.

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

Получение допуска выполняется с указанием срока строительства, мероприятий по благоустройству территории строительства и восстановлению дорожных покрытий.

Разбивка производится заказчиком при участии всех эксплуатационных организаций до начала строительства.

По проектной документации привязка строительства газопровода выполняется от красных линий застройки. Оси закрепляются через 100-150 метров металлическим штырем. Монтажная организация несет ответственность за состояние разбивки трассы.

Трубы/запорную арматуру доставляют автотранспортом с центральных заготовительных мастерских/ заводов согласно составленным заявкам по спецификациям. Трубы/ изолированные трубы/арматура/сварочные материалы /изоляционные материалы/конденсатосборники/ гнутые колена и другое оборудование должны иметь сертификаты заводов-изготовителей. Так же должна быть обеспечена их сохранность. Не разрешается допускать падений ударов и т.д. в т.ч. допускать деформацию.

Трубы поставляются только с неизолированными концами для сварки. Изделия раскладывают по трассе по схеме проекту производства работ.

### **8.2.2 Земляные работы.**

Земляные работы производятся только после разбивки трассы газопроводов. Так же определяются границы траншей/котлованов с установкой указателей сообщающих о наличии, на данном участке разработки трассы, каких либо подземных коммуникаций. Работы по разработке мест укладки неповоротных стыков производятся непосредственно перед монтажем.

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

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

Непосредственно перед сборкой стальных труб необходимо:

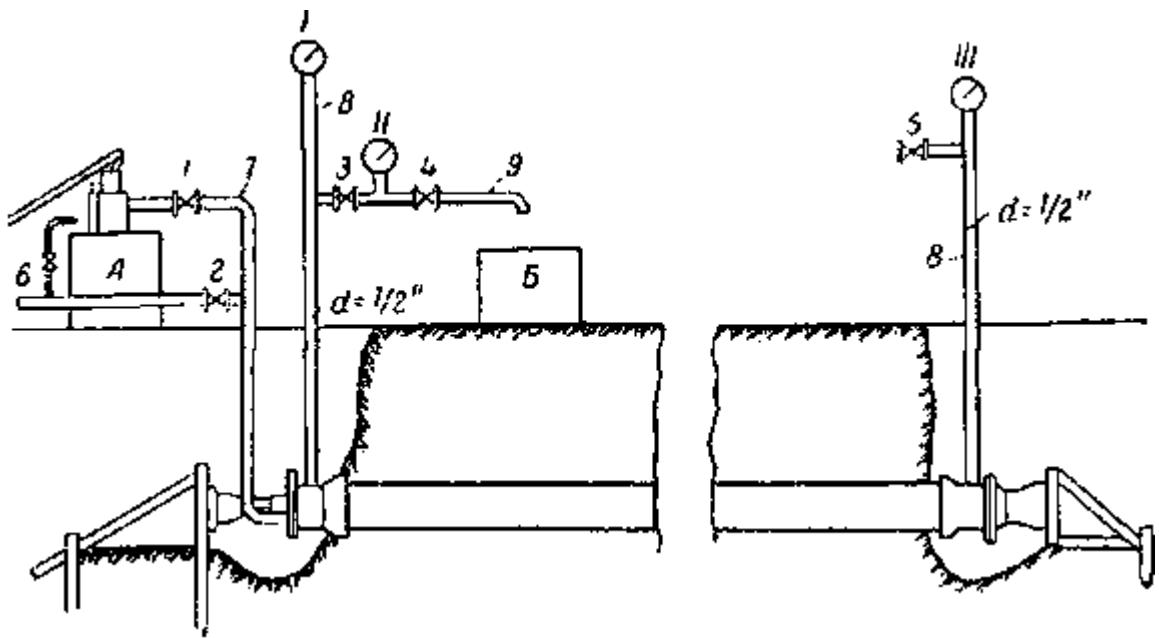
- 1) очистить их внутреннюю полость от возможных засорений (грунта, льда, снега, воды, строительного мусора, отдельных предметов и др.);
- 2) проверить геометрические размеры разделки кромок, выпрямить плавные вмятины на концах труб глубиной до 3,5% наружного диаметра трубы;
- 3) очистить до чистого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

### **8.3 Монтаж трубопроводов.**

Монтаж производится в соответствии со СП 62.13330.2011\* «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 (с Изменениями N 1, 2)». Перед монтажом и укладкой подготавливается постель под газопровод и проверяется уклон дна траншеи. Газопровод плетями укладывают на петли и при помощи двух автокранов КС-1562А опускают в траншее, укладывая плеть по оси. В траншее, в местах сварки звеньев между собой, раскалывают приямки для работы сварщиков. При монтаже газопровода производится постоянный пооперационный контроль со стороны заказчика. Монтируют газопровод сварщики получившие допуск и имеющие личное клеймо.

### **8.4 Предварительное испытание газопровода.**

Испытания проводятся в соответствии со СНиП 3.05.04-85 «Испытания трубопроводов и сооружений» (с изменениями). Пневматическую очистку применяют для очистки внутренней поверхности труб от грязи и влаги. После, проводят испытания газопровода на прочность давлением 3 кгс/см<sup>2</sup> до 1 часа, после этого давление снижают до 1 кгс/см<sup>2</sup> до 1 суток -испытание на плотность. Под этим давлением осматривают сварныестыки и арматуру, устраняют утечки. После испытания приступают к изоляции стыков. Схема оборудования испытательного участка трубопровода для гидравлического испытания представлена на рисунке 8.1.



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

Рисунок 8.1 – Схема оборудования испытательного участка трубопровода для гидравлического испытания

### 8.5 Монтаж резервуаров.

Перед монтажом резервуаров открывается котлован до проектной отметки, защищается и планируется дно котлована.

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

На пару подземных резервуаров устанавливается одна редукционная головка на фланце, крепится к головке резервуара и выводится на поверхность земли. Резервуары так же между собой соединяют как трубопроводами паровой так и жидкой фаз. В редукционной головке вырезается место для монтажа испарителя. Прокладывают контур заземления (на расстоянии 1 м от резервуаров) и соединяют на сварке с опорами резервуаров. Величина сопротивления контура не более 10 см.

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

Такелажные операции: разгрузка/погрузка, перемещение оборудования и/или его частей/отделочных устройств, или узлов в монтажной зоне, равно как

подъем/установка в проектное положение при монтаже производится только с обеспечением полной сохранности оборудования.

Групповые установки для СУГ по окончании их строительства испытываются, а так же принимаются комиссией, которую назначает заказчик в составе его представителей, а также представителей строительно-монтажной организацией.

Резервуары групповых установок а так же их обвязка испытываются на плотность воздухом, максимальным рабочим давлением  $10 \text{ кг}/\text{см}^2$  при закрытой обвязке арматуры и проверкой всех соединений мыльной эмульсией.

Испытание резервуаров воздухом выполняют только после их гидравлического испытания.

Во время производства земляных работ обеспечивается защита котлована от атмосферных вод и промерзания дна котлована.

Для удобства обслуживания оборудования предусмотрена асфальтовая дорожка шириной 1 метр. За условную отметку 0.000 принята отметка обсыпки резервуаров, соответствующая абсолютной отметке. По всему периметру групповая установка резервуаров ограждается металлической сеткой по железобетонным столбам высотой 1,6 метра.

Столбы ограды устанавливаются в предварительно пробуренные лунки 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 используется для защиты газопровода от почвенной коррозии. Предварительно стыки газопровода очищают до металлического блеска. Применяется битумно-резиновая усиленная изоляция с толщиной слоя 9 мм. Механическим способом либо вручную наносится битумное изоляционное покрытие на трубу. Сначала наносят грунтовку, укрывая трубу ровным слоем, а после укрывают слоем битумной мастики, после чего армируют, оборачивая рулонными материалами. Последний слой поверх битумного покрытия укрывают крафт-бумагой. Использование усиленной изоляции мотивируется тем, что грунты населённых пунктов, засорены сточными водами, имеют разнородную структуру и включения различных предметов, являются коррозионно-активными.

## **8.7 Благоустройство трассы.**

По окончании испытаний стыки газопровода присыпают вручную производя присыпку газопровода мягким грунтом на высоту 10 см от верха трубы.

Дальнейшая засыпка производится бульдозером марки ДЗ-42 с последующим уплотнением грунта катками марки ДУ-8В. Так же восстанавливается растительный слой.

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

## **8.8 Окончательное испытание газопровода.**

Испытания на прочность/плотность газопровода производятся строительно-монтажной организацией в присутствии предприятия газового хозяйства, а так же представителей заказчика, с записями в строительных паспортах объектов.

Газопровод и газовое оборудование непосредственно перед сдачей в эксплуатацию испытывают, применяя пружинные а так же водяные V-образные манометры. Газопровод давлением в 0,1 МПа испытывают с помощью V-образных жидкостных манометров. Давлением выше 0,1 МПа – пружинными, типа ОБМ класса 1,5. Испытания производят в соответствии с СП 62.13330.2011\* «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 (с Изменениями N 1, 2)».

## **8.9 Определение объема земляных работ.**

Ширина котлована понизу, м, рассчитывается по формуле

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

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

$$a = 3,5 + 0,5 = 4 \text{ м.}$$

Длина котлована понизу, м, рассчитывается по формуле

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

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

$$b = 3,5 + 0,5 = 4 \text{ м.}$$

Глубину котлована, м, определяем по формуле

$$h_{\kappa} = H_y + 0,5, \quad (8.3)$$

где  $H_y$  – высота резервуаров, м.

$$h_{\kappa} = 2,3 + 0,5 = 2,8 \text{ м.}$$

Ширина котлована поверху, м, определяется по формуле

$$a_1 = a + 2 \cdot m \cdot h_{\kappa}, \quad (8.4)$$

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

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

Длина котлована поверху, м, рассчитывается по формуле

$$b_1 = b + 2 \cdot m \cdot h_{\kappa}, \quad (8.5)$$

где  $b$  – длина котлована понизу, м, по (8.2);  
 $m, h_{\kappa}$  – то же, что и в (8.4).

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

Глубина траншеи, м, определяется по формуле

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

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

Средний диаметр газопровода, м, рассчитываем по формуле

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

где  $d_i$  – диаметр данного участка, м;

$l_i$  – длина участка, м.

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

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

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

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

Определяем объем траншеи,  $\text{м}^3$ , по формуле

$$V_{mp} = L_{\varepsilon/n} \cdot C \cdot H, \quad (8.8)$$

где  $L_{\varepsilon/n}$  – длина газопровода, м;

$C$  – ширина траншеи сверху, м;

$H$  – глубина траншеи, м, по (8.6).

$$V_{mp} = 475,5 \cdot 0,6 \cdot 0,91 = 259,6 \text{ м}^3.$$

Объем котлована,  $\text{м}^3$ , рассчитываем по формуле

$$V_\kappa = \frac{h}{6} \cdot (a \cdot b + a_1 \cdot b_1 + (a + a_1) \cdot (b + b_1)), \quad (8.9)$$

где  $h_\kappa$ ,  $a$  – то же, что и в (8.4);

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

$b$  – то же, что и в (8.5);

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

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

Объем работ по срезке растительного слоя траншеи,  $\text{м}^3$ , определяем по формуле

$$V_{p.c.mp.} = L_{\varepsilon/n} \cdot C \cdot H_{p.c.}, \quad (8.10)$$

где  $L_{\varepsilon/n}$ ,  $a$  – то же, что и в (8.8);

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

$$V_{p.c.mp.} = 475,5 \cdot 0,6 \cdot 0,2 = 57,06 \text{ м}^3.$$

Объем работ по срезке работ растительного слоя котлована,  $\text{м}^3$ , определяем по формуле

$$V_{p.c.k} = a_1 \cdot b_1 \cdot H_{p.c.}, \quad (8.11)$$

где  $a_1, b_1$  – то же, что и в (8.9);

$H_{p.c.}$  – то же, что и в (8.10).

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

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

$$V_{h.k} = a \cdot b \cdot h_h, \quad (8.12)$$

где  $a$  – то же, что и в (8.4);

$b$  – то же, что и в (8.5);

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

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

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

$$V_{h.mp} = C \cdot L_{e/n} \cdot h_h, \quad (8.13)$$

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

$h_h$  – то же, что и в (8.12).

$$V_{h.mp} = 0,6 \cdot 475,5 \cdot 0,1 = 28,53 \text{ м}^3.$$

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

$$V_{экс.к} = V_y, \quad (8.14)$$

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

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

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

$$V_y = 5 \cdot 2 = 10 \text{ м}^3;$$

$$V_y = 10 \text{ м}^3.$$

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

$$V_{\text{эти.тп}} = V_{\text{э/н}}, \quad (8.16)$$

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

$$V_{\text{э/н}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{э/н}}^{cp}}{4} \cdot L_{\text{э/н}}, \quad (8.17)$$

где  $L_{\text{э/н}}$  – то же, что и в (8.8);  
 $d_{\text{э/н}}^{cp}$  – то же, что и в (8.6).

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

$$V_{\text{эти.тп}} = 2,27 \text{ м}^3.$$

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

$$V_{\text{эо.тп}} = V_{\text{тп}} - V_{\text{р.с.тп.}} - V_{\text{н.тп.}} - V_{\text{э/н}}, \quad (8.18)$$

где  $V_{\text{тп}}$  – объем траншеи,  $\text{м}^3$ ;  
 $V_{\text{р.с.}}$  – объем работ по срезке растительного слоя траншеи,  $\text{м}^3$ ;  
 $V_{\text{н.тп.}}$  – объем недобора грунта в траншее,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\varepsilon/n}$  – объем газопровода, м<sup>3</sup>.

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

Объем работ по разработке грунта в котловане экскаватором с выгрузкой в отвал, м<sup>3</sup>, рассчитываем по формуле

$$V_{\text{зо.к}} = V_{\kappa} - V_{p.c.k.} - V_{h.k} - V_y, \quad (8.19)$$

где  $V_{\kappa}$  – объем котлована, м<sup>3</sup>;

$V_{p.c.k}$  – объем работ по срезке растительного слоя котлована, м<sup>3</sup>;

$V_{h.k}$  – объем недобора грунта в котловане, м<sup>3</sup>;

$V_y$  – объем резервуарной установки, м<sup>3</sup>.

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

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

$$V_{\text{оз.тп}} = \frac{V_{\text{зо.к}} - V_y}{K_{op}}, \quad (8.20)$$

где  $V_{mp}$ ,  $V_{\varepsilon/n}$  – то же, что и в (8.18);

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

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

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

$$V_{\text{оз.тп}} = \frac{V_{\kappa} - V_y}{K_{op}}, \quad (8.21)$$

где  $V_{\kappa}$ ,  $V_y$  – то же, что и в (8.19);

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

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

Ведомость объемов земляных работ представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Ведомость объемов земляных работ

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

## 8.10 Выбор комплекта машин и механизмов.

Разработку грунта I категории из траншеи в отвал выполняет одноковшовый экскаватор с обратной лопатой – ЭО 1621.

Технические характеристики:

- ёмкость ковша  $-0,15 m^3$ ;
- наибольшая высота выгрузки – 1,7 м;
- максимальный радиускопания – 4,10 м;
- мощность двигателя – 60 кВт;
- масса экскаватора – 3,9 т;
- наибольшая глубинакопания – 2,2 м.

Комплектно к экскаватору ЭО 1621 принимаем бульдозер ДЗ-42 на базе трактора ДТ-75.

Технические характеристики:

- длина отвала – 2,56 м;
- высота отвала – 0,8 м;
- скорость перемещения – 11,3 км/ч.

Техническая характеристика автокрана марки КС-1562А:

Расчетный вылет стрелы при монтаже резервуаров ориентировочно равен 10 м.

Грузоподъемность:

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

Длина основной стрелы – 6 м.

Вылет крюка основной стрелы:

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

Высота подъема :

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

Скорость передвижения:

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

Мощность двигателя – 77 кВт.

Масса крана в рабочем состоянии – 7,1 т.

Автокран марки КС-1562А представлен на рисунке 8.3.

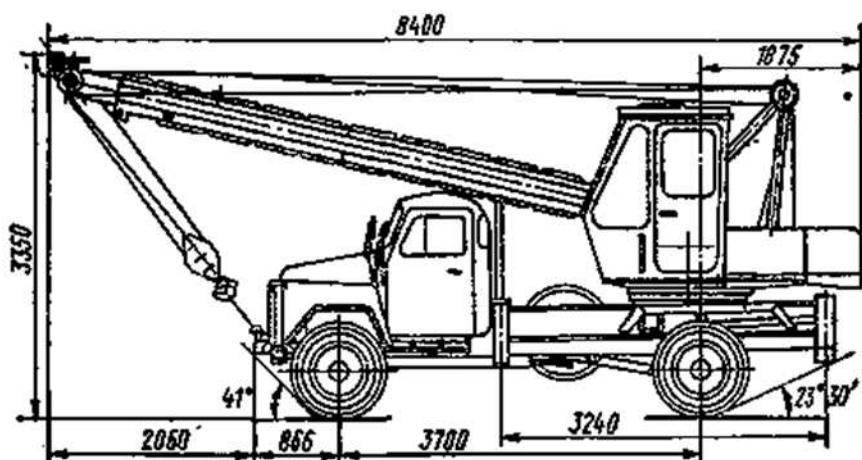


Рисунок 8.3 – Автокран марки КС-1562А

Технические характеристики бортового автомобиля:

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

Бортовой автомобиль ЗИЛ 130-76 представлен на рисунке 8.4.

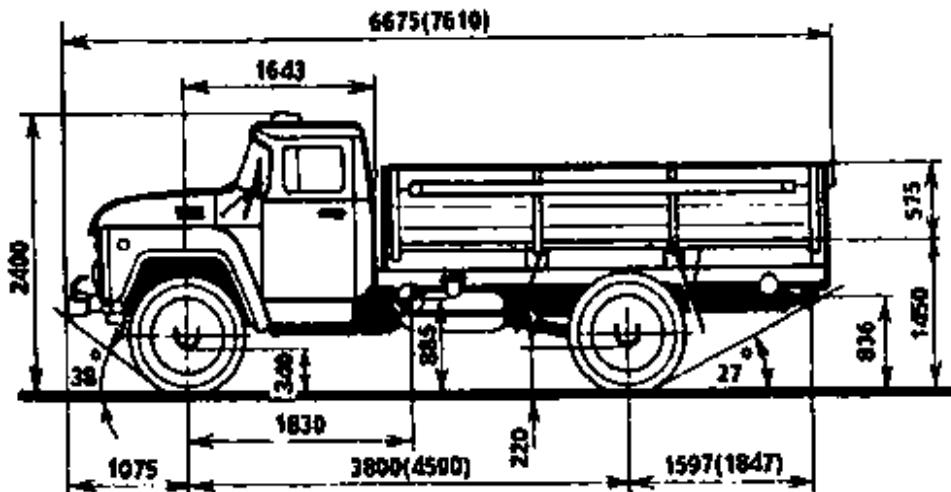


Рисунок 8.4 – Бортовой автомобиль ЗИЛ 130-76

Техническая характеристика самосвала МАЗ-503:

Грузоподъемность – 7т.

Габариты – 5920×2500×2700.

Вес в снаряженном состоянии – 6,75 т.

Емкость кузова – 4,0 м<sup>3</sup>.

Скорость V<sub>max</sub> = 80 км/ч.

Самосвал МАЗ-503 представлен на рисунке 8.5.

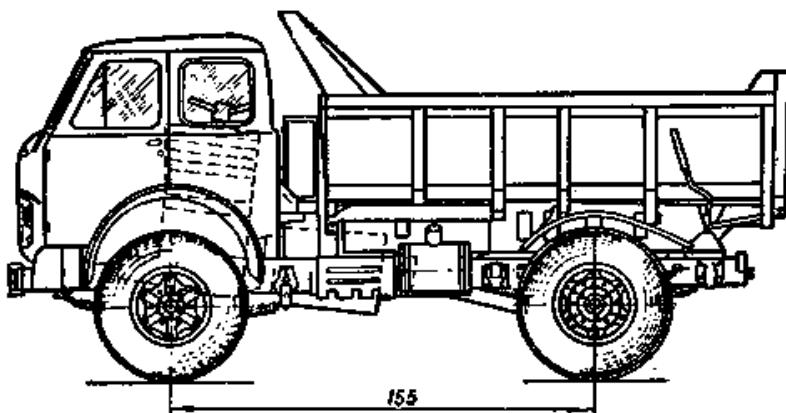


Рисунок 8.5 – Самосвал МАЗ-503

Технические характеристики катка марки ДУ-8В

Ширина уплотняемой полосы – 1,29 м.

Количество колес – 2 шт.

Диаметр колес:

ведущего – 1,6 м;

ведомого – 1,3 м.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В выпускной квалифицированной работе на тему «Газоснабжение п. Алексеевка и котельной» рассчитана годовая потребность в газе жилого района п. Алексеевка с населением 79428 человек с помощью удельных норм потребления газа. Годовое потребление газа с учетом запаса составило  $12977373,1 \text{ м}^3$ .

Для выполнения бакалаврской работы были выполнены следующие задачи:

- 1) Произведен расчет ГНС;
- 2) Произведен расчет резервуарного парка ГНС;
- 3) Произведен расчет количества сливных эстакад;
- 4) Произведен расчет насосно-компрессорного отделения.
- 5) Произведен расчет наполнительного отделения баллонов;
- 6) Определено количество автотранспорта необходимого для поставки газа населению;
- 7) Выполнен расчет групповой резервуарной установки с естественным и искусственным испарением;
- 8) Выполнен расчет ГРУ и газопровода для котельной;
- 9) Произведен расчет возведения групповой установки.
- 10) Разработана графическая часть для решенных задач в пояснительной записке.

## **СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

ГНС – газонаполнительная станция.

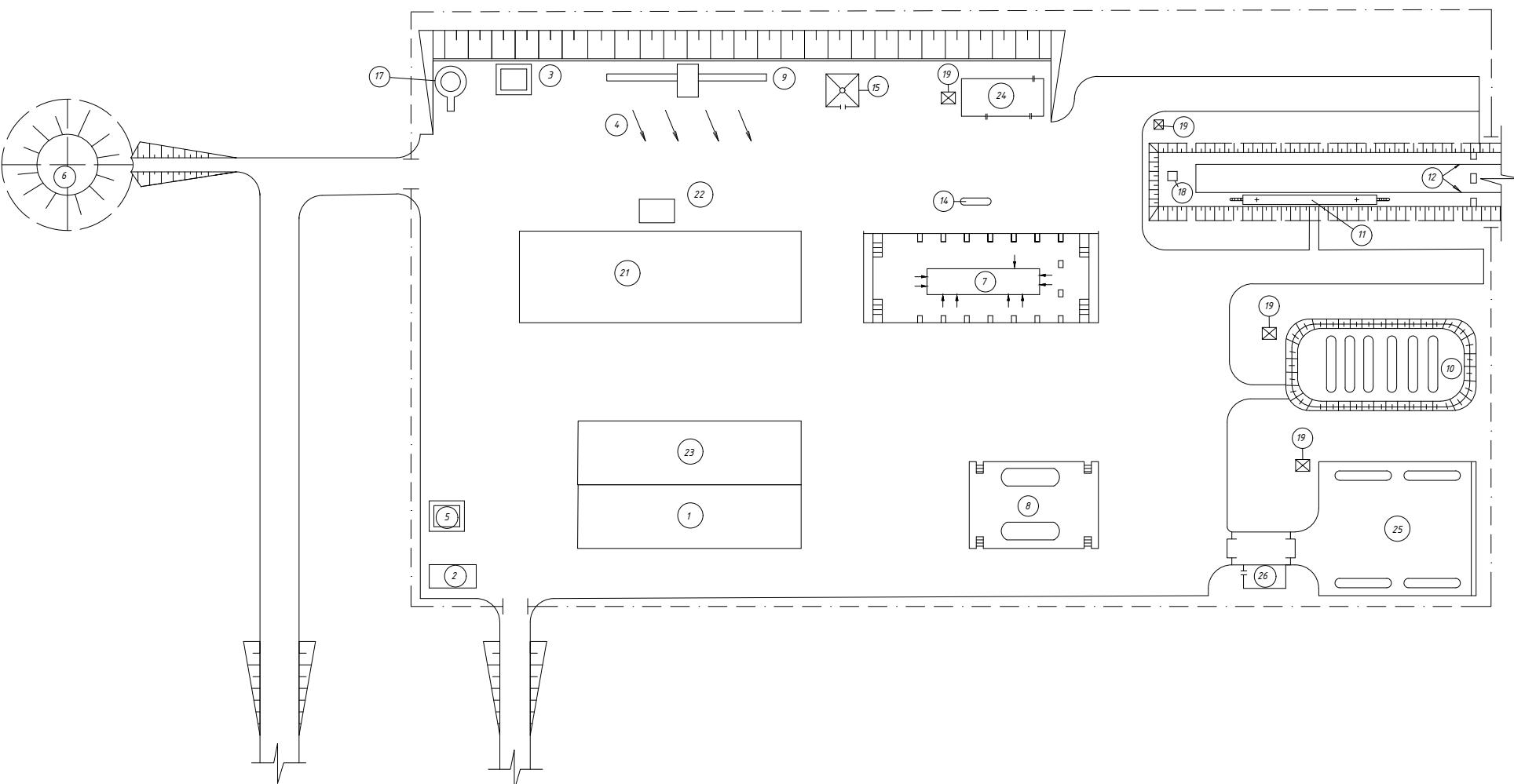
ПЗК – предохранительно-запорный клапан.

ГРУ – газорегуляторная установка.

## **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

- 1) СП 62.13330.2011\* Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 (с Изменениями N 1, 2) – 87 с.
- 2) Стаскевич Н. Л., Вигдорчик Д. Я. Справочник по сжиженным углеводородным газам. – Ленинград: Недра, 1986 – 534 с.
- 3) Кулаков Н. Г., Бережнов И. А. Справочник по газоснабжению. – Киев: Будивельник, 1968. – 320 с.
- 4) Ионин А. А. Газоснабжение: Учебник для вузов. – 3-е изд., перерб. и доп. – Москва: Стройиздат, 1981. – 415с., ил.
- 5) Преображенский Н. И. Сжиженные углеводородные газы. – Ленинград: Недра, 1977.
- 6) Стаскевич Н. Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа. – Ленинград: Недра, 1990. – 762 с.
- 7) Рябцев Н. И., Кряжев Б. Г. Сжиженные углеводородные газы. – Москва: Недра, 1977 – 28с.
- 8) Рябцев Н. И. Газовое оборудование, приборы и арматура. – Москва: Недра, 1985.
- 9) Черемушкин П. А., Шальнов А. П. Технология и организация строительства. – Москва: Высшая школа, 1970.
- 10) Журавлев Б. А. Справочник мастера-сантехника. – Москва: Стройиздат, 1982.

## *Схема генплана ГНС*



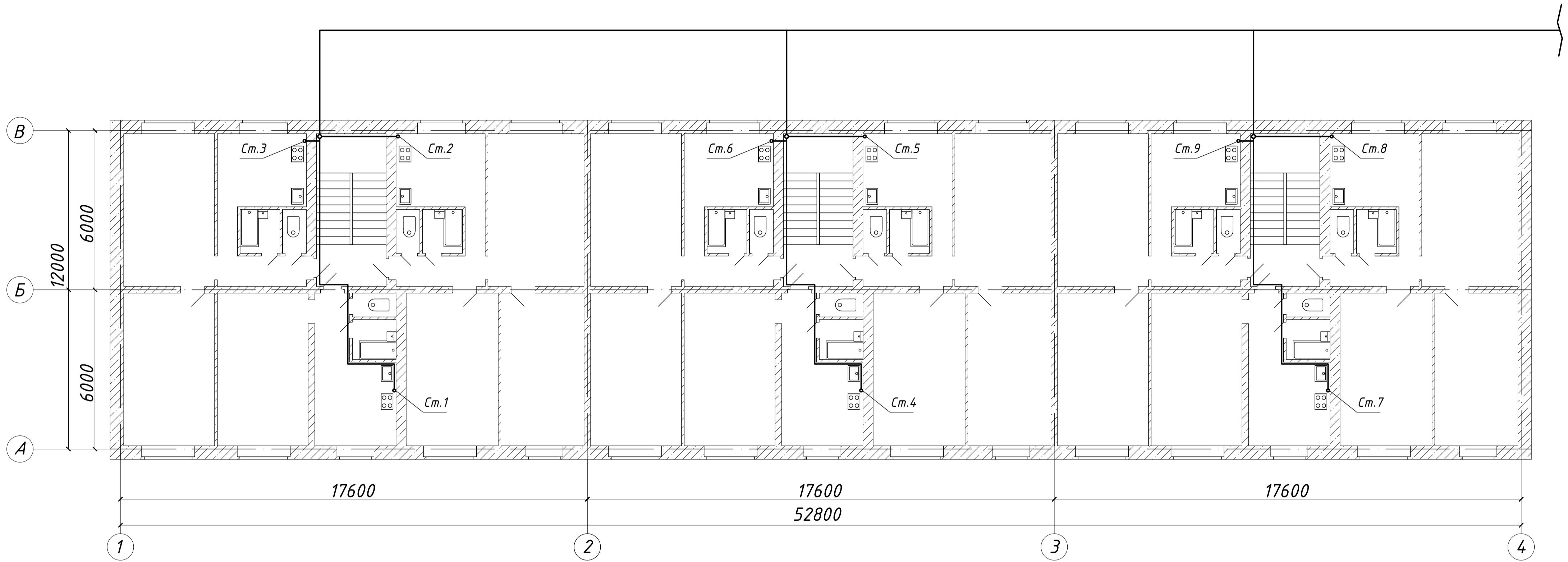
## Экспликация

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

BKP-08.03.01.05-2020

Башкирский федеральный университет  
гражданского строительства и архитектуры

План типового этажа М 1:100



Аксонометрическая схема внутридомового газопровода

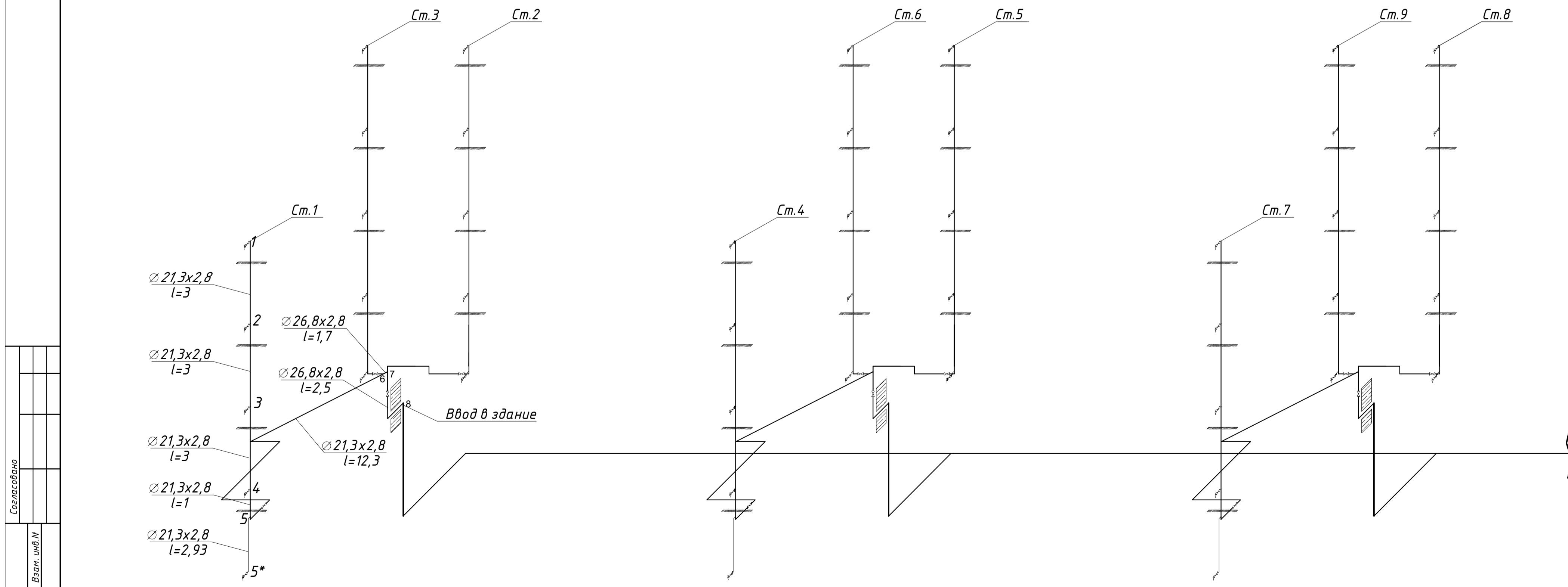
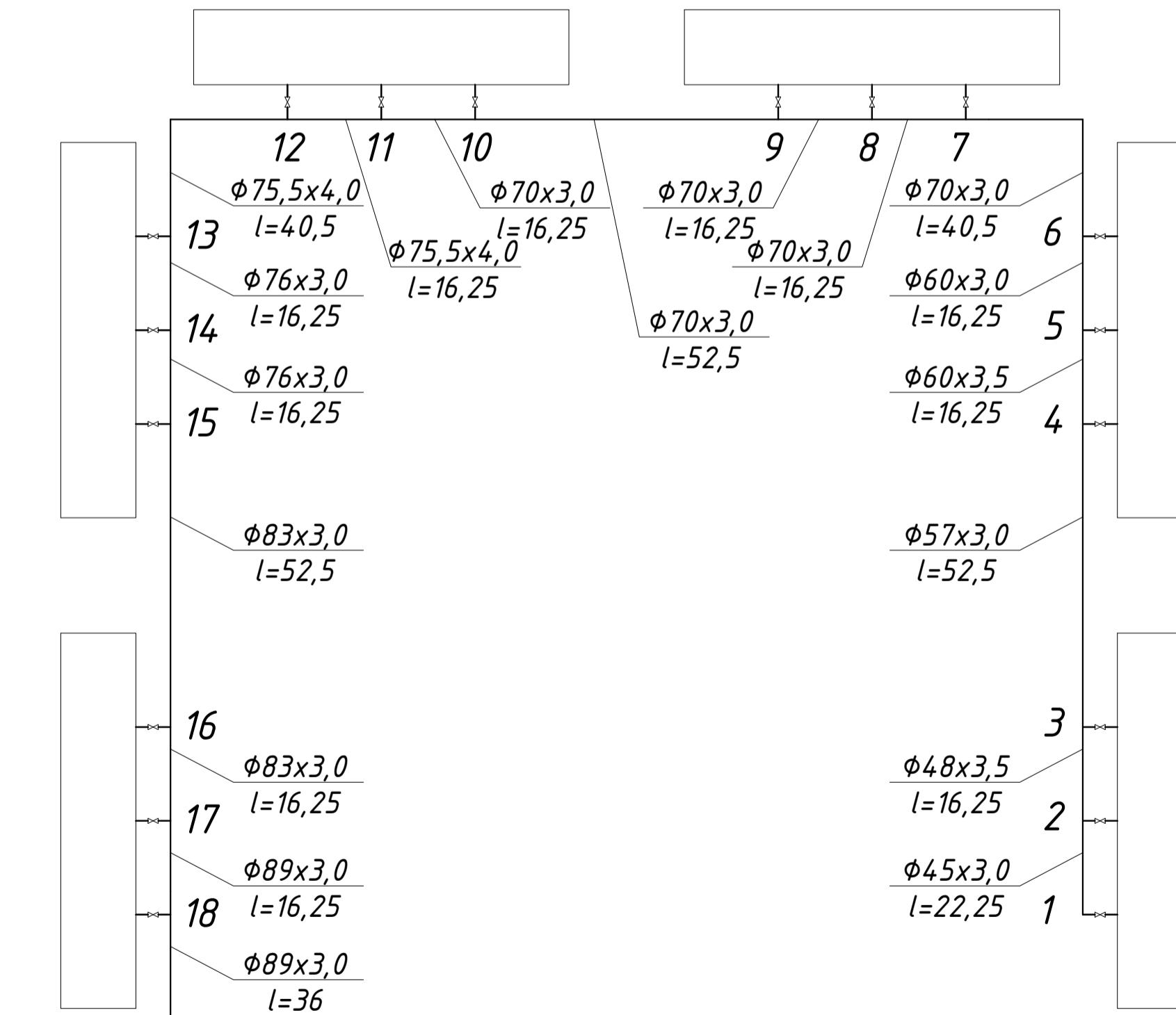


Схема внутридомового газопровода

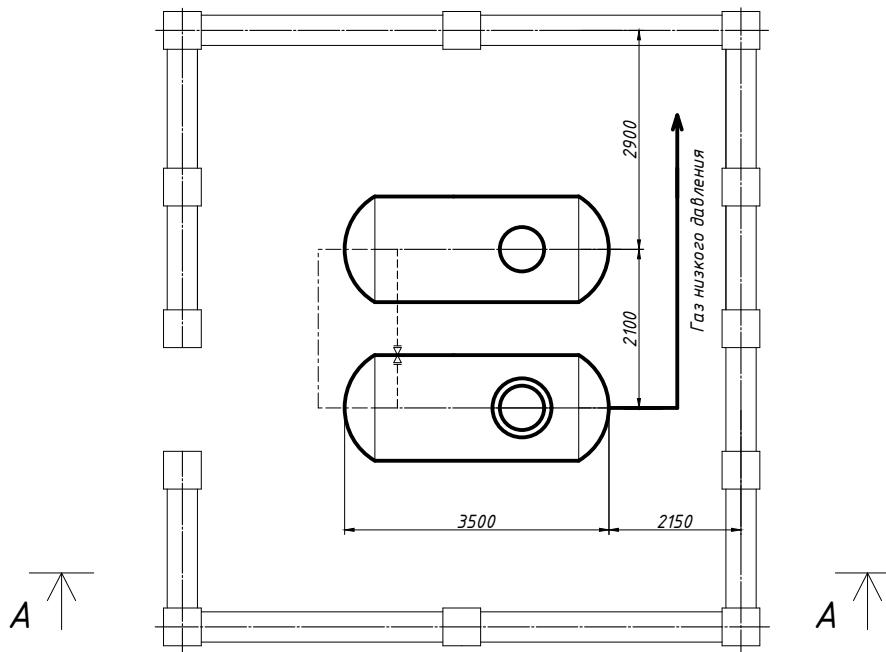


ВКР-08.03.01.05-2020					
Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Гурьев Е.М.				
Руководит.	Авласевич А.И.				
Н.контр.	Авласевич А.И.				
Зав. каф.	Матвеенко А.И.				
Газоснабжение района города Серов и котельной					
План типового этажа М 1:100. Аксонометрическая схема внутридомового газопровода М 1:100. Схема внутридомового газопровода М 1:100					
Стадия	Лист	Листов			
У	2	5			
Кафедра ИСЭиС					

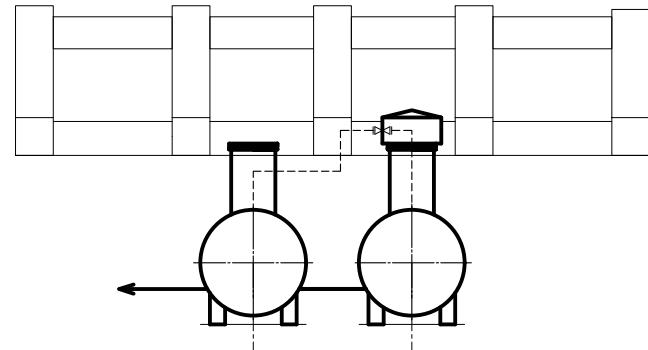
# *Групповая резервуарная установка двух подземных резервуаров М 1:50*

# *Компоновка резервуара с форсуночным испарителем*

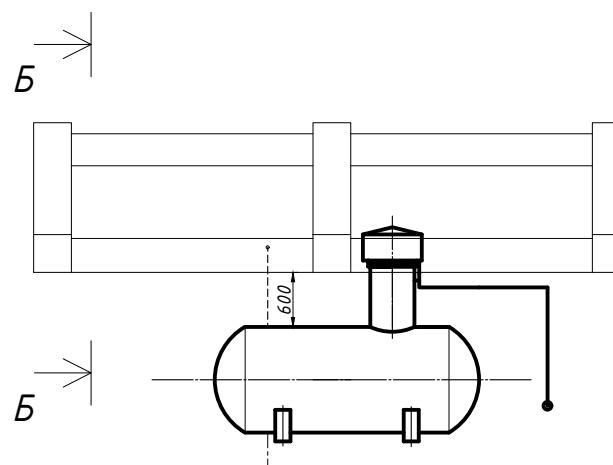
## *План на отметке 0.000*



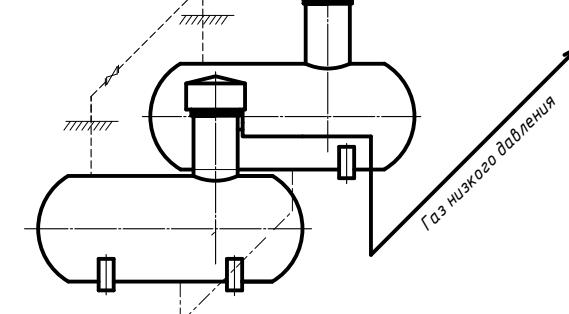
## Разрез Б-Б



### *Разрез A-A*



## *Схема обвязки резервуаров*



## *Условные обозначения*

- — трубопровод жидкой фазы
- — — трубопровод паровой фазы высокого давления
- — — трубопровод паровой фазы низкого давления
- □ — вентиль главный

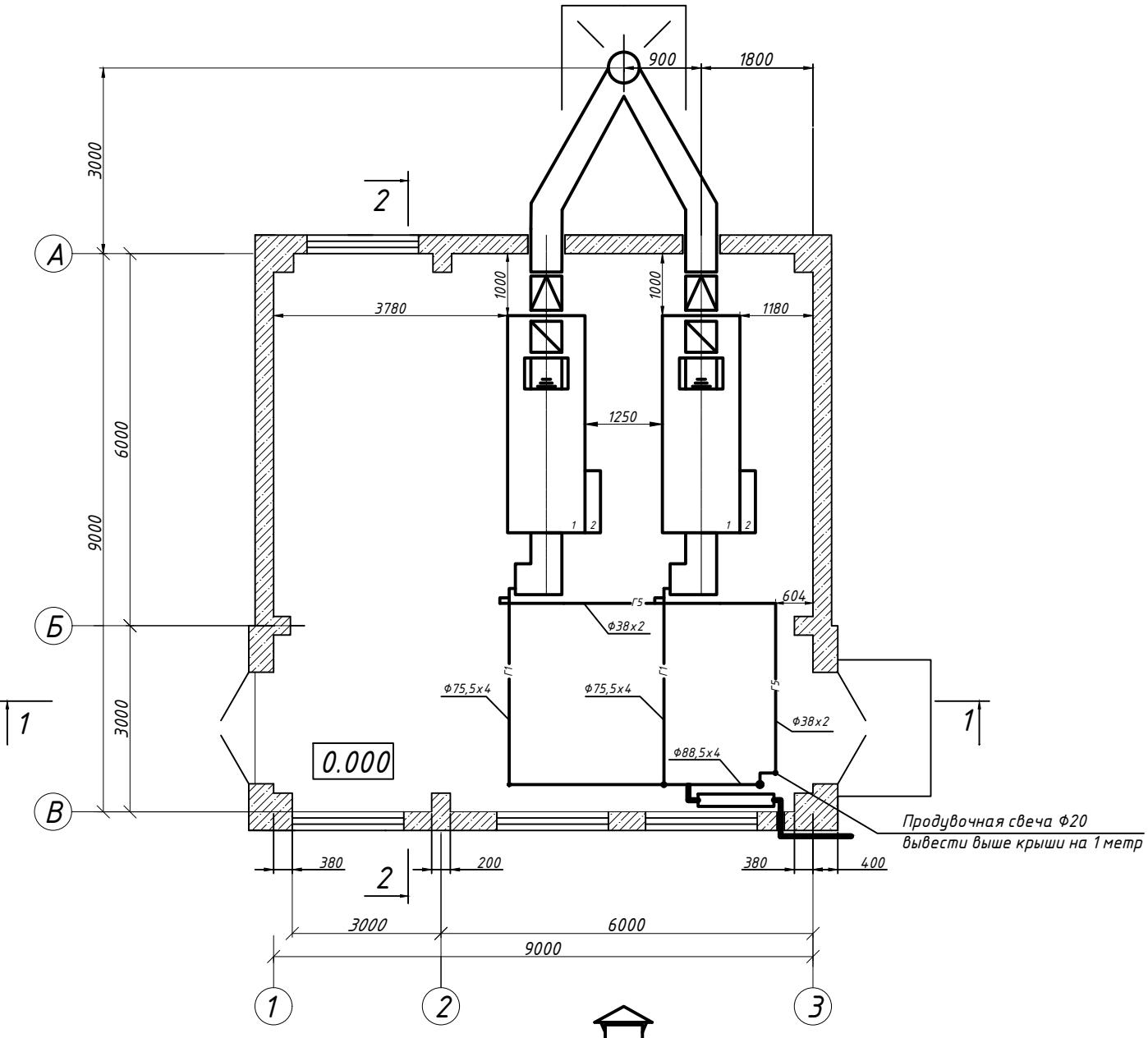
## *Спецификация*

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	ГОСТ 34347-2017	Подземный резервуар	1	
2	ГОСТ 15860-84	Форсуночный испаритель	1	
3	ГОСТ 15150-69	Предохранительный	1	
		сбросной клапан		
4	ГОСТ 33259-2015	Ресивер	1	
5	ГОСТ 15150-69	Поплавковый регулятор	1	
6	ГОСТ 2405-88	Конденсатосборник	1	
7	ГОСТ 15150-69	Манометр	1	
8	ГОСТ 21805-94	Предохранительный	1	
		запорный клапан		
9	ГОСТ 21805-94	Регулятор давления	1	
10	ГОСТ 9702-87	Трехходовой кран	1	

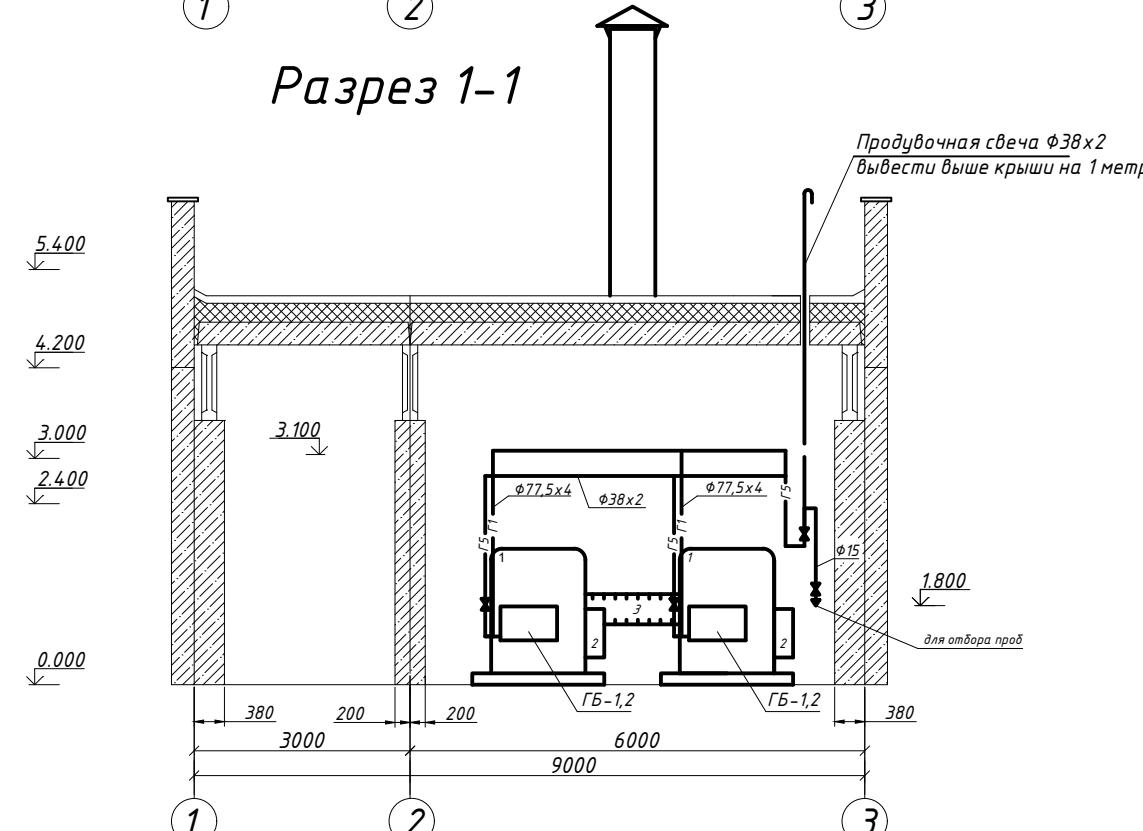
BKR 08.03.01.05 2020

Сибирский федеральный университет  
Инженерно-строительный институт

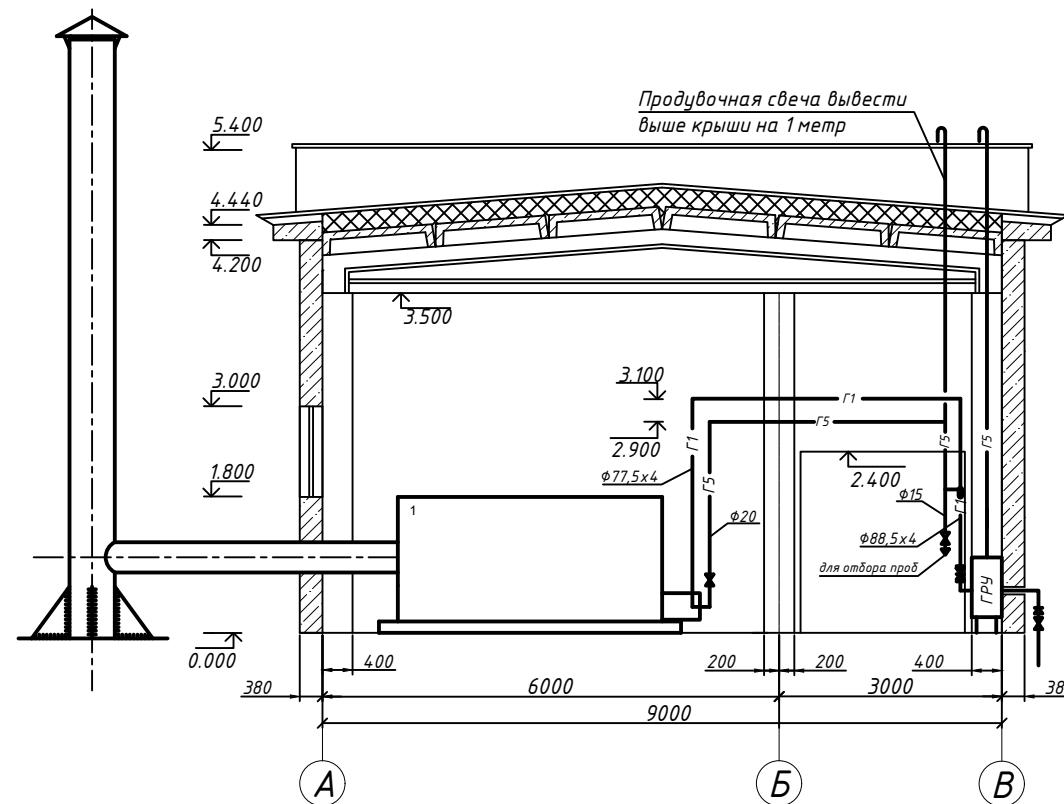
План котельной на отметке 0.000 М 1:50



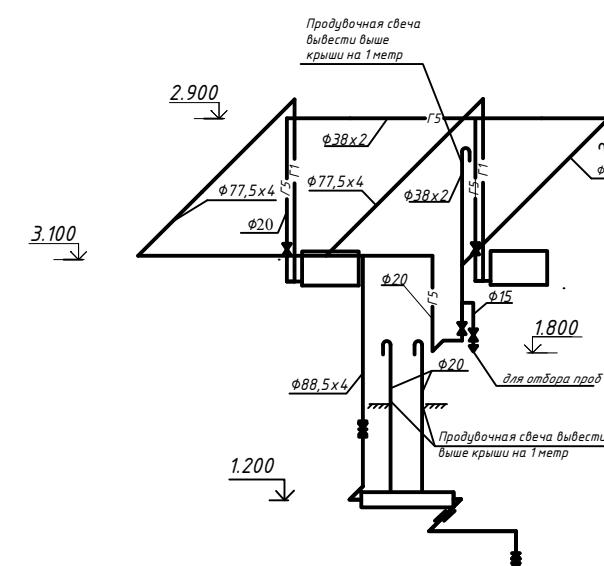
## *Разрез 1-*



## Разрез 2-2



## *Аксонометрическая схема внутрикотельного газопровода*



## *Условные обозначения*

1 - котёл

2 - сетевой

*З - газоход*

*отметка пола котельной*

Г2 – азартните и хазартни игри

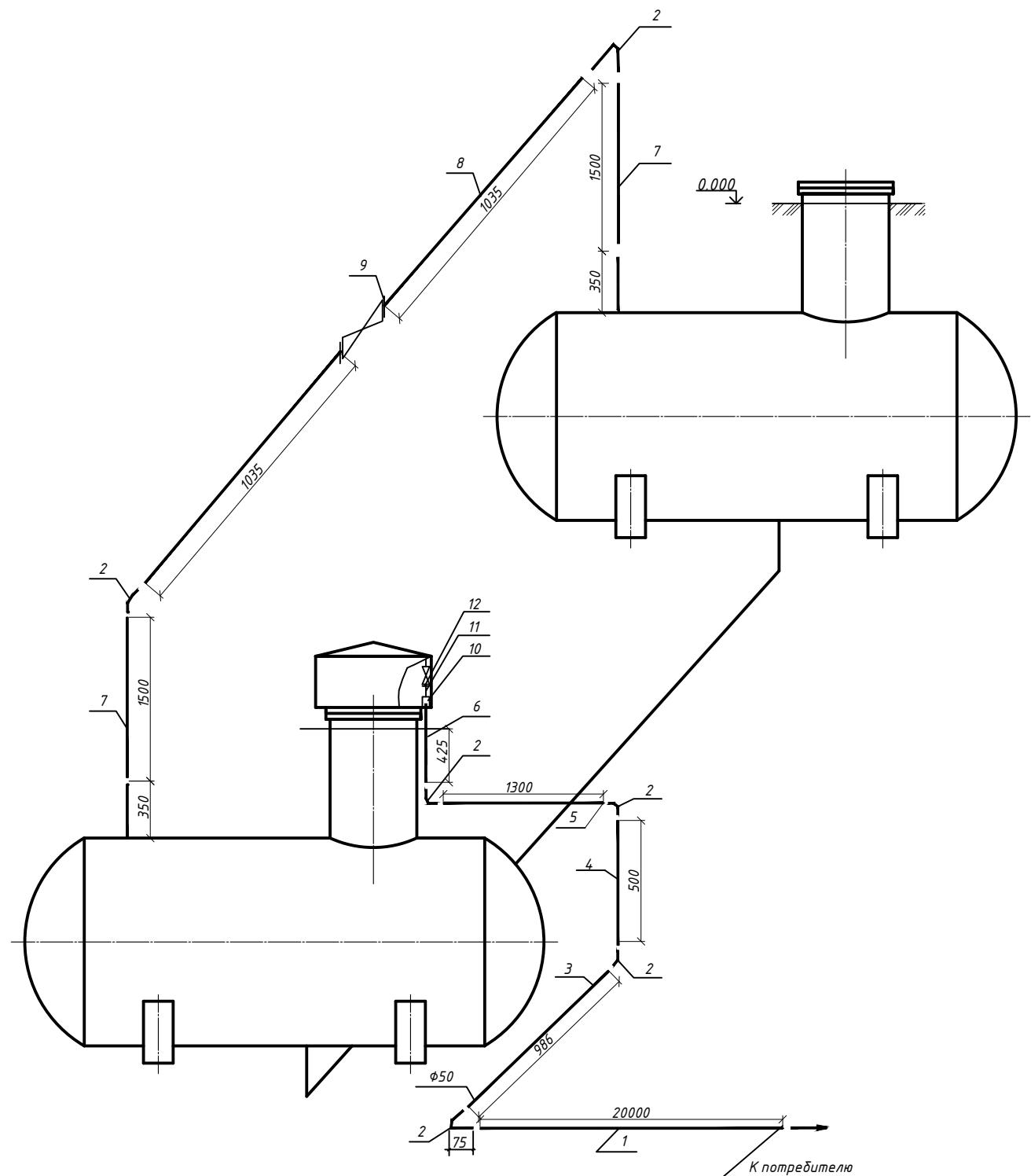
**— Г5 —** продувочный газопровод

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед. кг	Приме- чание
1	KСВа-1,0	Котёл стальной			
		водогрейный			
		автоматический с горелкой			
		ГБ-1,2 и комплектом			
		средств управления			
		производительностью 1			
		МВт/ч	2	3550	шт
2	K-100-65-200	Насос сетевой			
		центробежный консольный с			
		электродвигателем			
		4АМ180М2У3, N=30 кВт,			
		n=3000 об/мин	2	376	шт
3	C 5-305-981	Газорегуляторная			
		установка с хорасчётым			м
		учётом расхода газа			
		счётчиком	1		шт
4	5.905-6*	Изолирующий фланец	1		шт
5	ГОСТ 10704-91	Трубы стальные			
		электросварные			
		То же Ф38x2	12,6	22,4	кг
		То же Ф77,5x4	8,7	63,1	кг
		То же Ф88,5x4	6,4	53,3	кг
6	11Ч ЗБК	Кран муфтовый Ф50	1		шт
7	15КЧ 88Зр 1м	Кран фланцевый с			
		электромагнитным			
		приводом	3		шт
8	11Ч ЗБК	Кран муфтовый Ф50	1		шт

BKP-08.03.01.05-2020

Сибирский федеральный университет  
Инженерно-строительный институт

# Монтажная схема обвязки резервуаров



## Комплектовочная ведомость к ГРУ

Номер узла	Число узлов	Номер детали	Эскиз детали	Числовой проход	Заготовительная длина	Количество
		1	С — С	50	20000	1
		2	отвод 90°	50	75	6
		3	С — С	50	986	1
		4	С — С	50	500	1
		5	С — С	50	1300	1
		6	С — С	50	425	1
		7	С — С	50	1500	2
		8	С — С	50	1035	2
		9	фланец	50	-	2
		10	муфта	50	50	1
		11	сгон	50	130	1
		12	контргайка	50	-	1

## Спецификация ГРУ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол	Масса ед. кг	Примечание
1	ГОСТ 8734-75	Труба бесшовная	8281	39,6	м
		холоднодеформированная			
		Ф50			
2	1143δк	Кран пробковый натяжной	2	10,6	шт
		муфтовый чугунный Ф50			
3	15кч19п	Вентиль запорный	4	32	шт
		фланцевый Ф50			

BKR-08.03.01.05-2020

Сибирский федеральный университет  
Инженерно-строительный институт

Изм.	Кол.ч.	Лист	№док	Подп.	Дата	Стандарт	Лист	Листов
Разраб.	Гурьев Е.М.					Газоснабжение района города Серебр и котельной	Ч	5
Руководит	Абласевич А.И.							
Н.контр.	Абласевич А.И.					Монтажная схема обвязки резервуаров		
Зав. каф.	Чатченко А.И.							

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

Инженерно-строительный институт  
институт  
Инженерных систем зданий и сооружений  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

 А. И. Матюшенко  
Подпись инициалы, фамилия  
«30 » 06 2020 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01.05 Теплогазоснабжение и Вентиляция

код – наименование направления

Снабжение жилого района п. Алексеевка и котельной  
тема

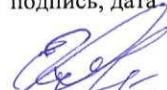
Руководитель

  
подпись, дата

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

А. И. Авласевич  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

Е. М. Гурьев  
инициалы, фамилия

Консультанты по разделам:

Технология возведения  
инженерных систем (ТВИС)  
наименование раздела

  
подпись, дата

А. И. Авласевич  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

  
подпись, дата

А. И. Авласевич  
инициалы, фамилия

Красноярск 2020