

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Расчет ГНС, газоснабжение жилого района и котельной» выполнена на 68 страниц, 6 листов графического материала, 11 таблиц, 17 использованных источников.

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

Объектом разработки является жилой район с населением 68132 жителей.

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

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

Спроектированы аксонометрические схема внутридомового, схема внутриквартального газопроводов, а также газонаполнительная станция.

Содержание

Введение	4
1 Расчет численности населения	5
2 Расчет годового потребления газа.....	6
3 Расчет ГНС	9
3.1 Расчет резервуаров и эстакады	10
3.2 Расчет отделения наполнения баллонов	11
3.3 Расчет числа постов для слива неиспарившихся остатков.....	13
3.4 Расчет числа газораздаточных колонок	13
3.5 Расчет предохранительно-запорных клапанов	14
3.6 Расчет насосно-компрессорного отделения	16
3.7 Расчет количества автотранспорта	19
4 Расчет групповых резервуарных установок сжиженного углеводородного газа	21
4.1 Расчет резервуарной установки с естественным испарением	22
4.2 Расчет резервуарной установки с искусственным испарением	24
5 Расчет внутридомового газопровода.....	26
6 Расчет внутриквартального газопровода	30
7 Расчет внутри котельного газопровода.....	33
7.1 Котел КСВа-2,5.....	34
7.2 Газовая горелка ГГН-Б-3,5.....	36
7.3 Расчет ГРУ для котельной	37
7.4 Принцип действия змеевикового испарителя	38
8. Монтаж подземного газопровода	38
8.1 Подготовительные работы	39
8.2. Геодезические работы	40
8.3 Земляные работы	41
8.4 Завоз труб, материалов, оборудования.....	45
8.5 Сборка и сварка газопроводов	45
8.6 Монтаж резервуаров.....	46
8.7 Защита газопроводов от коррозии	47
8.8 Испытание газопровода.....	50
8.9 Завершение работ и благоустройство.	52
9. Определение объема земляных работ	52

9.1 Выбор комплекта машин и механизмов.....	57
Заключение	62
Список сокращений	63
Список использованных источников	64
Приложение А	65
Приложение Б.....	66
Приложение В	67

ВВЕДЕНИЕ

Природный газ, как источник энергии, необходим человеку в быту и на производстве. Он является высокоэффективным энергоносителем и ценным химическим сырьем. Кроме того, газ имеет ряд преимуществ по сравнению с другими видами топлива и сырья:

- стоимость добычи природного газа значительно ниже, а производительность труда значительно выше, чем при добыче угля и нефти;
- высокие температуры в процессе горения и удельная теплота сгорания позволяют эффективно применять газ как энергетическое и технологическое топливо;
- высокая жаропродуктивность (более 2000°С);
- полное сгорание, значительно облегчающее условия труда персонала, обслуживающего газовое оборудование и сети;
- отсутствие в природных газах окиси углерода предотвращает возможность отравления при утечках газа, что особенно важно при газоснабжении коммунальных и бытовых потребителей;
- при работе на природном газе обеспечивается возможность автоматизации процессов горения, достигаются высокие КПД.

Современные городские распределительные системы представляют собой сложный комплекс сооружений, состоящий из следующих основных элементов: газовых сетей низкого, среднего и высокого давления, газораспределительных станций (выбирается с учетом источников, объема и назначения газоснабжения, размера и планировки населенного пункта), газорегуляторных пунктов и установок. В указанных станциях и установках давление газа снижают до необходимой величины и автоматически поддерживают постоянным. Они имеют автоматические предохранительные устройства, которые исключают возможность повышения давления газа в сетях сверх нормы. Для управления и эксплуатации этой системы имеется специальная служба с соответствующими средствами, обеспечивающими возможность осуществлять бесперебойное газоснабжение.

Проекты газоснабжения областей, городов, поселков разрабатывают на основе схем перспективных потоков газа, схем развития и размещения отраслей народного хозяйства и проектов районных планировок, генеральных планов городов с учетом их развития на перспективу. Базой для широкого развития газовой отрасли являются значительные запасы природного газа, которые в результате успешно проводимых геологоразведывательных работ непрерывно возрастают.

Система газоснабжения должна обеспечивать бесперебойную подачу газа потребителям, быть безопасной в эксплуатации, простой и удобной в обслуживании, должна предусматривать возможность отключения отдельных ее элементов или участков газопроводов для производства ремонтных и аварийных работ.

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, $m = 400$ чел/га;

F – площадь квартала, га.

Расчет численности населения сводим в таблицу 1.

Таблица 1 – Расчет численности населения

№ квартала	Площадь квартала, га	Количество проживающих, чел.	№ квартала	Площадь квартала, га	Количество проживающих, чел.
1	7	2800	14	8,05	3280
2	8	3200	15	4,55	1820
3	7,68	3072	16	2,86	1144
4	7,68	3072	17	4,16	1664
5	7,7	3080	18	2,86	1144
6	5,82	2328	19	8,75	3500
7	6,9	2760	20	11,4	4560
8	15,2	6080	21	3,61	1444
9	12,08	4832	22	1,69	676
10	7,7	3080	23	1,69	676
11	7,7	3080	24	6,25	2500
12	7,7	3080			
13	13,3	5320			$\Sigma = 68132$

Итого численность населения всего города составляет 68132 чел.

2 Расчет годового потребления газа

Расчет годового газопотребления производят по нормам на конец расчетного периода с учетом перспективы развития городских потребителей газа. Продолжительность расчетного периода устанавливают на основании плана перспективного развития населенного пункта.

Все виды городского потребления газа можно сгруппировать следующим образом:

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

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

Расчет расхода газа на бытовые, коммунальные и общественные нужды представляет собой сложную задачу, так как количество газа, расходуемого этими потребителями, зависят от ряда факторов: газооборудования, благоустройства и населенности квартир, газооборудования городских учреждениями и предприятиями, охвата потребителей централизованным горячим водоснабжением и от климатических условий. Большинство приведенных факторов не поддается точному учету, поэтому потребление газа рассчитывают по средним нормам, разработанным в результате многолетнего опыта.

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

$$n_a = a \cdot N, \quad (2.1)$$

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

N – количество жителей, чел, таблица 1.

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

$$n_b = b \cdot N, \quad (2.2)$$

где b – 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 $K_{\text{ПР}}$ и $K_{\text{БУТ}}$ – доля пропана и бутана, $K_{\text{ПР}} = 0,85$, $K_{\text{БУТ}} = 0,15$;
 $Q_{\text{Р(ПР)}}^{\text{H}}$ и $Q_{\text{Р(БУТ)}}^{\text{H}}$ – низшая теплота сгорания, кДж/кг, для жидкой фазы
 $Q_{\text{Р(ПР)}}^{\text{H}} = 45,973$ кДж/кг, $Q_{\text{Р(БУТ)}}^{\text{H}} = 45,431$ кДж/кг.

$$Q_{\text{H}}^{\text{P}} = 0,85 \cdot 45,973 + 0,15 \cdot 45,431 = 45,892 \text{ кДж/кг.}$$

Определяем низшую теплоту сгорания газовой фазы, кДж/м³, по формуле

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

где $K_{\text{ПР}}$ и $K_{\text{БУТ}}$ – то же, что и в (2.3);
 $Q_{\text{Р(ПР)}}^{\text{H}}$ и $Q_{\text{Р(БУТ)}}^{\text{H}}$ – низшая теплота сгорания, кДж/м³, для газовой фазы
 $Q_{\text{Р(ПР)}}^{\text{H}} = 91,321$ кДж/м³, $Q_{\text{Р(БУТ)}}^{\text{H}} = 118,736$ кДж/м³.

$$Q_{\text{H}}^{\text{P}} = 0,85 \cdot 91,321 + 0,15 \cdot 118,736 = 95,433 \text{ кДж/м}^3.$$

Плотность газовой фазы, кг/м³, рассчитывается по формуле

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

где $K_{\text{ПР}}$ и $K_{\text{БУТ}}$ – то же, что и в (2.3);
 $\rho_{\text{ПР}}^{\text{Г}}$ и $\rho_{\text{БУТ}}^{\text{Г}}$ – плотность газовой фазы пропана и бутана, кг/м³, $\rho_{\text{ПР}}^{\text{Г}} = 1,872$ кг/м³, $\rho_{\text{БУТ}}^{\text{Г}} = 2,519$ кг/м³.

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

Плотность жидкой фазы, кг/м³, рассчитывается по формуле

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

где $K_{\text{ПР}}$ и $K_{\text{БУТ}}$ – то же, что и в (2,3);
 $\rho_{\text{ПР}}^{\text{Ж}}$ и $\rho_{\text{БУТ}}^{\text{Ж}}$ – плотность жидкой фазы пропана и бутана, кг/м³,
 $\rho_{\text{ПР}}^{\text{Ж}} = 528$ кг/м³, $\rho_{\text{БУТ}}^{\text{Ж}} = 601$ кг/м³.

$$\rho = 0,85 \cdot 528 + 0,15 \cdot 601 = 587,25 \text{ кг/м}^3.$$

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.

Таблица 2 – Расчет потребления газа жилым районом

Назначение расходуемого газа	Количество потребителей	Норма расхода на 1 чел.			Газопотребление	
		кДж	м ³ /кг	кг/чел	м ³	кг
1	2	3	4	5	6	7
При наличии газовой плиты и газового водоподогревателя.	$N = a \cdot n =$ $= 0,85 \cdot 68132 =$ $= 57912,2$	7300×10^3	159,1	76,5	9213831,02	4430283,3
При наличии только газовой плиты.	$N = (a - b) \cdot n =$ $= (0,85 - 0,8)$ $\cdot 68132 =$ $= 3406,6$	2540×10^3	55,4	26,6	188725,64	90615,56
Суммарное количество газа					9402556,66	4520898,86
Суммарное количество с учетом резерва					11283068	5425079

Нормы расхода газа на одного человека (графа 3) принимаем согласно (1)

Графа 4 определяется отношением графы 3 к массовой низшей теплоте сгорания пропана и бутана, кДж/кг

Графа 5 – отношением графы 3 к низшей теплоте сгорания газовой фазы, кДж/м³

Графа 6 является произведением граф 4 и 2, а графа 7 – 5 и 2

3 Расчет ГНС

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

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

На ГНС сжиженных газов осуществляются следующие операции:

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

Проектирование газонаполнительных станций должно осуществляться в соответствии с требованиями [8] и Госгазтехнадзора, т.к. ГНС являются объектами повышенной опасности. Этими документами устанавливаются места их расположения, безопасные расстояния между зданиями и сооружениями и до окружающих зданий и сооружений различного назначения, а также рациональная планировка территории, дорог, противопожарные требования к

зданиям и сооружениям, резервуарам базы хранения, насосам, компрессорам и системам водоснабжения, отопления и вентиляции и мн. др. положения.

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

3.1 Расчет резервуаров и эстакады

Наземные резервуары, применяемые для хранения пропана, бутана и их смесей, рассчитываются на рабочее давление, соответствующее упругости паров сжиженного газа при максимальной температуре воздуха в летнее время, но не ниже 50°C.

Подземные резервуары рассчитываются на рабочее давление, соответствующее упругости паров сжиженного газа при максимальной температуре грунта в летнее время, но не ниже 25°C.

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.

В данной ВКР предусмотрена подземная установка резервуаров на ГНС по следующим причинам.

- Они безопаснее в пожарном отношении
- Небольшие сезонные изменения температуры, надежная теплоизоляция в зимнее время
- Дешевая эксплуатация

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;

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).

$$V = \frac{11283068 \cdot 5}{365 \cdot 0,9 \cdot 587,25} = 292 \text{ м}^3.$$

Необходимое количество резервуаров, шт, при единичном объеме одного резервуара 150 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 равный 150 м³.

$$m = \frac{292}{150} = 2 \text{ шт.}$$

Принимаем к установке 2 резервуара с единичным объемом 150 м³.

Эстакада представляет собой металлические или ж/б сооружения высотой 5м 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 резинотканевыми 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;

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

$$N = \frac{11283,063}{360 \cdot 32,1} = 0,98 \approx 1 \text{ шт.}$$

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: собственно наполнения и контроля количества залитого в баллон сжиженного газа.

Количество заполняемого в баллон газа можно оценить взвешиванием или измерением объема жидкости. Поэтому различают весовой 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

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

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

g – вес газа, равный 0,021 т.

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;

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

$$G_{\text{сут}} = \frac{11283,068 \cdot 0,1}{365} = 3,1 \text{ т/сут.}$$

$$n = \frac{3,1}{0,021} = 148 \text{ шт.}$$

Количество баллонов, подлежащих заполнению в течение суток, составляет 148 шт.

3.3 Расчет числа постов для слива неиспарившихся остатков

В зимнее время сливу остатков должны подвергаться все баллоны. Число постов для слива определяется по формуле:

$$m_{сл} = \frac{n_{\bar{o}} \cdot t_{сл}}{T_{сл}} \quad (3.5)$$

где $n_{\bar{o}}$ – количество баллонов, реализуемое в сутки, шт;

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

$T_{сл}$ – в рабочее время, 480 мин.

$$m = \frac{148 \cdot 10}{480} = 3 \text{ шт.}$$

Принимаем 3 пост для слива неиспарившихся остатков.

3.4 Расчет числа газораздаточных колонок

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

Число колонок определяется исходя из необходимости суточной реализации газа в автоцистернах.

$$N_{к} = \frac{G_{сут}}{g \cdot k \cdot \tau}, \text{ шт.} \quad (3.6)$$

где $G_{сут}$ – суточный расход газа, т/сут.

g – расчетная производительность колонки, равна 1 т/ч

τ – время работы колонки в сутки, равно 6 часов.

k – коэффициент использования автотранспорта, принят равным 0,65

$$G_{сут} = \frac{G \cdot n}{365}, \text{ т.} \quad (3.7)$$

n – это доля реализации газа через групповые установки равный 0,95

G – общий расход газа, т

$$G_{\text{сут}} = \frac{5425,079 \cdot 0,95}{365} = 14,12 \text{ т / сут}$$

$$N_k = \frac{14,12}{1 \cdot 0,65 \cdot 6} = 3,62 \approx 4 \text{ шт.}$$

Принимаем четыре газораздаточных колонок для заправки автоцистерн.

3.5 Расчет предохранительно-запорных клапанов

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

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

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

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

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

- 1) клапан должен безотказно срабатывать при достижении предельного давления;
- 2) в открытом положении клапан должен пропускать среду в таком количестве, чтобы дальнейшее повышение давления было невозможным;
- 3) при снижении давления до значения немного ниже рабочего клапан должен закрыться;

4) в закрытом состоянии после многократных срабатываний клапан должен сохранять герметичность.

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

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

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

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

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

B – коэффициент, учитывающий расширение среды;

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

P_2 – избыточное давление за клапаном, равное 0 МПа;

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

Плотность газа при P_1 и t_1 , $\text{кг}/\text{м}^3$, 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, $\text{кг}/\text{м}^3$, $\rho_n = 2,29 \text{ кг}/\text{м}^3$, $T_n = 273 \text{ К}$, $P_n = 10332 \text{ кг}/\text{м}^2$;

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

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

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

Максимальная производительность резервуара, кг/ч, определяется по формуле

$$G = \frac{k \cdot F \cdot (t_6 - t_{жк})}{q}, \quad (3.8)$$

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

F – наружная поверхность резервуара, для резервуара РГСП-150 $F = 148 \text{ м}^2$;

t_6 – температура окружающей среды равная 550 °С ;

$t_{жк}$ – 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.

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

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

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

где D – диаметр резервуара, м, $D=3,0$ м;
 L – длина резервуара, м, $L=14,95$ м.

$$G = 1000 \cdot 3 \cdot \left(14,95 + \frac{3}{2} \right) = 52350 \text{ кг/ч.}$$

$$F_c = \frac{52350}{15,9 \cdot 0,6 \cdot 0,72 \cdot ((2,3 - 0) \cdot 4,64)^{1/2}} = 2333 \text{ мм}^2.$$

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).

$$d = \left(\frac{4 \cdot 2333}{3,14} \right)^{1/2} = 54,516 \text{ мм.}$$

По [2] подбираем клапан специальный предохранительный полноподъемный марки СППК4-40, $D_y = 80$ мм с пружиной № 115 и пределами регулирования 1,3-1,8 МПа.

3.6 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 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 двух железнодорожных цистерн марки 15-903R объемом 54 м^3 при $D=2,8 \text{ м}$, $Z=10,8 \text{ м}$, диаметр сливных трубопроводов $d_T=100 \text{ мм}$, приведенная длина трубопровода $l_T = 250 \text{ м}$, время слива $\tau = 2 \text{ ч}$, $\lambda = 0,02$, и плотностью смеси $587,25 \text{ кг/м}^3$, определяем по формуле

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

где k_1 – коэффициент условий охлаждения, равный 40;

F – поверхность зеркала конденсации, м^2 , 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.

$$F = 2,8 \cdot 10,8 = 30,24 \text{ м}^2.$$

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

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

где V_2 – объем цистерны, м^3 ;

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.

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

$$\omega_{жс} = \frac{52 \cdot 0,8}{0,00785 \cdot 3600 \cdot 2} = 2,16 \text{ м/с}.$$

Гидравлическое сопротивление сливного трубопровода, Па, определяется по формуле

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

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.

$$\Delta P = 0,02 \cdot \frac{250 \cdot 587,25 \cdot 2,16^2}{0,1 \cdot 2} = 68497 \text{ Па} = 0,7 \text{ кгс/см}^2.$$

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

$$G_q = \frac{40 \cdot 28,08 \cdot 2}{80 \cdot 2^{1/2}} = 19,85 \text{ кг/ч}.$$

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

$$G_q^{cp} = \frac{40 \cdot 28,08 \cdot 2}{80 \cdot 1^{1/2}} = 28 \text{ кг/ч}.$$

Определим подачу компрессора за первые 5 минут

$$G_q^{нач} = \frac{40 \cdot 28,08 \cdot 2}{80 \cdot 0,083^{1/2}} = 97,5 \text{ кг/ч}.$$

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

3.7 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

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

где V_c – среднесуточный расход сжиженного газа, м³;

V_q – полезный объем, для АЦТ-10, 8,5 м³;

n – число рейсов в сутки, рассчитывается по формуле

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

где t – время работы в сутки, ч;

l – расстояние от ГНС до потребителя, 5 км;

c – средняя техническая скорость автомобиля, 50 км/ч;

t_1 – время погрузки-разгрузки, 1 ч.

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

В сутки автомашинка выполняет 3 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.

$$V_c = \frac{5425079 \cdot 0,9}{587,25 \cdot 365} = 22,78 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$A_o^y = \frac{22,78}{8,5 \cdot 3} = 1 \text{ шт.}$$

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

$$q_1 = q \cdot n, \quad (3.19)$$

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

n – число рейсов автомобиля.

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

Определяем необходимый объем перевозок в сутки по формуле

$$q_2 = \frac{Q}{N} \cdot k, \quad (3.20)$$

где Q – количество реализуемого газа в год, т;

N – число рабочих дней в году, 320;

k – коэффициент неравномерности, принимается равным 1,15.

$$q_2 = \frac{11283,068 \cdot 0,1}{320} \cdot 1,15 = 4 \text{ т.}$$

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

$$A_o^y = \frac{q_2}{q_1}, \quad (3.21)$$

где q_1 – средний объем перевозок одной машиной, т, по (3.19);
 q_2 – общий объем перевозок, т, по (3.20).

$$A_o^y = \frac{4}{2,4} = 2 \text{ шт.}$$

Принимаем 2 автомобиль типа «клетка» и 1 автоцистерна.

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

4.1 Расчет резервуарной установки с естественным испарением

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

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

Требуемое количество резервуаров, шт, в установке 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

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

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

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

$q_{год}$ – годовой расход газа на одного человека в тепловых единицах кДж/год, при наличии в квартире газовой плиты и при газоснабжении сжиженным газом $q_{год} = 2800$ кДж/год;

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

$Q_{н^p}$ – низшая теплота сгорания газа, кДж/м³, по (2,4).

$$V_p = \frac{676 \cdot 1,4 \cdot 2800000 \cdot 0,12}{95433 \cdot 365} = 11,13 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

$$N = \frac{11,13}{1,9} = 7 \text{ шт.}$$

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 7 резервуаров коэффициент равен 0,655.

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.

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

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

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

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

$V_{геом}$ – геометрическая емкость резервуаров, 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, м³, определяется по формуле

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

где x_i – содержание компонентов жидкой фазы в смеси;

V_i – объем компонентов при испарении, м³.

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

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

$$V_{зан} = 7 \cdot 5 \cdot 0,55 \cdot 263,9 = 5080,1 \text{ м}^3.$$

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, м³, по (4.4);

$V_{сут}$ – среднесуточный расход газа, м³/сут, определяется по формуле

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

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

$$V_{сут} = \frac{676 \cdot 1,4 \cdot 2800000}{95433 \cdot 365} = 76,1 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$Z = \frac{5080,1}{76,1} = 67 \text{ дней}.$$

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

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

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

Q_n^p – низшая теплота сгорания газа, кДж/кг, по (2,3).

$$G = \frac{676 \cdot 2800000 \cdot 1,4 \cdot 0,12}{45891,7 \cdot 365} = 19 \text{ кг/ч.}$$

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.

$$N_U = \frac{19}{60} = 1 \text{ испаритель.}$$

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 $Z = 27$ суток;

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

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

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

Среднесуточный расход газа, кг/сут, рассчитывается по формуле

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

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

Q_n^p – то же, что и в (4.9).

$$G_{\text{сут}} = \frac{676 \cdot 1,4 \cdot 2800000}{45891,7 \cdot 365} = 158,2 \text{ кг/ч.}$$

$$N = \frac{27 \cdot 158,2}{5 \cdot 587,25} = 2 \text{ шт.}$$

Принимаем резервуарную установку с 2 резервуарами емкостью 5 м³ и одним форсуночным испарителем.

5 Расчет внутридомового газопровода

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

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

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

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

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

Соппротивление газа в трубопроводах складывается из сопротивлений на трение и в местных сопротивлениях. Соппротивления 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

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

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

q_i – номинальный расход газа одним или несколькими приборами, кДж/ч. Для двухкомфорочной плиты с духовыми шкафами (П2) – 25000 кДж/ч, то же для четырехкомфорочной плиты (П4) $q=40000$ кДж/ч, для водонагревателя проточного (ГВ) – 100000 кДж/ч

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

n_i – количество квартир.

Расчетная схема представлена на рисунке 1.

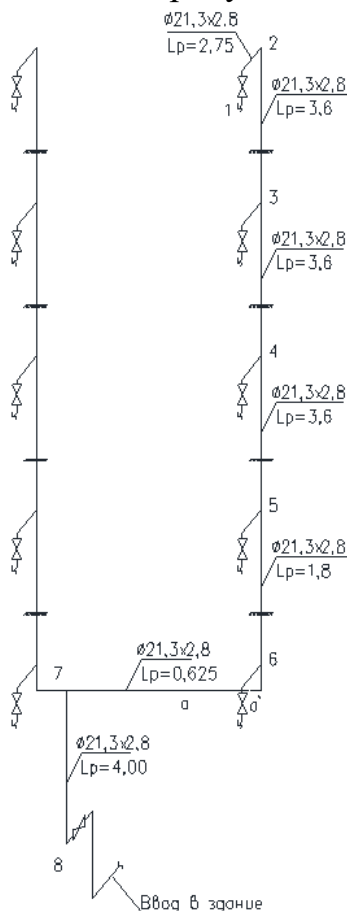


Рисунок 1 – Расчетная схема внутридомового газопровода

Расчет расходов газа по участкам сводим в таблицу 3.

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. Затем по этой же номограмме определяем действительные удельные потери давления.

Определяем потери давления, Па, на участках по формуле

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

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

l_p – расчетная длина участка, м.

Определяем гидростатический напор, Па, по формуле

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

где g – ускорение свободного падения, м²/с;

Z – разность высотных отметок, м;

ρ_v – плотность воздуха, кг/м³, $\rho_v = 1,29$ кг/м³;

$\rho_г$ – плотность газа, кг/м³.

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 4.

Таблица 3 – Расчетные расходы газа по участкам

Номер участка	Ассортимент прибора	Число квартир	Коэффициент одновременности, K_0	Расчетный расход газа $V_{г}$, м ³ /ч
1-2	П4	1	1,0	0,42
2-3	П4	1	1,0	0,42
3-4	2П4	2	0,65	0,546
4-5	3П4	3	0,45	0,567
5-6	4П4	4	0,35	0,588
6-7	5П4	5	0,29	0,609
7-8	10П4	10	0,254	1,0668

Таблица 4 – Гидравлический расчет внутридомового газопровода

№ участка	Расчетный расход газа $V_r, \text{ м}^3/\text{ч}$	Длина участка $L, \text{ м}$	Надбавка на местные сопротивления $a, \%$	Расчетная длина $L_r, \text{ м}$	Средняя удельная потеря давления $(\Delta P/h)_{\text{ср}}, \text{ Па/м}$	Диаметр газопровода $d, \text{ мм}$	Удельная потеря давления $(\Delta P/l)_{\text{д}}, \text{ Па/м}$	Потери давления $\Delta P, \text{ Па}$	Разность абсолютных отметок $z, \text{ м}$	Гидростатический напор $H_r, \text{ Па}$	Общая потеря давления на участке $\Delta P + H_r, \text{ Па}$
1–2	0,42	0,5	450	2,75	17,52	21,3x2,8	1	2,8	0	0	2,8
2–3	0,42	3	20	3,6	17,52	21,3x2,8	1	3,6	3	38	41,6
3–4	0,546	3	20	3,6	17,52	21,3x2,8	1,2	4,3	3	38	42,3
4–5	0,567	3	20	3,6	17,52	21,3x2,8	1,2	4,3	3	38	42,3
5–6	0,588	1,5	20	1,8	17,52	21,3x2,8	1,3	2,3	1,5	19	21,3
6–7	0,609	0,5	25	0,625	17,52	21,3x2,8	1,3	0,8	0	0	0,8
7–8	1,07	3,2	25	4	17,52	21,3x2,8	2	8	3,2	40,5	48,5
Σ				19,975							199,5

Условие расчета выполнено т.к. $199,5 < 350 \text{ Па}$.

Диаметры подобраны.

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 2.

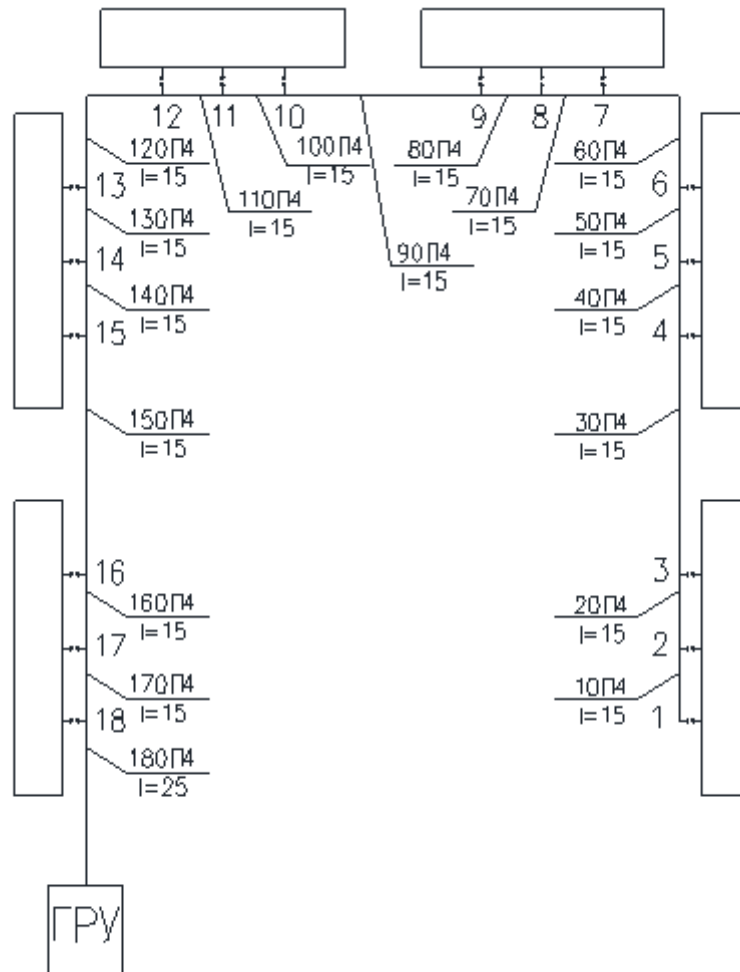


Рисунок 2 – Расчетная схема внутриквартального газопровода

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

$$Q_p = \sum K_{oi} \cdot \frac{q_i}{Q_p^H} \cdot n_i, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (6.1)$$

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 5.

Определяем количество подъездов в квартале по формуле

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

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

$K_{сем}$ – коэффициент семейности;

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

$$N_{под} = \frac{676}{3,7 \cdot 10} = 18 \text{ подъездов}$$

Принимаем 6 домов по 3 секции.

Расчетные длины участков, м, определяются по формуле

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

где l – длина участка по плану, м.

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

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

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. Затем по этой же номограмме определяем действительные удельные потери давления.

Определяем потери давления, Па, на участках по формуле

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

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

l_p – расчетная длина участка, м.

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

Гидравлический расчет сводим в таблицу 6.

Таблица 5 – Расчетные расходы газа по участкам

Номер участка	Ассортимент прибора	Число квартир	K_0	$V_{г}, \text{м}^3/\text{ч}$
1-2	10П4	10	0,254	1,067
2-3	20П4	20	0,235	2,0
3-4	30П4	30	0,231	2,9
4-5	40П4	40	0,227	3,8
5-6	50П4	50	0,233	4,9
6-7	60П4	60	0,220	5,5
7-8	70П4	70	0,217	6,4
8-9	80П4	80	0,214	7,2
9-10	90П4	90	0,212	8,0
10-11	100П4	100	0,210	8,8
11-12	110П4	110	0,208	9,6
12-13	120П4	120	0,206	10,4
13-14	130П4	130	0,205	11,2
14-15	140П4	140	0,203	11,9
15-16	150П4	150	0,201	12,6
16-17	160П4	160	0,199	13,3
17-18	170П4	170	0,198	14,1
18-ГРУ	180П4	180	0,197	14,9

Таблица 6 – Гидравлический расчет внутриквартального газопровода

№ участка	Расчетный расход газа $V_{г}, \text{м}^3/\text{ч}$	Длина участка $L, \text{м}$	Расчетная длина $L_{р}, \text{м}$	Диаметр газопровода $d, \text{мм}$	Удельная потеря давления $(\Delta P/L)_{д}, \text{Па/м}$	Потери давления $\Delta P, \text{Па}$
1	2	3	4	5	6	7
1-2	1,067	15	16,5	26,8x2,8	0,6	9,9
2-3	2,0	15	16,5	33,5x3,2	0,5	8,25
3-4	2,9	15	16,5	38x3	0,4	6,6
4-5	3,8	15	16,5	42,3x3,5	0,65	10,725
5-6	4,9	15	16,5	48x3,5	0,4	6,6
6-7	5,5	15	16,5	48x3,5	0,8	13,2
7-8	6,4	15	16,5	57x3	0,6	9,9

8-9	7,2	15	16,5	60x3	0,65	10,725
9- 10	8,0	15	16,5	60x3	0,8	13,2
10-11	8,8	15	16,5	60x3	0,85	14,025
11-12	9,6	15	16,5	60x3	0,9	14,85
12-13	10,4	15	16,5	60x3	1	16,5
13-14	11,2	15	16,5	70x3	0,5	8,25
14-15	11,9	15	16,5	70x3	0,6	9,9
15-16	12,6	15	16,5	70x3	0,7	11,55
16-17	13,3	15	16,5	75,5x4	0,5	8,25
17-18	14,1	15	16,5	75,5x4	0,6	9,9
18-ГРУ	14,9	25	27,5	75,5x4	0,7	19,25
сумма			308			201,57

Расчет выполнен, т.к. 201,57 Па < 250 Па.

7 Расчет внутри котельного газопровода

Расчетный перепад давления $\Delta P = 250$ кПа.

Разбиваем газопровод на участки, определяем расчетные расходы длины участков, среднее падение давления. По расчетным расходам и удельному среднему давлению, подбираем диаметры газопровода и действительное удельное давление.

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

Расчетная длина:

$$L_p = 1,1 \cdot L, \text{ м} \quad (7.1)$$

Диаметр определяют по номограмме для определения потерь давления в газопроводах низкого давления, причем диаметр зависит от расчетного расхода газа и средней удельной потере давления, которая находится:

$$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp} = \frac{250}{\Sigma L_h}, \text{ Па/м}, \quad (7.2)$$

$$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp} = 7,2 \text{ Па/м}.$$

Расчет сводим в таблицу 7.

Таблица 7 - Гидравлический расчет внутри котельного газопровода

№ участка	Расчетный расход газа Q_p , $m^3/ч$	Длина участка L , м	Расчетная длина L_p , м	Диаметр газопровода d , мм	Средняя удельная потеря давления $(\Delta P/L)_{cp}$, Па/м	Удельная потеря давления $(\Delta P/L)_d$, Па/м	Потери давления ΔP , Па
1-2	60	4,5	4,95	70×3	7,2	4,7	23,2
2-3	120	27	29,7	83×3	7,2	6,6	196
Σ			34,6				219,2

Расчет выполнен, т.к. $219,2 < 250$ Па.

7.1 Котел КСВа-2,5

Котел стальной водогрейный автоматизированный КСВа 2,5 водотрубно-газотрубного типа, работающий на газе среднего давления, предназначен для теплоснабжения и горячего водоснабжения жилых, общественных и производственных зданий и сооружений. Котел работает на сжиженном газе среднего и низкого давления, а также лёгком, жидком топливе.

Таблица 8 – Технические характеристики котла

Паропроизводительность, т/ч	2,5
КПД, %	92
Максимальная температура воды на выходе из котла, °С	115
Полная поверхность нагрева	68,6м ²
Температура воды на входе в котел, °С	70
Расход газа при теплоте сгорания 36 МДж/м ³ , м ³ /ч	270
Расход газа при теплоте сгорания 93 МДж/м ³ , м ³ /ч	105
Расход воды через котел (при номинальной температуре воды) 95°С	115
Температура отходящих газов	160
Рабочее давление воды	0,6
Минимальное давление воды в котле при температуре воды 95°С	0,15
Водяной объем котла	2,2
Объем топки	2,4
Присоединительные размеры: вход-выход воды сечение газохода, мм	Ду 150 340х600
Давление газа перед клапанами автоматики, кгс/м ² .	130-180

Горелка ГГН Б-3,5; дутьевой вентилятор среднего давления ВД-2,7.

Котельный блок состоит (см. приложение А) из корпуса (1), задней водоохлаждаемой крышки (2), обшивки (3), газохода (5,6), клапана взрывного с экраном (10,8), крышки передней (8). С фронта котла к фланцу (4) крепится газовая горелка.

Продукты сгорания, отдав часть тепла в топочной камере котла (см. приложение Б) поворачивают в задней крышке, проходят по дымогарным

трубам к фронту котла в переднюю крышку, откуда по газоходу, расположенному над наружной обечайкой, удаляются в сборный газоход, соединенный с бором котельной.

Вода (см. Приложение В) через задвижки (5) поступает в межтрубное пространство котла, откуда частично перепускается в заднюю водоохлаждаемую крышку (2). Нагретая вода через выходной патрубок, патрубок (6) и задвижки (11) отводится в систему теплоснабжения.

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

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

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

При обнаружении дымления через неплотности обшивок в шестах соединений прокладывают асбестовый шнур, а стыки промазывают газоуплотнительной замазкой. Способ приготовления замазки: песок просеивают через сито, затем добавляют волокнистый асбест, который можно получить из листового скоблением его пилой для дерева. Песок и волокнистый асбест тщательно перемешивают, смачивают жидким стеклом и вновь перемешивают. Жидкое стекло добавляют небольшими порциями. Замазка считается готовой при образовании однородной массы. До нанесения замазки поверхность предварительно смазывают жидким стеклом. Слой замазки $3-4$ мм.

Наружная тепловая изоляция котла создается устройством кольцевого канала между внутренней жаростойкой и съемной наружной стальной обшивкой, в которой подается воздух от вентилятора ВД-2,7 через патрубок. Подогретый воздух с противоположной стороны котла через воздухопровод и воздушный регистр подается в горелку. Расход газа регулируется автоматически посредством 2 параллельно установленных перед горелкой электромагнитных клапанов различного диаметра. При работе котла на номинальной нагрузке газ поступает через оба клапана. При сниженной

потребности в паре и повышении его давления в барабане котла большой клапан и котел работает на минимальном режиме. Увеличение расхода пара вызывает открытие большого клапана, и расход газа вновь возрастает до номинального. Такое давление двухпозиционное регулирование позволяет работать в пределах от 100 до 40% от номинального расхода газа.

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

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

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

7.2 Газовая горелка ГГН-Б-3,5

Горелка состоит из огневого, газоподающего и воздушного узлов, механизма регулирования мощности и автоматики безопасности .

Огневого узел содержит основную и запальную горелки.

Основная горелка крепиться к фланцу патрубка котла. Запальная горелка и другие элементы огневого узла смонтированы на поворотной консоли , что позволяет при необходимости извлекать запальную горелку из основной для осмотра и наладки.

Газоподающий узел содержит входной и выходной газопроводы, два отсечных электромагнитных вентиля подачи газа на основную горелку, продувочный патрубок б между ними с отсечным электромагнитным вентиляем безопасности, отсечной электромагнитный вентиль подачи газа на дежурную горелку, резиноканевый рукав и затвор регулирующий дисковый.

Для контроля присоединительного давления газа на газопроводе установлены показывающий манометр и датчик-реле давления.

Контроль давления газа на входе горелки осуществляется показывающим напорометром и датчиком-реле давления .

Контроль герметичности вентиляей осуществляется по показаниям манометра.

Воздушный узел содержит воздушную заслонку и вентиляторный агрегат. В корпус вентиляторного агрегата вмонтировано смотровое окно для наблюдения за факелами горелки и фотодатчик. Кроме того , на корпусе горелки установлен датчик-реле напора воздуха, штуцер отбора давления

воздуха для визуального контроля напоромером, штуцер отбора воздуха для обдува элементов котла.

Механизм регулирования мощности включает в себя электропривод, рычаг, толкатель и тяги переменной длины, что обеспечивает регулировку начального и конечного положения воздушной заслонки.

Регулировка осуществляется вращением винта вилки привода и изменением длины тяги.

Коробка клеммная и высоковольтный трансформатор расположены на поворотной консоли и соединены со стойкой управления проводами.

Датчики параметров котла устанавливаемые на котел входят в состав горелки.

Приборы и механизмы, входящие в состав автоматики безопасности, соединяются со стойкой управления в соответствии со схемой подключений.

Принцип работы газовой горелки основан на образовании факела основной горелки из частично подготовленной газозвушной смеси.

Воздух от вентилятора, поступая в огневой узел горелки, разделяется на два потока. основная часть воздуха проходит в кольцевой канал между корпусом и центральным стаканом, куда через отверстия поступает основной поток топливного газа. Другая часть воздуха поступает на запальную горелку внутри стакана, и стекает через отверстия перфорации диска и отверстия в боковой поверхности стакана, образуя поперечные воздушные струи в потоке газозвушной смеси.

Газ на запальную горелку подается по центральной трубе через отверстия в ее заглушенном торце. Газовые отверстия расположены между рядами перфорации диска в одной радиальной плоскости с боковыми отверстиями стакана. Таким образом, газовые струи запальной грелки развиваются в зоне рециркуляции за перфорированным диском и затем в зоне рециркуляции за поперечными воздушными струями.

При поджигании от искры свечи зажигания запальная горелка образует устойчивый веерообразный факел с развитой поверхностью, который поджигает основную газозвушную смесь, проходящую между центральным стаканом и внутренней обечайкой корпуса. После времени, заданного настройкой блока, запальная горелка отключается.

7.3 Расчет ГРУ для котельной

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

$$G_{\text{сут}}=G \cdot \rho, \text{ кг/ч} \tag{6.3}$$

где G – расчетный расход газа, м³/ч;

ρ – плотность газа в пересчете с природного на сжиженный, кг/м³.

$$G_{\text{сут}} = 120 \cdot 2,126 = 205,1 \text{ кг/ч};$$

Количество резервуаров:

$$N = \frac{z \cdot G_{\text{сут}}}{V_{\text{рез}} \cdot \rho_{\text{ж}}}, \text{ шт.} \quad (6.4)$$

где z – число суток между очередными заправками резервуара газом;

$V_{\text{рез}}$ - объем резервуара;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкой фазы газа.

$$N = \frac{10 \cdot 205,1}{5 \cdot 587,25} = 1 \text{ шт.}$$

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

$$N_u = 205,1 / 100 = 2.$$

К установке принимаем 2 змеевиковых испарителя.

7.4 Принцип действия змеевикового испарителя

Змеевиковый испаритель сжиженного газа с расчетной испарительной способностью 100 кг/ч и температурой теплоносителя 80°C представляет собой цилиндрический вертикальный сосуд, внутри которого вмонтированы змеевик из труб диаметром 27x3 мм и поплавков с выходным клапаном. В днище имеется трубка с накидной гайкой для входа сжиженных газов. Крышка крепится к корпусу с помощью фланца и снабжена клапаном для выхода паров сжиженных газов и плавким предохранителем для предотвращения взрыва испарителя в случае пожара. Сжиженный газ из подземного резервуара поступает в испаритель сжиженного газа через нижний входной патрубок, заполняя корпус. От соприкосновения со змеевиком, по которому циркулирует горячая вода температурой 80°C, сжиженный газ интенсивно испаряется, и его пары через выходной патрубок поступают к потребителю. При увеличении расхода газа давление его паров повысится, газ заполнит большее число витков змеевика, и его испарение будет происходить более интенсивно - испарительная, способность испарителя газа возрастет. В случае резкого увеличения расхода газа сжиженный газ, продолжая заполнять испаритель, поднимает поплавок, который закроет клапан выходного патрубка и предохранит систему от заполнения ее жидкой фазой.

8. Монтаж подземного газопровода

8.1 Подготовительные работы

До начала строительно-монтажных работ подрядная организация должна выполнить работы по подготовке строительной полосы (полосы отвода земли), включающие:

- расчистку полосы отвода трубопровода от леса, кустарника, валунов, снега;
- удаление на косогорах нависших скал, камней, деревьев, угрожающих падением на строительную полосу;
- срезку крутых продольных уклонов;
- разработку полок на косогорах;
- осуществление противооползневых мероприятий;
- осуществление мероприятий по стабилизации температуры мерзлых грунтов;
- осуществление мероприятий по минимизации промерзания грунта на сухих участках;
- осуществление мероприятий по промерзанию грунта на заболоченных участках;
- сооружение технологических проездов для прохода строительных бригад;
- устройство водопропускных, водоотводных и осушительных сооружений;
- устройство монтажных площадок для строительства;
- выполнение мероприятий по защите подземных сооружений, пересекаемых строящимся трубопроводом;
- вертикальную планировку строительной полосы;
- снятие плодородного слоя почвы на участках рекультивации и его перемещение для временного хранения.

Геодезическую разбивочную основу следует создавать с учетом обеспечения их сохранности и устойчивости в условиях наличия морозного пучения, просадок, термокарста, обводнения, оползня, эрозии и других геологических процессов.

Для закрепления трассы газопровода используются стандартные знаки (деревянные столбики, металлические трубки или угольники).

Знаки маркируются масляной краской и указывают:

- сокращенное название проектной организации;
- условное название трубопровода;
- порядковый номер знака;
- значение и направление угла поворота трассы.

Принятые подрядчиком знаки геодезической разбивочной основы в процессе строительства должны сохраняться и проверяться инструментально в весенний и осенне-зимний периоды.

8.2. Геодезические работы

Перед началом строительства и в процессе строительства подрядчик должен выполнить геодезические работы в соответствии с требованиями [12], [13] и настоящего стандарта.

В состав геодезических работ, выполняемых подрядчиком перед началом работ, входят:

- производство контроля геодезической разбивочной основы с точностью линейных измерений не менее $1/500$ угловых 2 мин и нивелирования между реперами с точностью 50 мм на 1 км трассы;

- установка дополнительных знаков по оси трассы и по границам строительной полосы;

- вынос в натуру горизонтальных кривых упругого изгиба через 10 м и кривых из отводов через 2 м;

- установка пикетных знаков по всей трассе через каждые 100 м и в характерных точках (начало, середина и конец кривой; начало и конец перехода через естественные и искусственные преграды и др.).

Знаки должны устанавливаться вне зоны производства строительномонтажных работ с целью исключения их повреждения.

При надземной прокладке трубопровода должна быть выполнена геодезическая разбивка свайного поля под установку опор трубопровода.

Выполнение геодезических работ должно осуществляться с учетом охраны окружающей среды. Не допускается производить срезку грунта в целях упрощения схемы прямого визирования, вырубать лес и кустарник вне полосы отвода земли, устраивать непредусмотренные проектом отсыпки и др.

В условиях ММГ допускается использовать в качестве основания под временные знаки бетонные тумбы, деревянные рамы в виде треног и другие легко монтируемые и демонтируемые устройства, не причиняющие экологического вреда.

В местах расположения по трассе сложных переходов (реки, дороги, овраги и т.п.) геодезические знаки должны устанавливаться с обеспечением необходимой надежности, погружение опорного знака в грунт здесь должно составлять от 3 до 4 м.

При выполнении геодезических работ для надземной прокладки газопровода следует соблюдать следующие правила:

- до начала разбивки точек установки свайных опор необходимо спланировать (при необходимости) площадку под установку бурового и сваебойного оборудования;

- работы, связанные с выносом на местность проектных точек под бурение скважин для свай, следует осуществлять, пользуясь стандартизированными геодезическими приемами;

- вынесенные точки закрепляют металлическими штырями диаметром от 10 до 15 мм или деревянными кольями сечением 2×2 см и длиной от 20 до 25 см;

- определение разбивочных точек под сваи производится дважды: сначала в составе работ по разбивке осей, а затем непосредственно перед началом бурения - для обеспечения правильной центровки бурового станка;

- отклонение разбивочных точек под сваи не должно отличаться от проектных более чем на 2см;

- все кольца, штыри, которые установлены в земле в процессе выполнения разбивочных работ, должны сохраняться вплоть до завершения работ по бурению и установке свай. Это же требование относится и к знакам "обноска" (при необходимости в этом случае сохраняется возможность восстановить созданную "сетку");

- все фактически реализованные схемы замеров (включая расположение осей, вспомогательных точек, сведения о методах измерений и т.д.) должны заноситься в геодезический журнал, в котором адресно, с указанием номера скважины, следует фиксировать все выявленные особенности обследуемых площадок (наличие в створе валунов, пней, родников и т.п.).

Результаты геодезической проверки при операционном контроле видов работ должны быть записаны в общий журнал работ в соответствии [14] (форма 1.5).

После приемки работ один экземпляр материалов исполнительной съемки передается эксплуатирующей организации в электронном виде и на бумажном носителе.

8.3 Земляные работы

Регазификация газопроводов должна быть проложена на глубине от 1 до 1,3 метров. При использовании систем газоснабжения с испарителями или регазификаторами, подземные газопроводы низкого давления можно прокладывать в зоне промерзания на глубине не менее 1 метра. При этом в смеси поставляемого газа должно быть не менее 25-30 процентов пропана.

Земляные работы при сооружении газопроводов должны производиться в соответствии с требованиями проекта.

На участках, подлежащих рекультивации, до начала разработки траншеи и котлована должен быть снят плодородный слой почвы на глубину, указанную в проекте, и уложен в отдельный отвал. Не допускается смешивание отвала плодородного слоя почвы и минерального грунта.

Производство земляных работ в охранных зонах действующих трубопроводов, кабелей высокого напряжения и других коммуникаций следует осуществлять по наряду-допуску, выдаваемому организацией, эксплуатирующей эти коммуникации.

На обрабатываемых землях сроки выполнения работ и порядок проведения рекультивационных работ должны быть согласованы с землепользователем.

Разработка траншей в задел допускается только в устойчивых грунтах при низком горизонте грунтовых вод и при отсутствии сезона затяжных дождей и снегопадов.

Технологически необходимый разрыв между разработкой траншеи и укладкой должен быть указан в проекте производства работ.

Рыхление скальных и мерзлых грунтов взрывным способом должно производиться до вывоза и раскладки труб на трассе и опережать границу этих работ на безопасное расстояние от ближайшей зоны взрывных работ.

При производстве буровзрывных работ следует руководствоваться требованиями [16].

Производители работ, мастера, бригадиры, машинисты землеройных и других строительных машин до начала работ в охранных зонах должны быть ознакомлены с расположением сооружений, трасс подземных коммуникаций, их обозначением на местности и проинструктированы под роспись в наряде-допуске о порядке производства земляных работ механизированным и ручным способом, обеспечивающими сохранность этих сооружений.

В местах пересечения газопровода с другими подземными коммуникациями, незащищенными от механических повреждений, разработка грунта механизированным способом разрешается на расстоянии не ближе 2м от боковой стенки и не менее 1м над верхом коммуникаций. Оставшийся грунт должен дорабатываться вручную без применения ударных инструментов и с принятием мер, исключающих возможность повреждения коммуникаций.

Размеры и профили траншей устанавливаются проектом в зависимости от диаметра и покрытия трубопроводов, типа балластировки, характеристики грунтов, гидрогеологических и других условий. Ширина траншей по дну должна быть не менее $(D+300)$ мм для трубопроводов диаметром до 700мм и $1,5D$ - для трубопроводов диаметром 700мм и более, где D - условный диаметр трубопровода. Для трубопроводов с теплоизоляцией, а также обетонированных труб вместо значения D следует принимать наружный диаметр покрытия трубопровода (DH).

На участках горизонтальных кривых вставок ширина траншеи по дну должна быть не менее удвоенной ширины траншеи, разрабатываемой на примыкающих прямолинейных участках.

На участках балластировки трубопровода утяжеляющими грузами ширина траншеи по дну должна быть не менее $2,2D$.

В местах технологических разрывов для сварки стыков должны разрабатываться приямки с размерами, не менее: длина 1,0м, ширина $(DH + 1,2)$ м, где DH - наружный диаметр трубопровода с учетом толщины покрытия, глубина 0,7м.

Грунт, вынутый из траншеи, должен укладываться в отвал с одной стороны траншеи на расстоянии не ближе 0,5м от ее бровки. Другая сторона должна оставаться свободной для передвижения транспорта и производства монтажно-укладочных работ (рабочая полоса). В стесненных условиях

допускается укладывать отвал на рабочую полосу, с последующей его планировкой для проезда техники при работе.

Траншеи и котлованы должны разрабатываться с откосами. Траншеи с вертикальными стенками без крепления разрешается разрабатывать в скальных и мерзлых грунтах.

Допускается разрабатывать траншеи с вертикальными стенками без их крепления в песчаных, пылевато-глинистых талых грунтах выше уровня грунтовых вод и при отсутствии вблизи подземных сооружений.

Формирование поперечного профиля траншей и котлованов при их устройстве без креплений откосов с последующим пребыванием людей в траншее в зависимости от вида грунта должно производиться в соответствии с требованиями .

Необходимость временного крепления стенок траншеи и котлованов устанавливается проектом.

Верхняя часть креплений стенок траншеи или котлована должна выступать над бровкой не менее чем на 15см.

При наличии роторных экскаваторов наиболее целесообразно применение одноковшовых экскаваторов только в условиях, где неприменимы роторные экскаваторы: на участках кривых вставок, в переувлажненных и обводненных грунтах, в грунтах с крупными каменистыми включениями, в скальных грунтах, на уклонах более 35°.

Разработка траншейными (роторными, цепными) экскаваторами в связных грунтах (суглинках, глинах) траншей с вертикальными стенками без крепления допускается на глубину не более 3м. В местах, где требуется пребывание рабочих, должны устраиваться крепления откосов траншей и котлованов.

К моменту укладки трубопровода дно траншеи должно быть очищено от твердых включений, которые могут повредить антикоррозионное покрытие, и выровнено в соответствии с проектом.

В талых песчаных и глинистых грунтах (супесь, суглинок, глина), где подсыпка дна траншеи мягким грунтом не предусматривается, размеры остающихся на дне включений не должны превышать 30мм в поперечнике.

Нивелировка дна траншеи должна производиться:

- на прямых участках через 50м;
- вертикальных кривых упругого изгиба через 10м;
- вертикальных кривых, выполняемых с помощью гнутых отводов, через 2м;
- переходах через железные и автомобильные дороги, овраги, ручьи, реки, балки и другие преграды, на которые разрабатываются индивидуальные рабочие чертежи.

До начала работ по присыпке и засыпке уложенного трубопровода в любых грунтах следует:

- проверить нормативный зазор между стенками трубопровода и траншеи и его прилегание к дну траншеи по всей ее длине;

- проверить состояние и в случае необходимости отремонтировать изоляционное покрытие;
- проверить соответствие грунта подсыпки требованиям проекта;
- провести предусматриваемые проектом работы по предохранению изоляционного покрытия от механических повреждений;
- получить письменное разрешение органа технического надзора на засыпку уложенного трубопровода;
- выдать наряд-задание на производство работ машинистам.

Засыпку траншеи следует производить непосредственно после укладочных работ и балластировки трубопровода.

При засыпке трубопровода следует обеспечить целостность труб, антикоррозионного, теплоизоляционного и защитного покрытий и противозерозионных перемычек. Для этого засыпку трубопровода бульдозерами следует выполнять косопоперечными проходами с целью исключения прямого динамического воздействия падающих комьев грунта и крупных фракций на трубопровод. При производстве засыпки одноковшовым экскаватором разгрузку ковша над трубой следует производить на высоте не более 1,0м.

Камни, валуны, мерзлые глыбы размером более 700мм следует разрушить (гидромолотом, гусеницами, накладными зарядами). Присутствие в грунте засыпки этих включений недопустимо.

При наличии горизонтальных кривых на трубопроводе вначале следует засыпать криволинейный участок, начиная с его середины.

На участках с вертикальными вогнутыми кривыми трубопровода (в оврагах, балках и т.п.) засыпку следует производить снизу вверх, начиная с самой нижней точки.

При засыпке над трубопроводом на нерекультивируемых землях должен быть образован грунтовый валик с учетом его осадки в процессе консолидации грунта до уровня поверхности земли.

На рекультивируемых землях засыпку трубопровода следует производить с послойным уплотнением грунта и без устройства валика над трубопроводом. Плодородный слой грунта над трубопроводом планируют.

При просадке грунта вследствие оттаивания следует досыпать грунт до уровня поверхности земли.

Засыпку трубопровода в песчаных талых грунтах следует осуществлять непосредственно вслед за укладочными работами.

На пылеватых песчаных грунтах после укладки трубопровода и засыпки траншеи, во избежание выдувания песчаного грунта, следует их закрепить над трубопроводом и на строительной полосе в соответствии с проектом.

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 марки КС-1562А на 15-20 м опускают в траншею, укладывая плетью по оси.

8.4 Завоз труб, материалов, оборудования

Трубы, запорную арматуру поставляют с ЦЗМ или заводов самосвалом марки МАН TGS 40.400 или автомобилем КАМАЗ 65117 согласно составленных заявок по спецификациям. Трубы, арматура, сварочные и изоляционные материалы, применяемые для строительства систем газоснабжения, должны иметь сертификаты заводов-изготовителей, подтверждающие соответствие требованиям государственных стандартов или технических условий.

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

На оборудования должны иметься технические паспорта заводов-изготовителей и, как правило, инструкции по его монтажу и эксплуатации. Технические паспорта должны иметься также на изолированные трубы, конденсатосборники, гнутые колена и другую продукцию. Трубы на трассу поставляют с неизолированными концами для сварки на бровку траншеи.

Их раскладывают по трассе в схеме ППР.

8.5 Сборка и сварка газопроводов

Для соединения труб следует применять дуговую (ручную, автоматическую под флюсом) и газовую сварку, стыковую контактную сварку оплавлением и пайку газопроводов.

Типы, конструктивные элементы и размеры сварных соединений стальных газопроводов должны соответствовать [17] и требованиям настоящего раздела. Для подземных газопроводов следует применять только стыковые и угловые соединения.

Допускаемое смещение кромок свариваемых труб не должно превышать величины $0,15S + 0,5$ мм,

где S - наименьшая из толщин стенок свариваемых труб, мм.

Каждому сварщику приказом по строительной-монтажной организации должен быть присвоен номер (клеймо), который он обязан наплавить или выбить на расстоянии 50 - 100 мм от сваренного им стыка на подземном газопроводе со стороны, доступной для осмотра.

При сварке труб условным диаметром более 400 мм двумя сварщиками каждый из них должен поставить (наплавить или выбить) по номеру (клейму) на границах своего участка.

Применение сварочных материалов (электродов, сварочной проволоки и флюсов) допускается только при наличии сертификатов заводов-изготовителей или их копий.

Перед применением сварочные материалы следует проверить внешним осмотром на их соответствие требованиям ГОСТ (ТУ). При обнаружении дефектов (обсыпка защитной обмазки электродов и их увлажнение, коррозия сварочной проволоки) применение этих материалов не допускается.

Контроль допускного стыка следует осуществлять: внешним осмотром на соответствие требованиям [17]; радиографическим методом; механическими испытаниями.

При неудовлетворительных результатах контроля допускного стыка: внешним осмотром - стык бракуется и дальнейшему контролю не подлежит;

физическими методами или механическими испытаниями - проверку следует повторить на удвоенном числе стыков.

В случае получения неудовлетворительного результата хотя бы на одном стыке при проверке качества сварочных материалов следует браковать всю партию этих материалов.

Перед сборкой под сварку стальных труб необходимо:

1. очистить их внутреннюю полость от возможных засорений (грунта, льда, снега, воды, строительного мусора, отдельных предметов и др.);
2. проверить геометрические размеры разделки кромок, выправить плавные вмятины на концах труб глубиной до 3,5% наружного диаметра трубы;
3. очистить до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб на ширину не менее 10 мм.

Концы труб, имеющие трещины, надрывы, забоины, задиры фасок глубиной более 5 мм, следует обрезать.

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

При температуре воздуха ниже минус 5°C правка концов труб без их подогрева не допускается.

Сварочные работы на открытом воздухе во время дождя, снегопада, тумана и при ветре скоростью свыше 10 м/с можно выполнять только при обеспечении защиты места сварки от влаги и ветра.

8.6 Монтаж резервуаров

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

Основание котлована перед устройством фундаментов резервуаров уплотняется втрамбовыванием щебня. Устанавливают фундаменты с соблюдением условия, чтобы при установке уклон был 0.02 в сторону горловины. Резервуары устанавливают на фундамент при помощи автокрана типа КС грузоподъемностью 4-5 тонн. Для настоящего проекта принят автокран Ивановец КС-35715 с длиной стрелы 18 м, грузоподъемностью 16 т.

После установки производят обвязку резервуаров трубопроводами $d=50$ мм.

При двух подземных резервуарах каждый из них оборудуется специальной редуccionной головкой, размещенной на фланце головке резервуара, выходящей на поверхность земли. Резервуары соединены между собой только трубопроводами паровой фазы; они могут работать по выдаче газа как отдельно, так и совместно. В редуccionной 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 отвода атмосферных вод с поверхности обсыпки предусмотрена призма из песчаного грунта $h=0,3$ м с последующей одерновкой ее поверхности и откосов.

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.

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.

8.7 Защита газопроводов от коррозии

Трубопровод, погруженный во влажный грунт, оказывается в агрессивной среде, которая способствует развитию коррозии. Прежде всего это связано с наличием воды, кислорода и различных веществ, растворимых

водой, что делает грунт средой, в которой проходят активные электрохимические реакции.

Коррозионная ситуация, в которой находится металлический трубопровод в грунте, зависит от большого количества факторов, связанных с грунтовыми и климатическими условиями, особенностями трассы, условиями эксплуатации. К таким факторам относятся: влажность грунта, химический состав грунта, кислотность грунтового электролита, структура грунта, температура транспортируемого газа.

Большую роль в протекании коррозионных процессов играет влажность грунта. При малой влажности увеличивается удельное электросопротивление грунта, что влечет снижение значения коррозионного тока. При большой влажности удельное сопротивление грунта уменьшается, но и сильно затрудняется диффузия кислорода к поверхности металла, что замедляет коррозионный процесс. Максимальная скорость коррозии наблюдается при влажности грунта 15...20%. По влажности грунты подразделяются на сухие, влажноватые, влажные, сырые и мокрые.

Немаловажным фактором, влияющим на скорость коррозии, является и кислотность грунтового электролита. Структура грунта определяет скорость диффузии кислорода воздуха к поверхности трубы. В результате того, что на различных участках трубы создаются различные условия для диффузии кислорода, т.е. различная степень аэрации грунта, возникают условия для образования коррозионных гальванических элементов.

Величина pH в грунте зависит от общей минерализации грунтовых вод и присутствия в них угольной и минеральных кислот, кислых и основных солей. По величине pH различают грунты: сильнокислые (3... 4.5), кислые (4.5... 5.5), слабокислые (5.5... 6.5), нейтральные (6.5... 7.0), слабощелочные (7.0... 7.5), щелочные (7.5... 8.5), сильнощелочные (8.5 и более). Наименьшее коррозионное воздействие грунта на сталь наблюдается при pH от 10 до 14 и резко возрастает при pH от 4 до 2.5. Концентрация водородных ионов влияет на потенциал коррозионных элементов, выпадение из растворов солей железа и на устойчивость защитных пленок на металле.

Методы защиты подземных металлических трубопроводов от коррозии подразделяются на пассивные и активные. Пассивный метод защиты от коррозии предполагает создание непроницаемого барьера между металлом трубопровода и окружающим его грунтом. Это достигается нанесением на трубу специальных защитных покрытий (битум, каменноугольный пек, полимерные ленты, эпоксидные смолы и пр.).

Наиболее радикальный и вместе с тем наиболее дорогой способ избавления от коррозии — это использование труб из нержавеющей сплавов или иных некорродирующих материалов. Однако такие сплавы дороги и применяются в ограниченном объеме. Можно также изменить окружающую среду трубопровода, например вместо погружения в грунт поместить его в особый бетонный короб или установить короб над ним. Старейшим и наиболее

распространенным способом является нанесение на трубопровод гидроизолирующего покрытия.

Для этих целей применяют всевозможные мастики, которыми покрывают очищенные от загрязнений трубы, а затем укутывают их специальными пленками. Трубы могут гидроизолироваться как на месте их укладки, так и на заводе, что предпочтительнее. В заводских условиях есть возможность покрыть трубы специальными эмалями или пластиком, что обеспечит защиту металла на долгие годы. В ряде случаев, например при укладке трубопроводов по дну акваторий, трубы покрываются бетонной рубашкой. В полевых условиях будет необходимо заизолировать только зону сварного стыка.

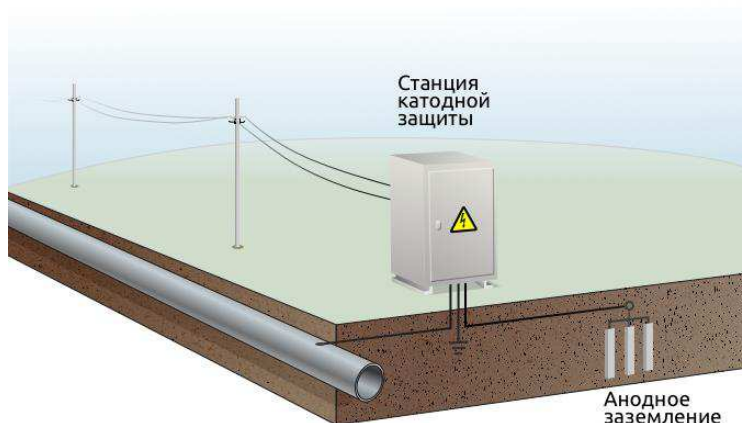


Рисунок 3 - Катодная поляризация с применением внешних источников постоянного тока.

Еще один способ борьбы с коррозией трубопроводов — это электрохимическая защита. Она решает комплекс задач не только по борьбе с почвенной коррозией, но и с коррозией, вызванной блуждающими токами.

Так называемая «протекторная» защита обеспечивается установкой вместе с трубопроводом в той же среде болванок из металла, обладающего более электроотрицательными свойствами, чем железо, например из магния. В результате взаимодействия в электропроводящей среде разрушаться начнет именно он, а коррозия на поверхности стальных труб значительно замедлится. Более электроотрицательный металл называется «протектором», и этот метод широко применяется для защиты корпуса морских судов и конструкций.

Более интенсивным методом защиты трубопровода является принудительная катодная поляризация с применением внешних источников постоянного тока. Защищаемый трубопровод подключается в качестве катода к так называемой «станции катодной защиты». В свою очередь в грунт погружаются анодные элементы, которые и будут подвергаться анодному растворению. Этот метод отличается высокой эффективностью и может применяться как постоянно, так и периодически (рис. 3)

В свою очередь, трубопроводы могут сами оказаться в зонах, где распространены так называемые блуждающие токи, образующиеся в результате

утечек от различных источников — в частности электропроводящих рельсов электротранспорта. Для противодействия этому процессу, который приводит к крайне интенсивной коррозии трубопроводов, весьма распространенному в промышленных зонах, применяется электродренажная защита, которая призвана предупредить возникновение блуждающих токов, и защитить сам трубопровод от их воздействий.

8.8 Испытание газопровода

Законченные строительством распределительные газопроводы и ГРУ испытывают на прочность и плотность при давлениях, установленных нормами (табл.9). Перед испытаниями газопроводы, если это возможно, продувают воздухом для очистки от пыли и окалина. Испытывают газопроводы воздухом, за исключением надземных газопроводов с давлением выше 3 кгс/см², которые подлежат испытанию водой. Участки газопроводов на переходах через водные преграды, под автодорогами, железными дорогами и трамвайными путями на прочность также испытывают водой. Однако в зимнее время и при больших диаметрах газопроводов гидравлические испытания могут быть заменены пневматическими при условии обеспечения необходимых мер предосторожности.

Таблица 9- Величины испытательных давлений газопроводов и ГРП

Рабочее давление в газопроводе, кгс/см ²	Испытательное давление, кгс/см ²	
	На прочность	На плотность
Низкое (до 0,05)	3,0	1,0
Среднее (свыше 0,05 до 3)	4,5	3,0
Высокое (свыше 3 до 6)	7,5	6,0
Высокое (с 6 до 12)	15,0	12,0

Сначала уложенные в траншею и присыпанные грунтом газопроводы испытывают на прочность. При этом, как отмечалось выше, стыки газопроводов низкого и среднего давления не должны быть изолированы и присыпаны. Однако выполнение этого условия связано с последующей изоляцией стыков в стесненных условиях траншеи. Избежать выполнения такой непроизводительной работы можно тремя путями: испытанием секций или плетей на бровке траншеи; проверкой всех стыков физическими методами контроля или испытанием газопровода на прочность давлением не менее 6 кгс/см². Во всех этих случаях все стыки (за исключением стыков, сваренных в траншее) изолируют на бровке траншеи.

Газопроводы высокого давления испытывают на прочность с изолированными и присыпанными стыками, за исключением стыков, сваренных в траншее. Под испытательным давлением на прочность газопровод выдерживают не менее 1 ч, после чего давление снижают до нормы, установленной для испытания на плотность, и производят проверку плотности соединений осмотром (при испытаниях водой), по запаху одорированного

воздуха или мыльной эмульсией (при испытаниях воздухом^[1]). Устранение выявленных дефектов производится после снижения давления в газопроводе до атмосферного.

На плотность подземные газопроводы испытывают после полной засыпки траншеи. Наполнив газопровод воздухом до начала испытания его выдерживают под испытательным давлением в зависимости от диаметра от 6 до 24 ч для выравнивания температуры воздуха в газопроводе с температурой грунта. Продолжительность самого испытания газопровода на плотность должна быть не менее 24 ч, за исключением вводов дворовых и межцеховых газопроводов низкого давления.

Ответвления от распределительных газопроводов, вводы и дворовые газопроводы низкого давления (до 0,05 кгс/см²) диаметром менее 150 мм испытывают на прочность давлением 1 кгс/см², а на плотность — 0,2 кгс/см² в течение 1 ч. Газопровод считается выдержавшим испытание на плотность, если падение давления, определяемое по жидкостному манометру, не превышает 10 мм вод. ст./ч.

В ГРП испытаниям на прочность подвергают газопроводы, оборудование и КИП. В зависимости от конструкции регуляторов давления и установленной после них арматуры ГРП испытывают в целом (от входной до выходной задвижек) или частями (до регулятора и после него). При испытаниях ГРП в целом испытательные давления принимают по давлению газа на высокой стороне. При испытаниях по частям нормы испытательных давлений принимают в соответствии с рабочими давлениями до и после регулятора. Величины испытательных давлений приведены в табл. IX.1.

При испытании ГРУ на прочность испытательное давление выдерживается в течение 1 ч. После снижения давления до норм, установленных для испытания на плотность, выявляют дефектные места путем внешнего осмотра и проверки мыльной эмульсией. Обнаруженные дефекты устраняют. Испытания на плотность

ГРП проводят в течение 12 ч после подъема давления до испытательного. При этом падение давления должно быть не более 1% начального.

Участки газопроводов на переходах через водные преграды, автодороги, железные дороги и трамвайные пути испытывают в три стадии:

- 1) на прочность — после сварки перехода или его части до укладки на место. Испытания газопроводов с рабочим давлением до 3 кгс/см² производят воздухом, а более 3 кгс/см² — водой;
- 2) на плотность воздухом — после укладки на место, полного монтажа и засыпки перехода;
- 3) на плотность воздухом — при окончательном испытании газопровода в целом.

Результаты проведения испытаний газопроводов и ГРУ на прочность и плотность оформляют актами.

8.9 Завершение работ и благоустройство.

После окончания испытаний стыки газопровода присыпают вручную и делают присыпку газопровода мягким грунтом на высоту 10 см от верха трубы. Остальная засыпка производится специальной техникой с последующим уплотнением грунта катками.

После завершения работ в карьере необходимо предусматривать планировку откосов выработки до уклонов, обеспечивающих их устойчивость. Затем необходимо покрыть откосы плодородным слоем почвы или провести биологическую рекультивацию с посевом многолетних трав. Рекультивация отработанных карьеров должна предусматриваться проектом.

Работы по снятию плодородного слоя почвы могут выполняться в любое время года, а работы по его возвращению только в теплое (при положительных температурах) время года.

Покрытие, поврежденное в ходе проведения земляных работ, должно быть восстановлено производителем работ независимо от типа покрытия в срок, указанный в разрешении на производство земляных работ при строительстве, ремонте, реконструкции инженерных коммуникаций и иных объектов в первоначальном объеме и в соответствии с изначальным состоянием территории (до начала проведения земляных работ).

До окончания срока действия разрешения на производство земляных работ производитель работ обязан убрать излишний грунт, строительные материалы, мусор и прочие отходы.

Работы по благоустройству территорий должны выполняться в соответствии с проектом благоустройства при соблюдении технологических требований, предусмотренных правилами настоящего раздела и проектами производства работ.

9. Определение объема земляных работ

Ширина котлована понизу, м, рассчитывается по формуле

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

где A – необходимая ширина для установки резервуаров, м.

$$a = 3,5 + 0,5 = 4 \text{ м.}$$

Длина котлована понизу, м, рассчитывается по формуле

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

где B – необходимая длина для установки резервуаров, м

$$b = 3,5 + 0,5 = 4 \text{ м.}$$

Глубину котлована, м, определяем по формуле

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

где H_y – высота резервуаров, м.

$$h_k = 2,3 + 0,5 = 2,8 \text{ м.}$$

Ширина котлована поверху, м, определяется по формуле

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

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

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

Длина котлована поверху, м, рассчитывается по формуле

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

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

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

Глубина траншеи, м, определяется по формуле

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

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

Средний диаметр газопровода, м, рассчитываем по формуле

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

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

$$d_{cp} = \frac{0,0268 \cdot 15 + 0,0335 \cdot 15 + 0,038 \cdot 15 + 0,0423 \cdot 15 + 0,048 \cdot 15}{280} +$$

$$+ \frac{15 \cdot (0,048 + 0,057 + 16,25 + 0,06 + 0,06) + 0,06 \cdot 30}{280} + \frac{15 \cdot (0,06 + 0,07) + 0,07 \cdot 30 + 0,0755 \cdot 30 + 0,0755 \cdot 25}{280} =$$

0,058 м;

$$H = 0,8 + 0,058 + 0,1 + 0,15 = 0,96 \text{ м.}$$

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).

$$V_{mp} = 280 \cdot 0,6 \cdot 0,91 = 153 \text{ м}^3.$$

Объем котлована, м³, рассчитываем по формуле

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

где h_k , a – то же, что и в (8.4);
 a_1 – ширина котлована поверху, м, по (8.4);
 b – то же, что и в (8.5);
 b_1 – длина котлована поверху, м, по (8.5).

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

Объем работ по срезке растительного слоя траншеи, м³, определяем по формуле

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

где $L_{z/n}$, a – то же, что и в (8.8);
 $H_{p.c.}$ – высота растительного слоя, принимается равной 0,2 м.

$$V_{p.c.mp.} = 280 \cdot 0,6 \cdot 0,2 = 33,6 \text{ м}^3.$$

Объем работ по срезке работ растительного слоя котлована, м³, 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

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

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.

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

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

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

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

h_n – то же, что и в (8.12).

$$V_{н.тр} = 0,6 \cdot 280 \cdot 0,1 = 16,8 \text{ м}^3.$$

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

$$V_{экс.к} = V_y, \quad (8.14)$$

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

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

где $V_{рез}$ – объем резервуара, м^3 ;

n – количество резервуаров.

$$V_y = 5 \cdot 2 = 10 \text{ м}^3;$$

$$V_{экс.к} = 10 \text{ м}^3.$$

Объем работ при разработке траншеи экскаватором с погрузкой в транспортное средство, м³, рассчитываем по формуле

$$V_{экс.мп} = V_{г/н}, \quad (8.16)$$

где $V_{г/н}$ – объем газопроводов, м³, рассчитывается по формуле

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

где $L_{г/н}$ – то же, что и в (8.8);

$d_{гп}^{гп}$ – то же, что и в (8.6).

$$V_{г/н} = \frac{3,14 \cdot 0,058^2}{4} \cdot 280 = 0,8 \text{ м}^3;$$

$$V_{экс.мп} = 0,8 \text{ м}^3.$$

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

$$V_{эо.мп} = V_{мп} - V_{р.с.мп} - V_{н.мп} - V_{г/н}, \quad (8.18)$$

где $V_{мп}$ – объем траншеи, м³;

$V_{р.с.}$ – объем работ по срезке растительного слоя траншеи, м³;

$V_{н.мп}$ – объем недобора грунта в траншее, м³;

$V_{г/н}$ – объем газопровода, м³.

$$V_{эо.мп} = 153 - 33,6 - 16,8 - 0,8 = 101,8 \text{ м}^3.$$

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

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

где $V_{к}$ – объем котлована, м³;

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

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

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

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

Объем грунта обратной засыпки траншеем, м³, определяем по формуле

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

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

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

$$V_{оз.тр} = \frac{153 - 0,7}{1,05} = 145 \text{ м}^3.$$

Объем грунта обратной засыпки котлована, м^3 , определяем по формуле

$$V_{оз.тр} = \frac{V_{к} - V_{y}}{K_{op}}, \quad (8.21)$$

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

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

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

Ведомость объемов земляных работ представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Ведомость объемов земляных работ

Наименование строительных процессов	Единица измерения	Количество единиц
Срезка растительного слоя грунта I категории бульдозером Shantui SD16	м^3	38,84
Разработка растительного слоя грунта I категории экскаватором ЭО-1621 с обратной лопатой с емкостью ковша 15 м^3 с погрузкой в транспортное средство	м^3	10,8
Разработка грунта I категории в траншее и котловане экскаватором обратная лопата с емкостью ковша 15 м^3 в отвал	м^3	106,8
Разработка грунта I категории в котловане и траншее вручную (зачистка дна)	м^3	18,4
Обратная засыпка грунта I категории в траншею и котлован	м^3	191,2

9.1 Выбор комплекта машин и механизмов

Для разработки грунта I категории из траншеи в отвал, принят экскаватор, оборудованный обратной лопатой – ЭО 1621.

Технические характеристики:

- емкость ковша – 0,15 м³;
- наибольшая высота выгрузки – 1,7 м;
- максимальный радиус копания – 4,10 м;
- мощность двигателя – 60 кВт;
- масса экскаватора – 3,9 т;
- наибольшая глубина копания – 2,2 м.

Технические характеристики бульдозера марки Shantui SD16.

Направления использования бульдозера:

1. ликвидация траншей и рвов
2. транспортировка почвы и грунта
3. формирование насыпных валов
4. строительные и уборочные работы
5. расчистка дорожного полотна.

Поворотный отвал:

- ширина – 3970 мм;
- высота – 1090 мм;
- максимальное заглубление – 540 мм;
- производительность – 225 куб.м/час;
- призма волочения – 4,4 куб.м.

Прямой отвал:

- ширина – 3388 мм;
- высота – 1149 мм;
- максимальное заглубление – 540 мм;
- производительность – 225 куб.м/час;
- призма волочения – 4,5 куб.м.

U-образный отвал:

- ширина – 3556 мм;
- высота – 1120 мм;
- максимальное заглубление – 530 мм;
- производительность – 250 куб.м/час;
- призма волочения – 5 куб.м.

Трехстоечный рыхлитель:

- масса – 1710 кг;
- максимальная высота подъема – 592 мм;
- максимальная глубина рыхления – 572 мм.

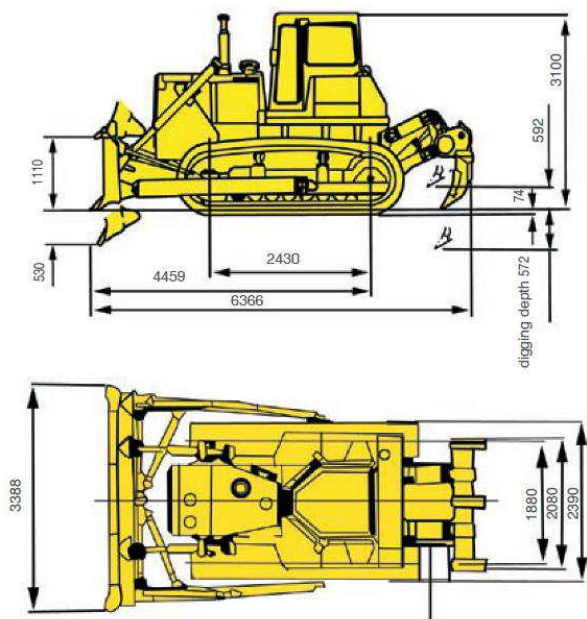


Рисунок 4 - Бульдозер Shantui SD16

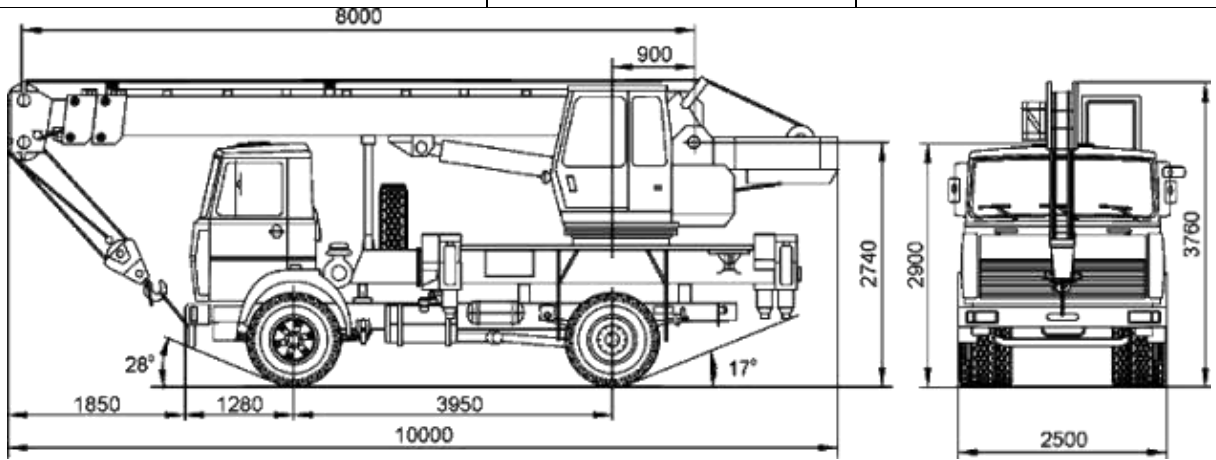
Техническая характеристика автокрана Ивновец КС-35715.

Автокран КС 35715 создан на базе МАЗ-533702-021-40. Всепогодный автомобиль повышенной проходимости способен работать в условиях критических температур. Ограничения в использовании крана вызывают обильные осадки, плохая видимость и усиление ветра.

Таблица 11- Технические характеристики автокрана

Значения	Параметры	Дополнения
Мощность двигателя эксплуатационная	167 кВт	227 л. с.
Грузоподъёмность, т	16	
Грузовой момент	48 тс/м	
Подъёмный момент	480 кНм	
Длина стрелы, м	Макс. 18	Мин. 8
Гусёк, м	7–9	
Вылет стрелы	Макс. 17	Мин. 1.9
Высота подъёма, м	18,4–9.1	25–26 с гуськом
Скорость подъёма м/мин.	Под нагрузкой – 8.5	Холостой ход – 17
Частота вращения мин-1	2,5	
Зона охвата	240°	270°
Колесная формула	4x2	

Контур выносных опор, м	4,1x5,2	
Габарит транспортный, м	2,5x3,9x10	
Масса в снаряжённом состоянии, т	17, 11	17, 42



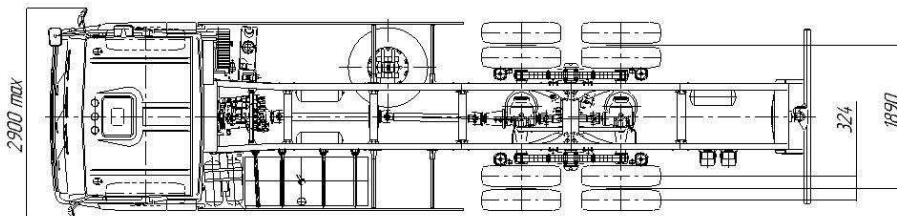
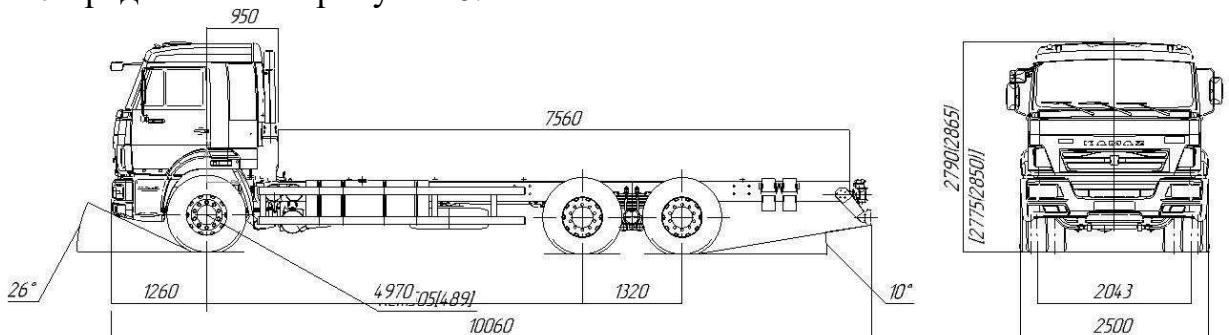
Габаритные размеры автокрана Ивановец КС-35715 на шасси МАЗ-5337

Рисунок 5 – Автокран марки КС-35715

Технические характеристики бортового автомобиля:

- марка – КАМАЗ 365117
- грузоподъемность – 14,5 т
- максимальная скорость – до 100 км/ч;

Передовой отечественный большегрузный бортовой автомобиль КАМАЗ 65117 представлен на рисунке 6.



Размеры даны для автомобиля полной массы с шинами 1100R20.
 (...) Размеры для автомобиля снаряженной массы.
 [...] Размеры для автомобиля с шинами 11R22.5.

Рисунок 6 – Бортовой автомобиль КАМАЗ 65117

Техническая характеристика самосвала МАН TGS 40.400 6x4

Предназначен для транспортировки инертных грузов (песок, грунт, гравий и прочее) и скальных пород (за исключением крупнокусковых материалов) по дорогам всех категорий (в том числе – в неблагоприятных погодных условиях).

Грузоподъемность – 25т.

Габариты – 8260×3370×2550.

Вес самосвала – 40т.

Емкость кузова – 19,0 м³.

Скорость $V_{\max} = 80$ км/ч.

Самосвал МАН TGS 40.400 6x4 представлен на рисунке 7.



Рисунок 7 – Самосвал МАН TGS 40.400 6x4

Технические характеристики катка марки Bomag BW 213 D-4

Ширина уплотняемой полосы – 2,13 м.

Количество колес – 2 шт.

Расстояние преодолеваемое за час – 6-11 км.

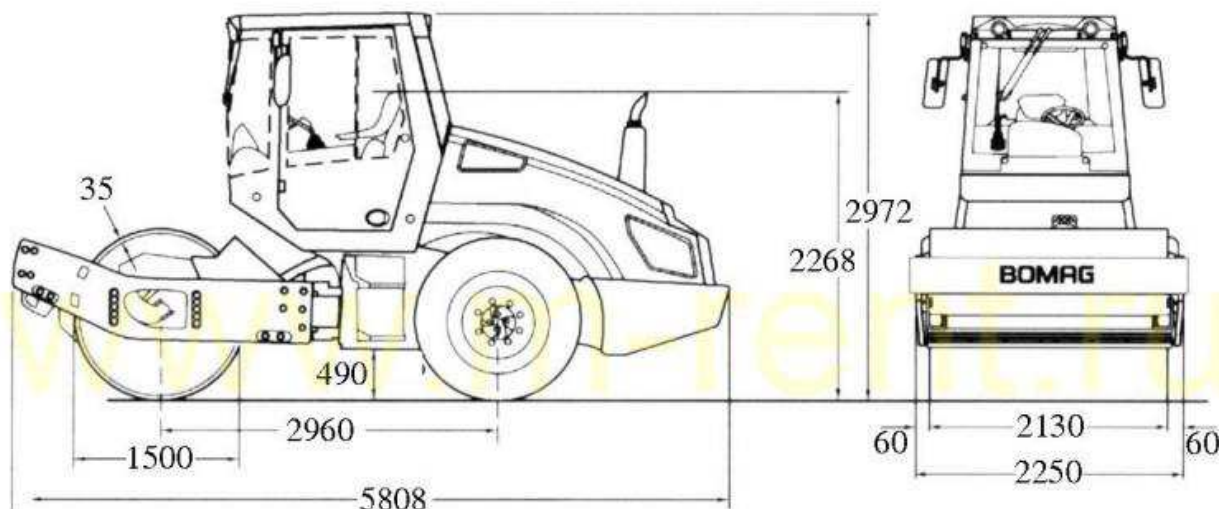


Рисунок 8 – катка Bomag BW 213 D-4

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалифицированной работе на тему «расчет ГНС, газоснабжение жилого района и котельной» рассчитана годовая потребность в газе с населением 68132 человек с помощью удельных норм потребления газа. Годовое потребление газа с учетом запаса составило 11283068 м³.

Для выполнения бакалаврской работы были выполнены следующие задачи:

1 Произведен расчет газонаполнительной станции;

2 Расчет резервуарного парка ГНС;

3 Расчет количество сливных эстакад;

4 Расчет насосно-компрессорного отделения.

Произведен расчет наполнительного отделения баллонов;

5 Определено количество автотранспорта необходимого для поставки газа населению;

6 Выполнен расчет групповой резервуарной установки с естественным и искусственным испарением;

7 Выполнен расчет ГРУ и газопровода для котельной;

8 Произведен расчет возведения групповой установки.

9 Рассчитан гидравлический расчет внутрисемейного и внутриквартального газопроводов и подобраны диаметры трубопроводов. Был установлен котел и газогорелочные устройства.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

БР - бакалаврская работа

ВКР - выпускная квалификационная работа

ГНС - газонаполнительная станция

ГРП - газорегуляторный пункт

ГРУ - газорегуляторная установка

КПД - коэффициент полезного действия

ПЗК - предохранительно-запорные клапаны

ППР – планово-предупредительный ремонт

СУГ – сжиженный углеводородный газ

ЭИМ – электромагнитный механизм

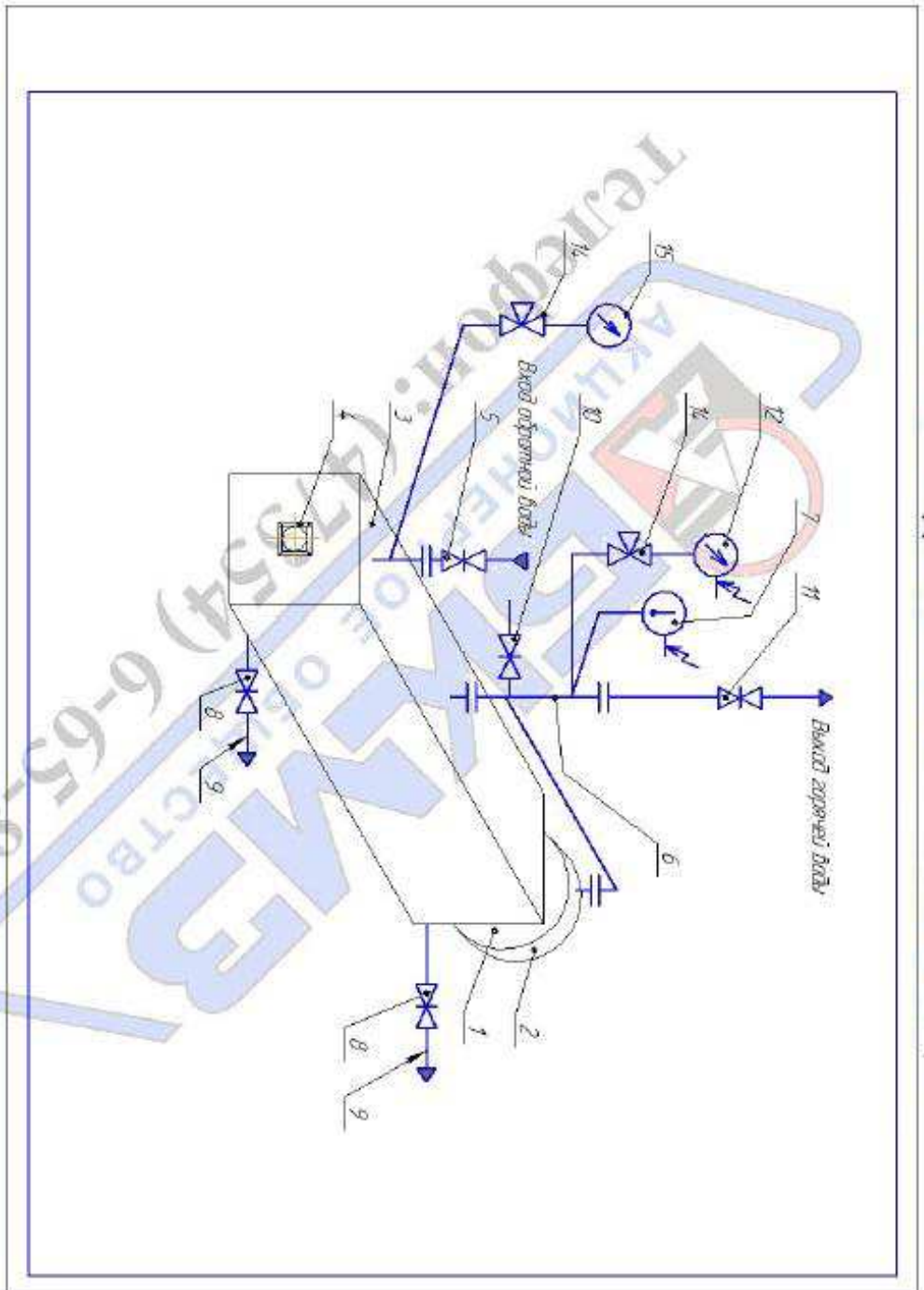
СППК – специальный предохранительный полноподъемный клапан

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 СНиП 2.04.08-87. Газоснабжение. – М.: Стройиздат, 1988. – 64 с.
- 2 Рябцев Н. И., Кряжев Б. Г. Сжиженные углеводородные газы. – Москва: Недра, 1977 – 28с.
- 3 Стаскевич Н. Л., Вигдорчик Д. Я. Справочник по сжиженным углеводородным газам. – Ленинград: Недра, 1986 – 534 с.
- 4 Кулаков Н. Г., Бережнов И. А. Справочник по газоснабжению. – Киев: Будивельник, 1968. – 320 с.
- 5 Ионин А. А. Газоснабжение: Учебник для вузов. – 3-е изд., перерб. и доп. – Москва: Стройиздат, 1981. – 415с., ил.
- 6 Преображенский Н. И. Сжиженные углеводородные газы. – Ленинград: Недра, 1977.
- 7 Стаскевич Н. Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа. – Ленинград: Недра, 1990. – 762 с.
- 8 СП 62.13330.2011* Газораспределительные системы. Акт. ред. СНиП 42-01-2002). Введ. 01.01.2013.
- 9 Рябцев Н. И. Газовое оборудование, приборы и арматура. – Москва: Недра, 1985.
- 10 Черемушкин П. А., Шальнов А. П. Технология и организация строительства. – Москва: Высшая школа, 1970.
- 11 Журавлев Б. А. Справочник мастера-сантехника. – Москва: Стройиздат, 1982.
12. СНиП 3.01.03-84. Геодезические работы в строительстве. (утв. Постановлением Госстроя СССР от 04.02.1985 N 15), 1985 – 23 с.
13. СНиП III-42-80*. Магистральные трубопроводы. - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
14. ВСН 012-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть II. М: - Миннефтегазстрой, 1989.
15. СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения, основания и фундаменты. Акт. ред. СП 45.13330.2012. Введ. 28.08.2017.
16. России ПБ 13-407-01 Единые правила безопасности при взрывных работах; . – Киев: Будивельник, 1968. – 320 с. Не подлежит применению - приказ Ростехнадзора от 16.12.2013 №605 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности при взрывных работах".
17. ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры (с Изменением N 1) М.: Стандартиформ, 2005

Приложение А

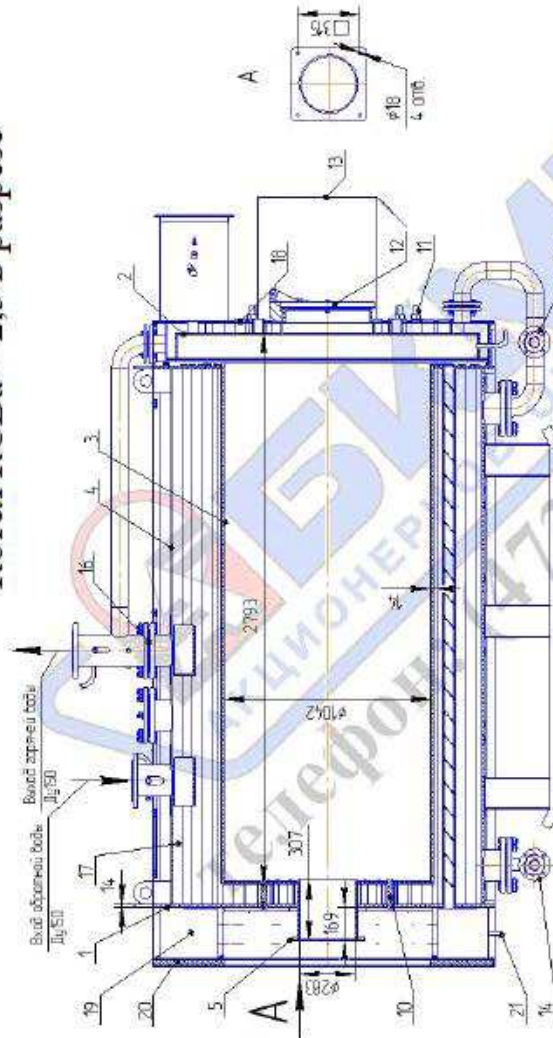
Рис. 1 СХЕМА ВОДЯНОГО ТРАКТА КОТЛА КСВа-2,5



1. Корпус котла.
2. Задняя воздухоохлаждаемая крышка.
3. Обшивка котла.
4. Фланец для подсоединения горелки.
5. Задвижка на входе в котёл.
6. Патрубок датчиков.
7. Термопреобразователь сопротивления.
8. Задвижка на спускной линии.
9. Спускная линия.
10. Воздушный кран.
11. Задвижка на выходе из котла.
12. Манометр.
13. Манометр.
14. Трёхходовой кран.
15. Манометр.

Приложение Б

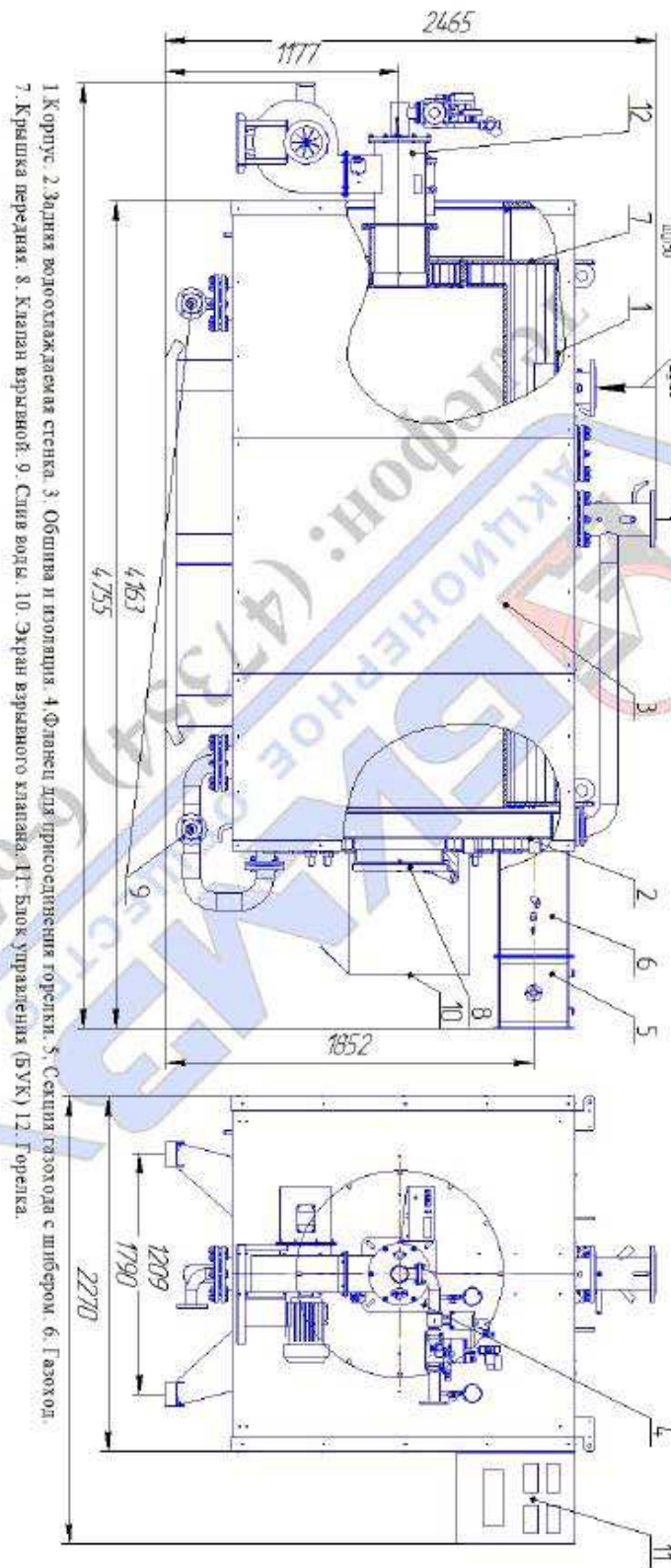
Котёл КСВа – 2,5 в разрезе



1. Крышка трубная передняя; 2. Крышка трубная задняя; 3. Труба жаровая; 4. Обечайка; 10. Анкер; 11. Анкер; 12. Крышка клапана взрывного; 13. Экран клапана взрывного; 14., 15. Фланцы спускных линий (Ду50); 16. Диафрагма; 17. Газоход боковой; 18. Крышка задняя воздухоохлаждаемая; 19. Газовый короб; 20. Крышка передняя; 20. Крышка передняя; 21. Штуцер слива конденсата.

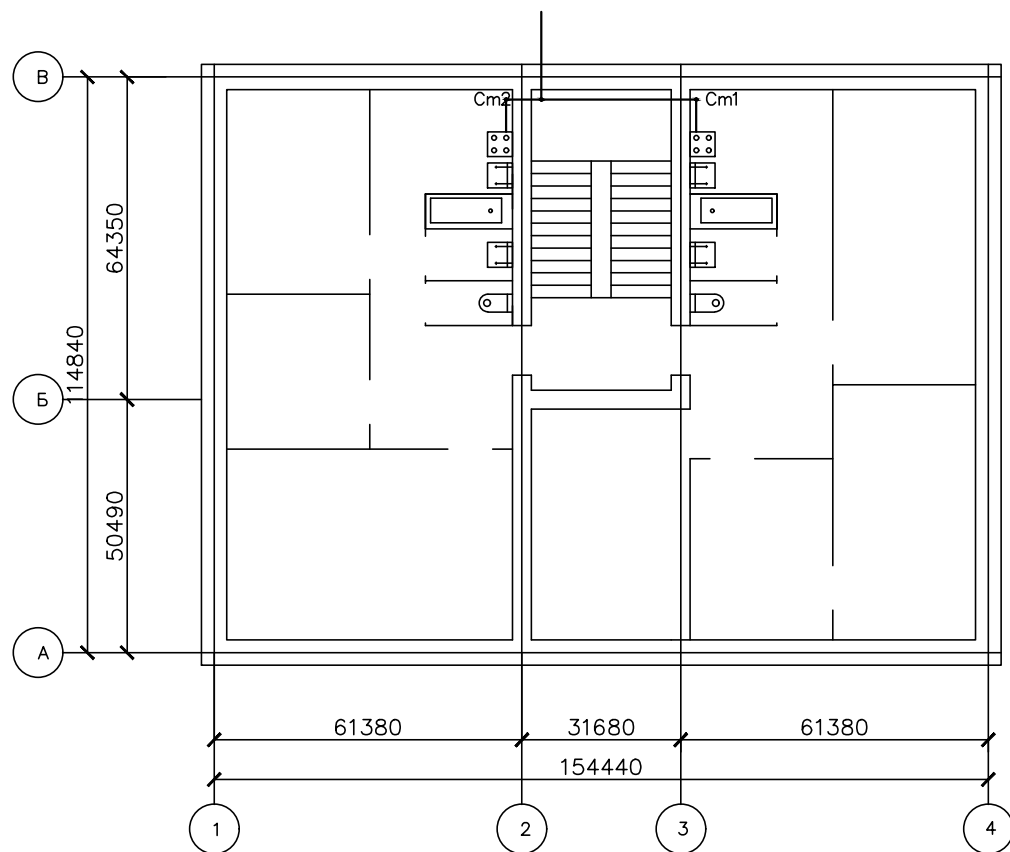
Приложение В

Устройство котла КСВа-2,5

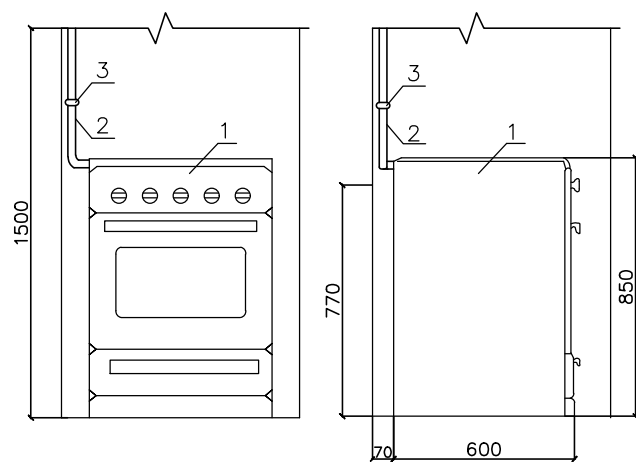


- 1 Корпус. 2. Задняя водоохлаждаемая стенка. 3. Обшивка и изоляция. 4. Фланец для присоединения горелки. 5. Секция газохода с шибром. 6. Газоход. 7. Крышка передняя. 8. Клапан взрывной. 9. Слив воды. 10. Экран взрывного клапана. 11. Блок управления (БУК) 12. Горелка.

План 1-ого этажа



Плита бытовая газовая



- 1—Плита бытовая газовая ГОСТ 10798–77
- 2—Труба водогазопроводная
- 3— Кран (отключающее устройство)

АксонOMETрическая схема внутридомового газопровода

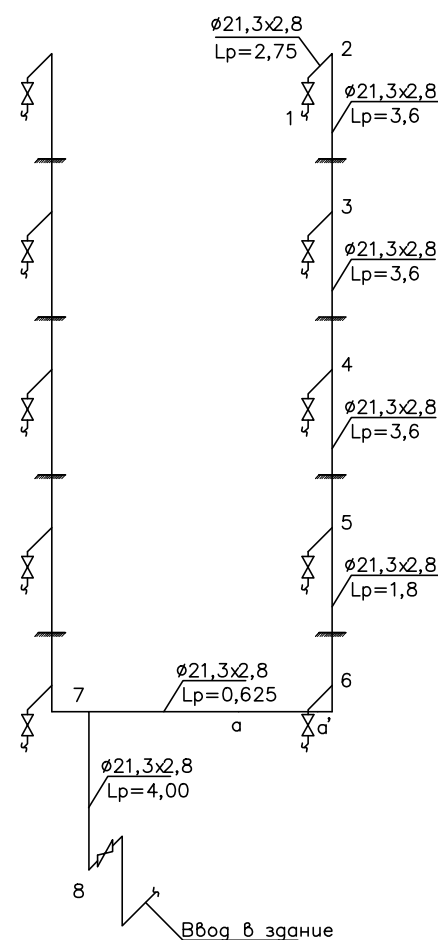
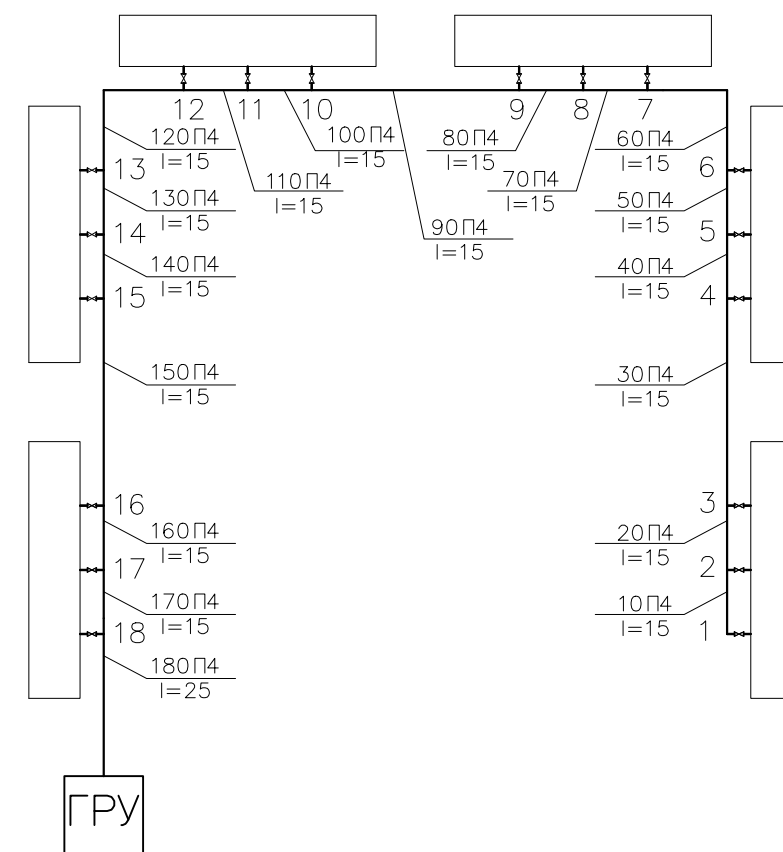
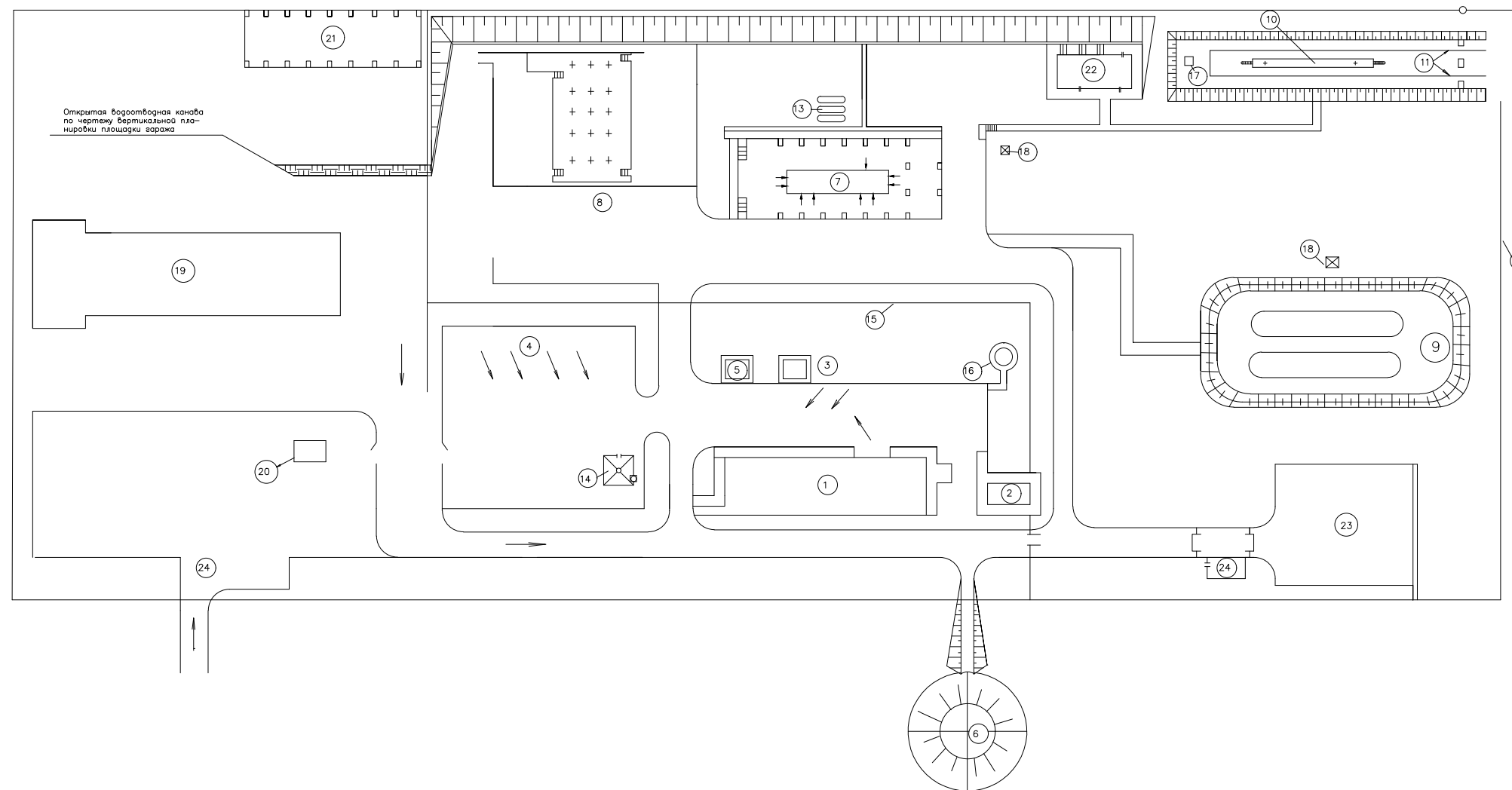


Схема внутриквартирного газопровода



						БР–08.03.01.05.–411621387 2020			
						СФУ Инженерно–строительный институт			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Расчет ГНС, газоснабжение жилого района и котельной	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Чумакова Е.В.						У	1	6
Проверил	Авласевич А.И.					План 1-ого этаж. Аксонометрическая схема внутридомового газопровода. Схема внутриквартирного газопровода. Плита бытовая газовая.	ИСЗuС		
Н. контр.	Авласевич А.И.								
Зав. каф.	Матюшенко А.И.								

Схема генплана ГНС



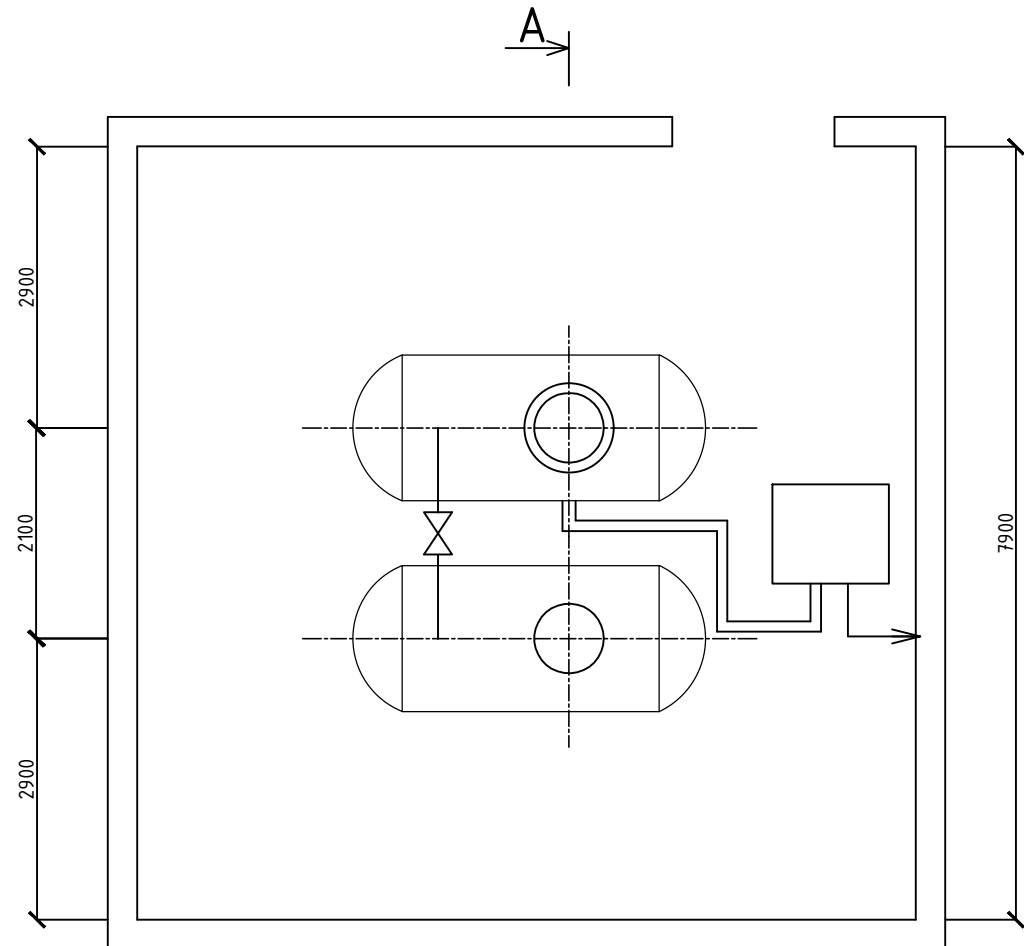
Экспликация

Поз.	Наименование
1	Административно-бытовой корпус с диспетчерской
2	Трансформаторная подстанция
3	Склад ГСМ
4	Открытая стоянка автомашин
5	Дворовая уборная
6	Резервуар для воды емк. 1000 м ³
7	Баллононаполнительное отделение
8	Склад для хранения наполненных баллонов
9	Резервуарный парк (2 шт, объем 150 м ³)
10	Эстакада для слива сжиженного газа из жд цистерн
11	Железнодорожные пути
12	Ограждение Н=2.05м.
13	Резервуар для слива неиспарившихся остатков
14	Эстакада для мойки автомашин (разборная)
15	Ограждение Н=1.05м.
16	Водонапорная башня
17	Электролебедка
18	Молниеотводы
19	Гараж
20	Эстакада для мойки машин
21	Склад
22	Насосно-компрессорное отделение
23	Газораздаточные колонки для заправки автоцистерн
24	Автомобильные весы

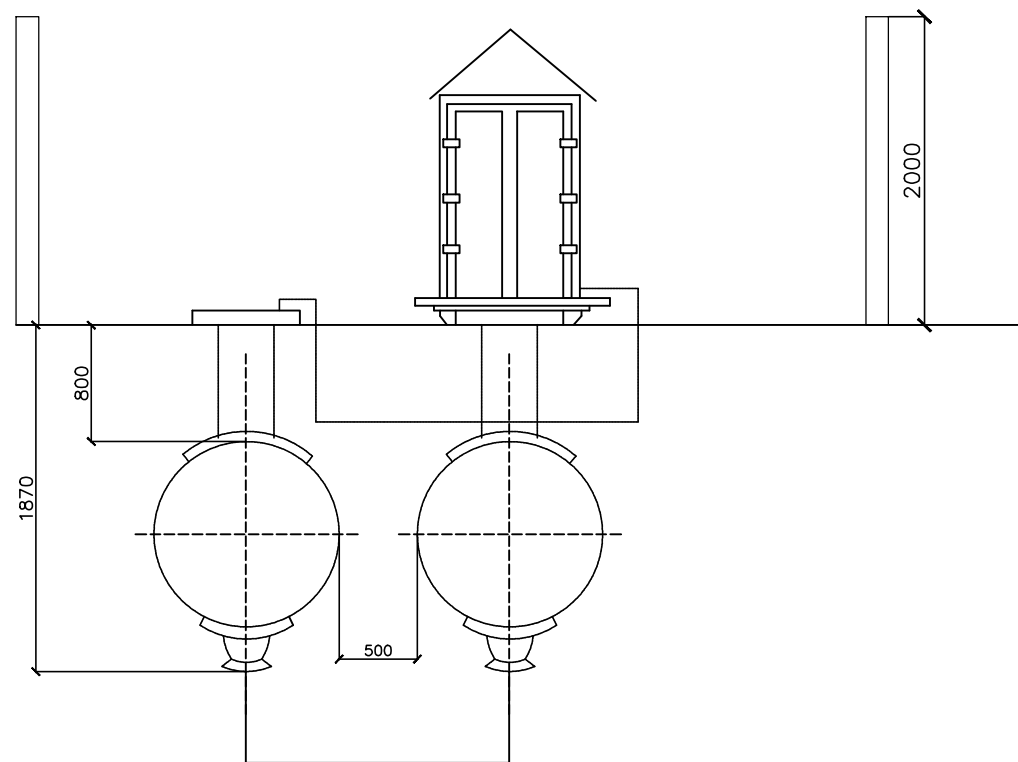
						БР-08.03.01.05.-411621387 2020			
						СФУ Инженерно-строительный институт			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недоп.	Погр.	Дата	Расчет ГНС, газоснабжение жилого района и котельной	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Чумакова Е.В.						У	2	6
Проверил	Авласевич А.И.					Схема генплана газонаполнительной станции	ИСЗиС		
Н. контр.	Авласевич А.И.								
Зав. каф.	Матюшенко А.И.								

Групповая резервуарная установка

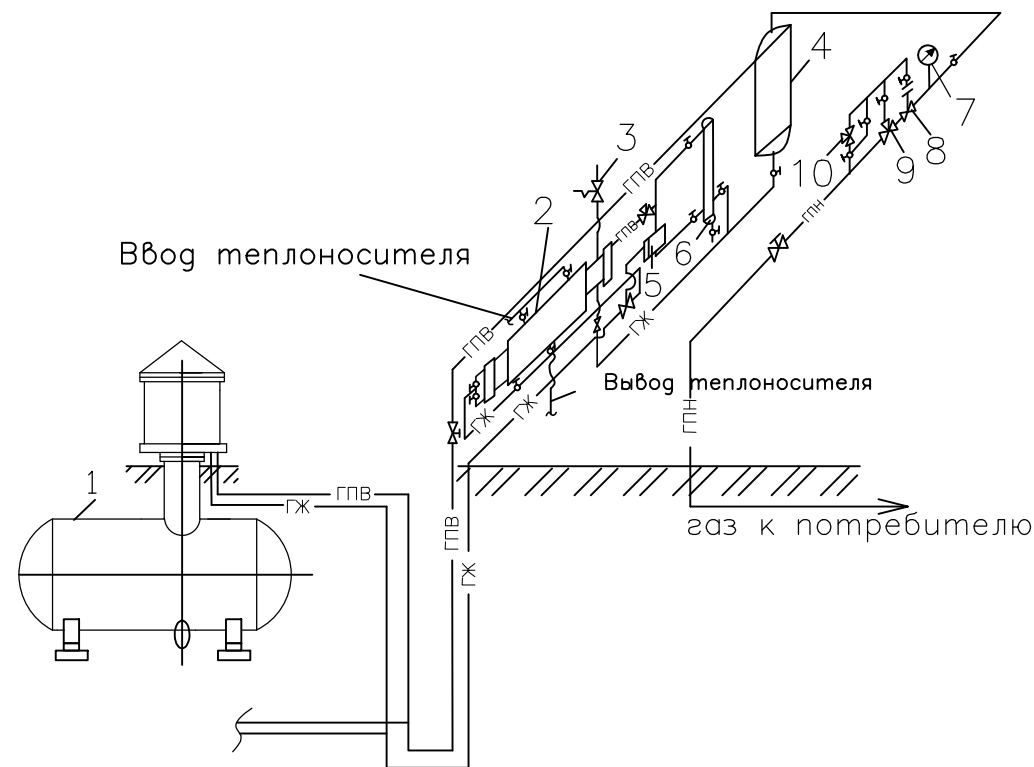
План на отм. 0.000



Разрез А-А

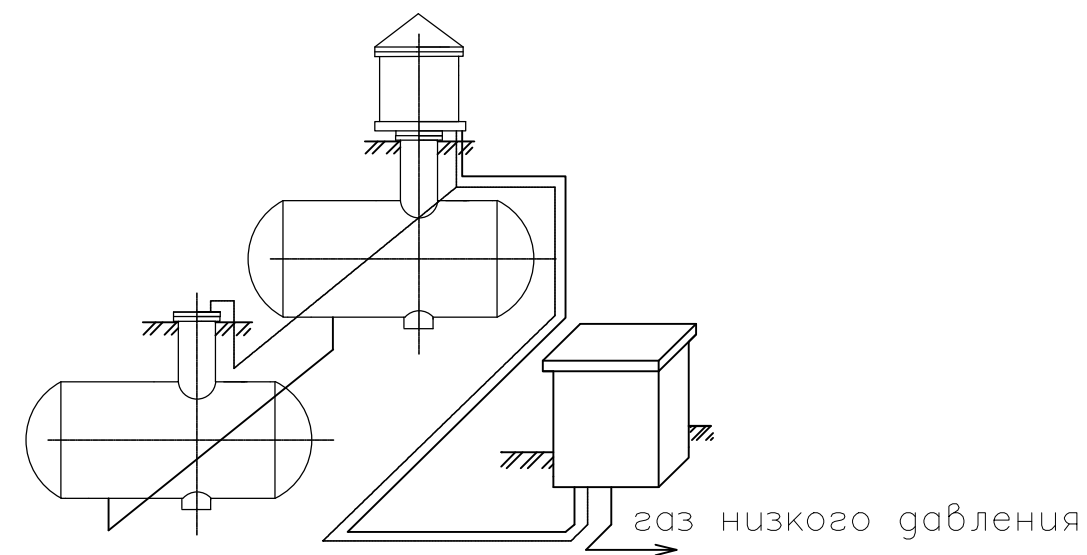


Компоновка резервуара с форсуночным испарителем



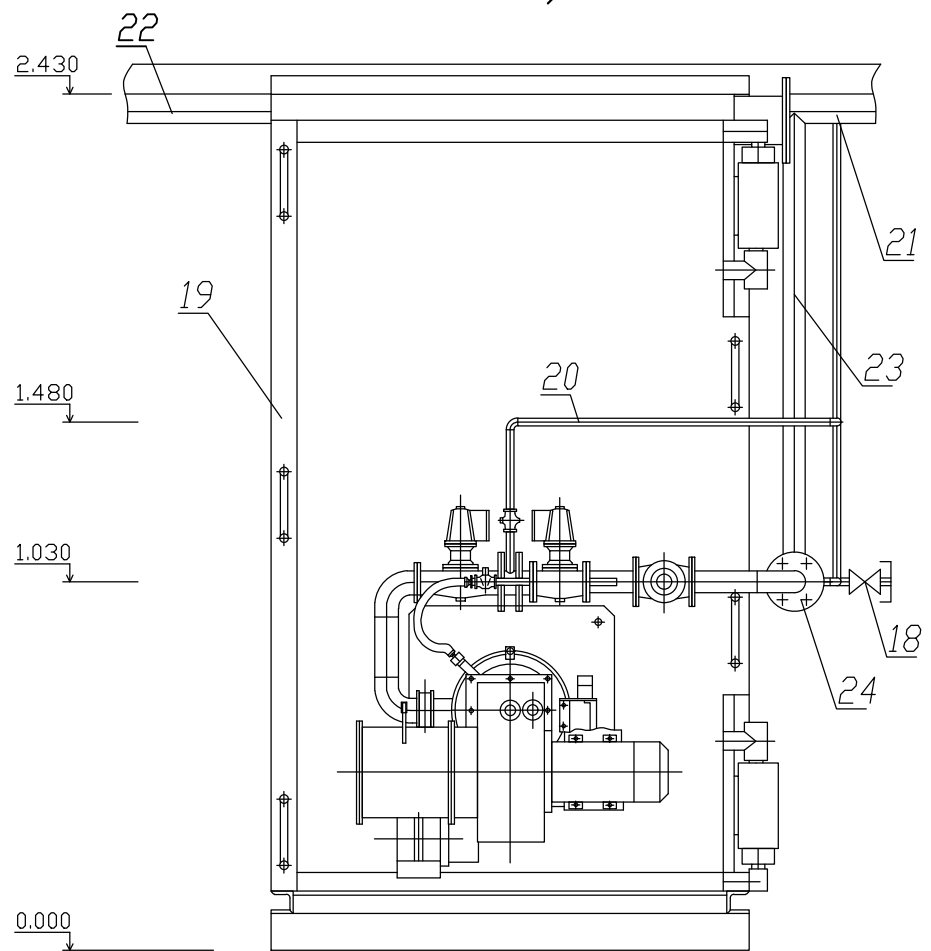
- 1—подземный резервуар
- 2—форсуночный испаритель
- 3—предохранительный сбросной клапан
- 4—ресивер
- 5—поплавковый регулятор
- 6—конденсатосборник
- 7—монотр
- 8—предохранительный запорный клапан
- 9—регулятор давления
- 10—трехходовой клапан
- ГЖ—газопровод жидкой фазы
- ГПВ, ГПН—газопровод паровой фазы высокого и низкого давления

Схема обвязки резервуаров

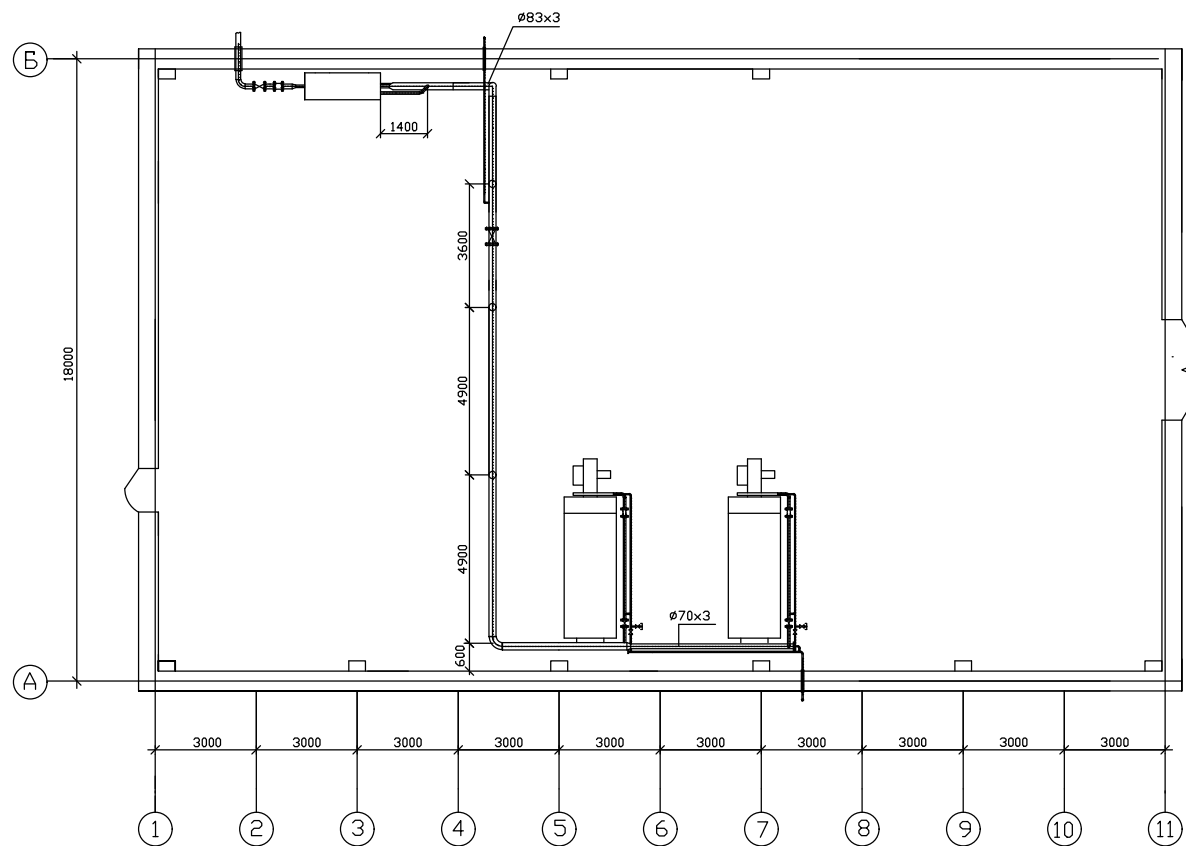


						БР-08.03.01.05.-411621387 2020			
						СФУ Инженерно-строительный институт			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Расчет ГНС, газоснабжение жилого района и котельной	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Чумакова Е.В.						У	3	6
Проверил	Авласевич А.И.					План на отм. +0,000; Разрез А-А; Компоновка резервуара с форсуночным испарителем; Схема обвязки резервуаров	ИСЗиС		
Н. контр.	Авласевич А.И.								
Зав. каф.	Матюшенко А.И.								

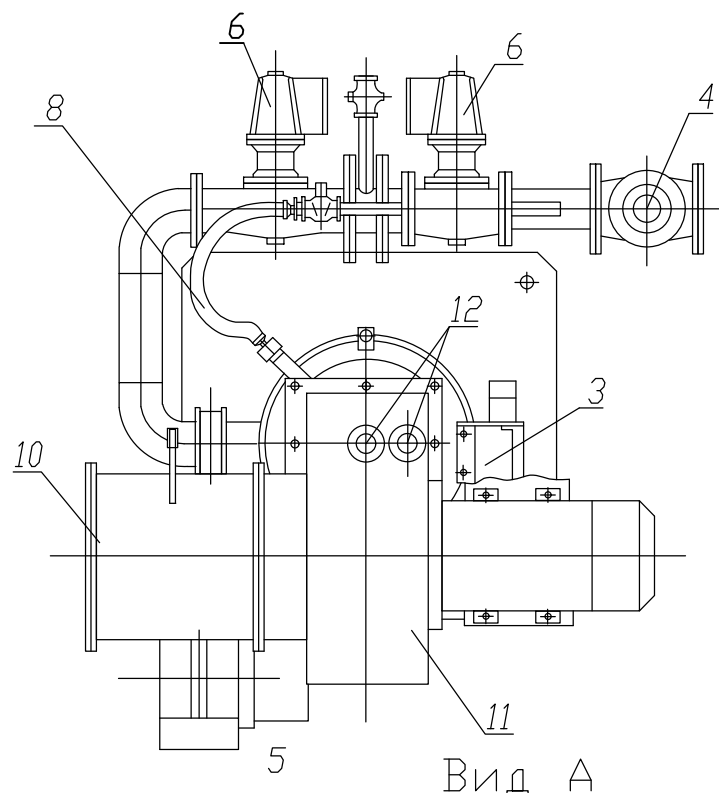
Обвязка котла КСВа-2,5



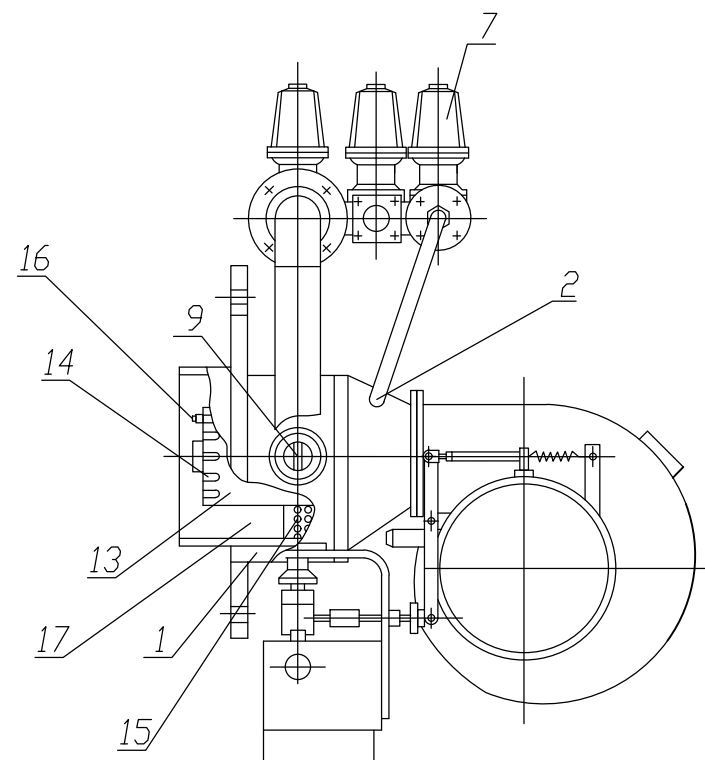
План на отметке 0.000



Горелка ГГН-Б-3,5



Вид А



Спецификация

№ Поз	Обозначение	Наименование	Кол	Примечание
1		Основная горелка	1	
2		Дежурно-запальная горелка	1	
3		Поворотная консоль	1	
4	11ч38п1	Кран Ду 50	1	
5		электропривод	1	
6	15кч883р1м	Клапан Ду 50	2	
7	11ч38п1	Кран Ду 25	1	
8		Резинотканевый рукав	1	
9		затвор регулирующий	1	
10		Воздушная заслонка	1	
11		Вентиляторный агрегат	1	
12		Смотровое окно	2	
13		Стакан	1	
14		истекает воздух	-	
15		Отверстия через которые подается газ	-	
16		Свеча зажигания	1	
17		Кольцевой канал для перемешивания газа с воздухом	1	
18	КШ20	Кран Ду 20	2	
19	КСВа 2,5 ВК-32	Стальной водогрейный котел	1	
20	$\varnothing 26 \times 3$	Труба стальная	-	
21	$\varnothing 32 \times 3$	Труба стальная	-	
22	$\varnothing 159 \times 4.5$	Труба стальная	-	
23	$\varnothing 57 \times 3$	Труба стальная	-	
24	ГОСТ 12820-80	Фланец Ду 50	8	

БР-08.03.01.05.-411621387 2020

СФУ Инженерно-строительный институт

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недоп.	Погр.	Дата
Разработал	Чумакова Е.В.				
Проверил	Авласевич А.И.				
Н. контр.	Авласевич А.И.				
Зав. каф.	Матюшенко А.И.				

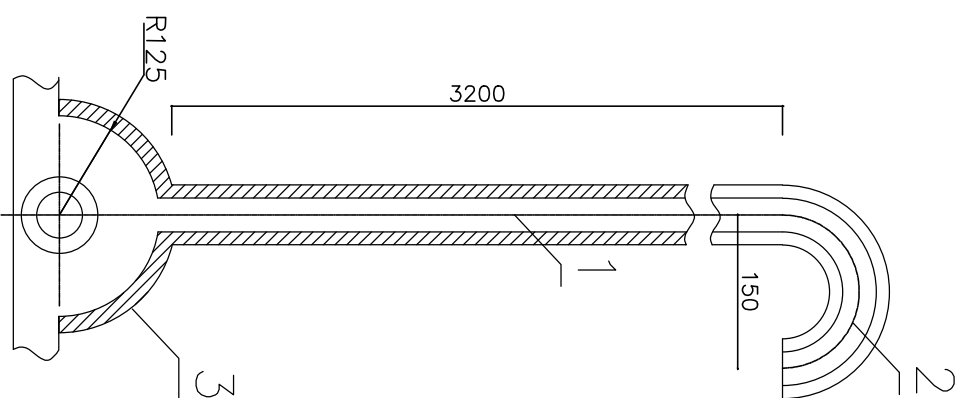
Расчет ГНС, газоснабжение
жилого района и котельной

Стадия	Лист	Листов
У	4	6

Горелка ГГН-Б-3,5.
Обвязка котла КСВа-2,5

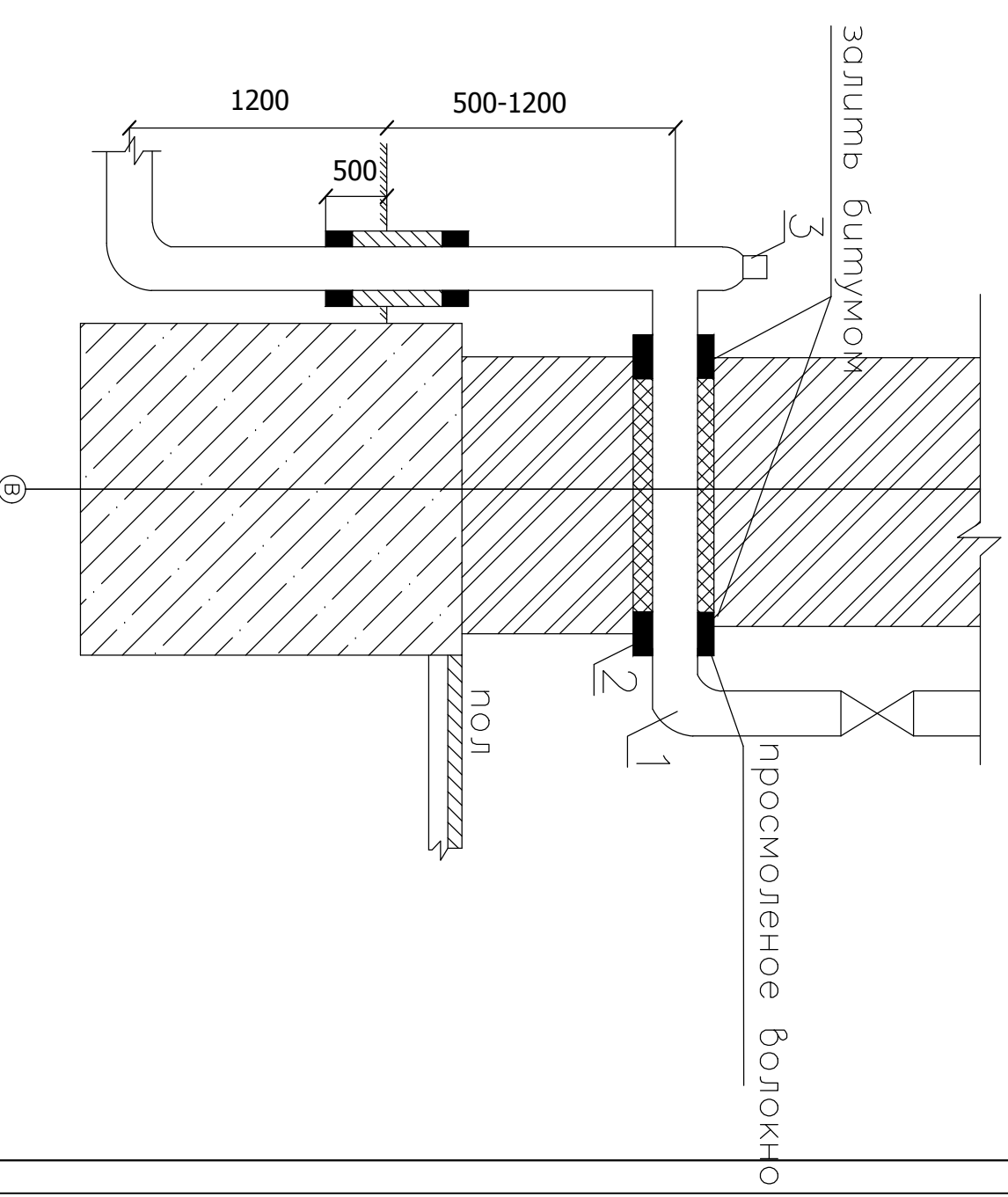
ИСЗиС

Трубка контрольная



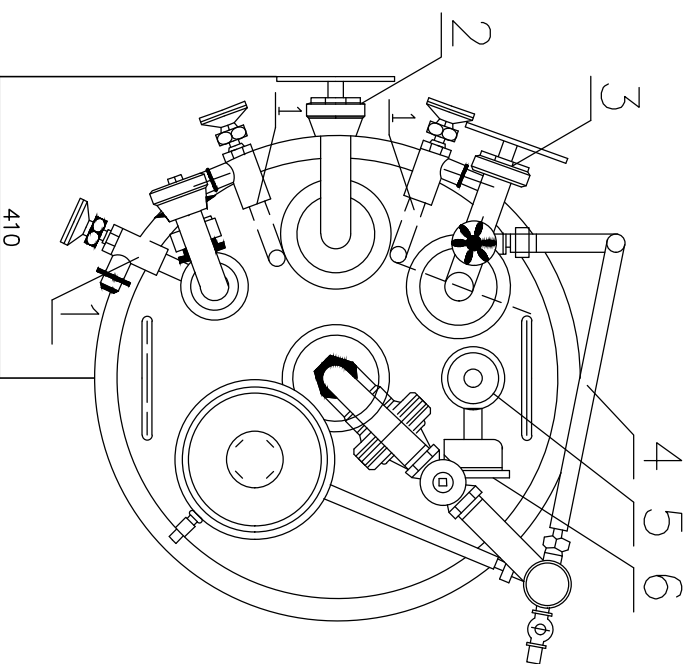
- 1— трубка 50x30
- 2— отвод 90
- 3— кожух

Цокольный ввод газопровода



- 1— Газопровод
- 2— Фумляр
- 3— Штуцер с заглушкой

Головка управления

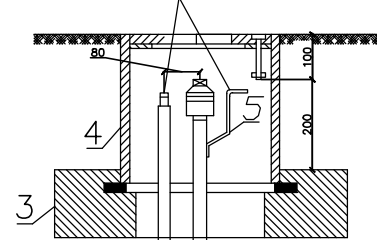


- 1— трубки уровнемерные
- 2— патрубков профазный уравнительный
- 3— патрубков наполнительный
- 4— сбросной трубопровод из гибкого шланга
- 5— предохранительный клапан
- 6— манометр

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата	БР-08.03.01.05.-411621387 2020	СФУ Инженерно-строительный институт	Расчет ГНС, газоснабжение жилого района и котельной	Трубка контрольная; Цокольный ввод газопровода; Головка управления	ИСЗУС
Разработал	Чижикова ЕВ									
Проверил	Авласевич АИ									
Н.контр	Авласевич АИ									
Зад. каф	Матюшенко АИ									

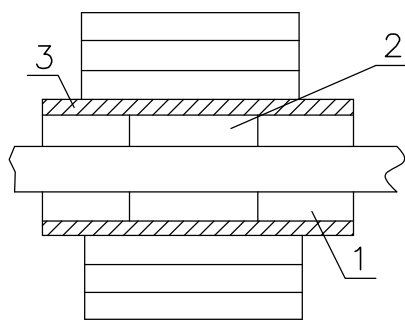
Сборник конденсата газопровода низкого давления

Для замера разности потенциала



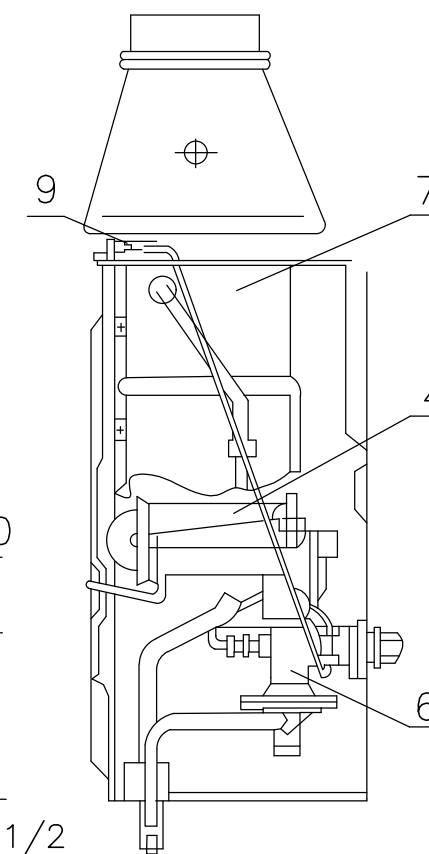
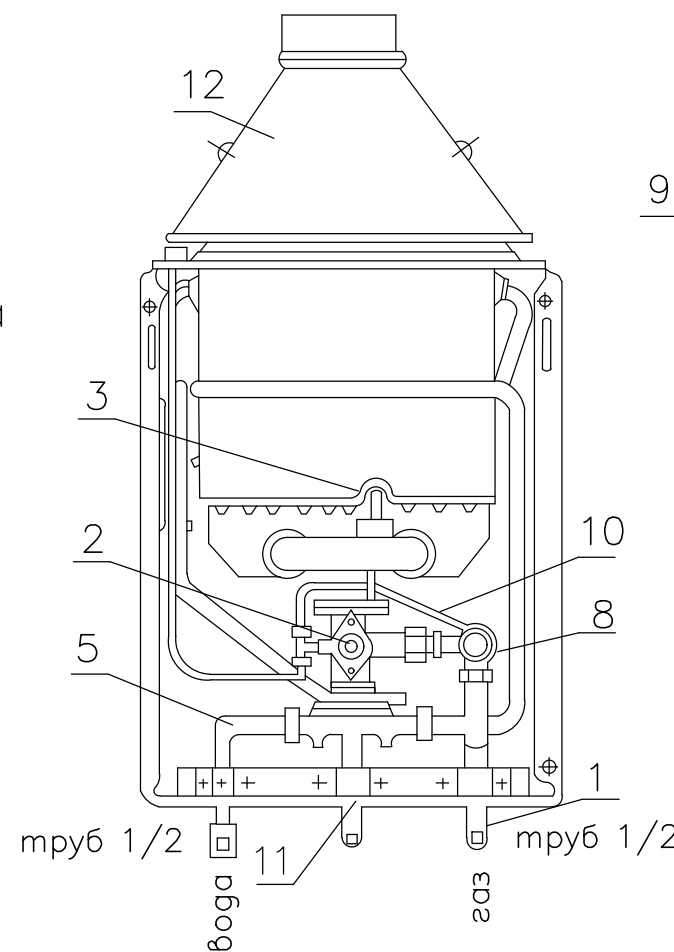
- 1 – трубка для удаления конденсата
- 2 – электрод заземления
- 3 – подушка под ковер
- 4 – ковер
- 5 – контактная пластина
- 6 – водогазовый блок
- 7 – газопровод

Футляр



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

Аппарат водонагревательный



- 1 – газопровод
- 2 – блокировочный газовый кран
- 3 – запальная горелка
- 4 – основная горелка
- 5 – патрубок холодной воды
- 6 – водогазовый блок
- 7 – теплообменник
- 8 – электромагнитный клапан
- 9 – датчик тяги
- 10 – терморара
- 11 – патрубок горячей воды
- 12 – газоотводящее устройство


						БР-08.03.01.05.-411621952 2020			
						СФУ Инженерно-строительный институт			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Расчет ГНС, газоснабжение жилого района и котельной	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Чумакова Е.В.						у	6	6
Проверил	Авласевич А.И.					Сборник конденсата газопровода низкого давления; Аппарат водонагревательный; Футляр	ИСЗиС		
Н. контр.	Авласевич А.И.								
Зав. каф.	Матюшенко А.И.								

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

Расчет ГНС, газоснабжение жилого района и котельной
тема

Руководитель


подпись, дата

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

А. И. Авласевич
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

Е.В. Чумакова
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