

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

Инженерно-строительный институт
институт
Инженерных систем зданий и сооружений
кафедра

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01.05 Теплогазоснабжение и Вентиляция
код – наименование направления

Газоснабжение жилого района и ООО «Лира»
тема

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

Выпускник _____ И.С. Ковалев
подпись, дата инициалы, фамилия

Консультанты по
разделам:

Технология возведения
инженерных систем (ТВИС) _____ А. И. Авласевич
наименование раздела подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ А. И. Авласевич
подпись, дата 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 резервуаров и эстакады.....	12
3.2 Расчет отделения наполнения баллонов.....	13
3.3 Расчет предохранительно-запорных клапанов	14
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	24
4.2 Расчет резервуарной установки с искусственным испарением.....	27
5 Расчет внутридомового газопровода.....	30
6 Расчет внутриквартального газопровода.....	34
7 Расчет внутреннего газового оборудования котельной	37
7.1 Расчет внутрикотельного газопровода	37
7.2 Общее описание котла КСВа-1,0	39
7.3 Горелка ГБ-1,2.....	44
7.4 Расчет ГРУ для котельной	45
7.5 Описание малогабаритного змеевикового испарителя.....	46
8 Технология возведения инженерных систем	48
8.1 Монтаж систем внутреннего газоснабжения.....	48
8.1.1 Подготовительные работы	48
8.1.2 Монтажные работы	48
8.1.3 Испытание внутреннего газопровода.....	49
8.2 Монтаж подземного газопровода.....	50
8.2.1 Подготовительные работы	50
8.2.2 Земляные работы.....	51
8.2.3 Сборка и сварка труб в звенья	51
8.3 Монтаж трубопроводов.....	51
8.4 Предварительное испытание газопровода	52

8.5 Монтаж резервуаров.....	52
8.6 Изоляция трубопровода	53
8.7 Благоустройство трассы.....	54
8.8 Окончательное испытание газопровода	54
8.9 Определение объема земляных работ	54
8.10 Выбор комплекта машин и механизмов.....	60
Заключение	64
Список сокращений	65
Список использованных источников	66

РЕФЕРАТ

Данная бакалаврская работа по теме «Газоснабжение жилого района и ООО «Ли́ра» состоит из 66 страниц текстового документа и 5 листов графического материала.

Рассматриваемым объектом является жилой район с населением 60950 человек и предприятие ООО «Ли́ра».

Целью работы является расчет и разработка проекта газификации жилого района и находящейся в нем котельной для предприятия ООО "Ли́ра».

Для выполнения данной работы бы определен ряд задач:

- расчёт годового газопотребления;
- расчёт газонаполнительной станции;
- расчёт групповой резервуарной установки;
- расчет арматуры и насосно-компрессорного отделения;
- расчёт внутридомового газопровода;
- расчёт внутриквартального газопровода;
- расчёт внутрикотельного газопровода;
- монтаж, испытание сетей газоснабжения и определение объемов работ.

В ходе работы так же была разработана графическая часть, содержащая аксонометрические схемы внутриквартального, внутридомового и внутрикотельного газопровода, план и разрез котельной.

Работа выполнена в соответствии с действующими нормативными документами, регламентирующими проектирование, расчёт и монтаж инженерных сетей газоснабжения.

ВВЕДЕНИЕ

Газовая промышленность - самая молодая и быстроразвивающаяся отрасль топливной промышленности. Она занимается добычей, транспортировкой, хранением и распределением природного газа. Газ - ценное промышленное сырье. В настоящее время для газоснабжения городов и различных предприятий применяется природный газ и сжиженные углеводородные газы. Газ в больших количествах применяется в хозяйстве в качестве топлива в промышленности и в быту, а также и как сырье для химической промышленности. В металлургии и промышленности используется также для отопления прокатных, кузнечных, термических и плавильных печей и сушил.

Сжиженные газы - это смесь углеводородов, таких как пропан и бутан, с примесями других тяжелых углеводородов в малых концентрациях.

При атмосферных условиях сжиженные газы находятся в газообразном состоянии, а при повышении давления или при снижении температуры переходят в жидкую фазу, которую используют для транспортировки и хранения. Потребителям же они поступают в фазе газа.

Основной потребитель газового топлива в нашей стране - это коммунально-бытовой сектор. Использование сжиженных углеводородных газов в промышленности позволяет осуществить принципиально новые прогрессивные и экономически эффективные технологические процессы.

Рациональное использование газообразного топлива с наибольшей реализацией его технологических достоинств позволяет получить значительный экономический эффект, который связан с повышением КПД агрегатов и сокращением расхода топлива, более простым регулированием температурных полей и состава газовой среды в рабочем пространстве печей и установок. В результате этого удается значительно повысить интенсивность производства и качество получаемой продукции. Применение газа для промышленных установок улучшает условия труда и способствует росту его производительности. Использование сжиженных углеводородных газов в промышленности позволяет осуществить принципиально новые прогрессивные и экономически эффективные технологические процессы. Кроме того, применение газа в качестве топлива позволяет значительно улучшить условия быта населения, повысить санитарно-гигиенический уровень производства и оздоровить воздушный бассейн в городах и промышленных центрах.

Эффективность газоснабжения во многом зависит от верного выбора методов сжигания, квалификации рабочего персонала и их навыков, корректной работы и модернизации оборудования и различных приборов, корректной работы системы контроля использования газа.

Сжиженные углеводородные газы транспортируются в железнодорожных и автомобильных цистернах, хранятся в резервуарах различного объема в состоянии насыщения: в нижней части судов размещается кипящая жидкость, а в верхней находятся сухие насыщенные пары.

Основными свойствами пропан-бутановых смесей, влияющих на условия их хранения, измерения и транспортировки, являются:

- сжиженные углеводородные газы относятся к низкокипящим жидкостям, способным находиться в жидком состоянии под давлением насыщенных паров;

- сжиженные углеводородные газы характеризуются высоким коэффициентом теплового расширения и низкой плотностью, и вязкостью по сравнению со светлыми нефтепродуктами;

- транспортирование, хранение и измерение сжиженных углеводородных газов возможны только посредством закрытых систем, рассчитанных, как правило, на рабочее давление 1,6 МПа;

- перекачивающие, измерительные операции требуют применения специального оборудования, материалов и технологий;

- при естественном испарении смеси пропана и бутана их пары имеют переменный состав, хотя при искусственном испарении он однороден;

- у сжиженных газов малы значения нижней границы предела взрываемости (1,5-9,5%). Они значительно тяжелее воздуха и собираются в нижней части помещения (емкости), где может образоваться газообразная взрывоопасная смесь при очень малых утечках. При затекании (в виде стелющегося тумана или прозрачного облака) в подвалы, устройства канализации, заглубленные помещения сжиженные газы могут там оставаться очень долго.

Газонаполнительные станции сжиженного газа (ГНС) представляют собой сложные технологические комплексы для приема, хранения и отпуска сжиженного газа к потребителю. Основная функция автомобильной ГНС – наполнение баллонов и цистерн автомобильных газовозов. Также, в зависимости от комплектации, газонаполнительная станция может предусматривать возможности для диагностики и ремонта баллонов. Газонаполнительные станции располагают вне населенных пунктов на установленных нормативными документами расстояниях от зданий, сооружений и коммуникаций. Территория ГНС в обязательном порядке должна быть огорожена и разделяется на две основные зоны: рабочую, включающую главную эстакаду, хранилище, насосно-компрессорный и испарительный участки, цех наполнения баллонов, колонки для наполнения автоцистерн и вспомогательную, с административно-хозяйственными помещениями, гаражом и резервуаром хранения противопожарного запаса воды.

1 Расчет численности населения

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

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

где m – плотность населения, $m = 500$ чел/га;

F – площадь квартала, га.

Расчет численности населения сводим в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Расчет численности населения

№ квартала	Площадь квартала, га	Плотность населения, чел/га	Количество проживающих, чел
1	4,0	500	2000
2	4,0		2000
3	4,0		2000
4	4,0		2000
5	4,6		2300
6	6,4		3200
7	7,0		3500
8	5,0		2500
9	6,4		3200
10	2,5		1250
11	2,5		1250
12	2,5		1250
13	6,8		3400
15	11,0		5500
16	5,0		2500
17	5,0		2500
18	4,0		2000
19	1,8		900
20	1,8		900
21	12,6		6300
22	5,0		2500
23	11,0		5500
24	5,0		2500
			Итого: 60950

2 Расчет годового потребления газа

Расчет годового газопотребления выполняют по нормам на конец расчетного периода с учетом перспективы развития потребителей газа в городе. Продолжительность расчетного периода определяют на основании плана перспективного развития населенного пункта.

Основные виды потребления газа в городе:

- бытовое потребление (потребление газа в квартирах);
- потребление в коммунальных и общественных предприятиях;
- потребление на отопление и вентиляцию зданий;
- промышленное потребление.

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

Расчет расхода газа на бытовые, коммунальные и общественные нужды зависит от ряда факторов: газооборудования, благоустройства и населенности квартир, газооборудования городских учреждений и предприятиями, охвата потребителей централизованным горячим водоснабжением и от климатических условий. Большая часть этих факторов не поддается точному учету, поэтому потребление газа рассчитывают по средним нормам, разработанным в результате многолетнего опыта.

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

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

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

N – количество жителей, чел, таблица 1.1.

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

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

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

N – то же, что и в (2.1).

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

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

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

$Q_{P(PP)}^H$ и $Q_{P(БУТ)}^H$ – низшая теплота сгорания, кДж/кг, для жидкой фазы,
 $Q_{P(PP)}^H = 45973$ кДж/кг, $Q_{P(БУТ)}^H = 45431$ кДж/кг.

$$Q_H^P = 0,8 \cdot 45973 + 0,2 \cdot 45431 = 45865 \text{ кДж/кг.}$$

Определяем низшую теплоту сгорания газовой фазы, кДж/м³, 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 $K_{БУТ}$ – то же, что и в (2.3);

$Q_{P(PP)}^H$ и $Q_{P(БУТ)}^H$ – низшая теплота сгорания, кДж/м³, для газовой фазы,
 $Q_{P(PP)}^H = 91140$ кДж/м³, $Q_{P(БУТ)}^H = 118530$ кДж/м³.

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

Плотность газовой фазы, кг/м³, рассчитывается по формуле

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

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

ρ_{PP}^Γ и $\rho_{БУТ}^\Gamma$ – плотность газовой фазы пропана и бутана, кг/м³, $\rho_{PP}^\Gamma = 1,872$ кг/м³, $\rho_{БУТ}^\Gamma = 2,519$ кг/м³.

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

Плотность жидкой фазы, кг/м³, рассчитывается по формуле

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

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

$\rho_{PP}^{жс}$ и $\rho_{БУТ}^{жс}$ – плотность жидкой фазы пропана и бутана, кг/м³, $\rho_{PP}^{жс} = 528$ кг/м³, $\rho_{БУТ}^{жс} = 601$ кг/м³.

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

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

Расчет газопотребления жилым районом сводим в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расчет потребления газа жилым районом

Назначение расходуемого газа	Количество потребителей	Норма расхода на человека			Расход газа	
		кДж	м ³	кг	м ³	кг
При наличии газовой плиты и газового водонагревателя	48760	7300·103	76	159	3684075	7760844
При наличии только газовой плиты	3048	4240·103	26	55	80116	168772
Суммарное количество газа	-	-	-	-	3764191	7929616
Суммарное количество газа с учетом резерва	-	-	-	-	4328820	9515539

3 Расчет ГНС

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

Они осуществляют прием, хранение, распределение и в ряде случаев поставку газа своим транспортом потребителям. Газ на ГНС поставляют железнодорожным, трубопроводным, автомобильным транспортом. Для снабжения потребителей используют автомобильные цистерны, баллоны различной вместимости. Современные ГНС снабжены сливными железнодорожными эстакадами, базой хранения с резервуарами для сжиженных газов, в которых обязательно должно быть предусмотрено раздельное хранение C_3H_8 и C_4H_{10} , производственными зданиями с насосно-компрессорным, наполнительным, сливным, воздушно-компрессорным, погрузочно-компрессорным, погрузочно-разгрузочным, бытовым и др. отделениями, а также блоками вспомогательных помещений с механическими мастерскими, котельными, административно-хозяйственными помещениями, гаражами для автотранспорта и оборудованы системами водо-, тепло- и электроснабжения, связи и канализации.

На ГНС сжиженных газов осуществляются следующие операции:

- прием от поставщиков;
- слив в хранилища;
- хранение в наземных и подземных резервуарах, баллонах и т.п.;
- слив из баллонов неиспарившихся остатков и слив газа из неисправных сосудов;
- разлив газа в баллоны, передвижные резервуары, автоцистерны;
- приём пустых и выдача наполненных баллонов;
- транспортировка газа в баллонах и внутренней трубопроводной сети;
- ремонт и переосвидетельствование баллонов и резервуаров ГНС;
- технологическое обслуживание и ремонт оборудования ГНС;
- доставка газа потребителям в баллонах и автоцистернах;
- заправка автомашин, работающих на сжиженном газе;
- регазификация сжиженных газов;
- смешение паров сжиженных газов с воздухом или низкокалорийными газами;
- подача паров сжиженных газов, газоздушных смесей в городские системы распределения газа.

Проектирование газонаполнительных станций должно осуществляться в соответствии с требованиями [1] и Госгазтехнадзора, т.к. ГНС являются объектами повышенной опасности. Этими документами устанавливаются места их расположения, безопасные расстояния между зданиями и сооружениями и до окружающих зданий и сооружений различного назначения, а также рациональная планировка территории, дорог, противопожарные требования к зданиям и сооружениям, резервуарам базы хранения, насосам, компрессорам и системам водоснабжения, отопления и вентиляции и мн. др. положения.

Эксплуатация производится в соответствии с правилами эксплуатации ГНС сжиженного газа, в основе которых система планово-предупредительных ремонтов и технических обслуживаний, позволяющая планировать основные затраты рабочей силы и материальных средств и снижать их за счет увеличения сроков службы основных фондов, уменьшения простоев, аварийности.

3.1 Расчет резервуаров и эстакады

Для хранения сжиженных газов на ГНС используют горизонтальные цилиндрические резервуары вместимостью 25, 50, 75, 100, 125, 150, 175 и 200 м³, устанавливаемые над землей и под землей, изготовленные из стали марки 16ГС с температурой стенки не выше +15С° и не ниже -40С° и рабочим давлением 1,8 МПа. В их верхней части вырезаны отверстия для установки муфт и штуцеров различного назначения. В комплект поставки входят: резервуар с опорами без арматуры; ответные фланцы к штуцерам; прокладки и лапки (в случае установки на железобетонные опоры); металлические опоры. Каждый резервуар оборудован лазовым и световым люком и имеет не менее 2 предохранительных клапанов.

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

Общий объем хранения газа на ГНС, м³, рассчитывается по формуле

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

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

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

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

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

$$V = \frac{9515539 \cdot 5}{365 \cdot 0,9 \cdot 542,6} = 247 \text{ м}^3.$$

Необходимое количество резервуаров, шт, при единичном объеме одного резервуара V_p , м³, рассчитывается по формуле

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

где V – общий объем газа, м³, по (3.1);

V_p – единичный объем принятого к установке резервуара, м³.

$$m = \frac{247}{150} \approx 1,65 = 2 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке 2 резервуара РГС-150 с единичным объемом 150 м³.

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

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

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

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

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

$$N = \frac{9515539}{360 \cdot 32,1 \cdot 1000} \approx 0,8 = 1 \text{ шт} = 1 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке 1 сливно-наливное устройство.

3.2 Расчет отделения наполнения баллонов

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Максимальное потребление газа, т/сут, рассчитывается по формуле

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

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

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

$$G_{\text{сут}} = \frac{9515539 \cdot 0,1}{365} = 2,6 \text{ т/сут.}$$

$$n = \frac{2,6}{0,021} = 124 \text{ шт.}$$

Количество баллонов, подлежащих заполнению в течение суток, составляет 124 шт.

3.3 Расчет предохранительно-запорных клапанов

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

ППК4Р.

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

- нагрев солнечной радиацией или открытым огнем в случае пожара;
- увеличение объема жидкости в случае переполнения при повышении температуры жидкости или отсутствии парового пространства;
- наполнение сжиженным газом, имеющим упругость паров компонентов более высокую, чем та, на которую рассчитан резервуар;
- подача жидкой фазы насосом при переполненном резервуаре и т.д.

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

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

- клапан должен безотказно срабатывать при достижении предельного давления;
- в открытом положении клапан должен пропускать среду в таком количестве, чтобы дальнейшее повышение давления было невозможным;
- при снижении давления до значения немного ниже рабочего клапан должен закрыться;
- в закрытом состоянии после многократных срабатываний клапан должен сохранять герметичность.

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

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

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

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

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

B – коэффициент учитывающий расширение среды;

P_1 – максимальное избыточное давление газа перед клапаном, равное

2,3 МПа;

P_2 – избыточное давление за клапаном, равное 0 МПа;

ρ_1 – плотность газа при P_1 и t_1 , кг/м³.

Плотность газа при P_1 и t_1 , кг/м³, рассчитывается по формуле

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

где ρ_n , T_n , P_n – плотность, температура, давление газа при нормальных условиях, кг/м³, $\rho_n = 2,29$ кг/м³, $T_n = 273$ К, $P_n = 10332$ кг/м²;

T_1 , P_1 – температура и давление в рабочих условиях, $T_1 = 333$ К, $P_1 = 23000$ кг/м²;

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

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

Максимальная производительность резервуара, кг/ч, определяется по формуле

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

где k – коэффициент теплопередачи от окружающего горячего воздуха через стенку неизолированного резервуара к жидкости равный 23,2 Вт/м²ч°С;

F – наружная поверхность резервуара, для резервуара РГС-150 $F = 224$ м²;

t_e – температура окружающей среды равная 550 °С;

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

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

$$G = \frac{23,2 \cdot 224 \cdot (550 - 60)}{1439,5} = 1768,9 \text{ кг/ч.}$$

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

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

где D – диаметр резервуара, м, для РГС-150 $D = 3,24$ м;

Z – длина резервуара, м, для РГС-150 $Z=18$ м.

$$G = 1000 \cdot 3,24 \cdot \left(18 + \frac{3}{2}\right) = 63180 \text{ кг/ч.}$$

$$F_c = \frac{63180}{15,9 \cdot 0,6 \cdot 0,72 \cdot ((2,3 - 0) \cdot 4,64)^{1/2}} = 2815,5 \text{ мм}^2.$$

Диаметр клапана, мм, вычисляют по формуле

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

где F_c – необходимая площадь проходного сечения клапана, мм², по (3.6).

$$d = \left(\frac{4 \cdot 2815,5}{3,14} \right)^{1/2} = 59,89 \text{ мм.}$$

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

Подбор насосно-компрессорного оборудования производится с учетом объема и характера производимых операций по перекачке сжиженных газов по системе сливных и наливных трубопроводов.

При выборе насосов учитывают особенность перекачки сжиженного газа, заключающуюся в том, что он, обладая высокой упругостью паров, при незначительном понижении давления начинает испаряться и по сравнению с другими жидкостями обладает меньшей загрязненностью. Поэтому во всасывающем патрубке необходимо поддерживать давление выше упругости паров сжиженных газов при максимальной температуре жидкости, а конструкции сальниковых уплотнений должны быть повышенной надежности.

При выборе числа n типа насосов учитывают максимальный расход газа на железнодорожные цистерны и баллоны во время сливных и наливных операций.

При выборе компрессоров учитывается их основное назначение по отбору паров сжиженного газа из заполняемого резервуара и нагнетанию их в паровое пространство опорожняемого резервуара или железнодорожных цистерн. Благодаря этому обеспечивается выдавливание жидкой фазы для

подачи ее к насосам или при работе без них. Для определения числа компрессоров и их подачи пользуются опытными и расчетными данными.

При определении подачи компрессора расчетным путем за основу принимают условие: нагнетаемые пары сжиженного газа имеют повышенную температуру и, соприкасаясь с холодной поверхностью, подогревают верхний слой жидкости, способствуя ее испарению и дополнительному повышению давления в испаряемом резервуаре.

Подачу компрессора, кг/ч, для слива 3 железнодорожных цистерн объемом 51 м³ при $D=2,6$ м, $Z=10,8$ м, диаметр сливных трубопроводов $d_T=100$ мм, приведенная длина трубопровода $l_T=250$ м, время слива $\tau=2$ ч, $\lambda=0,02$, и плотностью смеси 541 кг/м³, определяем по формуле

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

где k_1 – коэффициент условий охлаждения, равный 40;

F – поверхность зеркала конденсации, м², 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

$$\omega_{ж} = \frac{V_2 \cdot k}{f_T \cdot 3600 \cdot \tau}, \quad (3.13)$$

где V_2 – объем цистерны, м³;

k – коэффициент наполнения цистерны, 0,8;

f_T – площадь сечения трубопровода, м²;

τ – время слива, ч.

Площадь сечения трубопровода, м², определяем по формуле

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

где d_T – диаметр трубопровода, м.

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

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

Гидравлическое сопротивление сливного трубопровода, Па, определяется по формуле

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

где λ – коэффициент гидравлического трения;

l_T – длина трубы, м;

ρ – плотность газа, кг/м³;

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

d_T – диаметр трубопровода, м.

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

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

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

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

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

Определим подачу компрессора за первые 5 минут

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

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

К установке принимаем компрессор марки АВ-22 с подачей 159 кг/ч при давлении всасывания 0,4 МПа с двигателем 5,5 кВт, числом оборотов в минуту 960.

3.5 Расчет количества автотранспорта

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

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

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

Необходимое количество автоцистерн рассчитывается по формуле

$$A_{ч}^c = \frac{V_c}{V_{ч} \cdot n}, \quad (3.16)$$

где V_c – среднесуточный расход сжиженного газа, м³;

$V_{ч}$ – полезный объем, для АЦТ-8-130, 6,2 м³;

n – число рейсов в сутки, рассчитывается по формуле

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

где t – время работы в сутки, ч;

l – расстояние от ГНС до потребителя, 4 км;

c – средняя техническая скорость автомобиля, 40 км/ч;

t_1 – время погрузки-разгрузки, 2 ч.

$$n = \frac{2 \cdot 4}{40} + 2 \cdot 2 = 2 \text{ рейса.}$$

Рассчитываем среднесуточный расход газа, м³/сут, по формуле

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

где Q – общий расход газа в год, кг;

ρ – плотность жидкой фазы газа, кг/м³;

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

$$V_c = \frac{9515539 \cdot 0,9}{542,6 \cdot 365} = 44,7 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$A_o^ч = \frac{44,7}{6,2 \cdot 2} \approx 3,6 = 4 \text{ шт.}$$

Количество заправочных колонок определяется по формуле

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

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

q – расчетная производительность колонки, 1 т/ч;

k – коэффициент заполнения резервуара 0,9;

r – время работы колонки, 8 ч.

Суточная реализация газа, т, рассчитывается по формуле

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

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

$$G_{\text{сут}} = \frac{9515,539 \cdot 0,9}{365} = 23,5 \text{ т};$$

$$n_k = \frac{23,5}{1 \cdot 0,9 \cdot 8} = 4 \text{ шт.}$$

Принимаем 4 колонки 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.

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

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.

$$q_2 = \frac{9515,539 \cdot 1,5 \cdot 0,1}{320} = 4,46 \text{ т.}$$

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

$$n = \frac{q_2}{q_1}, \quad (3.23)$$

где q_1 – средний объем перевозок одной машиной, т, по (3.21);
 q_2 – общий объем перевозок, т, по (3.22).

$$A_o^ч = \frac{4,46}{1,6} = 3 \text{ шт.}$$

Принимаем 3 автомобиля типа «клетка» и 4 автоцистерны.

4 Расчет групповых резервуарных установок сжиженного углеводородного газа

Для хранения сжиженных углеводородных газов непосредственно у потребителя используются стационарные и передвижные резервуары различного объема. Установки газоснабжения с двумя и более резервуарами, предназначенные для снабжения сжиженным газом различных потребителей, называют резервуарными. Они бывают надземными и подземными. Надземные установки, как правило, применяют для газоснабжения предприятий промышленного и сельскохозяйственного производства, подземные для газоснабжения промышленных и коммунальных предприятий, отдельных многоэтажных жилых и общественных зданий и их групп, а также объектов сельского хозяйства. Число резервуаров определяется расчетом, но должно быть не менее двух.

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

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

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

4.1 Расчет резервуарной установки с естественным испарением

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

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

Требуемое количество резервуаров, шт, в установке определяется по формуле

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

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

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

$$V_p = \frac{n \cdot K_n \cdot q_{год} \cdot K_z^H}{Q_n^p \cdot 365}, \quad (4.2)$$

где n – количество жителей, пользующихся газом от резервуарной установки, для рассматриваемого квартала №20 равно 900 чел;

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

$q_{год}$ – расход газа в тепловых единицах на одного человека в год, кДж. Для приготовления пищи и горячей воды при установке в квартире только плиты $4600 \cdot 10^3$ кДж;

K_z^H – показатель часового максимума суточного расхода, принимается по [1], $K_z^H = 0,12$;

Q_n^p – низшая теплота сгорания газа, кДж/м³, по (2).

$$V_p = \frac{900 \cdot 1,4 \cdot 4600 \cdot 1000 \cdot 0,12}{96618 \cdot 365} = 20 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

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

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

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

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

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

$V_{рез}$ – то же, что и в (4.1);

m – коэффициент теплового взаимодействия.

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

Следовательно, 11 резервуаров не обеспечат расчетную производительность.

Делаем поправку:

$$V_{уст.} = 13 \cdot 1,9 \cdot 0,64 = 20,7 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Следовательно, 13 резервуаров обеспечат расчетную производительность.

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

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

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

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

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

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

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

Объем паров, м^3 , определяется по формуле

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

где x_i – содержание компонентов жидкой фазы в смеси;

V_i – объем компонентов при испарении, м^3 .

$$V_{см} = 0,8 \cdot 269 + 0,2 \cdot 235 = 263\text{ м}^3.$$

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

$$V_{зан} = 13 \cdot 5 \cdot (0,85 - 0,3) \cdot 269 = 9374\text{ м}^3.$$

Число суток между заправками рассчитывается по формуле

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

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

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

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

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

$$V_{сут} = \frac{900 \cdot 1,4 \cdot 4600 \cdot 1000}{96618 \cdot 365} = 165\text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Z = \frac{9374}{165} = 57\text{ суток}.$$

4.2 Расчет резервуарной установки с искусственным испарением

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

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

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

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

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

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

$$G = \frac{900 \cdot 1,4 \cdot 4600 \cdot 1000 \cdot 0,12}{45865 \cdot 365} = 42 \text{ кг / ч}$$

Требуемое количество испарителей, шт, рассчитываются по формуле

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

где G – требуемая производительность испарителя, кг/ч;

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

$$N_U = \frac{42}{60} = 1 \text{ шт.}$$

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

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

где Z – количество суток между заправками. Принимается в зависимости от радиуса обслуживания, качества автомобильных дорог и климатических условий (от 7 до 30 сут.), принимаем $Z=10$ суток;

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

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

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

Среднесуточный расход газа, кг/сут, рассчитывается по формуле

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

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

Q_n^p – то же, что и в (4.9).

$$G_{сут} = \frac{900 \cdot 4600 \cdot 1000 \cdot 1,4}{45865 \cdot 365} = 345 \text{ кг/сут.}$$

$$N = \frac{10 \cdot 345}{5 \cdot 586,4} \approx 1,2 = 2 \text{ шт.}$$

Таким образом, для газоснабжения 900 потребителей, потребуется резервуарная установка из 2 резервуаров емкостью 5м³ и 1 форсуночного испарителя.

5 Расчет внутридомового газопровода

В жилые здания газ поступает по газопроводам от городской распределительной сети. Эти газопроводы состоят из абонентских ответвлений, подводящих газ к зданию и внутридомовых газопроводов, которые транспортируют газ внутри здания и распределяют его между отдельными газовыми приборами.

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

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

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

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

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

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

Гидравлический расчет начинаем с определения расчетных расходов газа по участкам.

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

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

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

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

Q_p^n – низшая теплота сгорания газа, кДж/м³, по (2);

n_i – количество квартир.

Расчетная схема представлена на рисунке 5.1.

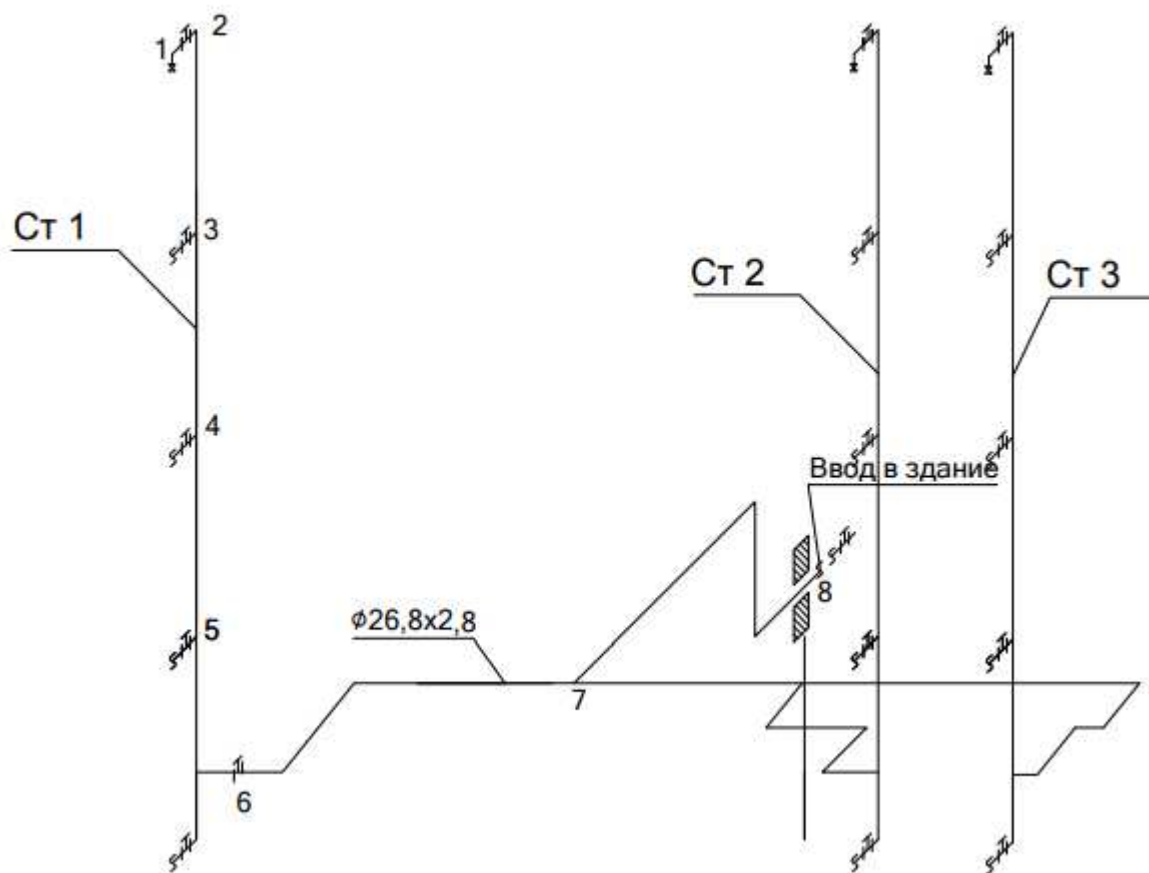


Рисунок 5.1 – Расчетная схема внутридомового газопровода

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, м;

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

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

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

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

l – сумма расчетных длин участков, м.

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

Определяем потери давления, Па, на участках по формуле

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

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

l_p – расчетная длина участка, м.

Определяем гидростатический напор, Па, по формуле

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

где g – ускорение свободного падения, м²/с;

Z – разность высотных отметок, м;

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

ρ_z – плотность газа, кг/м³, $\rho_z = 2$ кг/м³.

В конце расчета, после определения потерь давления на участках с учетом гидростатического давления, находится их сумма по всем участкам, она не должна превышать расчетного перепада давления 350 Па.

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 ³ /ч
1–2	П4	1	1	0,42
2–3	П4	1	1	0,42
3–4	2П4	2	0,65	0,55
4–5	3П4	3	0,45	0,57
5–6	4П4	4	0,35	0,59
6–7	5П4	5	0,29	0,61
7–8	15П4	15	0,24	1,51

Таблица 5.2 – Гидравлический расчет внутридомового газопровода

№ уч.	Длина участка, l , м	Расчетный расход газа, Q_p , м ³ /ч	Надбавка к потерям давления по длине, a , %	Расчетная длина, l_p , м	$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp}$, Па/м	Диаметр г/пр, d , мм	$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_d$, Па/м	Потери давления на участке $\Delta P_{уч}$, Па	Разность абсолютных отметок, Z , м	Гидростатический напор, $h_{гидр}$, Па	Общие потери давления ΔP , Па
1–2	0,41	3,4	450	18,7	6,43	21,3x2,8	0,7	13,1	0	0	13,1
2–3	0,41	3	20	3,6		21,3x2,8	0,7	2,5	3	20,8	23,4
3–4	0,54	3	20	3,6		21,3x2,8	1,2	4,3	3	20,8	25,2
4–5	0,56	3	20	3,6		21,3x2,8	1,2	4,3	3	20,8	25,2
5–6	0,58	2	20	2,4		21,3x2,8	1,2	2,9	2	13,9	16,8
6–7	0,60	9	25	11,25		21,3x2,8	2	22,5	0	0,0	22,5
7–8	1,49	7	25	8,75		26,8x2,8	3	26,3	2	13,9	40,1
				$\Sigma 51,9$							

Условие расчета выполнено, т.к. 166,1 Па < 350 Па
Диаметры можно считать подобранными.

6 Расчет внутриквартального газопровода

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

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

Расчетная схема внутриквартального газопровода представлена на рисунке 6.1.

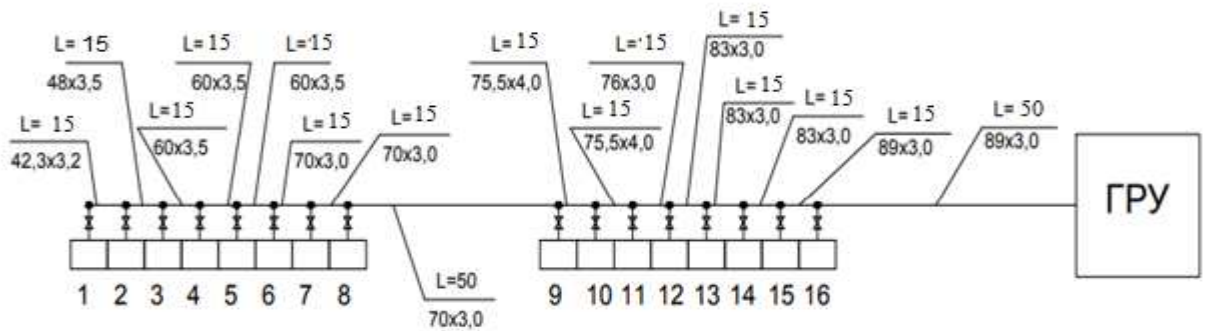


Рисунок 6.1 – Расчетная схема внутриквартального газопровода

Расчетные расходы газа, м³/ч, на участках определяются 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, принимается по [1];

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

Q_p^H – низшая теплота сгорания газа, кДж/м³;

n_i – количество квартир.

Расчет расходов газа по участкам сводим в таблицу 6.1.

Определяем количество подъездов в квартале по формуле

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

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

$K_{сем}$ – коэффициент семейности;

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

$$N_{\text{под}} = \frac{900}{3,7 \cdot 15} = 16 \text{ под.}$$

Число домов квартала определяется:

$$N = \frac{16}{8} = 2 \text{ дома.}$$

Принимаем 2 дома по 8 подъездов.

Расчетные длины участков, м, определяются по формуле

$$l_p = 1,1 \cdot l, \tag{6.3}$$

где l – длина участка по плану, м.

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

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

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

l – сумма расчетных длин участков, м.

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

Определяем потери давления, Па, на участках по формуле

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

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

l_p – расчетная длина участка, м.

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

Гидравлический расчет сводим в таблицу 6.2.

Таблица 6.1 – Расчетные расходы газа по участкам

№ участка	Ассортимент приборов	Количество квартир	Коэффициент одновременности, K_o	Расчетный расход газа, Q_p , м ³ /ч
1-2	15П4	15	0,240	1,49
2-3	30П4	30	0,231	2,87
3-4	45П4	45	0,225	4,19
4-5	60П4	60	0,220	5,46
5-6	75П4	75	0,217	6,74
6-7	90П4	90	0,212	7,90
7-8	105П4	105	0,210	9,13
8-9	120П4	120	0,210	10,43
9-10	135П4	135	0,210	11,74
10-11	150П4	150	0,210	13,04
11-12	165П4	165	0,210	14,35
12-13	180П4	180	0,210	15,65
13-14	195П4	195	0,210	16,95
14-15	210П4	210	0,210	18,26
15-16	225П4	225	0,210	19,56
ГРУ	240П4	240	0,210	20,87

Таблица 6.2 – Гидравлический расчет внутриквартального газопровода

№ участка	Расчетный расход газа V_p , м ³ /ч	Длина участка L, м	Расчетная длина L_p , м	Диаметр газопровода а d, мм	Удельная потеря давления $(\Delta P/l)_d$, Па/м	Потери давления ΔP , Па
1-2	1,49	15	16,5	42,3x3,2	0,35	5,775
2-3	2,87	15	16,5	48x3,5	0,35	5,775
3-4	4,19	15	16,5	60x3,5	0,4	6,6
4-5	5,46	15	16,5	60x3,5	0,2	3,3
5-6	6,74	15	16,5	60x3,5	0,3	4,95
6-7	7,90	15	16,5	70x3,0	0,3	4,95
7-8	9,13	15	16,5	70x3,0	0,5	7,425
8-9	10,43	50	55	70x3,0	0,45	24,75
9-10	11,74	15	16,5	75,5x4,0	0,35	5,775
10-11	13,04	15	16,5	75,5x4,0	0,45	7,425
11-12	14,35	15	16,5	76x3,0	0,45	7,425
12-13	15,65	15	16,5	83x3,0	0,35	5,775
13-14	16,95	15	16,5	83x3,0	0,35	5,775
14-15	18,26	15	16,5	83x3,0	0,45	7,425
15-16	19,56	15	16,5	89x3,0	0,35	5,775
ГРУ	20,87	50	55	89x3,0	0,45	24,75
			$\Sigma 341$			$\Sigma 133,6$

7 Расчет внутреннего газового оборудования котельной

В котельной установлено 2 котла КСВа-1,0 тепловой мощностью 1 МВт. Котельная предназначена для отопления существующих зданий промышленной площадки. В качестве основного вида топлива используется сжиженный углеводородный газ с теплотой сгорания равной 96618 кДж/м³.

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

7.1 Расчет внутрикотельного газопровода

Гидравлический расчет производим согласно правилам расчета газопроводов среднего давления.

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

Расчетный перепад давления $\Delta P = 250$ кПа

Схема газопровода котельной представлена на рисунке 7.1.

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

Расчетные длины участков, м, определяются по формуле

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

где l – длина участка по плану, м.

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

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

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

l – сумма расчетных длин участков, м.

Определяем потери давления, Па, на участках по формуле

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

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

l_p – расчетная длина участка, м.

Расчет сводим в таблицу 7.1.

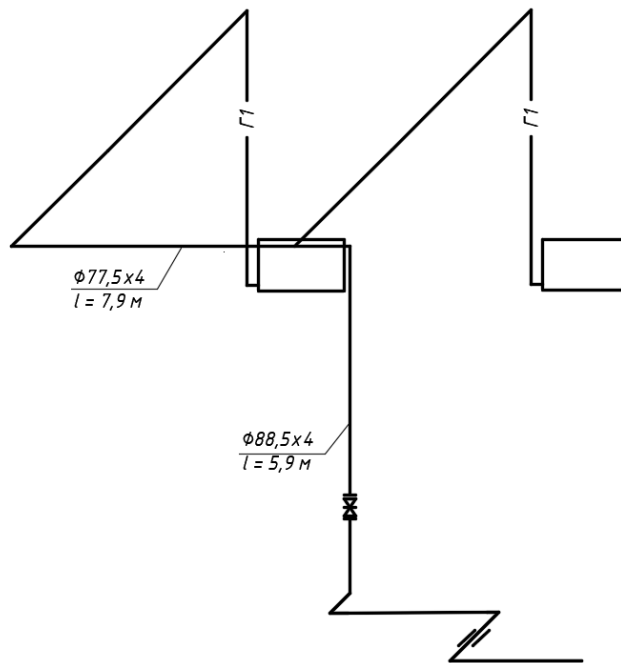


Рисунок 7.1 – Расчетная схема внутрикотельного газопровода

Таблица 7.1 – Гидравлический расчет внутрикотельного газопровода

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

Расчет выполнен, поскольку $156 < 250$ Па.

7.2 Общее описание котла КСВа-1,0

Котел КСВа-1,0 – котел стальной водогрейный, предназначен для теплоснабжения жилых, общественных и промышленных зданий и сооружений с рабочим давлением воды в системе не выше 0,6 МПа (6,0 кгс/см²) и максимальной температурой нагрева воды 115°С. Котел предназначен для работы на природном газе среднего и низкого давления, сжиженном газе и лёгком жидком топливе с кинематической вязкостью при 20°С, не более 6×10^{-6} м²/с. Котел КСВа-1,0 конструктивно жаротрубный с проходной топкой, трёхходового типа исполнения, с установленными завихрителями (что повышает КПД котла и снимает напряжённость топочного пространства). Наличие в котле открывающейся задней водоохлаждаемой двери позволяет оперативно производить очистку дымогарных труб. Для слива конденсата и остатков жидкого топлива при растопке котла установлен патрубок с вентилем.

Регулирование требуемой мощности и температуры теплоносителя выполняется автоматически.

Котел состоит из следующих узлов:

- теплообменник;
- горелка;
- датчики безопасности по тяге и по предельной температуре;
- указатель работы запальника;
- пьезорозжиг;
- индикатор температуры;
- медный змеевик.

Термогенератор, находящийся в пламени запальной горелки, после открытия клапана вырабатывает термо-ЭДС, которая подается на обмотку электромагнита входного клапана газового клапана газогорелочного устройства.

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

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

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

Технические характеристики котла КСВ-1,0:

- номинальная тепловая мощность – 1 МВт;

- КПД – 91 %;
- номинальное давление газа – 1,3 кПа;
- номинальный расход газа – 117,6 м³/ч;
- диаметр патрубка дымохода – 224 мм.

Отличительные особенности котла КОВ-80С:

- автоматическое регулирование теплопроизводительности котла в диапазоне от 100% до 25% номинальной теплопроизводительности в аналоговом режиме и в диапазоне менее 25% – в релейном режиме, что обеспечивает экономию газа;

- подача газа к основным горелкам происходит только при наличии пламени на запальной горелке;

- прекращение подачи газа на газогорелочное устройство при аварийном отключении газа, при перегреве воды в теплообменнике, при погасании пламени на запальной горелке, при засорении дымохода;

- наличие пьезорозжига;

- наличие указателя работы запальника;

- возможность использования котла с принудительной циркуляцией отопительной воды и в системах отопления закрытого типа с обязательной установкой расширительного бака и предохранительного клапана.

Технические требования к размещению и установке:

Объем помещения, в котором устанавливается котел, должен соответствовать [1].

Расстояние между облицовкой котла и стенами должно быть не менее:

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

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

Суммарная площадь отверстий проема выбирается из расчёта 1 см² на каждые 225 Вт мощности газогорелочного устройства.

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

Указания по монтажу:

- монтаж, инструктаж по эксплуатации, запуск в работу, профилактическое обслуживание и ремонт котла производятся специализированной организацией и местным управлением газового хозяйства в соответствии с [7] и с строительными правилами [1] и [8];

- подключение котла к газовой магистрали производится через отверстие в боковой стенке;

- запрещается использовать пламя или искру для обнаружения утечки газа (для этой цели можно использовать только мыльную пену, специально предназначенные жидкие составы или специальные течеискатели).

- на выходном патрубке системы отопления для котлов КОВ установить шаровой кран с проходным диаметром системы;

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

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

- расширительный бачок устанавливается в верхней точке стояка, желательнее в отапливаемом помещении;

- при установке бачка в неотапливаемом помещении трубопроводы, бачок и сливную трубу необходимо тщательно утеплить;

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

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

Требования к системе отопления:

- до начала монтажа и перед эксплуатацией необходимо несколько раз промыть систему отопления;

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

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

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

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

После окончания монтажа провести гидравлические испытания и устранить возможные протечки.

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

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

Газовая часть горелки состоит из 2 труб: основной и запальной, которая расположена внутри основной по ее оси. Угольник, через который поступает в горелку газ, имеет прилив с отверстием для ввода запальной трубки, ее крепления и уплотнения. Второй конец основной трубки снабжен внутренней заглушкой с отверстием в центре для пропуска запальной трубки, питание которой газом осуществляется по самостоятельному газопроводу через блок соленоидов автоматики. Горелка имеет 2 электрода, заключенные в фарфоровые трубки. Электроды фиксированы относительно трубы хомутами. Электрод служит для зажигания газа, выходящего из запальной трубки, искрой,

возникающей между электродом и корпусом горелки при подаче тока высокого напряжения от трансформатора зажигания. Для стабилизации пламени запальника на расстоянии около 30 мм от его торца на трех стержнях закреплен стабилизирующий плоский диск. При наличии устойчивого запального пламени через второй электрод, являющийся контрольным и омываемым пламенем, поступает сигнал на подачу газа в основную трубу. Из трубы газ выходит через 3 ряда отверстий, просверленных на боковой поверхности в шахматном порядке, под углом 90° к потоку воздуха.

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

Отвод продуктов сгорания от котла производится в проектируемый дымоход диаметром 224 мм (фирмы ООО «КДМ» г. Нижний Новгород) из нержавеющей стали первый контур - по AISI 430: сталь нержавеющая, коррозионностойкая, жаропрочная до 8500 С, ГОСТ 5382-91, изоляционный материал: минеральная вата с температурой плавления волокон не ниже 10000 С, производимая из сырьевой смеси на основе горных пород базальтовой группы; второй контур - Сталь оцинкованная ГОСТ 14918-80.

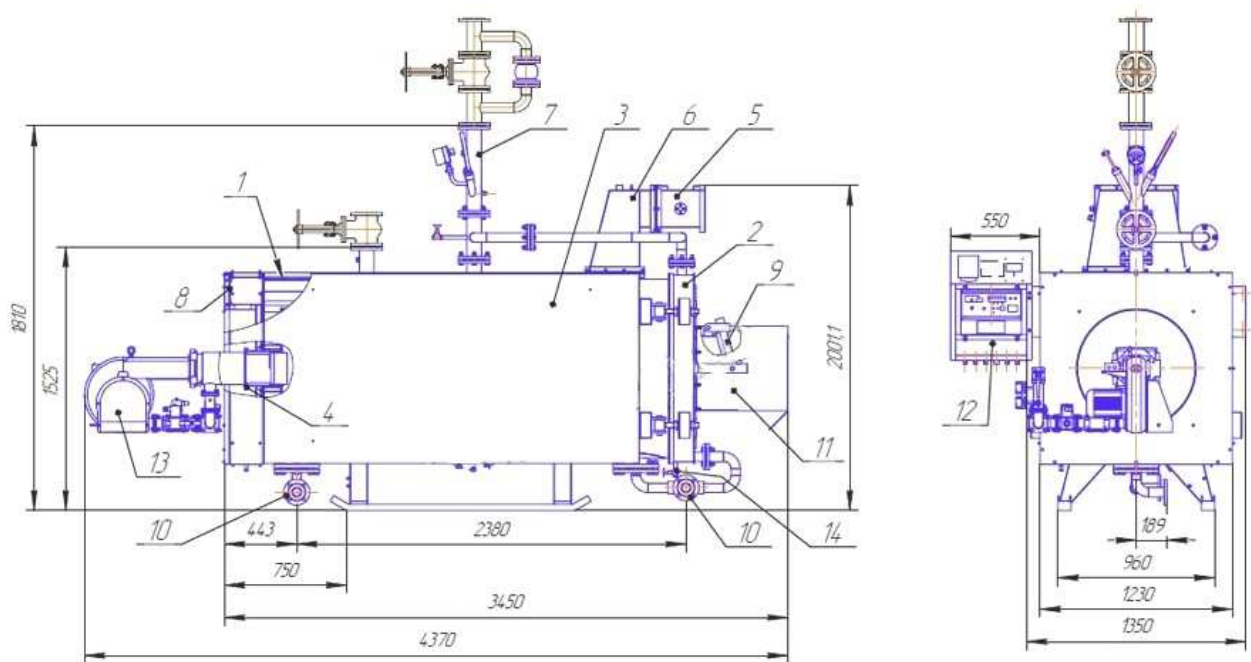
Узлы стыковых соединений дымоходов должны располагаться на расстояниях, обеспечивающих удобство их монтажа, обслуживания и ремонта.

Вентиляция котельной естественная, приточно-вытяжная предусматривается через проектируемую вентиляционную трубу диаметром 150мм (сталь оцинкованная ГОСТ 14918-80. фирмы ООО «КДМ» г. Нижний Новгород). Приток воздуха осуществляется через устанавливаемую жалюзийную решетку СТД 5289, размером 150•580мм, $F_{ж.с.}=0,06\text{м}^2$.

Вентиляция кухни естественная, предусматривается через устанавливаемую вентиляционную изолированную трубу диаметром 150 мм. снаружи здания, обеспечивающий трехкратный воздухообмен в час. На вентканале должна быть установлена вентиляционная решетка с живым сечением не менее 250 см^2 . Приток воздуха через форточку и дверной проем.

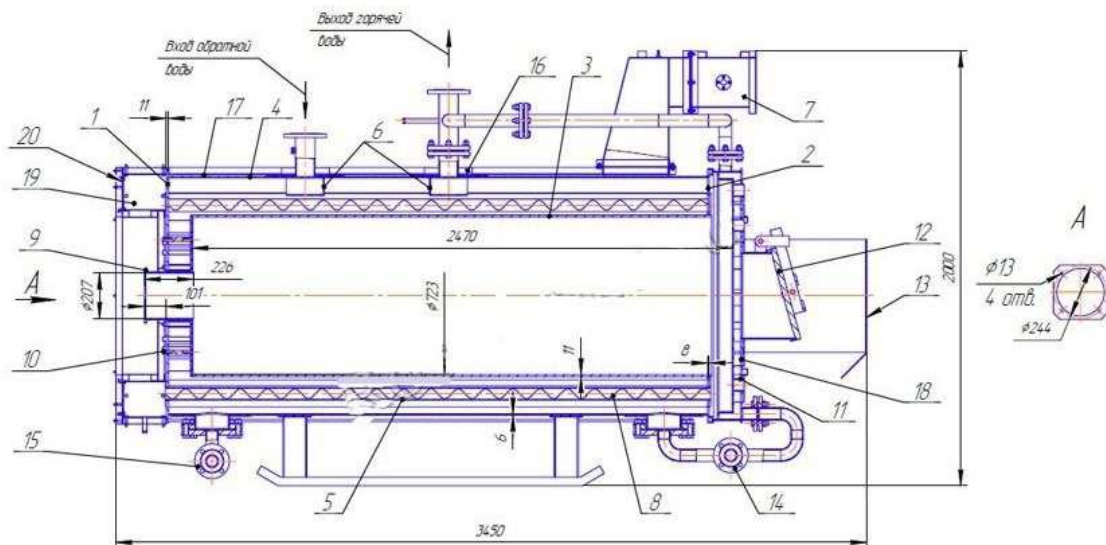
Установка блочной горелки ГБ-1,2 допускает эксплуатацию котла КСВ-1,0 без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Устройство котла КСВ-1,0 представлено на рисунке 7.2. Разрез котла КСВ-1,0 представлен на рисунке 7.3.



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

Рисунок 7.2 – Устройство котла КСВа-1,0



1 - крышка трубная передняя; 2 - крышка трубная задняя; 3 - труба жаровая; 4 - обечайка;

5 - труба дымогарная ($\phi 57 \times 3,5$); 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 1 МВт. Горелка работает в трехступенчатом режиме регулирования теплопроизводительности: малый огонь, соответствующий минимальной тепловой мощности розжига горелки, большой огонь, соответствующий номинальной тепловой мощности, и безаварийный останов горелки. Система автоматики контролирует температуру теплоносителя и задает оптимальный режим работы котельного оборудования. При этом особенности конструкции горелки обеспечивают безопасную работу котла не только в рабочих режимах, но и в режимах временного отключения и автозапуска.

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

Устройство горелки представлено на рисунке 7.4.

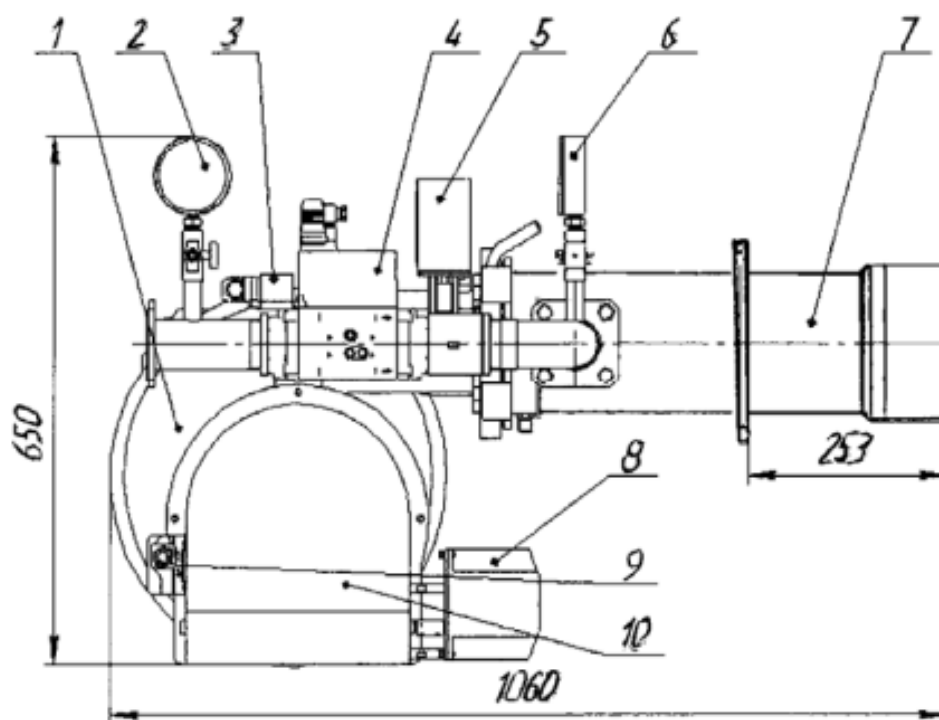
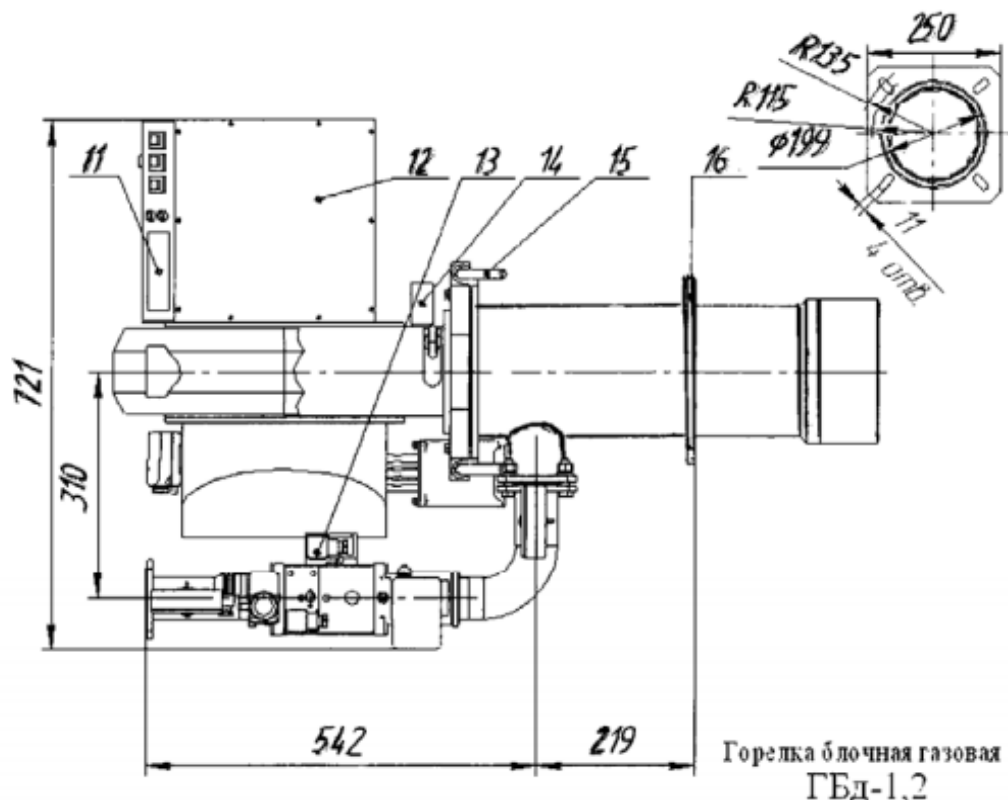


Рисунок 7.4 – Горелка ГБ-1,2, лист 1



1 – вентилятор; 2 –напоромер манометрический 0-10 КПа; 3 – датчик-реле давления газа GW150A5; 4- блок клапанов DMV-D520/11; 5 – привод газовой заслонки SAD1,2; 6 – напоромер манометрический 0-4 КПа; 7 – пламенная голова горелки; 8 – привод воздушной заслонки SAD1,2; 9 – датчик-реле давления воздуха LGW 3A2; 10 – воздухозаборник; 11 – дисплей; 12 – блок управления; 13 – датчик-реле давления газа GW50A5; 14 – датчик пламени FL W 20UV; 15 – поворачиваемые петли(оси); 16 – присоединительный фланец.

Рисунок 7.4 – Горелка ГБ-1,2, лист 2

7.4 Расчет ГРУ для котельной

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

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

где z – число суток между очередными заправками резервуара газом;

G – суточный расход газа, кг/сут;

$V_{рез}$ – объем резервуара, м³;

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

Суточный расход газа, кг/сут, рассчитывается по формуле

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

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

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

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

Требуемое количество испарителей, шт, рассчитываются по формуле

$$N_u = \frac{G}{G_u}, \quad (7.6)$$

где G – требуемая производительность испарителя, кг/ч;

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

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

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

$$N_{и} = 42,52/100=0,4 \text{ шт.}$$

К установке принят 1 малогабаритный змеевиковый испаритель.

7.5 Описание малогабаритного змеевикового испарителя

Малогабаритный змеевиковый испаритель выглядит как цилиндрический вертикальный сосуд, внутри которого вмонтированы поплавки с выходным клапаном и змеевик из труб диаметром 27x3 мм. Так же имеется трубка с накидной гайкой для входа сжиженных газов, в днище испарителя.

Для выхода паров сжиженных газов крышка снабжена клапаном, которая при помощи фланца крепится к корпусу, а также, в случае пожара плавким предохранителем для предотвращения взрыва испарителя. Заполняя корпус испарителя, из подземного резервуара через нижний входной патрубок в испаритель поступает, сжиженный газ. По змеевику циркулирует горячая вода температурой до 80 С, а сжиженный газ интенсивно испаряется от соприкосновения со змеевиком, и через выходной патрубок пары поступают к потребителю. Газ зальет большее число витков змеевика, если пары газа в

испарителе повысится, а это происходит при испарении газа, так как оно будет происходить более интенсивно. Итак, испарительная способность испарителя возрастает.

Достоинствами малогабаритного змеевикового испарителя являются:

- автоматическое саморегулирование испарительной способности от нуля до максимальной при изменении газопотребления;

- простота конструкции;

- для регулирования процесса испарения отсутствие сложной автоматики;

- низкий удельный расход металла (2,0 кг на 1 м³/ч).

8 Технология возведения инженерных систем

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

8.1 Монтаж систем внутреннего газоснабжения

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

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

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

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

8.1.1 Подготовительные работы

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

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

8.1.2 Монтажные работы

Прокладку газопроводов внутри зданий следует предусматривать открытой. Сварные и разъемные соединения нельзя заделывать в стены или

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

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

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

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

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

8.1.3 Испытание внутреннего газопровода

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

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

Приемка системы в эксплуатацию оформляется актом.

8.2 Монтаж подземного газопровода

8.2.1 Подготовительные работы

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

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

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

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

Разбивка трассы газопровода

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

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

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

Трубы, запорную арматуру поставляют на автомобиле ЗИЛ 130-76 с ЦЗМ или заводов согласно составленным заявок по спецификациям. Трубы, арматура, сварочные и изоляционные материалы, применяемые для строительства систем газоснабжения, должны иметь сертификаты заводов-изготовителей, подтверждающие соответствие требованиям государственных стандартов или технических условий.

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

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

Технические паспорта должны иметься также на изолированные трубы,

конденсатосборники, гнутые колена и другую продукцию. Трубы на трассу поставляют с неизолированными концами для сварки на бровку траншеи. Их раскладывают по трассе по схеме ППР.

8.2.2 Земляные работы

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

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

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

Срезка растительного слоя производится бульдозером 492А на базе трактора Т-100М. Рытье траншей производится экскаватором ЕК-12-10 с обратной лопатой. После рытья траншей следует ручная зачистка стенок и дна траншей, затем грунт отсыпают в отвал с одной стороны. Лишний грунт вывозится самосвалом МАЗ-503. Основание под газопровод заполняют песчаным грунтом толщиной минимум 100 мм. Через каждые 100-150 метров устанавливают пешеходные мостики.

8.2.3 Сборка и сварка труб в звенья

Перед сборкой под сваркой стальных труб необходимо:

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

8.3 Монтаж трубопроводов

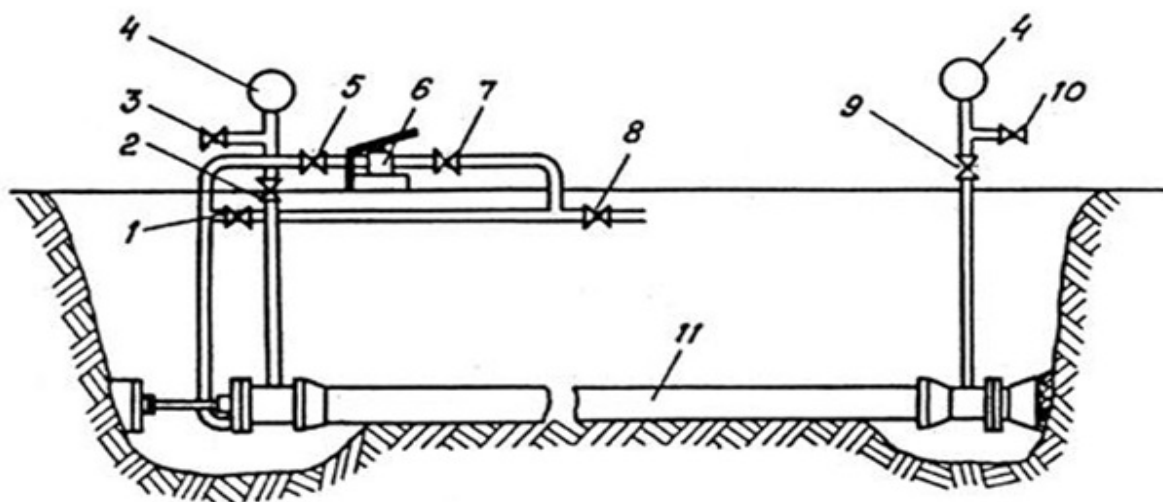
Монтаж производится в соответствии с СП 62.13330.2011* «Газораспределительные системы». Перед монтажом и укладкой должна быть подготовлена постель под газопровод и проверен уклон дна траншеи.

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

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

8.4 Предварительное испытание газопровода

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



1, 2, 3, 5, 7, 8, 9, 10 – вентили; 4 – манометры; 6 – гидравлический пресс; 11 – участок трубопровода.

Рисунок 8.1 – Схема оборудования испытательного участка трубопровода для гидравлического испытания

8.5 Монтаж резервуаров

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

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

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

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

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

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

Резервуары групповых установок совместно с их обвязкой испытываются на плотность воздухом, на максимальное рабочее давление 10 кг/см² при закрытой обвязке арматуры с проверкой всех соединений мыльной эмульсией.

Испытание резервуаров на плотность воздухом допускается после гидравлического испытания их.

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

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

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

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

8.6 Изоляция трубопровода

Изоляция предназначена для защиты газопровода от почвенной коррозии. Перед изоляцией стыки очищают до металлического блеска. Для изоляции применяют усиленную битумно-резиновую изоляцию при толщине слоя 9 мм. Битумное изоляционное покрытие наносят на трубу механическим способом и вручную. Сначала наносят грунтовку и покрывают трубы ровным слоем, а затем слой битумной мастики. Для повышения надежности покрытия слои битумной мастики армируют оберткой рулонными материалами. Для предохранения покрытия (при внешней высокой температуре окружающего

воздуха) от стекания битума в момент его нанесения в полевых условиях, а так же от внешних механических повреждений, последний слой битумного покрытия обертывают крафт-бумагой. Применение усиленной изоляции обосновывается тем, что грунты городские, засоренные сточными водами, имеющие разнородную структуру и включения различных предметов, являются коррозионно-активными.

8.7 Благоустройство трассы

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

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

8.8 Окончательное испытание газопровода

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

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

8.9 Определение объема земляных работ

Ширина котлована понизу, м, рассчитывается по формуле

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

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_{κ} – 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_{κ} – 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

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

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.

$$d_{cp} = \frac{15 \cdot (0,0423 + 0,048 + 0,06 + 0,06 + 0,06) + 0,07 \cdot (15 + 15 + 50)}{310} + \frac{0,0755 \cdot (15 + 15) + 0,076 \cdot 15 + 0,083(15 + 15 + 15) + 0,089 \cdot 15 + 0,089 \cdot 50}{310} = 0,062;$$

$$H = 0,8 + 0,062 + 0,1 + 0,15 = 1,11 \text{ м.}$$

Определяем объем траншеи, м³, по формуле

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

где $L_{z/n}$ – длина газопровода, м;

C – ширина траншеи сверху, м;

H – глубина траншеи, м, по (8.6).

$$V_{mp} = 310 \cdot 0,6 \cdot 1,11 = 216,45 \text{ м}^3.$$

Объем котлована, м³, рассчитываем по формуле

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

где h_{κ} , 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, м³, определяем по формуле

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

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

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

$$V_{p.c.m.p.} = 310 \cdot 0,6 \cdot 0,2 = 39 \text{ м}^3.$$

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

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

где a – то же, что и в (8.4);

b – то же, что и в (8.5);

h_n – недобор грунта, принимается равным 0,1 м.

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

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

$$V_{n.m.p} = C \cdot L_{z/n} \cdot h_n, \quad (8.13)$$

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

h_n – то же, что и в (8.12).

$$V_{n.m.p} = 0,6 \cdot 310 \cdot 0,1 = 19,5 \text{ м}^3.$$

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

$$V_{\text{э.к.}} = V_y, \quad (8.14)$$

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

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

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

$$V_y = 5 \cdot 2 = 10 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{э.к.}} = 10 \text{ м}^3.$$

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

$$V_{\text{э.т.р.}} = V_{\text{г/н}}, \quad (8.16)$$

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

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

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

$$V_{\text{г/н}} = \frac{3,14 \cdot 0,062^2}{4} \cdot 310 = 0,98 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{э.т.р.}} = 0,98 \text{ м}^3.$$

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

$$V_{\text{э.т.р.}} = V_{\text{тр}} - V_{\text{р.с.}} - V_{\text{н.т.р.}} - V_{\text{г/н}}, \quad (8.18)$$

где $V_{\text{тр}}$ – объем траншеи, м^3 ;

$V_{\text{р.с.}}$ – объем работ по срезке растительного слоя траншеи, м^3 ;

$V_{\text{н.т.р.}}$ – объем недобора грунта в траншее, м^3 ;

$V_{z/n}$ – объем газопровода, м³.

$$V_{\text{зо.тр}} = 216,45 - 39 - 19,5 - 0,98 = 156,97 \text{ м}^3.$$

Объём работ по разработке грунта в котловане экскаватором с выгрузкой в отвал, м³, рассчитываем по формуле

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

где $V_{\text{к}}$ – объем котлована, м³;

$V_{\text{р.с.к.}}$ – объем работ по срезке растительного слоя котлована, м³;

$V_{\text{н.к}}$ – объем недобора грунта в котловане, м³;

$V_{\text{у}}$ – объем резервуарной установки, м³.

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

Объем грунта обратной засыпки траншеи, м³, определяем по формуле

$$V_{\text{оз.тр}} = \frac{V_{\text{тр}} - V_{\text{z/n}}}{K_{\text{ор}}}, \quad (8.20)$$

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

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

$$V_{\text{оз.тр}} = \frac{216,45 - 0,98}{1,05} = 205,2 \text{ м}^3.$$

Объем грунта обратной засыпки котлована, м³, определяем по формуле

$$V_{\text{оз.к}} = \frac{V_{\text{к}} - V_{\text{у}}}{K_{\text{ор}}}, \quad (8.21)$$

где $V_{\text{к}}$, $V_{\text{у}}$ – то же, что и в (8.19);

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

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

Ведомость объемов земляных работ представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Ведомость объемов земляных работ

Наименование строительных процессов	Единица измерения	Количество единиц
Срезка растительного слоя грунта I категории бульдозером ДЗ-42	м ³	44,24
Разработка растительного слоя грунта I категории экскаватором ЕК-12-10 с обратной лопатой с емкостью ковша 0,65 м ³ с погрузкой в транспортное средство	м ³	10,9
Разработка грунта I категории в траншее и котловане экскаватором обратная лопата с емкостью ковша 0,65 м ³ в отвал	м ³	198,64
Разработка грунта I категории в котловане и траншее вручную (зачистка дна)	м ³	21,1
Обратная засыпка грунта I категории в траншею и котлован	м ³	251,4

8.10 Выбор комплекта машин и механизмов

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

Норма производительности экскаватора в смену:

$$P_3 = 60t \cdot q \cdot h_y \cdot K_c \cdot K_b, \text{ м}^3, \quad (8.14)$$

где $t = 8,4$ – число часов работы в смену;

q – ёмкость ковша, $q = 0,65 \text{ м}^3$;

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

K_c – коэффициент использования мощности ковша, равен 0,8;

K_b – коэффициент использования рабочего времени для погрузки в транспорт, равен 0,64;

$$P_3 = 60 \cdot 8,4 \cdot 0,65 \cdot 1,85 \cdot 0,8 \cdot 0,64 = 191, \text{ м}^3.$$

Лишний грунт вывозят на самосвалах.

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

Технические характеристики:

- марка – ЕК-12-10;
- двигатель – Д-243;
- мощность – 81 кВт;
- ёмкость ковша – 0,65 м³;
- ширина ковша – 0,5 м;
- ход – гусеничный;
- масса $m = 12,5 \text{ т}$;
- скорость передвижения – $v = 20 \text{ км/ч}$;
- наибольшая глубина копания – 5,08 м;

- наибольшая высота выгрузки – 6,5 м.

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

Технические характеристики:

- марка – Д-492А;
- тип трактора – Т-100М;
- ширина отвала – 3,94 м;
- высота отвала – 1,1 м;
- угол резания – 50-600 град.;
- наибольшее заглубление – 1 м;
- подъем отвала – 1,1 м;
- масса – 14 т.

Расчетный вылет стрелы при монтаже резервуаров ориентировочно равен 10 м. Техническая характеристика автокрана марки КС-1562А:

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.

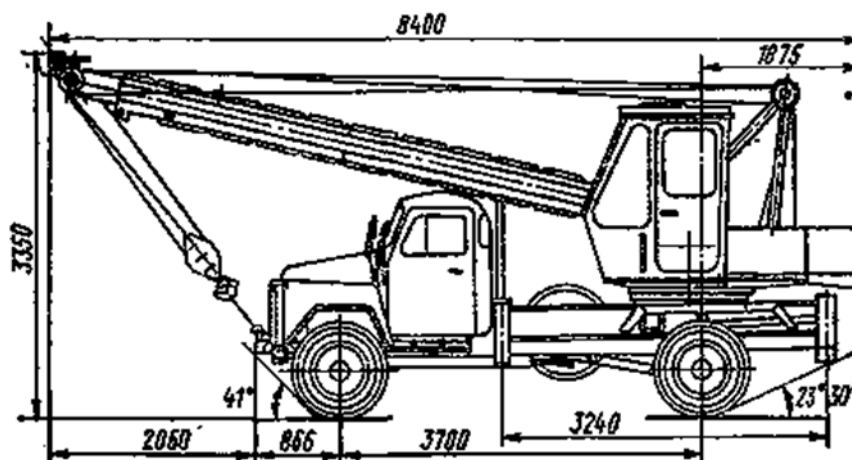


Рисунок 8.3 – Автокран марки КС-1562А

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.

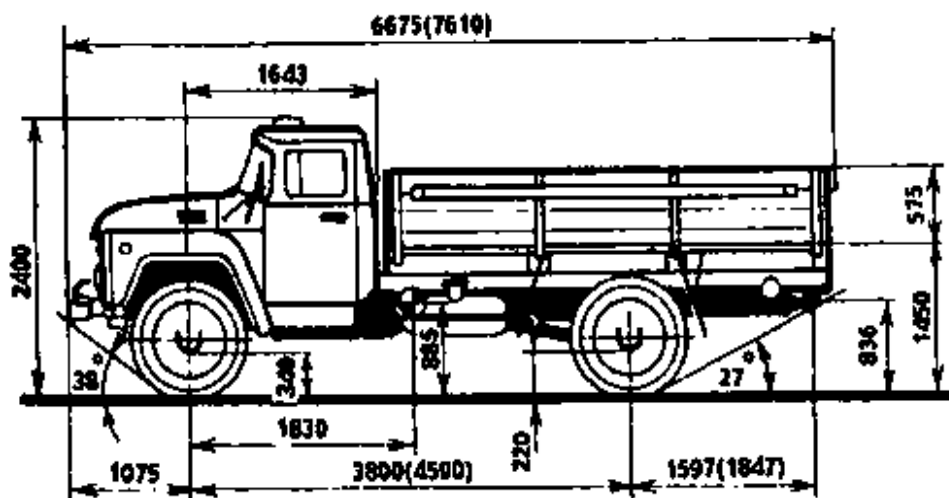


Рисунок 8.4 – Бортовой автомобиль ЗИЛ 130-76

Техническая характеристика самосвала МАЗ-503:

Грузоподъемность – 7 т.

Габариты – 5920×2500×2700.

Вес в снаряженном состоянии – 6,75 т.

Емкость кузова – 4,0 м³.

Скорость $V_{\max} = 80$ км/ч.

Самосвал МАЗ-503 представлен на рисунке 8.5.

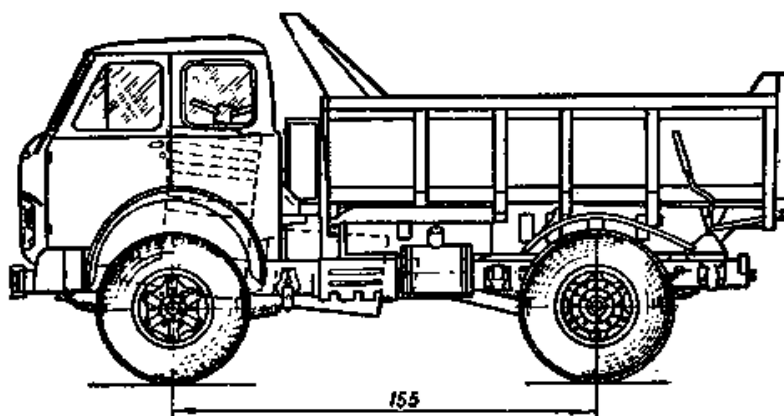


Рисунок 8.5 – Самосвал МАЗ-503

Так же принимаем каток марки ДУ-8В

Технические характеристики катка марки ДУ-8В:

Ширина уплотняемой полосы – 1,29 м.

Количество колес – 2 шт.

Диаметр колес:
ведущего – 1,6 м;
ведомого – 1,3 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалифицированной работе на тему «Газоснабжение жилого района и ООО «Лира»» рассчитана годовая потребность в газе жилого района с населением 60950 человек с помощью удельных норм потребления газа. Годовое потребление газа с учетом запаса составило 4328820 м³.

Для выполнения бакалаврской работы были выполнены следующие задачи:

- произведен расчет газонаполнительной станции;
- произведен расчет резервуарного парка ГНС;
- произведен расчет количество сливных эстакад;
- произведен расчет насосно-компрессорного отделения.
- произведен расчет наполнительного отделения баллонов;
- определено количество автотранспорта необходимого для поставки газа населению;
- выполнен расчет групповой резервуарной установки с естественным и искусственным испарением;
- выполнен расчет ГРУ и газопровода для котельной;
- разработана графическая часть.

В резервуарном парке ГНС приняты 2 резервуара марки РГС-150 объёмом 150 м³ каждый. В качестве сливно-наливного устройства принята 1 эстакада. Подобран полноподъёмный предохранительный клапан марки ППК4-40. Принят к установке компрессор АВ-22 с подачей 159 кг/ч. Рассчитано число баллонов, подлежащих заполнению в течение суток, равное 124. Принято 2 поста для слива неиспарившихся остатков газа. Для заправки автоцистерн приняты 4 газораздаточные колонки.

Произведён гидравлический расчёт для внутридомового, внутриквартального и внутрикотельного газопроводов. В котельной установлены 2 котла КСВ-1,0.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГНС – газонаполнительная станция.

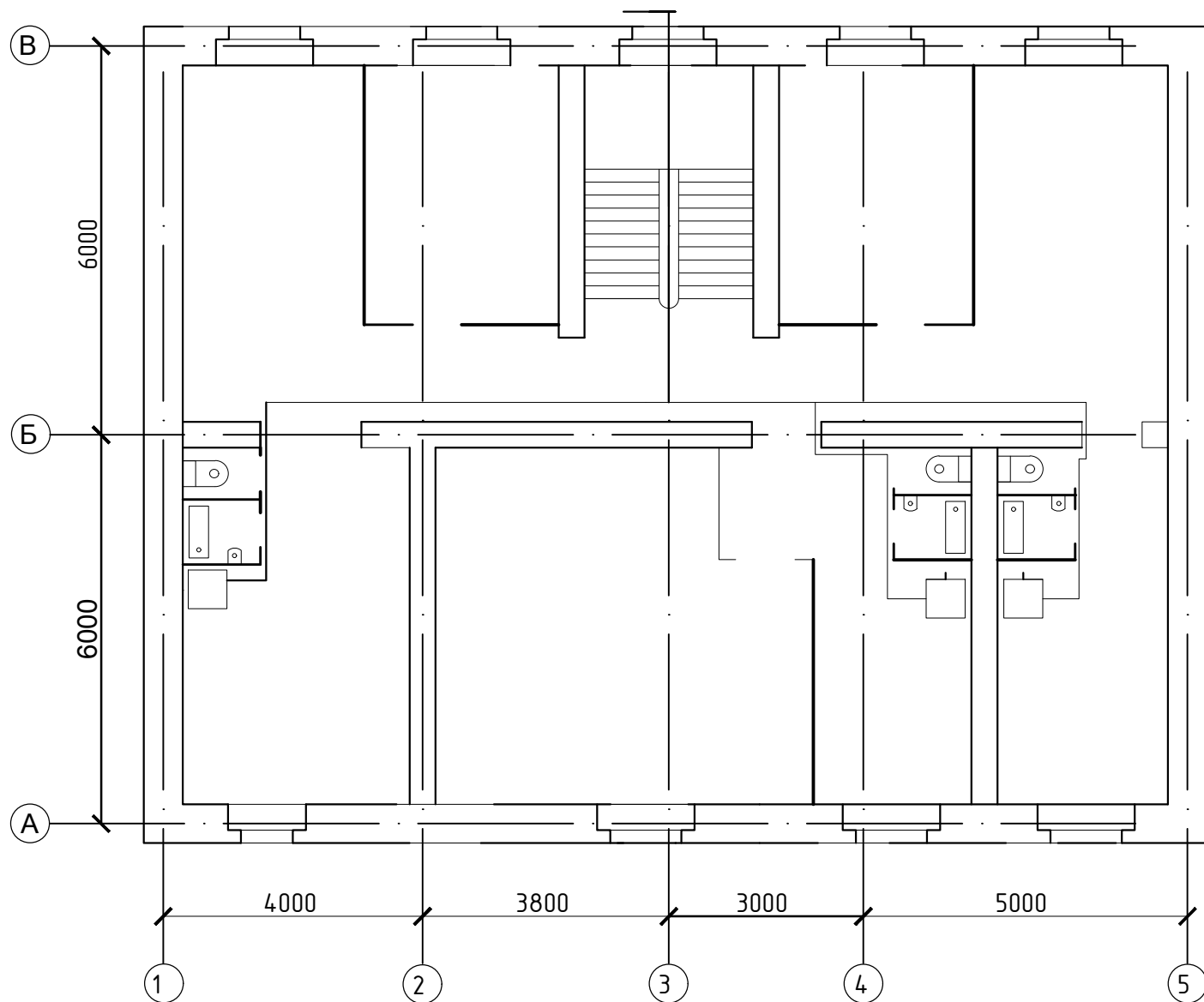
ГРУ – газорегуляторная установка.

ПЗК – предохранительно-запорный клапан.

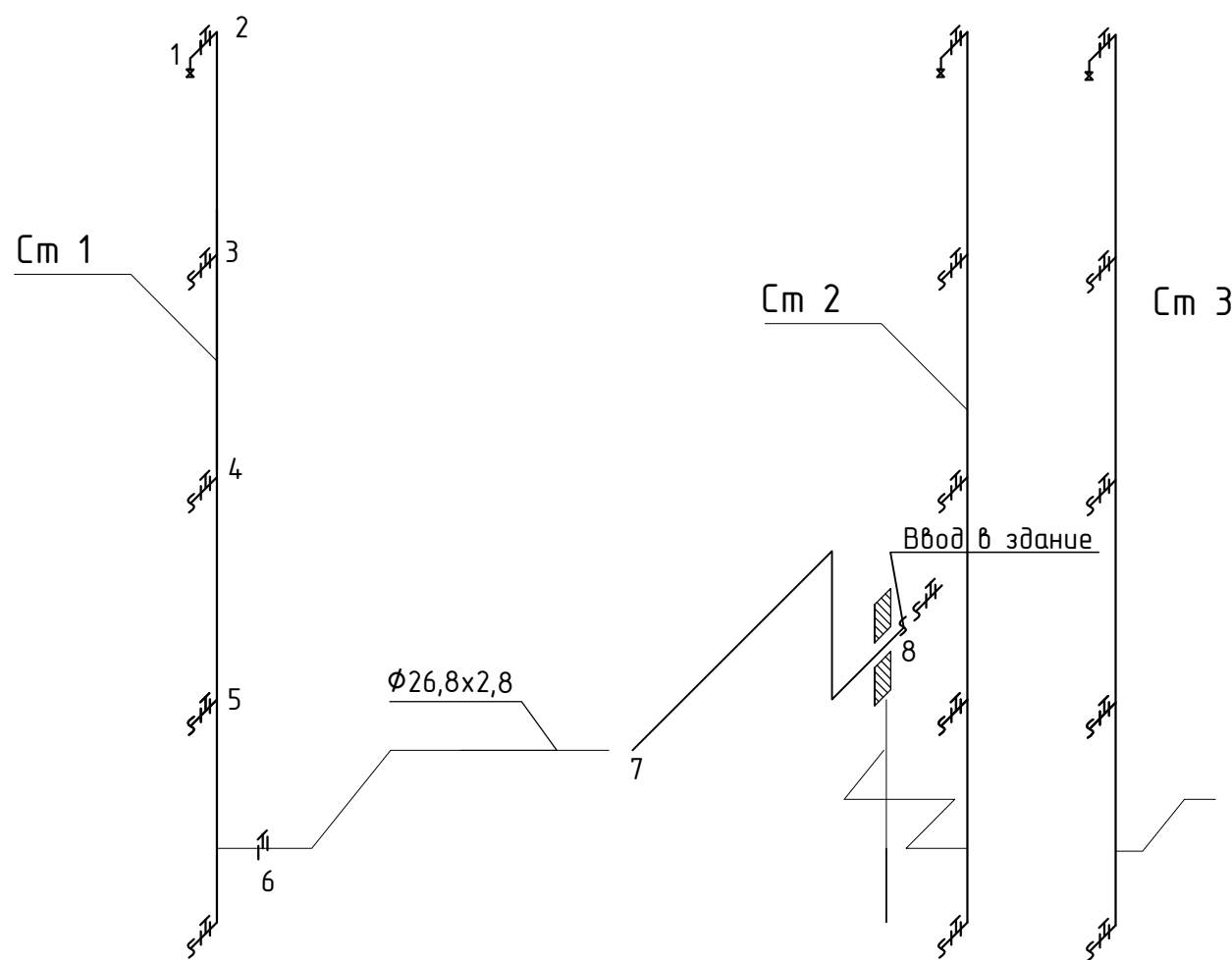
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 СП 62.13330.2011* Газораспределительные системы. Акт. ред. СНиП 42-01-2002). Введ. 01.01.2013.
- 2 Рябцев Н. И., Кряжев Б. Г. Сжиженные углеводородные газы. – Москва: Недра, 1977 – 28с.
- 3 Стаскевич Н. Л., Вигдорчик Д. Я. Справочник по сжиженным углеводородным газам. – Ленинград: Недра, 1986 – 534 с.
- 4 Кулаков Н. Г., Бережнов И. А. Справочник по газоснабжению. – Киев: Будивельник, 1968. – 320 с.
- 5 Ионин А. А. Газоснабжение: Учебник для вузов. – 3-е изд., перерб. и доп. – Москва: Стройиздат, 1981. – 415с., ил.
- 6 Преображенский Н. И. Сжиженные углеводородные газы. – Ленинград: Недра, 1977.
- 7 Стаскевич Н. Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа. – Ленинград: Недра, 1990. – 762 с.
- 8 СП 41-108-2004. Свод правил. Поквартирное теплоснабжение жилых зданий с теплогенераторами на газовом топливе. – Москва: Минрегион России, 2004. – 15 с.
- 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.

План типового этажа М1:100

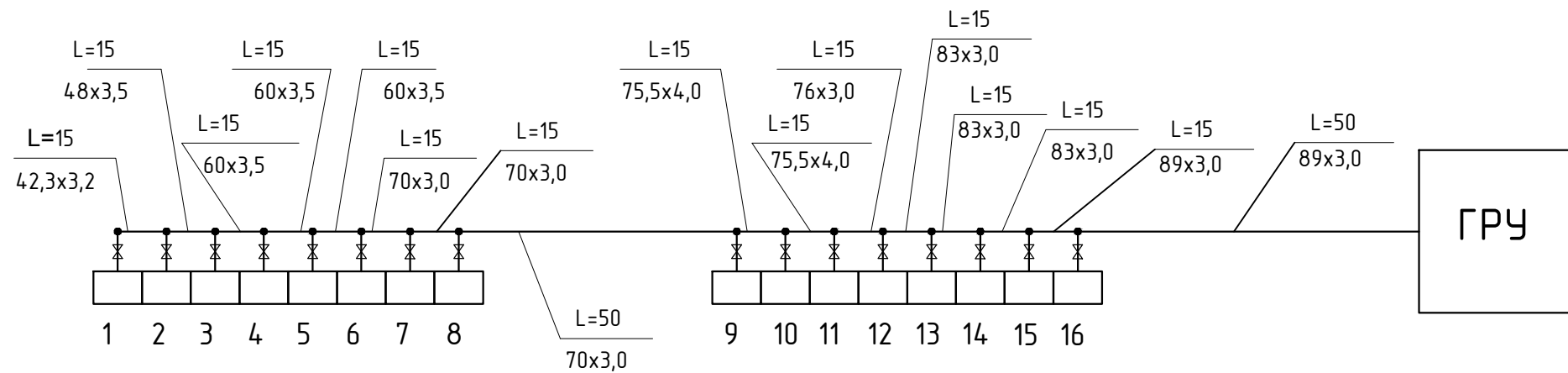


АксонOMETрическая схема внутридомового газопровода

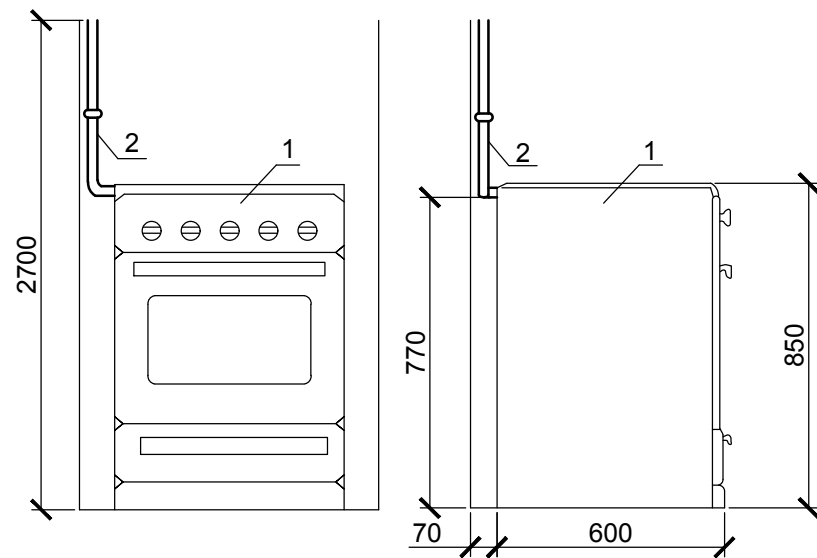


						БР-08.03.01.05-2020 ГС			
						Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Газоснабжение жилого района и ООО "Лица"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.							У	1	5
Руководит.						План типового этажа М 1:100; аксонометрическая схема внутридомового газопровода.	Кафедра ИСЗиС		
Н.контр.									
Заф. каф.									

Схема внутриквартирного газопровода



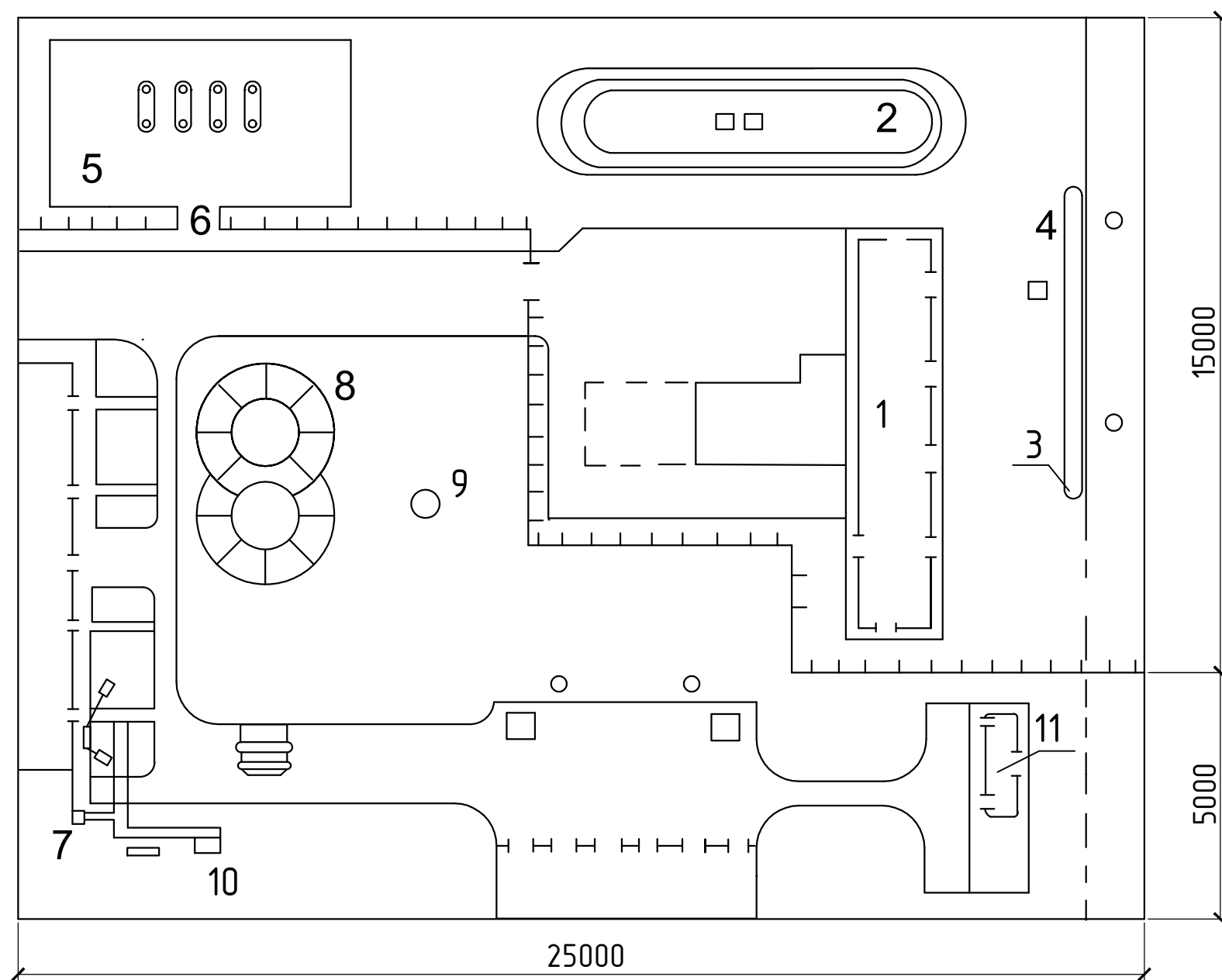
Плита бытовая газовая



- 1 - Плита бытовая газовая ГОСТ 10798-77
- 2 - Труба водогазопроводная

						БР-08.03.01.05-2020 ГС			
						Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Газоснабжение жилого района и ООО "Лица"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Ковалев И.С.						У	2	5
Руководит.	Авласевич А.И.					Схема внутриквартирного газопровода; плита бытовая газовая	Кафедра ИСЗиС		
Н.контр.	Авласевич А.И.								
Заф. каф.	Матюшенко А.И.								

Схема генерального плана газонаполнительной станции



Экспликация объектов

Поз.	Наименование
1	Наполнительный цех
2	Резервуар для хранения сжиженного газа 2 шт.
3	Эстакада для слива сжиженного газа из ж/д цистерн
4	Сливные резервуары
5	Автоколонки 4 шт.
6	Автовесы
7	Трансформаторная подстанция
8	Резервуар для воды
9	Водонапорная башня
10	Генераторная
11	Материальный склад

						БР-08.03.01.05-2020 ГС			
						Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Газоснабжение жилого района и ООО "Лица"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.							У	3	5
Руководит.						Схема генерального плана газонаполнительной станции.	Кафедра ИСЗиС		
Н.контр.									
Заф. каф.									

Групповая резервуарная установка

План на отм. 0.000

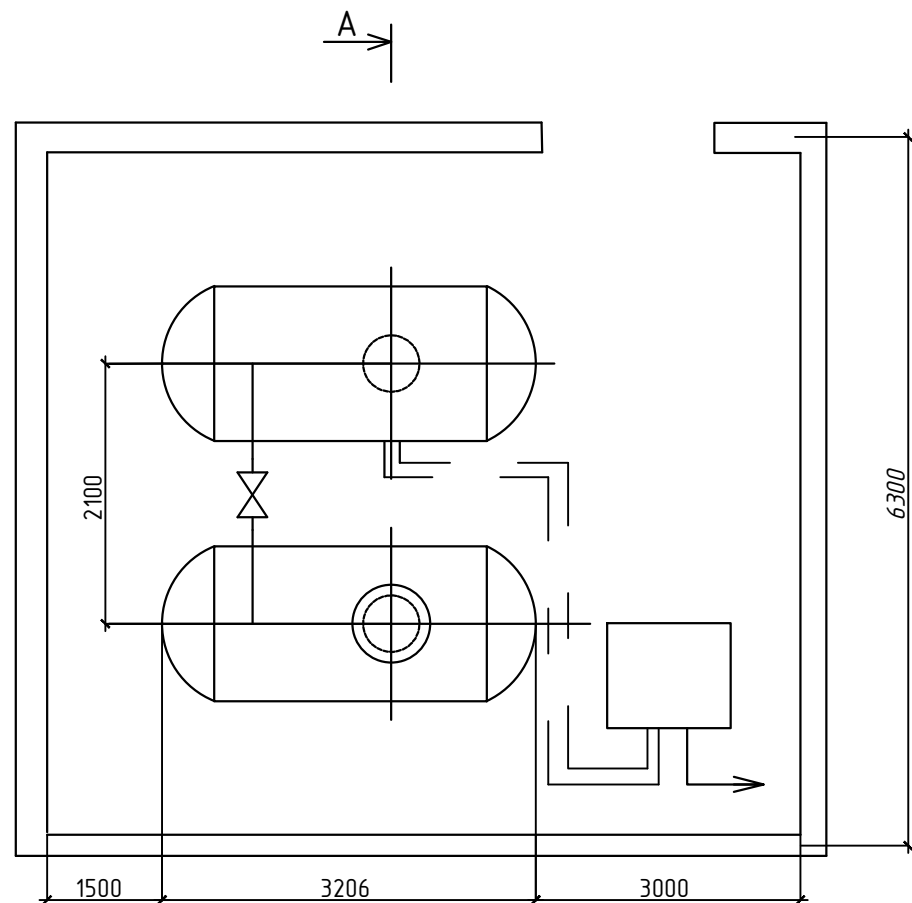
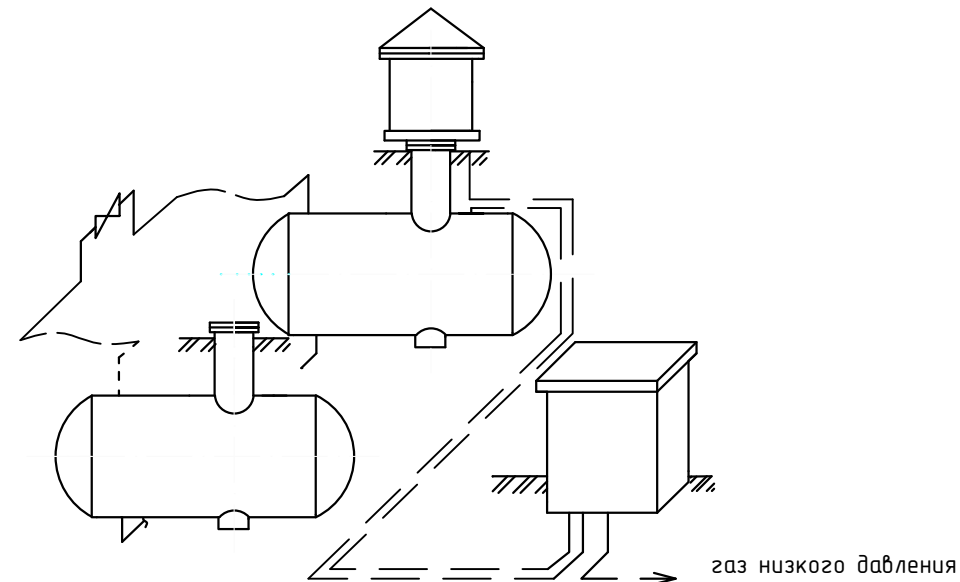
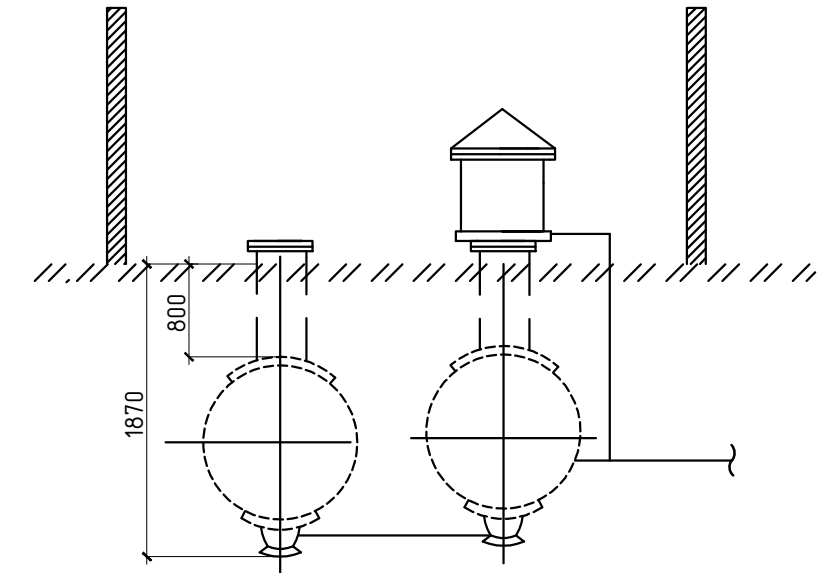


Схема обвязки резервуаров



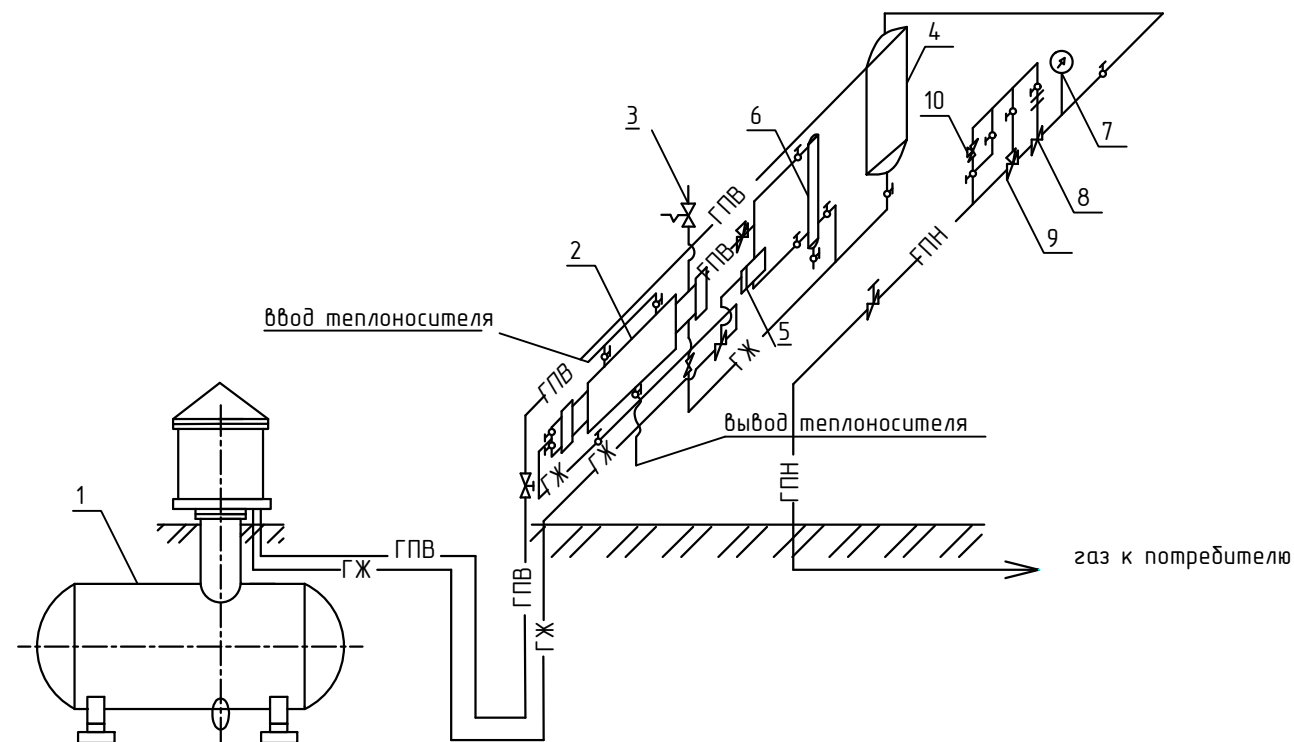
Разрез А-А



Спецификация оборудования

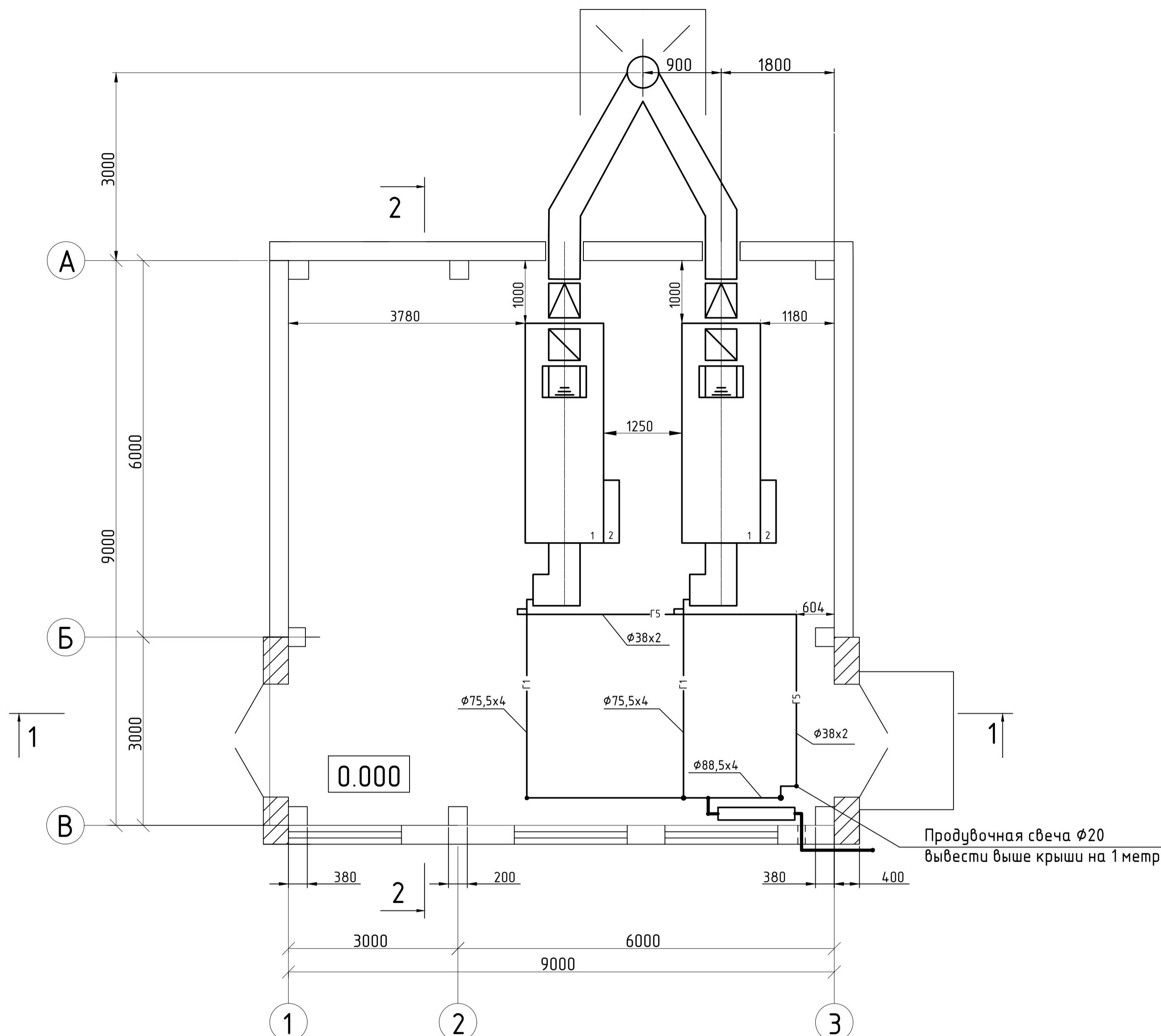
Наименование		
1	Подземный резервуар	1
2	Форсуночный испаритель	1
3	Предохранительный сбросной клапан	1
4	Ресивер	1
5	Поплавковый регулятор	1
6	Конденсатосборник	1
7	Манометр	1
8	Предохранительный запорный клапан	1
9	Регулятор давления	1
10	Трёхходовой кран	1

Компоновка резервуара с форсуночным испарителем

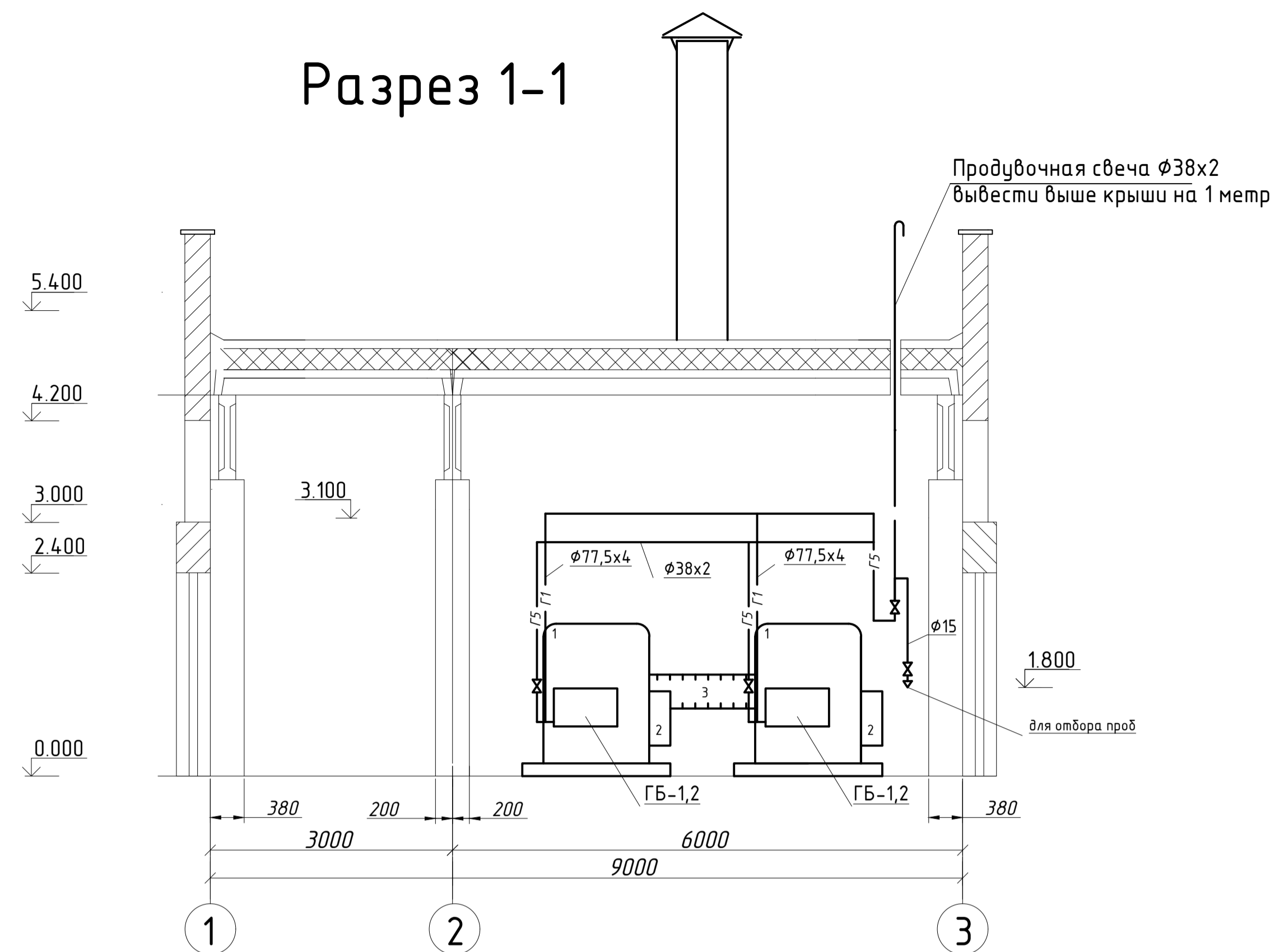


БР-08.03.01.05-2020 ГС						
Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Ковалев И.С.					
Руководит.	Авласевич А.И.					
Н.контр.	Авласевич А.И.					
Заф. каф.	Матюшенко АИ					
Газоснабжение жилого района и ООО "Лура"				Стадия	Лист	Листов
				У	4	5
Групповая резервуарная установка, план на отметке 0.000; разрез А-А; схема обвязки резервуаров; компоновка резервуара с змеевиковым испарителем				Кафедра ИСЗиС		

План котельной на отметке 0.000



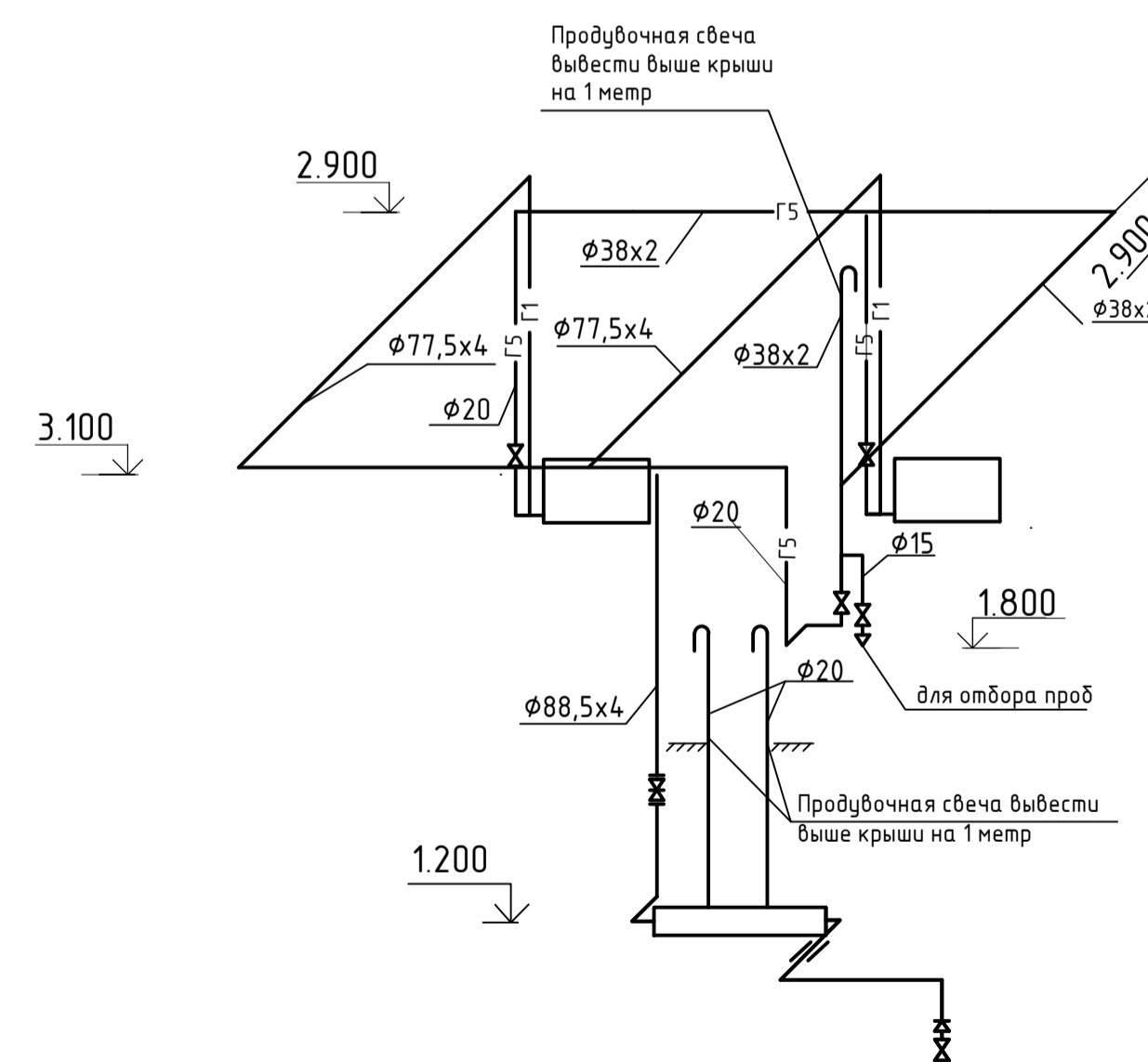
Разрез 1-1



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед. кг	Примечание
1	КСВа-1,0	Котёл стальной водогрейный автоматический с горелкой ГБ-1,2 и комплектом средств управления производительностью 1 МВт/ч	2	3550	шт
2	К-100-65-200	Насос сетевой центробежный консольный с электродвигателем 4АМ180М2УЗ, N=30 кВт, n=3000 об/мин	2	376	шт
3	С 5-305-981	Газорегуляторная установка с хозрасчётным учётом расхода газа счётчиком	1		шт
4	5.905-6*	Изолирующий фланец	1		шт
5	ГОСТ 10704-95	Трубы стальные электросварные			
		То же $\phi 38 \times 2$	12,6	22,4	кг
		То же $\phi 77,5 \times 4$	8,7	63,1	кг
		То же $\phi 88,5 \times 4$	6,4	53,3	кг
6	11ч 3БК	Кран муфтовый $\phi 50$	1		шт
7	15кч 883р 1м	Кран фланцевый с электромагнитным приводом	3		шт
8	11ч 3БК	Кран муфтовый $\phi 50$	1		шт
9	30ч 47БК4	Задвижка $\phi 100$	1		шт

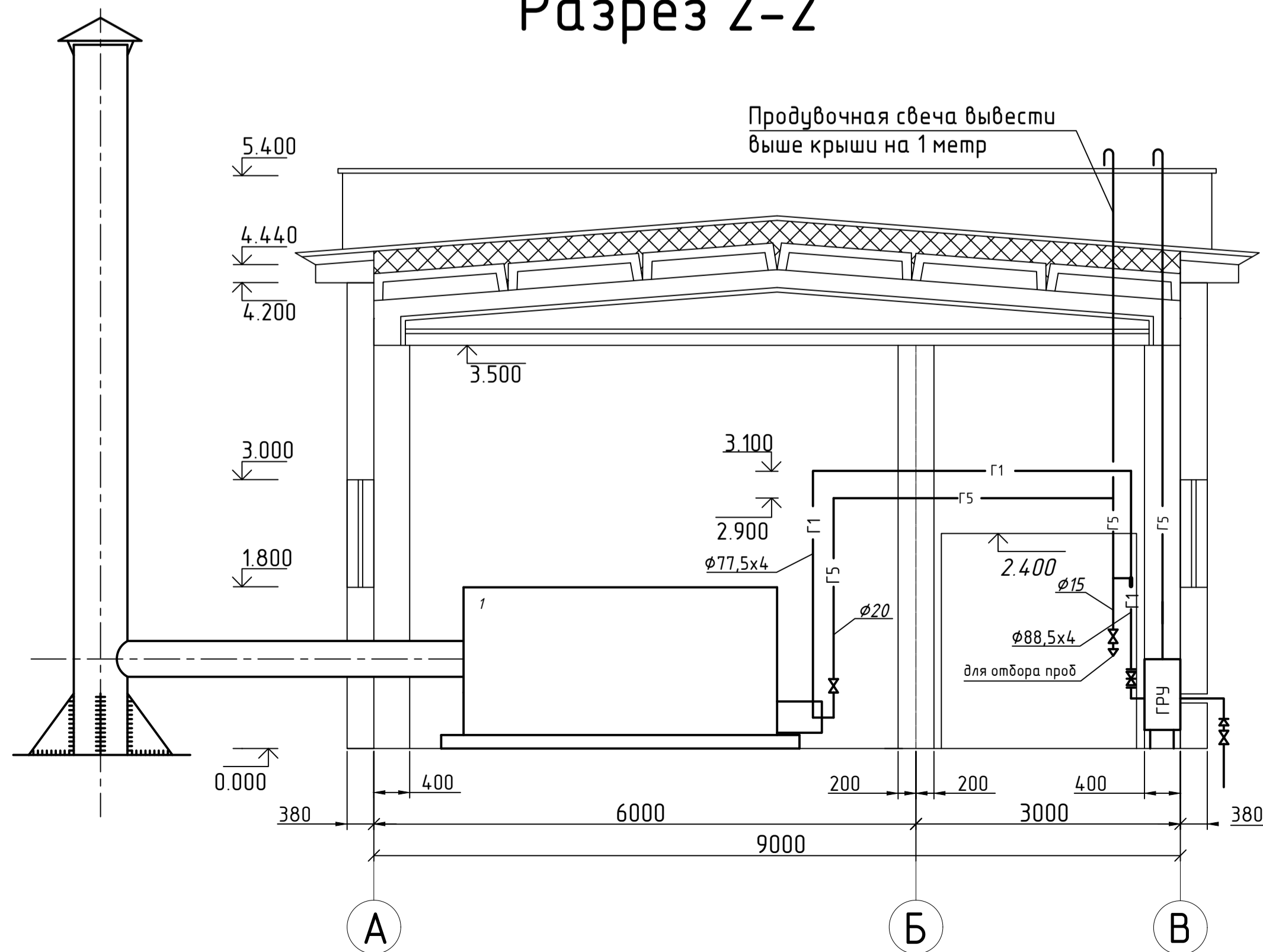
АксонOMETрическая схема внутрикотельного газопровода



Условные обозначения

- 1 - котёл
- 2 - сетевой насос
- 3 - газоход
- 0.000 - отметка пола котельной
- Г2 - газопровод низкого давления
- Г5 - продувочный газопровод
- 1.200 - отметка высоты

Разрез 2-2




БР-08.03.01.05-2020 ГС					
Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Ковалев И.С.				
Руководит.	Авласевич А.И.				
Газоснабжение жилого района и ООО "Лира"				Стадия	Лист
				У	5
Листов				5	
План котельной М1:100. Разрез 1-1, М1:100. Разрез 2-2 М1:100. Аксонометрическая схема внутрикотельного газопровода.					
Кафедра ИСЭИС					

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

Инженерно-строительный институт
институт
Инженерных систем зданий и сооружений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ


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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01.05 Теплогазоснабжение и Вентиляция
код – наименование направления

Газоснабжение жилого района и ООО «Лира»
тема

Руководитель


подпись, дата

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

А. И. Авласевич
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

И.С. Ковалев
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