

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

Инженерно-строительный институт
институт
Инженерных систем зданий и сооружений
кафедра

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01.05 Теплогазоснабжение и Вентиляция
код – наименование направления

Снабжение сжиженным газом жилого района и АО "Тесла"
тема

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

Выпускник _____ Е. В. Александров
подпись, дата инициалы, фамилия

Консультанты по
разделам:

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

Нормоконтролер _____ А. И. Авласевич
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2020

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	6
ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Расчет годового газового потребления.....	10
1.1 Расчет численности населения	11
1.2 Расчет газопотребления.....	12
2 Расчет газонаполнительной станции	15
2.1 Расчет резервуарного парка ГНС	17
2.2 Расчет сливной эстакады.....	19
2.3 Расчет предохранительно-запорных клапанов	19
2.4 Расчет насосно-компрессорного отделения.....	22
2.5 Расчет числа баллонов, подлежащих заполнению в течении суток.....	25
3 Расчет групповой резервуарной установки.....	30
3.1 Расчет ГРУ с естественным испарением.....	31
3.2 Расчет резервуарной установки с искусственным испарением	34
4 Расчет внутримдомового газопровода	37
5 Расчет внутриквартального газопровода.....	41
6 Расчет внутрикотельного газопровода	44
6.1 Котел КОВ-80С	45
6.2 Расчет ГРУ для котельной	51
7 Технология возведения инженерных систем	52
7.1 Монтаж систем внутреннего газоснабжения	52
7.1.1 Подготовительные работы	52
7.1.2 Монтажные работы.....	53
7.1.3 Испытание внутреннего газопровода	54
7.2 Монтаж подземного газопровода.....	54
7.2.1 Подготовительные работы	54
7.2.2 Земляные работы.....	56
7.2.3 Сборка и сварка труб в звенья	57
7.3 Монтаж трубопроводов.....	57

7.4 Предварительное испытание газопровода	57
7.5 Монтаж резервуаров.....	58
7.6 Изоляция трубопровода	60
7.7 Благоустройство трассы.....	60
7.8 Окончательное испытание газопровода	61
7.9 Определение объема земляных работ.....	61
7.10 Выбор комплекта машин и механизмов.....	67
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	71
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	72
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	73
ПРИЛОЖЕНИЕ А	74
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	75
ПРИЛОЖЕНИЕ В	76

РЕФЕРАТ

Данная бакалаврская работа по теме «Снабжение сжиженным газом жилого района и АО «Тесла» состоит из 76 страниц текстового документа и 5 листов графического материала.

Рассматриваемым объектом является жилой район с населением 68091 человек и предприятие АО «Тесла».

Целью работы является расчет и разработка проекта газификации жилого района и находящегося в нем предприятия АО «Тесла» (котельной).

Для выполнения данной работы бы определен ряд задач:

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

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

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

ВВЕДЕНИЕ

Газ - ценное промышленное сырье. Доля газа в общем, потреблении топлива в стране достигла уровня 32%. Кроме природного в общем объеме энергетического баланса значительное применение находят сжиженные углеводородные газы.

Сжиженные газы представляют собой смесь углеводородов, в основном пропана и бутана, с небольшими примесями более тяжелых. Основными источниками их получения являются газы нефтяных месторождений и газы промпредприятий по переработке нефти.

При атмосферных условиях сжиженные газы переходят в газообразное состояние, а при повышении давления или при снижении температуры превращаются в жидкость. Для транспортировки и хранения эти газы обычно сжижаются, а используются у потребителей в газовой фазе.

Первоочередной потребитель газового топлива в нашей стране это коммунально-бытовой сектор.

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

быта населения, повысить санитарно-гигиенический уровень производства и оздоровить воздушный бассейн в городах и промышленных центрах.

Народно-хозяйственная эффективность газоснабжения во многом определяется правильностью выбора методов сжигания, совершенства оборудования и приборов, квалификацией обслуживающего персонала, действительностью системы контроля за использование газа. При работе агрегатов на газовом топливе появляется реальная возможность глубокого ступенчатого использования практически чистых продуктов сгорания.

Сжиженные углеводородные газы обладают многими положительными качествами природного газа и жидких топлив:

- достаточной простотой транспортировки любым видом транспорта (трубопровод, автомобили, железные дороги, суда, авиации);

- легкостью регулирования и контроля горения;

- выделением максимального количества тепла (22-30 Мкал/м паровой или 5.8-6.7 Гкал/м жидкой фазы) в минимальный срок в минимальном объеме, необходимом для горения.

Кроме того, они достаточно свободны от посторонних вредных веществ и не содержат коррозионно- активных элементов, доступны практически в достаточном количестве в любом месте использования и обладают универсальной применимостью и экономичностью при широком применении. Эффективно используются в условиях рассредоточенных нагрузок в районах, отдаленных от магистральных газопроводов природного газа.

Наряду с этим сжиженные газы имеют и недостатки. При естественном испарении смеси пропана и бутана их пары имеют переменный состав, хотя при искусственном испарении он однороден. У сжиженных газов малы значения нижней границы предела взрываемости (1.5-9.5%). Они значительно тяжелее воздуха и собираются в нижней части помещения (емкости), где может образоваться газообразная взрывоопасная смесь при очень малых утечках. При затекании (в виде стелющегося тумана или прозрачного облака) в подвалы,

устройства канализации, заглубленные помещения сжиженные газы могут там оставаться очень долго.

Основным звеном, использующим сжиженный газ, является газонаполнительная станция (ГНС).

На ГНС производится отпуск газа, как в автоцистернах, так и в баллонах различной емкостью до потребления этого газа. Район Сибири и Дальнего востока в основном газифицированы на сжиженном газе. Создана широкая сеть ГНС, групповых установок сжиженного газа, промежуточных складов баллонов и газонаполнительных пунктов. Сжиженный газ в основном используется на коммунально-бытовые нужды населения, часть газа используется на предприятиях коммунального хозяйства, прачечных.

1 Расчет годового газового потребления

Годовое потребление газа городом является основой при составлении проекта газоснабжения.

Расчет годового потребления производят по нормам на конец расчетного периода с учетом перспективы развития городских потребителей газа.

Продолжительность расчетного периода устанавливают на основании плана перспективного развития города или поселка. Все виды городского потребления можно сгруппировать следующим образом:

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

промышленное потребление.

Потребители, названные в пп. "в" и "г", в балансе, составленном для сжиженного газа, обычно отсутствуют, если не считать отдельных небольших установок.

Возможное количество потребителей газа может быть определено исходя из:

- постройки и ее основных характеристик;
- количества и характеристики (по пропускной способности) предприятий и учреждений городского хозяйства;
- наличия централизованного горячего водоснабжения;
- характеристики отопительных систем;
- топливного и теплового баланса города.

Большинство приведенных факторов не поддается точному учету, поэтому потребление газа рассчитывают по средним нормам, разработанным в результате анализа многолетнего опыта фактического потребления газа и перспектив изменения этого потребления.

Особенно трудно определить расход газа в квартирах. В нормах расхода газа учтено, что население частично пользуется услугами коммунально-бытовых предприятий. Годовой расход на приготовление пищи и горячей воды в квартирах при отсутствии централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя расход газа составляет по нормам в данном проекте 4600 МДж/год чел.

1.1 Расчет численности населения

Определяем количество человек, проживающих в городе:

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

где m- плотность населения, 450 чел/га,

F - площадь квартала, га

Расчет сводим в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Расчет численности населения

№ квартала	Площадь F, га	Плотность	Кол-во жителей, чел
1	4,55	450	2048
2	2,86		1287
3	4,16		1872
4	2,86		1287
5	8,75		3938
6	11,40		5130
7	3,61		1625
8	1,69		761
9	1,69		761
10	6,25		2813
11	6,27		2822
12	12,67		5702
13	10,50		4725
14	6,52		2934
15	5,46		2457
16	5,46		2457
17	7,56		3402
18	9,14		4113

Окончание таблицы 1.1

№ квартала	Площадь F, га	Плотность	Кол-во жителей, чел
19	5,52		2484
20	7,30		3285
21	12,15		5468
22	4,55		2048
23	4,75		2138
24	5,63		2534
			Σ 68091

1.2 Расчет газопотребления

Расчет газового потребления жилым районом сводим в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 - Расчет газового потребления жилым районом

Назначение расходуемого газа	Кол-во потр-ей, чел	Норма газа на одного человека			Расход газа	
		кДж	м ³	кг	м ³	кг
При наличии газовой плиты и газового водонагревателя	57877	$7300 \cdot 10^3$	159,16	75,41	9211999	4364537
Только газовая плитка	3405	$4240 \cdot 10^3$	92,45	43,80	314737	149119
Суммарное кол- во газа	-	-	-	-	9526736	4513656
Суммарное кол- во газа с учетом резерва	-	-	-	-	11432083,2	5416387,2

Для того чтобы заполнить таблицу 1.2 необходимо выполнить следующие расчеты:

Плотность газовой фазы, $\text{кг}/\text{м}^3$:

$$\rho_{\Gamma} = K_{\text{пр}} \rho_{\text{пр}}^{\text{газ}} + K_{\text{бут}} \rho_{\text{бут}}^{\text{газ}}, \quad (1.2)$$

где $K_{\text{пр}}$, $K_{\text{бут}}$ - доли соответственно пропана и бутана в газе (по заданию),

$$K_{\text{пр}} = 0,8; \quad K_{\text{бут}} = 0,2;$$

$\rho_{\text{пр}}^{\text{газ}}$, $\rho_{\text{бут}}^{\text{газ}}$ - плотность газовой фазы пропана и бутана берутся по таблице.

$$\rho_{\text{пр}}^{\text{газ}} = 2,019 \text{ кг}/\text{м}^3$$

$$\rho_{\text{бут}}^{\text{газ}} = 2,708 \text{ кг}/\text{м}^3$$

$$\rho_{\Gamma} = 0,8 \cdot 2,019 + 0,2 \cdot 2,703 = 2,16 \text{ кг}/\text{м}^3$$

Плотность жидкой фазы, $\text{кг}/\text{м}^3$:

$$\rho_{\text{ж}} = K_{\text{пр}} \cdot \rho_{\text{пр}}^{\text{ж}} + K_{\text{бут}} \cdot \rho_{\text{бут}}^{\text{ж}}, \quad (1.3)$$

где $\rho_{\text{пр}}^{\text{ж}}$, $\rho_{\text{бут}}^{\text{ж}}$ - плотность жидкой фазы пропана и бутана

$$\rho_{\text{пр}}^{\text{ж}} = 585 \text{ кг}/\text{м}^3$$

$$\rho_{\text{бут}}^{\text{ж}} = 600 \text{ кг}/\text{м}^3$$

$$\rho_{\text{ж}} = 0,8 \cdot 585 + 0,2 \cdot 600 = 588 \text{ кг}/\text{м}^3$$

Низшая теплота сгорания объемная, $\text{кДж}/\text{м}^3$:

$$Q_{\text{Н}}^{\text{P}} = K_{\text{пр}} \cdot Q_{\text{р(пр.м.)}}^{\text{Н}} + K_{\text{бут}} \cdot Q_{\text{р(бут.м.)}}^{\text{Н}}, \quad (1.4)$$

$Q_{\text{р(пр.м.)}}^{\text{Н}}$, $Q_{\text{р(бут.м.)}}^{\text{Н}}$ - низшая теплота сгорания пропана и бутана

$$Q_{\text{р(пр.м.)}}^{\text{Н}} = 45973 \text{ кДж}/\text{м}^3$$

$$Q_{p(\text{бут.м.})}^H = 45431 \text{ кДж/м}^3$$

$$Q_H^P = 0,8 \cdot 4597 + 0,2 \cdot 45431 = 458646 \text{ кДж/м}^3$$

Низшая теплота сгорания массовая, кДж/кг :

$$Q_H^P = K_{\text{пр}} \cdot Q_{p(\text{пр.м.})}^H + K_{\text{бут}} \cdot Q_{p(\text{бут.м.})}^H, \quad (1.5)$$

$Q_{p(\text{пр.м.})}^H, Q_{p(\text{бут.м.})}^H$ - низшая теплота сгорания пропана и бутана,

$$Q_{p(\text{пр.м.})}^H = 91321 \text{ кДж/кг}$$

$$Q_{p(\text{бут.м.})}^H = 118736 \text{ кДж/кг}$$

$$Q_H^P = 0,8 \cdot 91321 + 0,2 \cdot 118736 = 96804 \text{ кДж/кг}$$

Нормы расхода газа на одного человека (графа 3) принимаем согласно СНиП 2.04.08-87* «Газоснабжение».

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/м^3 .

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

2 Расчет газонаполнительной станции

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

На ГНС сжиженных газов осуществляются следующие операции:

- прием от поставщиков;
- слив в хранилища;
- хранение в наземных и подземных резервуарах, баллонах и т.п.;
- слив из баллонов неиспарившихся остатков и слив газа из неисправных сосудов;
- разлив газа в баллоны, передвижные резервуары, автоцистерны;
- прием пустых и выдача наполненных баллонов;
- транспортировка газа в баллонах и внутренней трубопроводной сети;
- ремонт и переосвидетельствование баллонов и резервуаров ГНС;

- технологическое обслуживание и ремонт оборудования ГНС;
- доставка газа потребителям в баллонах и автоцистернах;
- заправка автомашин, работающих на сжиженном газе;
- регазификация сжиженных газов;
- смешение паров сжиженных газов;
- смешение паров сжиженных газов с воздухом или низкокалорийными газами;
- подача паров сжиженных газов, газоздушных смесей в городские системы распределения газа.

Проектирование газонаполнительных станций должно осуществляться в соответствии с требованиями СНИП 2.04.08-00(Газоснабжение, Правила безопасности в газовом хозяйстве) и Госгазтехнадзора СНГ, 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 так же 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 (ППР) и технических обслуживаний, позволяющая планировать основные затраты рабочей силы и материальных затрат и снижать их за счет увеличения сроков службы основных фондов, уменьшения простоев, аварийности.

2.1 Расчет резервуарного парка ГНС

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.

Горизонтальные цилиндрические резервуары бывают объемом 25, 50, 100, 125, 150, 175 и 200 м³. Все отключающие устройства на наземных резервуарах должны располагаться в непосредственной близости штуцеров. У подземных резервуаров отключающие устройства, а также предохранительные клапаны и контрольно-измерительные приборы (КИП) должны находиться выше уровня земли.

Наземные резервуары для защиты от действия солнечных лучей окрашиваются светлой краской, а подземные должны быть покрыты противокоррозионной изоляцией и засыпаны песчаным грунтом.

Каждая емкость оборудуется лазом.

Резервуары базы хранения обеспечиваются следующими КИП и арматурой: указателями уровня жидкой фазы, указателями давления паровой фазы, предохранительными клапанами (не менее двух), термометрами для измерения температуры жидкой фазы, люками для попадания обслуживающего персонала внутрь резервуара при осмотре и ремонте и для вентиляции, устройствами для продувки резервуара паром или инертным газом и удаления из него воды и тяжелых остатков, устройством для отбора проб жидкой и паровой фазы. Кроме того, на наполнительно-расходном трубопроводе резервуара устанавливается скоростной клапан, а если к резервуару подводится отдельный наполнительный трубопровод, то на нем устанавливается обратный клапан.

В проекте предусмотрена подземная установка резервуаров на ГНС по следующим причинам:

- они безопаснее в пожарном отношении;
- небольшие сезонные изменения температуры, надежная теплоизоляция в зимнее время;
- дешёвая эксплуатация.

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

Общий объем хранения газа на ГНС:

$$V = \frac{Q \cdot n}{365 \cdot \rho \cdot k}, \text{ м}^3, \quad (2.1)$$

где Q – годовое потребление (массовое количество) газа, т;

n – принятый запас хранения, сут;

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

ρ – плотность жидкой фазы, кг/м³;

365 – количество дней в году.

$$V = \frac{5416387,2 \cdot 5}{365 \cdot 588 \cdot 0,9} = 140,21 \text{ м}^3.$$

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

$$n = \frac{V}{V_p}, \text{ шт}, \quad (2.2)$$

где V – запас сжиженного газа на ГНС, м³;

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

$$n = \frac{140,21}{50} = 3 \text{ шт.}$$

2.2 Расчет сливной эстакады

Эстакада представляет собой металлические или ж/б сооружения высотой 5м. и длиной до 180м. в зависимости от количества сливных и наливных устройств, каждое с двумя патрубками для жидкой фазы и одним для паровой.

Под ними прокладывают коллекторы жидкой и паровой фаз сжиженного газа, соединенные с трубопроводами станции.

Количество сливно-наливочных устройств принимается из условия обеспечения суточного слива или налива, исходя из месячного грузооборота и грузоподъемности цистерн. Количество сливных эстакад определяется по формуле

$$N = \frac{Q_{\max}}{360 \cdot G}, \quad (2.3)$$

где Q_{\max} – максимальный месячный грузооборот, кг.,

G – масса газа в одной цистерне, равна 31 т,

$$N = \frac{5416387,2}{360 \cdot 31 \cdot 1000} = 1 \text{ шт.}$$

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

2.3 Расчет предохранительно-запорных клапанов

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

Предохранительные запорные клапаны (ПЗК) являются устройством, обеспечивающим безопасность эксплуатации оборудования в условиях повышенного давления газа. После сброса необходимого количества среды клапан автоматически закрывается. Установка ПЗК на резервуарах являются

обязательной, т.к. причин для чрезмерного повышения давления может быть множество, в частности:

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

На каждом резервуаре, чтобы предупредить завышение давления, устанавливаются один или несколько предохранительных клапанов, которые в зависимости от конструкции приводного устройства разделяют на рычажно-грузовые и пружинные.

Пружинные ПЗК обладают рядом преимуществ перед рычажными:

- точнее и тщательнее фиксируется регулировка;
- несложная конструкция;
- компактная форма;
- простое исполнение.

Таким образом, предохранительные клапаны представляют собой арматуру, которая используется для автоматического выпуска жидких и газообразных сред из системы высокого давления в систему низкого давления или атмосферу и предназначена для безопасной эксплуатации установок и предотвращения возможных аварий.

Определение необходимой площади проходного сечения клапана производится в соответствии с правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, Госгортехнадзора по формуле:

$$F_c = \frac{\sigma}{15.9 \cdot \alpha \cdot B \cdot ((P_1 - P_2) \rho)^{1/2}}, \text{ мм}^2 \quad (2.4)$$

где σ - максимально возможная пропускная способность клапана, кг/ч;

α - коэффициент расхода газа клапаном равный 0,6;

V - коэффициент учитывающий расширение среды;

P_1 - максимальное избыточное давление газа перед клапаном, МПа;

P_2 - избыточное давление за предохранительным клапаном, МПа;

ρ -плотность газа при рабочих параметрах P_1 и t_1 , кг/м³;

Для сосудов с давлением до 6 МПа

$$P_1 = P_p + 0,1P_p + 0,1 = 2,3 \text{ МПа}$$

где P_p - рабочее давление клапана, МПа.

$$\rho = \rho_n \cdot P_1 \cdot T_n : (T_1 \cdot P_n \cdot Z), \text{ кг/м}^3,$$

где ρ_n , T_n , P_n - плотность, температура и давление при нормальных условиях - 2.29 кг/м³, 273 К, 10332 кг/м²;

P_1 , T_1 - давление и температура в рабочих условиях - 23000 кг/м², 333 К.

Z -коэффициент сжимаемости реального газа равный 0,9

$$\rho = \frac{2.29 \cdot 23000 \cdot 273}{333 \cdot 10332 \cdot 0,9} = 4,64 \text{ кг/м}^3$$

Определяем максимальную производительность резервуара по формуле

$$\sigma = K \cdot F \cdot (t_b - t_{ж}) / q, \text{ кг/ч}, \quad (2.5)$$

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

F - наружная поверхность резервуара равная 1480м²;

t_b - температура окружающей среды равная 550°С;

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

q - скрытая теплота испарения при $t_{ж}$, Вт/кг;

$$q = 295,48 \text{ кДж/кг} = 1241 \text{ ккал/кг} = 1439 \text{ Вт/кг}.$$

$$\sigma = 23,2 \cdot 1480 (550 - 60) / 1439 = 1168,8 \text{ кг/ч}.$$

Для проверки полученного результата воспользуемся эмпирической формулой для ориентировочных расчетов в соответствии с требованиями разд.9 [15]

$$\sigma = 1000 \cdot D \cdot (L + (D/2)), \text{ кг/ч} \quad (2.6)$$

где D – диаметр резервуара, м;

L – полная длина резервуара, м.

$$\sigma = 1000 \cdot 3,02 \cdot (14,2 + (3/2)) = 47444,2 \text{ кг/ч}$$

Определяем площадь проходного сечения:

$$F_c = \frac{14233,3}{15,9 \times 0,6 \times 0,72 \times ((2,3 - 0)4,64)^{1/2}} = \frac{14233,3}{22,439} = 634, \text{ мм}^2,$$

Диаметр клапана вычисляют по формуле:

$$d = \sqrt{\frac{4 \times F_c}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \times 634}{3,14}} = 28,4, \text{ мм} \quad (2.7)$$

Подбираем предохранительный полноподъемный клапан марки ППК4-16, $d_y=50\text{мм}$, $d_c=50 \text{ мм}$, с пружиной номер 3а, пределы регулирования 1,9-2,3 МПа.

2.4 Расчет насосно-компрессорного отделения

На ГНС для перемещения сжиженных газов используются в основном насосы и компрессоры.

При нормальной работе ГНС компрессоры используются:

- для слива сжиженного газа из прибывающего транспорта (железнодорожных и автомобильных цистерн) способом выдавливания;
- создания необходимого подпора для нормальной работы насосов;
- отсасывания остаточных паров из опорожненных цистерн и резервуаров хранилищ.

Компрессоры следует, как правило, размещать в закрытых отапливаемых помещениях. Допускается, однако, их размещение на открытых площадках под навесами из негорючих материалов (в районах, где климатические условия позволяют обеспечить нормальную работу устанавливаемого оборудования и обслуживающего персонала).

Компрессор отсасывает паровую фазу из заполняемого резервуара и нагнетает ее в паровое пространство цистерны или расходного резервуара. Создаваемая разность давлений способствует переливу жидкости в требуемом направлении. Нагнетаемые компрессором пары сжиженного газа с повышенной температурой, соприкасаясь с холодной поверхностью, подогревают верхний слой жидкости и способствуют испарению и дополнительному повышению давления в опорожняемом сосуде. Отсасывание паров из заполняемого резервуара не только снижает давление, но и усиливает испарение и охлаждение жидкости, что также ускоряет процесс слива. После слива железнодорожных цистерн компрессор отсасывает пары и направляет их в резервуары хранилища. Оставшаяся на дне цистерны жидкость при этом полностью испаряется, а давление паров снижается до 0,5 кгс/см.

Подбор насосно-компрессорного оборудования производится с учетом объема и характера производимых операций по перекачке сжиженных газов по системе сливных и наливных трубопроводов. При выборе числа и типа насосов учитывают максимальный расход газа на железнодорожные цистерны и баллоны во время сливных и наливных операций. При выборе производительности компрессора обычно принимается во внимание только повышение давления от конденсации в сливаемой цистерне.

Подберем компрессор для слива газа из трех железнодорожных цистерн объемом $V_r=51\text{ м}^3$, размерами $D=2,6\text{ м}$, $L=10,8\text{ м}$, диаметр сливной трубы $d_T=100\text{ мм}$, приведенная длина $\ell_T=250\text{ м}$, время слива $\tau=2\text{ ч}$;

Производительность компрессора найдем по формуле:

$$G_{\text{ч}} = \frac{K_1 \cdot F \cdot \Delta P}{r \cdot \sqrt{\tau}}, \text{ кг/ч} \quad (2.8)$$

где K_1 -коэффициент, равный 40;

F -поверхность зеркала конденсации, м^2 ;

r - скрытая теплота парообразования, ккал/кг ;

ΔP - перепад давления, кгс/см^2 .

Скорость движения жидкости в сливном трубопроводе:

$$W_{\text{ж}} = V_{\text{г}} \cdot K / (f_{\text{г}} \cdot 3600 \cdot \tau), \text{ м/с} \quad (2.9)$$

где K - коэффициент заполнения цистерны, равный 0,8;

$$W_{\text{ж}} = \frac{3 \cdot 51 \cdot 0,8}{0,785 \cdot (0,1)^2 \cdot 3600 \cdot 2} = 2,16, \text{ м/с},$$

Гидравлическое сопротивление трубопровода определяем по формуле

$$\Delta P_{\text{T}} = \frac{l_{\text{T}}}{d_{\text{T}}} \lambda \cdot \rho \frac{\omega_{\text{ж}}^2}{2 \cdot g} \text{ кгс/м}. \quad (2.10)$$

где λ - коэффициент гидравлического трения трубы, равный 0,02;

ρ – плотность смеси, кг/м^3 .

$$\Delta P_{\text{T}} = 0,02 \cdot \frac{250}{0,1} \cdot \frac{520,5 \cdot 2,16^2}{2} = 6991,3, \text{ кг} \cdot \text{с/м}^2.$$

Учитывая разность уровней и скоростной напор, принимаем $\Delta P_{\text{T}} = 2,0$ $\text{кгс/см}^2 = 0,2$ МПа.

Максимальная поверхность зеркала испарения одной цистерны:

$$F = D \cdot L = 2,6 \cdot 10,8 = 28 \text{ м}^2 \quad (2.11)$$

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

$$G_{\text{ч}} = \frac{50 \cdot 28 \cdot 2}{80 \cdot \sqrt{2}} = 24,75 \text{ кг/ч}.$$

Работа компрессора в первые 5 минут будет равна:

$$G_{\text{нач}} = \frac{50 \cdot 28 \cdot 2}{80 \cdot \sqrt{0,083}} = 121,5 \text{ кг/ч.}$$

Таким образом, производительность компрессора должна быть более 25 кг/ч, но не должна превышать 121,5 кг/ч. В реальных условиях по мере опорожнения транспортной цистерны развиваемый компрессором перепад давления будет уменьшаться. К установке принимаем компрессор АУ-45 с подачей 318,2 кг/ч при давлении всасывания 0,4 МПа с мощностью двигателя 10,7 кВт и частотой вращения 910 об/мин.

2.5 Расчет числа баллонов, подлежащих заполнению в течении суток

Отделение наполнения баллонов — одно из основных на ГНС. Оно оборудовано ручными, полуавтоматическими, автоматическими и раздаточными постами: в зависимости от числа заполняемых баллонов. При наполнении до 200-500 баллонов в смену практикуется ручная и полуавтоматическая разливка, а если более 500 — автоматическая.

В наполнительном отделении выполняются следующие операции: слив неиспарившихся остатков, наполнение баллонов газом, контроль степени наполнения, контроль герметичности баллонов.

Процесс наполнения баллонов состоит из двух операций: собственно наполнения и контроля количества залитого в баллон сжиженного газа.

Количество заполняемого газа можно оценить взвешиванием или измерением объема жидкости. Различают весовой и объемный методы контроля качества заполнения.

Баллон, подлежащий заполнению, устанавливают на весовые установки и при помощи струбцины к штуцеру баллона прикрепляют шланг, идущий от наполнительной рампы. После взвешивания устанавливают движок с рейки весов на цифру, указывающую массу баллона и допустимое количество газа,

затем открывают вентиль, который, наполнив баллон, закрывают, отсоединяют струбцину, проверяют герметичность клапана и других резьбовых соединений. Убедившись в исправности баллона, его взвешивают на контрольных весах и направляют на склад для отгрузки потребителям.

Отпуск сжиженных газов с ГНС в автоцистерны осуществляется через газораздаточные колонки. Число колонок определяется исходя из необходимости суточной реализации газа в автоцистернах:

$$n_{\text{б}} = \frac{G_{\text{сут}}}{g}, \text{ шт} \quad (2.12)$$

где $G_{\text{сут}}$ - суточный расход газа, т;

$$G_{\text{сут}} = \frac{Q_{\text{год}} \cdot K}{365}, \text{ т/сут}, \quad (2.13)$$

где K - доля реализации газа через газобаллонные установки, равна 0,1;

g – масса газа в одном баллоне, принимаем равной 0,021 т;

$$G_{\text{сут}} = \frac{5416,4 \cdot 0,1}{365} = 1,48 \frac{\text{т}}{\text{сут}}.$$

$$n_{\text{б}} = \frac{1,48}{0,021} = 71 \text{ шт.}$$

Необходимое количество баллонов в сутки составляет 71 штук.

2.6 Расчет числа постов для слива неиспарившихся остатков.

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

$$m = \frac{n_{\text{б}} \cdot t_{\text{сл}}}{T_{\text{сл}}}, \quad (2.14)$$

где $n_{\text{б}}$ – количество баллонов, шт.

$t_{\text{сл}}$ – время слива баллона (10)

$T_{\text{сл}}$ – в течение смены (480)

$$m = \frac{71 \cdot 10}{480} = 2 \text{ шт.}$$

2.7 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.

$$N_K = \frac{G_{\text{сут}}}{g \cdot k \cdot \tau}, \text{ шт.} \quad (2.15)$$

где $G_{\text{сут}}$ – суточная реализация газа, т.

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

$$G_{\text{сут}} = \frac{G \cdot n}{365}, \text{ т.} \quad (2.16)$$

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

G – общий расход газа, т

$$G_{\text{сут}} = \frac{5416,4 \cdot 0,95}{365} = 13,36 \text{ т}$$

Тогда

$$N_K = \frac{13,36}{1 \cdot 0,65 \cdot 6} = 4 \text{ шт.}$$

Принимаем четыре газораздаточных колонки для заправки автоцистерн.

2.8 Расчет числа автомобилей для перевозки баллонов

Опыт эксплуатации показывает, что ГНС должны располагать необходимым автотранспортом для повышения эффективности снабжения населения и коммунально-бытовых объектов газом. Поэтому необходимо рассчитать количество автомобилей для перевозки баллонов от ГНС до промежуточных пунктов.

Для этого определяем число рейсов автомобиля в сутки:

$$n = \frac{t}{\frac{2 \cdot l}{c} + 2 \cdot t_1}, \text{ рейсов} \quad (2.17)$$

где t - время работы в сутки, 8 ч;

l - расстояние от ГНС до потребителя, 5 км;

c - средняя техническая скорость автомобиля, км/ч (40-50);

t_1 - время погрузки – разгрузки, 1,5ч.

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

Определяем средний объем перевозок одним автомобилем в сутки

$$q_1 = q \cdot n, \text{ т,} \quad (2.18)$$

где q – грузоподъемность одного автомобиля, равная 0,8 т.

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

Необходимый объем перевозок в сутки:

$$q_2 = \frac{Q}{n} \cdot k, \text{ т,} \quad (2.19)$$

где Q – объем реализации газа за год;

k – коэффициент неравномерности, равный 1,5;

n – число рабочих дней в году, берем 250 дней.

$$q_2 = \frac{5416,4}{250} \cdot 1,5 \cdot 0,1 = 3,25 \text{ т.}$$

Таким образом, требуемое количество автомобилей определится отношением:

$$A = \frac{q_2}{q_1}, \text{ шт.} \quad (2.20)$$

$$A = \frac{3,25}{2,4} = 2 \text{ шт.}$$

Принимаем 2 автомобиля для перевозки баллонов.

3 Расчет групповой резервуарной установки

Для газоснабжения жилых кварталов с многоэтажными зданиями сжиженным газом применяются групповые резервуарные установки с естественным и искусственным испарением, т.е. установки, в которых испарение жидкости происходит за счет тепла окружающего грунта или за счет тепла искусственного теплоносителя в виде пара, горячей воды, продуктов сгорания, электроэнергии и др.

Для хранения сжиженных углеводородных газов непосредственно у потребителя используют стационарные и передвижные резервуары различного объема. Наибольшее распространение получили резервуары геометрической емкостью 5м³. Групповая установка - это установка двух и более подземных резервуаров с редукционными головками для подачи газа в жилые дома. Число резервуаров определяется расчетом.

Резервуары могут размещаться в 1 и 2 ряда. Их объединяют в блоки. Каждый блок имеет свой арматурный узел. Он размещается на фланце головки резервуара и закрывается металлическим кожухом.

В состав резервуарной установки могут входить:

- резервуары с обвязкой трубопроводами по жидкой и паровой фазам;
- запорная арматура;
- регулятор давления;
- предохранительно-запорные и сбросные клапаны;
- манометр;
- устройства для контроля уровня газа в резервуарах.

Арматура и приборы редукционной головки ограждены защитными кожухами из металла, а территория ГРУ - несгораемым ограждением высотой 1.6 м. На ГРУ находятся средства пожаротушения: ящик с песком, лопата, огнетушитель (летом).

Для бесперебойного снабжения населения газом объем резервуаров рассчитывают исходя из двухнедельного запаса газа. Проектирование,

строительство и эксплуатация ГРУ производится по СНиП 2.04.08-87 "Газоснабжение", "Правил безопасности в газовом хозяйстве Ростехнадзора СНГ".

Расчетным режимом для проектирования ГРУ является зимний и весенний периоды эксплуатации. В это время резервуары работают в зоне грунта с отрицательными температурами. При отборе газа из резервуара тепло будет поступать в основном из нижних слоев грунта, следовательно, количество тепла, идущего на испарение газа, будет минимальным, как и производительность.

Тепловые потоки, идущие на испарение, изменяются не только в зависимости от времени года, но и в течение суток. Закономерности, влияющие на производительность резервуаров, объемом 5.0 м³ отражены в номограмме для определения их производительности.

Для защиты от коррозии все резервуары должны покрываться битумной изоляцией. Они устанавливаются в котловане на фундаментах. При высоких уровнях грунтовых вод для предохранения резервуаров от всплытия их заанкерывают к фундаменту.

3.1 Расчет ГРУ 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 в установке:

$$N = \frac{V_p}{\vartheta_{рез}}, \text{ шт}, \quad (3.1)$$

где $\vartheta_{рез}$ – производительность одного резервуара, м³/ч, определяется по номограмме (рисунок 2 (б)), для выбранного резервуара объемом 5 м³ равна 1,9 м³/ч.

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

$$V_p = \frac{n \cdot K_n \cdot q_{год} \cdot K_2''}{Q_H^p \cdot 365}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (3.2)$$

где n – количество жителей, пользующихся газом от резервуарной установки, для рассматриваемого квартала 8 равно 761 человек;

K_n – коэффициент суточной неравномерности потребления газа в течении года, при наличии плит и принимается равным 1,4;

$q_{год}$ – расход газа в тепловых единицах на одного человека в год, кДж, для приготовления пищи и горячей воды при установке в квартире плиты и водонагревателя норма расхода равна $2800 \cdot 10^3$ кДж;

K_2'' – показатель часового максимума суточного расхода, принимается равным 0,12;

Q_H^p – низшая теплота сгорания газа, кДж/м³.

$$V_p = \frac{761 \cdot 1,4 \cdot 2800 \cdot 10^3 \cdot 0,12}{96804 \cdot 365} = 11,13 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

$$n = \frac{10,13}{1,9} = 6 \text{ шт.}$$

При грунтовом расположении резервуаров на расстоянии друг от друга равного 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 m . Для двух резервуаров равен $m = 0,93$.

Производительность групповой установки с учетом взаимного влияния резервуаров, $\text{м}^3/\text{ч}$.

$$V_{\text{уст}} = N \cdot \vartheta_{\text{рез}} \cdot m, \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}. \quad (3.3)$$

$$V_{\text{уст}} = 6 \cdot 1,9 \cdot 0,67 = 7,64 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}.$$

Для обеспечения бесперебойности снабжения запас газа в резервуарах установки должен быть не менее чем на 2 недели. Поэтому следует проверить запас газа, находящийся в резервуарах установки

$$V_{\text{зап}} = N \cdot V_{\text{геом}} \cdot h \cdot \vartheta_{\text{см}}, \text{м}^3, \quad (3.4)$$

где $V_{\text{геом}}$ —геометрическая емкость резервуара, 5 м^3 ;

h —количество газа, которое может быть отобрано из резервуара между очередными заправками, $h = 0,85 - (0,25 \dots 0,35)$;

$\vartheta_{\text{сж}}$ —объем паров, образующихся при испарении 1 м^3 сжиженного газа.

При испарении 1 м^3 жидкого пропана образуется 269 м^3 пара, а при испарении 1 м^3 бутана – 235 м^3 пара.

$$\vartheta_{\text{сж}} = 269 \cdot k_{\text{пр}} + 235 \cdot k_{\text{бут}}, \text{м}^3, \quad (3.5)$$

где $k_{\text{пр}}$, $k_{\text{бут}}$ – доли пропана и бутана в составе газа, (по заданию).

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

$$V_{\text{зап}} = 6 \cdot 5 \cdot (0,85 - 0,35) \cdot 262,2 = 3933 \text{ м}^3.$$

Число суток между очередными заправками резервуаров установки

$$Z = \frac{V_{\text{зап}}}{V_{\text{сут}}}, \text{ суток}, \quad (3.6)$$

где $V_{\text{сут}}$ – среднесуточный расход газа, $\text{м}^3/\text{сут}$.

$$V_{\text{сут}} = \frac{n \cdot k_{\text{н}} \cdot q_{\text{год}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}, \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}. \quad (3.7)$$

$$V_{\text{сут}} = \frac{761 \cdot 1,4 \cdot 2800 \cdot 10^3}{96804 \cdot 365} = 84 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}.$$

$$Z = \frac{3933}{84} = 47 \text{ сут.}$$

3.2 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.

Количество и требуемую производительность испарителя необходимо определить исходя из расчетного расхода газа

$$G = \frac{n \cdot k_{\text{н}} \cdot q_{\text{год}} \cdot k_2}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot 365}, \frac{\text{кг}}{\text{ч}}, \quad (3.8)$$

где n – количество жителей, пользующихся газом от резервуарной установки, для рассматриваемого квартала n равно 761 человек;

$k_{\text{н}}$ – коэффициент суточной неравномерности потребления газа в течении года, при наличии плит принимается равным 1,4;

$Q_{\text{год}}$ – расход газа в тепловых единицах на одного человека в год, кДж, для приготовления пищи при наличии в квартире горячего водоснабжения норма расхода равна $2800 \cdot 10^3$ кДж;

k_2'' – показатель часового максимума суточного расхода, принимается равным 0,12;

$Q_{\text{н}}^{\text{p}}$ – низшая массовая теплота сгорания, кДж/кг.

$$G = \frac{761 \cdot 1,4 \cdot 2800 \cdot 10^3 \cdot 0,12}{45864,6 \cdot 365} = 21,37 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}$$

Требуемое количество испарителей

$$N_{\text{u}} = \frac{G}{G_{\text{u}}}, \text{ шт}, \quad (3.9)$$

где G_{u} – паспортная производительность одного испарителя, выбранного по технико-экономическим показателям с учетом климатических условий их эксплуатации.

$$N_{\text{u}} = \frac{21,37}{60} = 1 \text{ шт.}$$

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

$$N = \frac{Z \cdot G_{\text{сут}}}{V_{\text{рез}} \cdot \rho_{\text{ж}}}, \text{ шт}, \quad (3.10)$$

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

$V_{\text{рез}}$ – полезная емкость одного резервуара, 5 м^3 ;

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

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

$$G_{\text{сут}} = \frac{n \cdot k_n \cdot Q_{\text{год}}}{Q_n^p \cdot 365}, \frac{\text{кг}}{\text{сут}}. \quad (3.11)$$

$$G_{\text{сут}} = \frac{761 \cdot 1,4 \cdot 2800 \cdot 10^3}{45864,6 \cdot 365} = 178 \frac{\text{кг}}{\text{сут}}.$$

$$N = \frac{30 \cdot 178}{5 \cdot 588} = 2 \text{ шт.}$$

Таким образом, для газоснабжения квартир потребуется резервуарная установка из 2-х резервуаров емкостью 5 м³ и 1-го форсуночного испарителя.

Регазификатор электрический подземный РЭП-5.0А разработан Гипрониигазом. Он состоит из резервуара вместимостью 5м, трубчатого электронагревателя и электрооборудования с автоматикой безопасности (взрывозащищенная коробка, температурное реле, электроконтактный манометр и электрошкаф с пусковой и регулирующей аппаратурой).

Применение установки с электрическим регазификатором допускается только для газоснабжений жилого фонда в случае отсутствия централизованных источников теплоснабжения при согласовании с районными энергетическими управлениями Минэнерго СНГ.

Положительными сторонами указанного регазификатора, по сравнению с выносными испарителями, являются: меньший объем монтажных работ, меньшее число контрольно- измерительных приборов, а также отсутствие необходимости в автоматической защите расходных трубопроводов от попадания в них жидкой фазы.

Основными недостатками этих регазификаторов являются: фракционный характер испарения смеси сжиженных газов, присущий обычным групповым резервуарным установкам с естественным испарением; сравнительно низкая единичная испарительная способность по паровой фазе; потребность в дополнительном резервуаре с глухим фланцем для монтажа регазификатора при наличии только двух резервуаров или необходимости установки за счет оснащения ее несколькими регазификаторами; большой удельный расход металла, составляющий 150-200 кг на 1 м/ч.

4 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 внутридомовым газопроводам, которые транспортируют газ внутри здания и распределяют его между отдельными газовыми приборами.

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

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

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

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

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

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

Гидравлический расчет начинаем с определения расчетных расходов газа по участкам.

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

На расчетной схеме проставляем номера участков от дальнего прибора до ввода в здание и определяем расходы газа по участкам внутридомовой сети по номинальным расходам газа приборами. Коэффициенты одновременности и часового максимума принимаем по СНиП 2.04.08-87* «Газоснабжение».

Определяем расчетные расходы газа по участкам:

$$N = \Sigma k_0 \cdot \frac{g_i}{Q_H^p}, \frac{m^3}{ч}, \quad (4.1)$$

где k_0 –коэффициент одновременности действия однотипных групп приборов, принимается по СНиП 2.04.08-87* «Газоснабжение»;

g_i –номинальный расход газа одним или несколькими приборами , кДж/ч. Для двухкомфорочной плиты с духовным шкафом (П2) -25000 кДж/ч, то же для четырехкомфорочной (П4)-40000 кДж/ч, для водонагревателя проточного (ГВ)-100000 кДж/ч;

Q_H^p –низшая теплота сгорания кДж/ м3;

n_i –число квартир.

Расчет сводим в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Расход газа на каждом участке

Номер участка	Ассортимент прибора	Число квартир	Коэффициент одновременности, k_0	Расчетный расход газа V_g , $m^3/ч$
1-2	П4	1	1,000	0,41
2-3	П4	1	1,000	0,41
3-4	2П4	2	0,650	0,54
4-5	3П4	3	0,450	0,56
5-6	4П4	4	0,350	0,58
6-7	5П4	5	0,290	0,60
7-8	10П4	10	0,254	1,05

Длины участков измеряем по плану секции.

Определяем расчетные длины участков

$$L_p = L \cdot \left(1 + \frac{a}{100}\right), \text{ м}, \quad (4.2)$$

где L – длина участка по плану, м;

a – процентная надбавка к потерям на трение, (для внутриквартирных разводок при длине разводки 1-2м – 450%, для стояков-20%, на газопроводах от вводов в здание до стояка –25%), %.

Средние удельные потери давления

$$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{\text{ср}} = \frac{350}{\Sigma L_p}, \text{ Па/м}, \quad (4.3)$$

где 350 – расчетный перепад давления во внутридомовом газопроводе, 350 Па;

ΣL_p – сумма расчетных длин по участкам, м.

Согласно расчетным расходам газа определяем диаметры газопровода по участкам, принимая ближайшие к стандартным размерам труб по номограмме (рисунок 11.10 [5]).

Затем определяем по этой же номограмме действительные потери давления по участкам $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{\text{ср}}$, по диаметрам газопровода и расчетным расходам газа по участкам.

Далее определяем потери давления по участкам

$$\Delta P = \left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{\text{ср}} \cdot L_p, \text{ Па/м}, \quad (4.4)$$

Находим гидростатический напор

$$H_r = \pm 9,81 \cdot z \cdot (\rho_v - \rho_r), \text{ Па}, \quad (4.5)$$

где z – разность абсолютных отметок начальных и конечных участков газопровода, м;

ρ_B – плотность воздуха, кг/м³ равный 1,29 кг/м³;

ρ_G – плотность газа, кг/м³ равный 2,12 кг/м³.

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

Результаты расчета сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 - Гидравлический расчет внутридомового газопровода

№ участка	Расчетный расход газа V_G , м ³ /ч	Длина участка L , м	Расчетная длина L_p , м	Надбавка на местные сопротивления, %	Разность абсолютных отметок Z , м	Диаметр газопровода d , мм	Средняя удельная потеря давления $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp}$ Па/м	Удельная потеря давления $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_d$ Па/м	Потеря давления ΔP , Па	Гидростатический напор H_g , Па	Общая потеря давления на участке $\Delta P + H_g$ Па
1-2	0,41	1	5,5	450	0	21,3×2,8	18,04	0,69	3,8	0	3,8
2-3	0,41	3	3,6	20	3	21,3×2,8		0,69	2,48	25,60	28,08
3-4	0,54	3	3,6	20	3	21,3×2,8		1,28	4,61	25,60	30,21
4-5	0,56	3	3,6	20	3	21,3×2,8		1,57	5,65	25,60	31,25
5-6	0,58	3	3,6	20	2	21,3×2,8		1,77	6,37	25,60	31,97
6-7	0,60	3,6	4,5	25	0,5	21,3×2,8		1,96	8,82	4,27	13,09
7-8	1,05	2,8	3,5	25	2,8	21,3×2,8		5,1	17,8	34,14	51,99
			$\Sigma 19,4$								

Условие расчета выполнено, т.к. $190,39 + 50 \text{ Па} < 350 \text{ Па}$

5 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. Расчетные расходы газа на участках определяются:

$$V = \Sigma k_0 \cdot \frac{g_i}{Q_p} \cdot n_i, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (5.1)$$

В начале расчета определяем количество жителей в одном доме. За расчетный принимаем квартал №8.

Количество потребителей в квартале $N_{\text{пот}} = 761$ человек.

Коэффициент семейности $k_{\text{сем}} = 3,7$

Определяем количество подъездов

$$N_{\text{под}} = \frac{N_{\text{пот}}}{k_{\text{сем}} \cdot N_{\text{кв}}}, \text{ шт}, \quad (5.2)$$

$$N_{\text{под}} = \frac{761}{3,7 \cdot 10} = 21 \text{ шт}.$$

Принимаем 3 дома с 7 подъездами.

Длины участков замеряются по плану.

Расчетная длина

$$L_p = 1,1 \cdot L, \text{ м}. \quad (5.3)$$

Диаметр определяются по номограмме для определения потерь давления в газопроводах низкого давления, причем диаметр зависит от

расчетного расхода газа и средней удельной потере давления, которая находится

$$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{\text{ср}} = \frac{250}{\Sigma L_p}, \text{ Па/м.} \quad (5.4)$$

Диаметр газопровода принимается по номограмме.

Далее аналогично предыдущему расчету определяем действительные потери давления по участкам $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_d$, и потери давления ΔP .

В конце расчета суммируются потери давления по всем участкам, итог не должен превышать расчетного перепада давления 250 Па.

Расчеты сводим в таблицы 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1 - Расход газа для участков внутриквартирного газопровода

Номер участка	Ассортимент прибора	Число квартир	Коэффициент одновременности, k_0	Расчетный расход газа $V_{г, \text{р}}$
1-2	10п4	10	0,254	1,05
2-3	20п4	20	0,235	1,94
3-4	30п4	30	0,231	2,86
4-5	40п4	40	0,227	3,75
5-6	50п4	50	0,223	4,61
6-7	60п4	60	0,22	5,45
7-8	70п4	70	0,217	6,28
8-9	80п4	80	0,214	7,07
9-10	90п4	90	0,212	7,88
10-11	100п4	100	0,21	8,68
11-12	110п4	110	0,209	9,5
12-13	120п4	120	0,208	10,31
13-14	130п4	130	0,207	11,12
14-15	140п4	140	0,206	11,92
15-16	150п4	150	0,205	12,71
16-17	160п4	160	0,204	13,49
17-18	170п4	170	0,203	14,26
18-19	180п4	180	0,202	15,02
19-20	190п4	190	0,201	15,78
20-21	200п4	200	0,200	16,53
21-ГРУ	210п4	210	0,199	17,27

Таблица 5.2 - Гидравлический расчет внутриквартального газопровода

№ уч-ка	Расчетный расход газа $V_p, \text{м}^3/\text{ч}$	Длина участка $L, \text{м}$	Расчетная длина $L_p, \text{м}$	Диаметр газопровода $d, \text{мм}$	Удельная потеря давления $(\Delta P/l)_d, \text{Па/м}$	Потери давления $\Delta P, \text{Па}$
1-2	1,05	16,11	17,72	33,5x3,2	0,34	6,02
2-3	1,94	16,11	17,72	38x3,0	0,59	10,45
3-4	2,86	16,11	17,72	42,3x3,2	0,6	10,63
4-5	3,75	16,11	17,72	45x3,0	0,78	13,82
5-6	4,61	16,11	17,72	48x3,5	0,78	13,82
6-7	5,45	16,11	17,72	57x3,0	0,39	8,42
7-8	7,07	16,11	17,72	60x3,0	0,44	7,8
8-9	7,88	16,11	17,72	70x3,0	0,22	3,9
9-10	8,68	16,11	17,72	70x3,0	0,29	5,14
10-11	9,5	16,11	17,72	70x3,0	0,34	6,02
11-12	10,31	16,11	17,72	70x3,0	0,39	6,91
12-13	11,12	16,11	17,72	70x3,0	0,44	7,8
13-14	11,92	28,8	31,68	70x3,0	0,59	18,69
14-15	12,71	16,11	17,72	70x3,0	0,66	11,7
15-16	13,49	16,11	17,72	75,5x4,0	0,44	7,8
16-17	14,26	16,11	17,72	75,5x4,0	0,5	8,86
17-18	15,02	16,11	17,72	75,5x4,0	0,59	10,45
18-19	15,78	16,11	17,72	75,5x4,0	0,64	11,34
19-20	16,53	16,11	17,72	75,5x4,0	0,69	12,23
20-21	17,27	15	16,5	75,5x4,0	0,78	12,87
21-ГРУ	1,05	16,11	17,72	33,5x3,2	0,34	6,02
			$\Sigma 388,7$			201,58

Расчетная схема внутриквартального газопровода представлена в приложении Б.

6 Расчет внутрикотельного 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:

$$L_p = 1,1 \cdot L, \text{ м}, \quad (6.1)$$

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:

$$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{\text{ср}} = \frac{250}{\Sigma L_h}, \text{ Па/м} \quad (6.2)$$

$$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{\text{ср}} = 6,68 \text{ Па/м}$$

Расчет сводим в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 - Гидравлический расчет внутри котельного газопровода

№ участка	Расчетный расход газа Q_p , $\text{м}^3/\text{ч}$	Длина участка L , м	Расчетная длина L_p , м	Диаметр газопровода d , мм	Средняя удельная потеря давления $(\Delta P/l)_{\text{ср}}$, Па/м	Потери давления ΔP , Па	Конечное давление на участке, Па
0-1	10,45	4	68,5	63x5,8	1200	39	1161
1-2	9,2	30	3,5	32x3,2	1161	11	1150
2-3	9,2		5	25x2,8	1150	106	1044

Σ			77,5			156	
---	--	--	------	--	--	-----	--

Расчет выполнен, т.к. $156 < 250$ Па.

6.1 Котел КОВ-80С

Котлы КОВ предназначены для отопления домов, коттеджей и квартир, оборудованных системой водяного отопления с рабочим давлением воды до 0,1МПа. Котел КОВ-80С газовый со стальным теплообменником, работает на сжиженном газе, применяется для отопления жилых домов, коттеджей, офисов, объектов соцкультбыта и т.д., оборудованных системами водяного отопления с принудительной циркуляцией. Котел газовый может работать с бойлерами, а также на природном газе.

Котел состоит из следующих основных узлов: теплообменника, горелки, датчиков безопасности по тяге и по предельной температуре², указателя работы запальника, пьезорозжига, индикатора температуры, а в котел КОВ– дополнительно входит медный змеевик.

Термогенератор (ТГ), находящийся в пламени запальной горелки, после открытия клапана вырабатывает термо-ЭДС, которая подается на обмотку электромагнита входного клапана газового клапана³ газогорелочного устройства.

Электромагнит (ЭМК) удерживает клапан в открытом положении – газ поступает на запальную и основные горелки, входящие в состав газогорелочного устройства. На шкале регулятора газового клапана³ задается величина температуры, выходящей из котла воды

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

Датчик безопасности по тяге или датчик безопасности по предельной температуре разрывают цепь питания электромагнита входного клапана при нарушении тяги в топке или нагреве выходящей воды свыше 95°C

соответственно, входной клапан перекрывает проход газа на основные и запальную горелки, горелки гаснут. Термогенератор остывает и прекращает вырабатывать ЭДС. Розжиг горелки производится вручную после устранения причин, вызвавших прекращение тяги в топке или перегрев выходящей воды.

Технические характеристики котла КОВ-80С:

- Номинальная тепловая мощность (кВт)	80
- КПД (%)	89
- Номинальное давление газа (кПа)	1,3
- Расход газа (м ³ /ч)	9,2
- Диаметр патрубка дымохода (мм)	200

Отличительными особенностями котла КОВ-80С являются:

- автоматическое регулирование теплопроизводительности котла в диапазоне от 100% до 25% номинальной теплопроизводительности в аналоговом режиме (горелка не гаснет) и в диапазоне меньше 25% - в релейном режиме (погасание-зажигание горелки). Это обеспечивает экономию газа и, в конечном итоге, экономит Ваши деньги;

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

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

- наличие пьезорозжига поможет Вам зажечь горелку;

- наличие указателя работы запальника поможет Вам контролировать работу запальной горелки;

- возможность использования котла с принудительной циркуляцией отопительной воды и в системах отопления закрытого типа с обязательной установкой расширительного бака и предохранительного клапана (предохранительный клапан не должен быть отсечен от котла никаким запорным устройством).

Технические требования к размещению и установке:

Объем помещения, в котором устанавливается котел, должен соответствовать СП41-108-2004.

Расстояние между облицовкой котла и стенами должно быть не менее:

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

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

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

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

Указания по монтажу:

Перед монтажом и эксплуатацией внимательно ознакомьтесь с правилами и рекомендациями, изложенными в настоящем руководстве.

Монтаж, инструктаж по эксплуатации, запуск в работу, профилактическое обслуживание и ремонт котла производятся специализированной организацией и местным управлением газового хозяйства в соответствии с ПБ12-529-2003, утвержденными Ростехнадзором РФ, и строительными нормами и правилами СНиП 41-01-2003 и СП 41-108-2004 Госстроя РФ с обязательным заполнением контрольного талона на установку котла.

При нарушении правил, изложенных в настоящем руководстве, котел гарантийному ремонту не подлежит.

Подключение котла к газовой магистрали производится через отверстие в боковой стенке. Патрубок и прокладка, как правило, входят в комплект поставки. Проверьте герметичность мест соединения обмыливанием.

Запрещается использовать пламя или искру для обнаружения утечки газа. Для этой цели можно использовать только мыльную пену, специально предназначенные жидкие составы или спец. течеискатели.

На выходном патрубке системы отопления для котлов КОВ установите шаровой кран с проходным диаметром Вашей системы. Кран необходим для отключения системы отопления и обеспечения работы системы горячего водоснабжения в неотапливаемый период.

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

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

Расширительный бачок устанавливается в верхней точке стояка, желательно в отапливаемом помещении. При установке бачка в неотапливаемом помещении трубопроводы, бачок и сливную трубу необходимо тщательно утеплить.

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

Трубопроводы, нагревательные приборы (отопительные радиаторы) и места соединений должны быть герметичны, подтеки воды не допускаются. 9

Требования к системе отопления:

До начала монтажа и перед эксплуатацией необходимо несколько раз промыть систему отопления.

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

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

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

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

После окончания монтажа провести гидравлические испытания и устранить возможные протечки.

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

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

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

основную трубу. Из трубы газ выходит через 3 ряда отверстий просверленных на боковой поверхности в шахматном порядке, под углом 90° к потоку воздуха.

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

Отвод продуктов сгорания от котла производится в проектируемый дымоход $\phi 200$ мм (фирмы ООО «КДМ» г. Нижний Новгород) из нержавеющей стали первый контур - по AISI 430: сталь не-ржавеющая, коррозионностойкая, жаропрочная до 8500С, ГОСТ 5382-75., изоляционный материал: минеральная вата с температурой плавления волокон не ниже 10000С, производимая из сырьевой смеси на основе горных пород базальтовой группы; второй контур - Сталь оцинкованная ГОСТ 14918-80.

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

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

Вентиляция кухни естественная, предусматривается через устанавливаемую вентиляционную изолированную трубу диаметром 150 мм. снаружи здания, обеспечивающий трехкратный воздухообмен в час. На вентканале должна быть установлена вентиляционная решетка с живым сечением не менее 250 см². Приток воздуха через форточку и дверной проем.

6.2 Расчет ГРУ для котельной

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

$$G_{\text{сут}} = G \cdot \rho, \text{ кг/ч} \quad (6.4)$$

где G – расчетный расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$

ρ – плотность газа в пересчете с природного на сжиженный, $\text{кг}/\text{м}^3$

$$G_{\text{сут}} = 9,2 \cdot 2,126 = 19,56 \text{ кг/ч};$$

Количество резервуаров:

$$N = \frac{z \cdot G_{\text{сут}}}{V_{\text{рез}} \cdot \rho_{\text{ж}}}, \text{ шт.} \quad (6.5)$$

где z – число суток между очередными заправками резервуара газом;

$V_{\text{рез}}$ – объем резервуара;

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

$$N = \frac{10 \cdot 20}{5 \cdot 587,25} = 3 \text{ шт.}$$

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

$$N_{\text{у}} = 42,52/100 = 0,4 \quad (6.6)$$

К установке принимаем 1 змеевиковый испаритель.

7 Технология возведения инженерных систем

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

7.1 Монтаж систем внутреннего газоснабжения

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

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

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

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

7.1.1 Подготовительные работы

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

перегородках; каналов и борозд для газопроводов; чистых полов или фундаментов под газовое оборудование и приборы.

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

7.1.2 Монтажные работы

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

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

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

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

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

7.1.3 Испытание внутреннего газопровода

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

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

Приемка системы в эксплуатацию оформляется актом.

7.2 Монтаж подземного газопровода

7.2.1 Подготовительные работы

Прежде всего, строительная организация должна получить разрешение на право проведения земляных работ на территории города. Разрешение

выдается из организации с указанием имени ответственного за производство работ.

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

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

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

Разбивка трассы газопровода

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

- нивелирование постоянных реперов должно производиться с точностью, предусмотренной главой СНиП по геодезическим работам в строительстве;

- вдоль трассы установлены временные реперы, связанные нивелировочными ходами с постоянным;

- разбивочные оси и углы поворота трассы должны быть закреплены на местности.

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

Трубы, запорную арматуру поставляют на автомобиле ЗИЛ 130-76 с ЦЗМ или заводов согласно составленным заявкам по спецификациям. Трубы, арматура, сварочные и изоляционные материалы, применяемые для строительства систем газоснабжения, должны иметь сертификаты заводов-

изготовителей, подтверждающие соответствие требованиям государственных стандартов или технических условий.

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

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

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

7.2.2 Земляные работы

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

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

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

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

песчаным грунтом толщиной минимум 100 мм. Через каждые 100-150 метров устанавливают пешеходные мостики.

7.2.3 Сборка и сварка труб в звенья

Перед сборкой под сваркой стальных труб необходимо:

- очистить их внутреннюю полость от возможных засорений (грунта, льда, снега, воды, строительного мусора, отдельных предметов и др.);

- проверить геометрические размеры разделки кромок, выправить плавные вмятины на концах труб глубиной до 3,5% наружного диаметра трубы;

- очистить до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб.

7.3 Монтаж трубопроводов

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

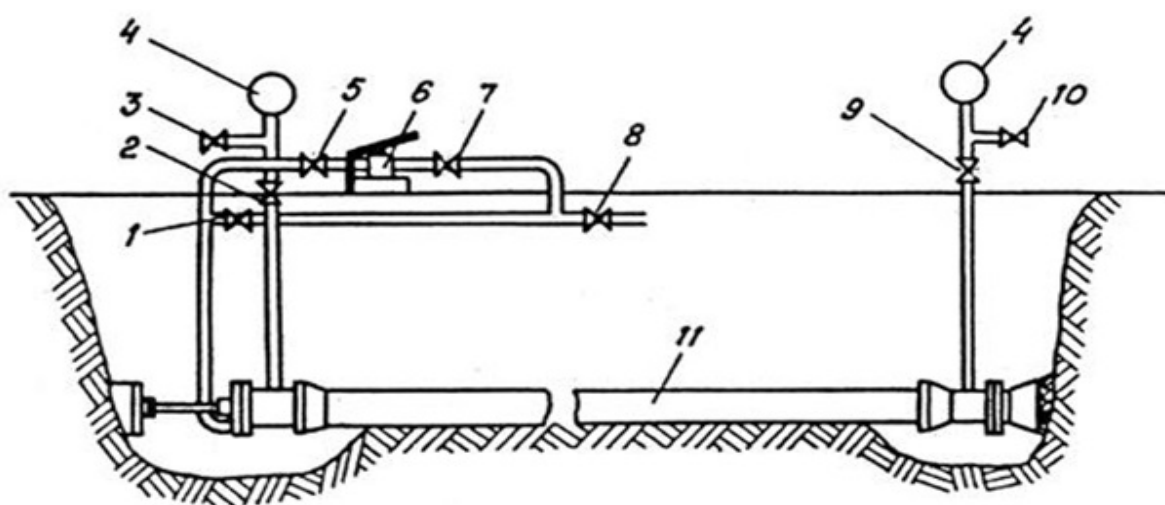
Газопровод плетями укладывают на петли и при помощи двух автокранов КС-1562А опускают в траншею, укладывая плетью по оси. В траншеях, в местах сварки звеньев между собой, отрывают приямки для работы сварщиков. При монтаже газопровода должен быть постоянный пооперационный контроль со стороны заказчика.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

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

7.4 Предварительное испытание газопровода

Испытания проводятся в соответствии со СНиП 3.05.04-85 «Испытания трубопроводов и сооружений». Для очистки внутренней поверхности труб от грязи, влаги применяют пневматическую очистку. Затем производят

испытание газопровода на прочность давлением 3 кгс/см^2 в течение 1 часа, затем давление снижают до 1 кгс/см^2 и выдерживают в течение суток – испытание на плотность. Под этим давлением осматривают сварные стыки и арматуру, устраняют утечки. После испытания приступают к изоляции стыков. Схема оборудования испытательного участка трубопровода для гидравлического испытания представлена на рисунке 8.1.



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

Рисунок 7.1 – Схема оборудования испытательного участка трубопровода для гидравлического испытания

7.5 Монтаж резервуаров

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

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

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

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

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

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

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

Испытание резервуаров на плотность воздухом допускается после гидравлического испытания их.

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

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

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

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

7.6 Изоляция трубопровода

Изоляция предназначена для защиты газопровода от почвенной коррозии. Перед изоляцией стыки очищают до металлического блеска. Для изоляции применяют усиленную битумно-резиновую изоляцию при толщине слоя 9 мм. Битумное изоляционное покрытие наносят на трубу механическим способом и вручную. Сначала наносят грунтовку и покрывают трубы ровным слоем, а затем слой битумной мастики. Для повышения надежности покрытия слои битумной мастики армируют оберткой рулонными материалами. Для предохранения покрытия (при внешней высокой температуре окружающего воздуха) от стекания битума в момент его нанесения в полевых условиях, а так же от внешних механических повреждений, последний слой битумного покрытия обертывают крафт-бумагой. Применение усиленной изоляции обосновывается тем, что грунты городские, засоренные сточными водами, имеющие разнородную структуру и включения различных предметов, являются коррозионно-активными.

7.7 Благоустройство трассы

После окончания испытаний стыки газопровода присыпают вручную и делают присыпку газопровода мягким грунтом на высоту 10 см от верха трубы.

Остальная засыпка производится бульдозером марки ДЗ-42 с последующим уплотнением грунта катками марки ДУ-8В. Восстанавливают растительный слой.

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

7.8 Окончательное испытание газопровода

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

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

7.9 Определение объема земляных работ

Ширина котлована понизу, м, рассчитывается по формуле

$$a = A + 0,5, \quad (7.1)$$

где A – необходимая ширина для установки резервуаров, м.

$$a = 3,5 + 0,5 = 4 \text{ м.}$$

Длина котлована понизу, м, рассчитывается по формуле

$$b = B + 0,5, \quad (7.2)$$

где B – необходимая длина для установки резервуаров, м

$$b = 3,5 + 0,5 = 4 \text{ м.}$$

Глубину котлована, м, определяем по формуле

$$h_{\kappa} = H_y + 0,5, \quad (7.3)$$

где H_y – высота резервуаров, м.

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

Ширина котлована поверху, м, определяется по формуле

$$a_1 = a + 2 \cdot m \cdot h_{\kappa}, \quad (7.4)$$

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

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

Длина котлована поверху, м, рассчитывается по формуле

$$b_1 = b + 2 \cdot m \cdot h_{\kappa}, \quad (7.5)$$

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

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

Глубина траншеи, м, определяется по формуле

$$H = h + d_{cp} + k + c, \quad (7.6)$$

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

$$d_{cp} = \frac{\sum d_i \cdot l_i}{\sum l_i}, \quad (7.7)$$

где d_i – диаметр данного участка, м;

l_i – длина участка, м.

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

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

Определяем объем траншеи, м³, по формуле

$$V_{mp} = L_{z/n} \cdot C \cdot H, \quad (7.8)$$

где $L_{z/n}$ – длина газопровода, м;

C – ширина траншеи сверху, м;

H – глубина траншеи, м, по (8.6).

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

Объем котлована, м³, рассчитываем по формуле

$$V_k = \frac{h}{6} \cdot (a \cdot b + a_1 \cdot b_1 + (a + a_1) \cdot (b + b_1)), \quad (7.9)$$

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

$$V_{p.c.} = L_{z/n} \cdot C \cdot H_{p.c.}, \quad (7.10)$$

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

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

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

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

$$V_{p.c.k.} = a_1 \cdot b_1 \cdot H_{p.c.}, \quad (7.11)$$

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

$$V_{н.к.} = a \cdot b \cdot h_n, \quad (7.12)$$

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

$$V_{н.т.p.} = C \cdot L_{z/n} \cdot h_n, \quad (7.13)$$

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

h_n – то же, что и в (8.12).

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

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

$$V_{э.к.} = V_y, \quad (7.14)$$

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

$$V_y = V_{рез} \cdot n, \quad (7.15)$$

где $V_{рез}$ – объем резервуара, м³;
 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

$$V_{экс.тр} = V_{з/н}, \quad (7.16)$$

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

$$V_{з/н} = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot L_{з/н}^{cp}, \quad (7.17)$$

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

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

$$V_{экс.тр} = 0,98 \text{ м}^3.$$

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

$$V_{эо.тр} = V_{тр} - V_{р.с.тр.} - V_{н.тр} - V_{з/н}, \quad (7.18)$$

где $V_{тр}$ – объем траншеи, м³;
 $V_{р.с.}$ – объем работ по срезке растительного слоя траншеи, м³;
 $V_{н.тр}$ – объем недобора грунта в траншее, м³;
 $V_{з/н}$ – объем газопровода, м³.

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

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

$$V_{\text{эо.к}} = V_{\text{к}} - V_{\text{р.с.к.}} - V_{\text{н.к}} - V_{\text{у}}, \quad (7.19)$$

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

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

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

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

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

Объём грунта обратной засыпки траншеем, м³, определяем по формуле

$$V_{\text{оз.тр}} = \frac{V_{\text{тр}} - V_{\text{з/n}}}{K_{\text{ор}}}, \quad (7.20)$$

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

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

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

Объём грунта обратной засыпки котлована, м³, определяем по формуле

$$V_{\text{оз.тр}} = \frac{V_{\text{к}} - V_{\text{у}}}{K_{\text{ор}}}, \quad (7.21)$$

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

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

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

Ведомость объёмов земляных работ представлена в таблице 8.1.

Таблица 7.1 – Ведомость объёмов земляных работ

Наименование строительных процессов	Единица измерения	Количество единиц
-------------------------------------	-------------------	-------------------

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

7.10 Выбор комплекта машин и механизмов

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

Норма производительности экскаватора в смену:

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

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

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

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

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

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

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

Лишний грунт вывозят на самосвалах.

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

Технические характеристики:

- марка – ЕК-12-10;
- двигатель – Д-243;
- мощность – 81 кВт;
- ёмкость ковша – 0,65 м³;
- ширина ковша – 0,5 м;

- ход – гусеничный;
- масса $m = 12,5$ т;
- скорость передвижения – $v = 20$ км/ч;
- наибольшая глубина копания – 5,08 м;
- наибольшая высота выгрузки – 6,5 м.

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

Технические характеристики:

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

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

Грузоподъемность:

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

Длина основной стрелы – 6 м.

Вылет крюка основной стрелы:

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

Высота подъема:

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

Скорость передвижения:

- рабочая (с грузом) – 5 км/ч;

- транспортная – 75 км/ч.

Мощность двигателя – 77 кВт.

Масса крана в рабочем состоянии – 7,1 т.

Автокран марки КС-1562А представлен на рисунке 7.3.

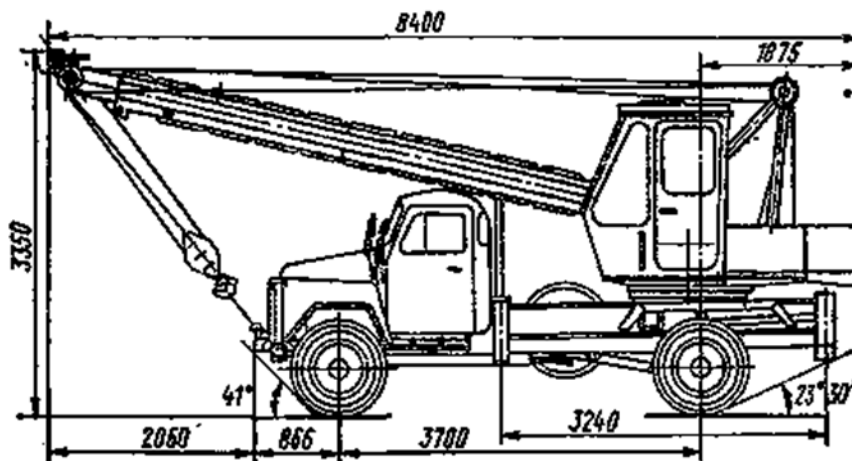


Рисунок 7.3 – Автокран марки КС-1562А

Технические характеристики бортового автомобиля:

- марка – ЗИЛ 130-76

- грузоподъемность – 6 т

- габариты – 6675×2500×3800

Бортовой автомобиль ЗИЛ 130-76 представлен на рисунке 7.4.

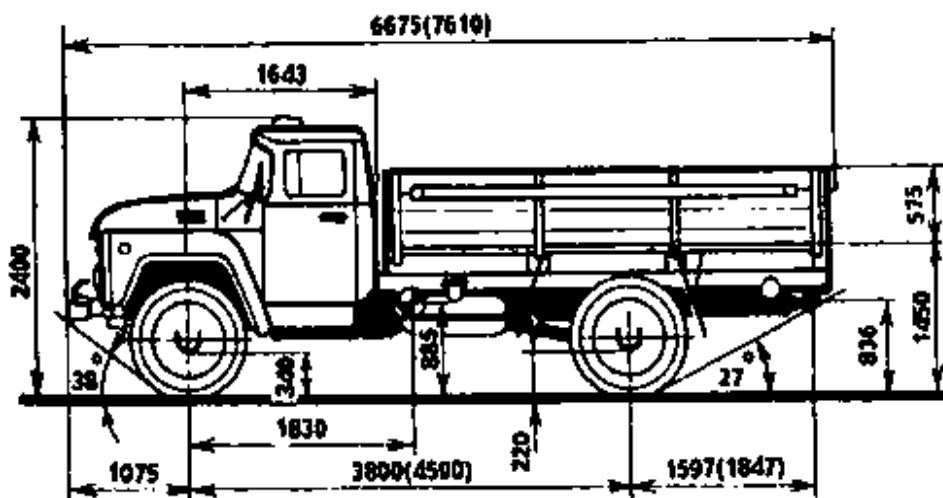


Рисунок 7.4 – Бортовой автомобиль ЗИЛ 130-76

Техническая характеристика самосвала МАЗ-503:

Грузоподъемность – 7т.

Габариты – 5920×2500×2700.

Вес в снаряженном состоянии – 6,75 т.

Емкость кузова – 4,0 м³.

Скорость $V_{\max} = 80$ км/ч.

Самосвал МАЗ-503 представлен на рисунке 7.5.

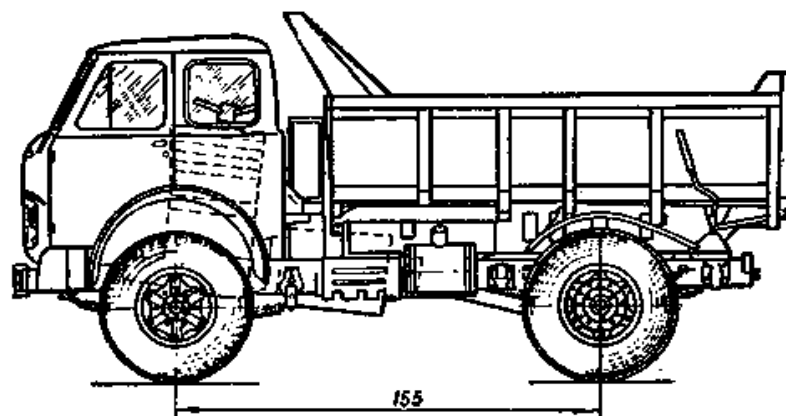


Рисунок 7.5 – Самосвал МАЗ-503

Так же принимаем каток марки ДУ-8В

Технические характеристики катка марки ДУ-8В:

Ширина уплотняемой полосы – 1,29 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрена газификация жилого района и котельной, годовое потребление газа с учетом запаса составило 5416387,2 м³. Произведен расчет газонаполнительной станции, резервуарного парка ГНС. Определено количество автотранспорта необходимого для поставки газа населению и снабжения коммунально-бытовых объектов.

Так же произведен расчет групповых резервуарных установок с искусственным и естественным испарением. Рассчитан внутридомовой, внутриквартальный и внутрикотельный газопровод и подобраны необходимые диаметры труб для прокладки.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

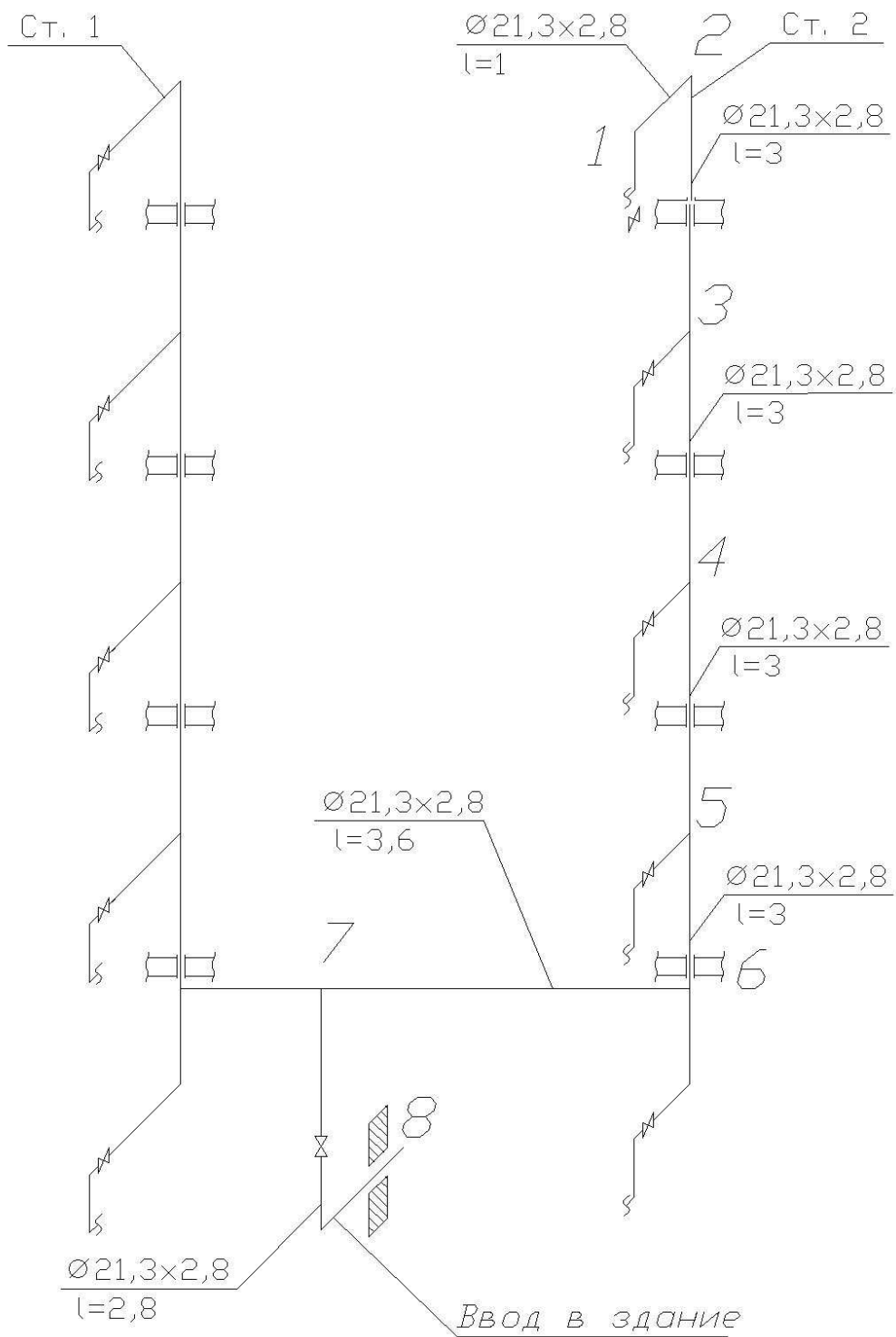
- КПД – коэффициент полезного действия;
- ГНС – газонаполнительная станция;
- КБСГ - кустовые базы сжиженного газа;
- ППР - планово-предупредительный ремонт;
- ПЗК - предохранительные запорные клапаны;
- ГРУ – газорегуляторная установка;
- ТГ – термогенератор;
- ЭМК – электромагнит;
- МРОТ – минимальный месячный размер заработной платы;
- ТГВ – теплогазоснабжение и вентиляция;
- ГСМ – горюче смазочные материалы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Газоснабжение СНиП 3.05.02-00
- 2 Газоснабжение СНиП 2.04.08-96
- 3 Строительные нормы и правила СНиП III-29-04. Часть III Правила производства работ. Глава 29, Газоснабжение. Внутренние устройства, Наружные сети и сооружения.
- 4 Стаскевич Н.Л. Справочник по сжиженным углеводородным газам: Ленинград: Недра, 1986 г.
- 5 Ионин А. А. Газоснабжение: М.: Стройиздат, 1989.
- 6 Бунчук В. Н. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа: М.: Недра, 1977 г.
- 7 Рябцев Н. И., Кряжев Б. Т. Сжиженные углеводородные газы: М.: Недра, 1977.
- 8 Преображенский Н. И. Сжиженные углеводородные газы: Ленинград: Недра, 1977.
- 9 Рябцев Н. И. Газовое оборудование, приборы и арматура: М.: Недра, 1985.
- 10 Дикман Л.Г. Организация жилищно-гражданского строительства: М.: Недра, 1990.
- 11 Журавлев П. О. Справочник мастера-сантехника: М.: Стройиздат, 1982.
- 12 Черемушкин П. А., Шальнов А. П. Технология и организация строительства: М.: Высшая школа, 1970.
- 13 Атаев С.С. Технология, механизация и автоматизация строительства.
- 14 Кочетков К.Е., Забегаева А.В. Аварии и катастрофы: М.: 1995.

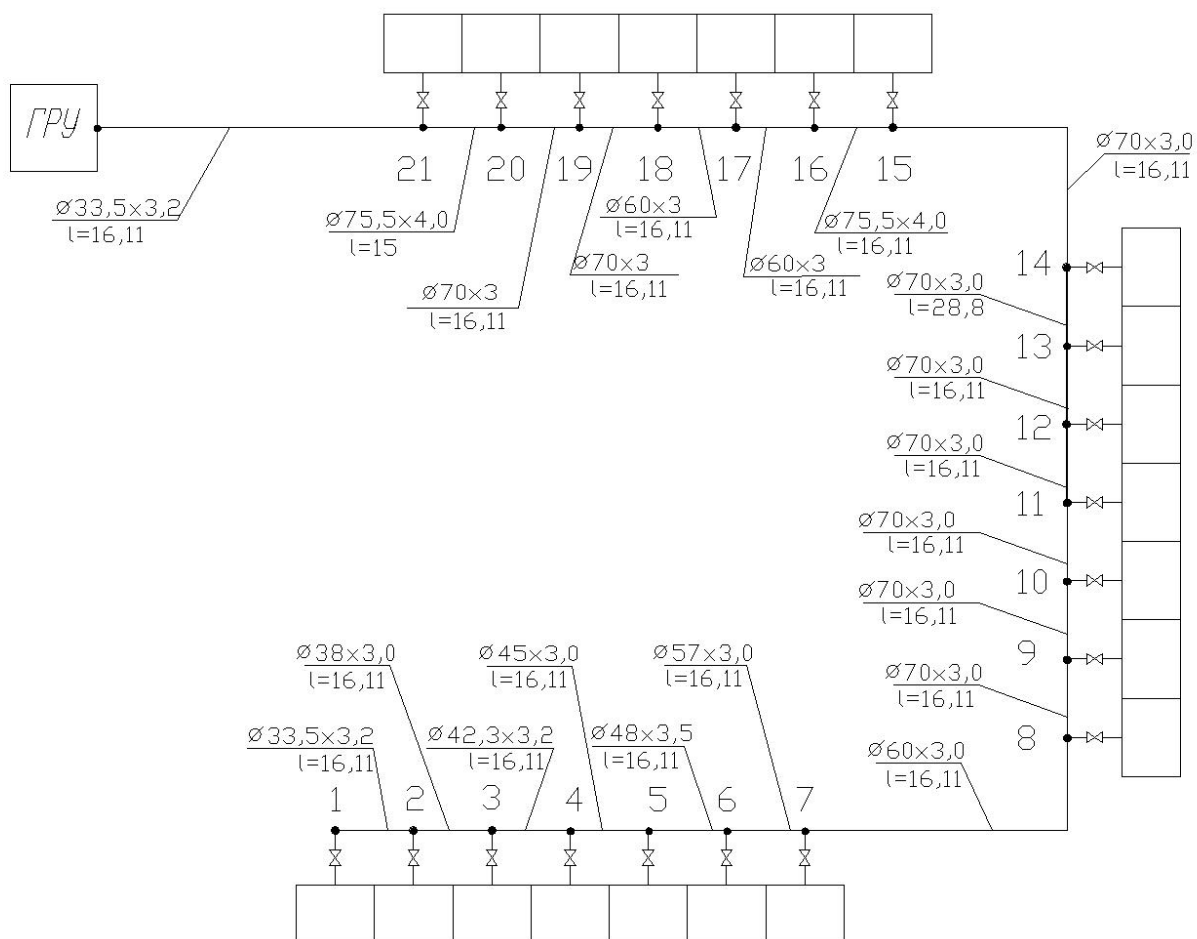
ПРИЛОЖЕНИЕ А

Внутридомовой газопровод



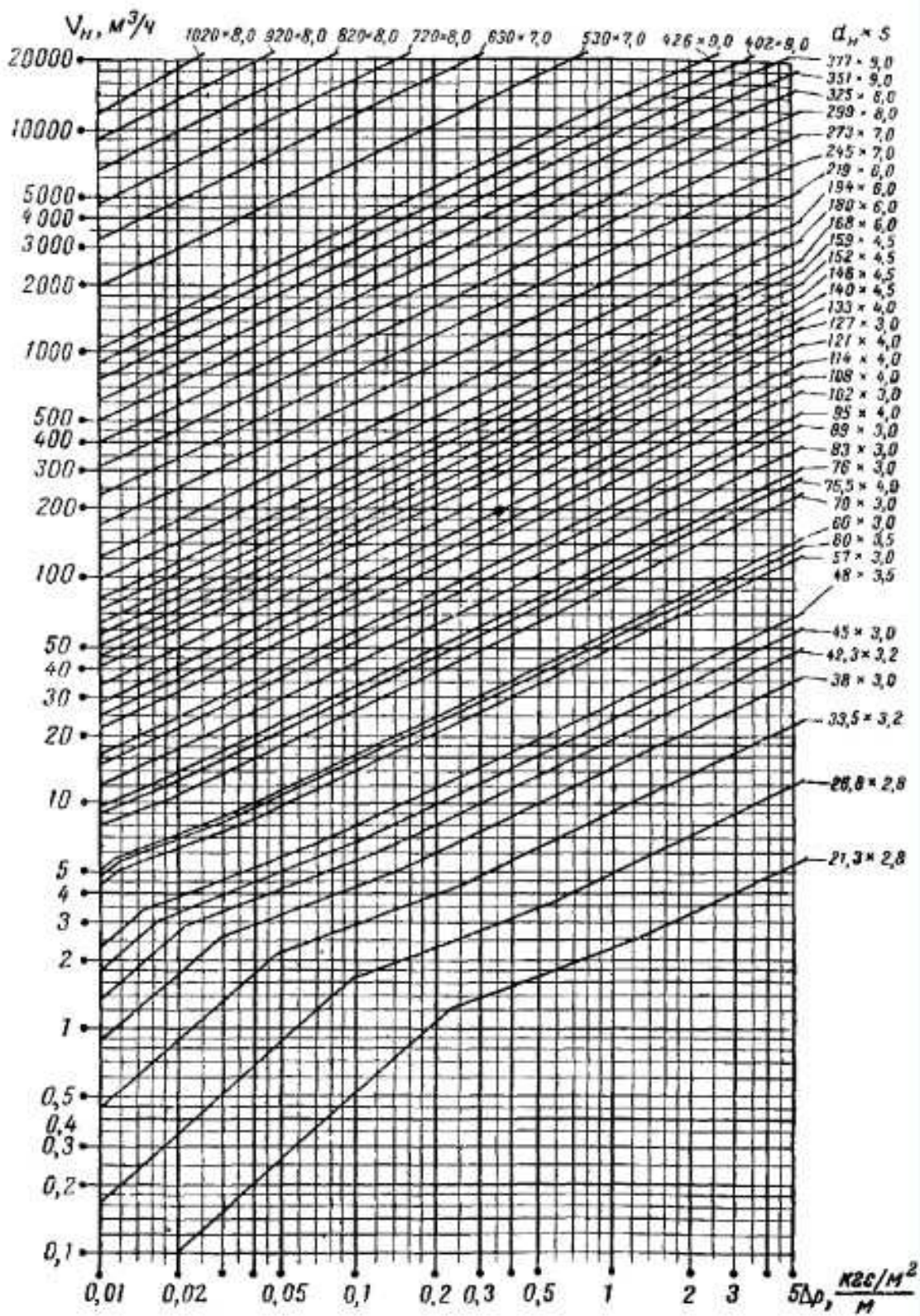
ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Внутриквартирный газопровод

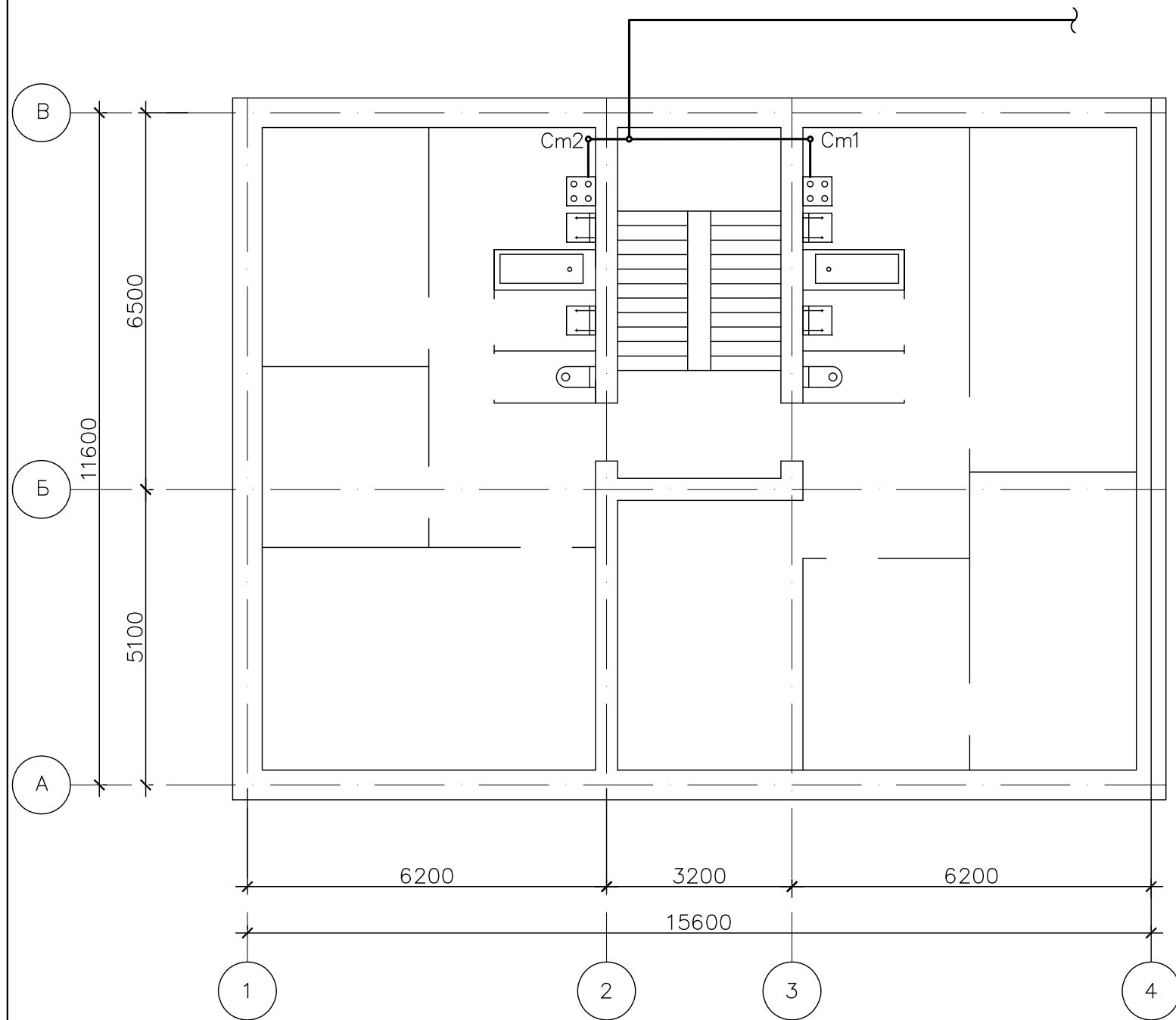


ПРИЛОЖЕНИЕ В

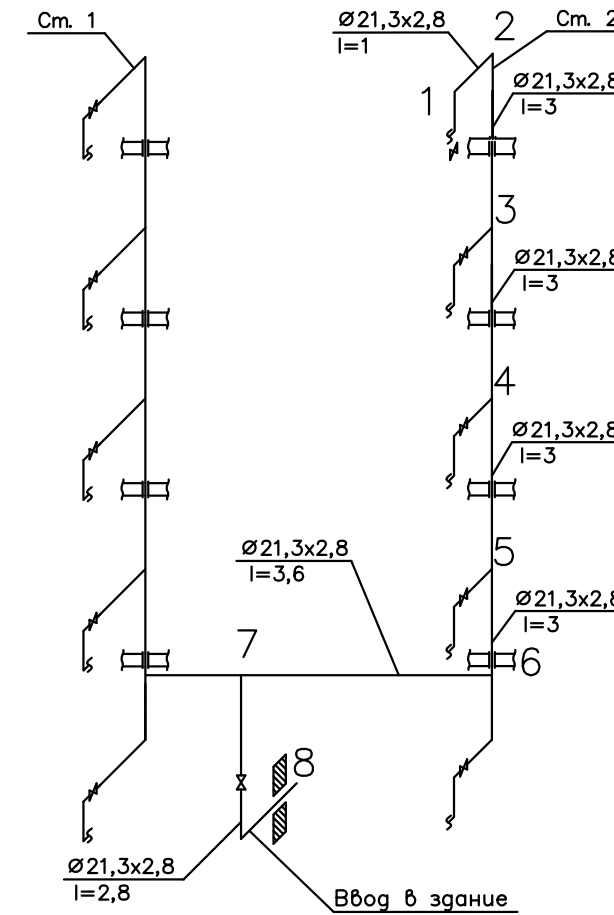
Номограмма для определения потерь давления в стальных газопроводах



План этажа М 1:100

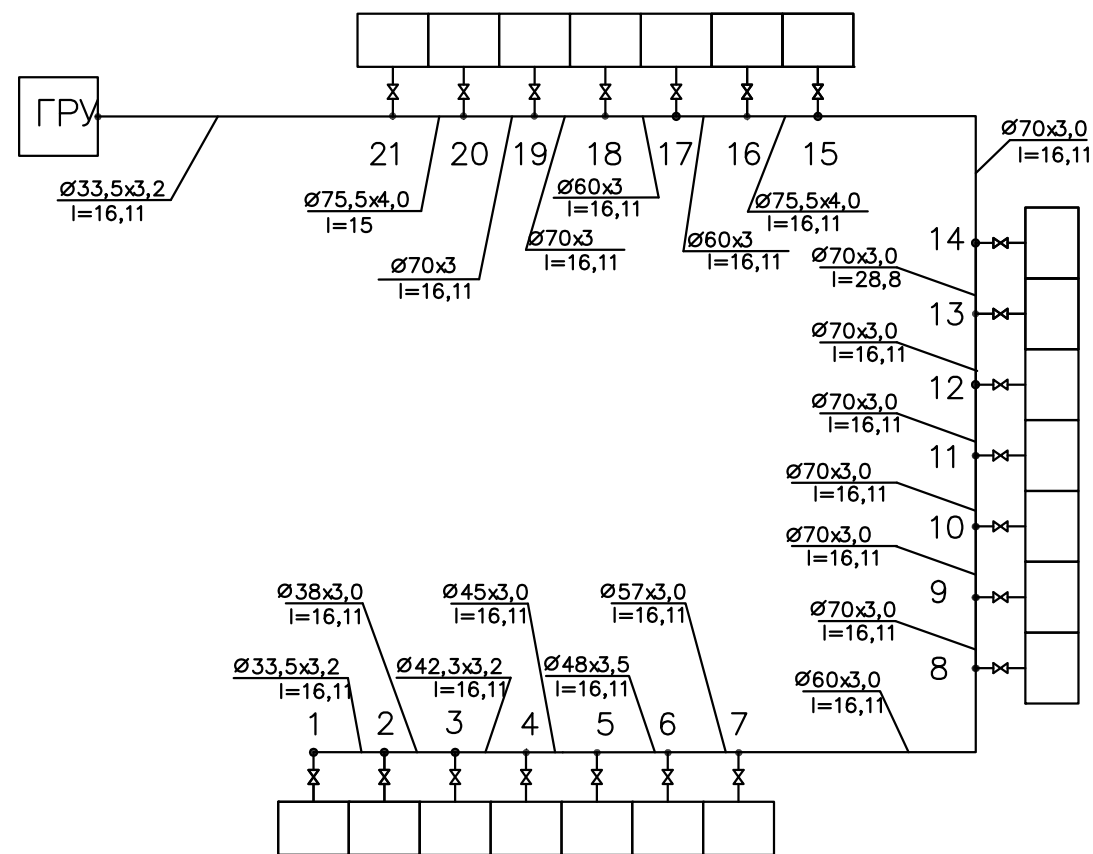


Аксанометрическая схема внутридомового газопровода.

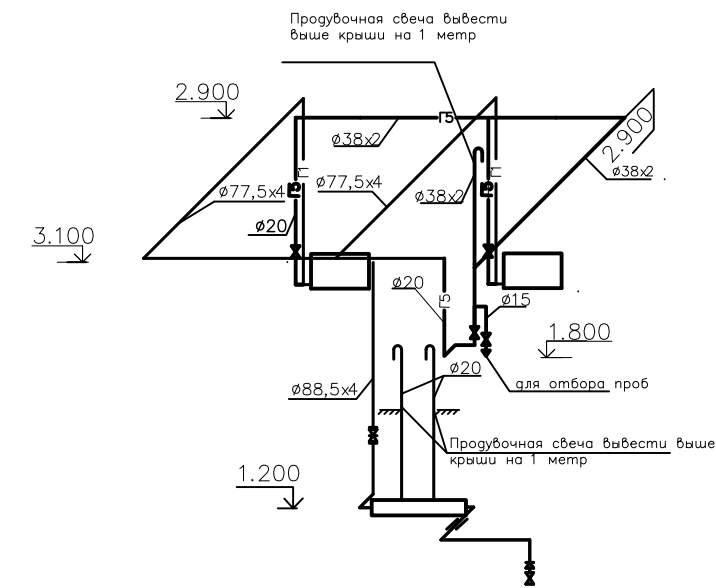


						БР-08.03.01.05-2020 ГС			
						Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недоп.	Погр.	Дата	Снабжение сжиженным газом жилого района и АО "Тесла"	Стация	Лист	Листов
							У	1	5
Разработал	Александров Е.В.					Схема генерального плана газонаполнительной станции	Кафедра ИСЗиС		
Руководит.	Авласевич А.И.								
Н. контр.	Авласевич А.И.								
Зав. каф.	Матюшенко А.И.								

Схема внутриквартирного газопровода.



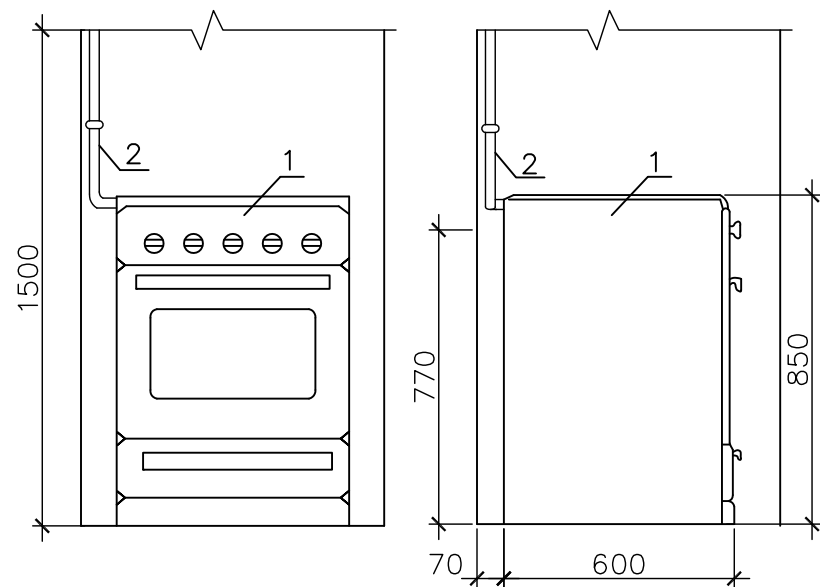
АксонOMETрическая схема внутрикотельного газопровода



Условные обозначения

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

Плита бытовая газовая

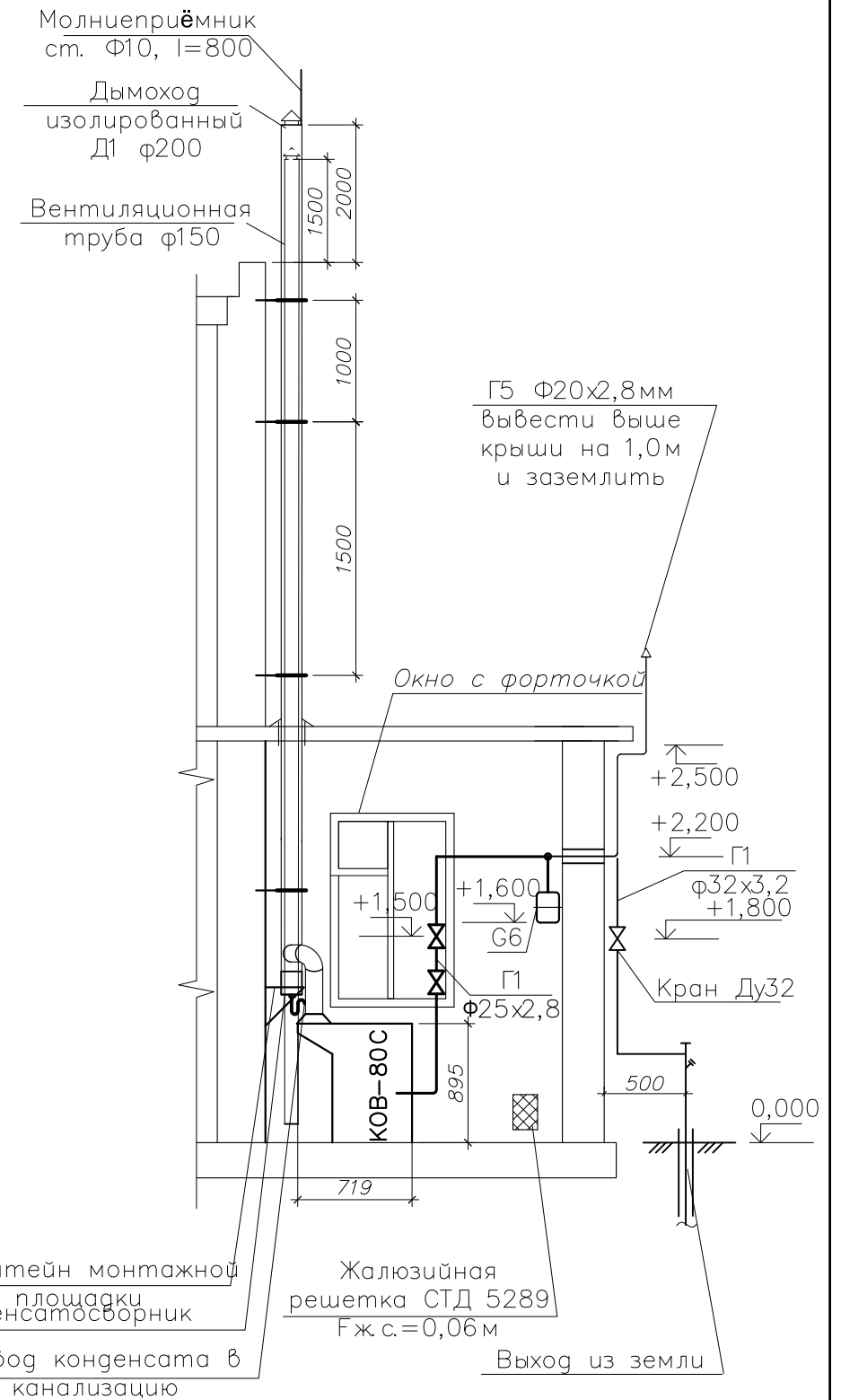
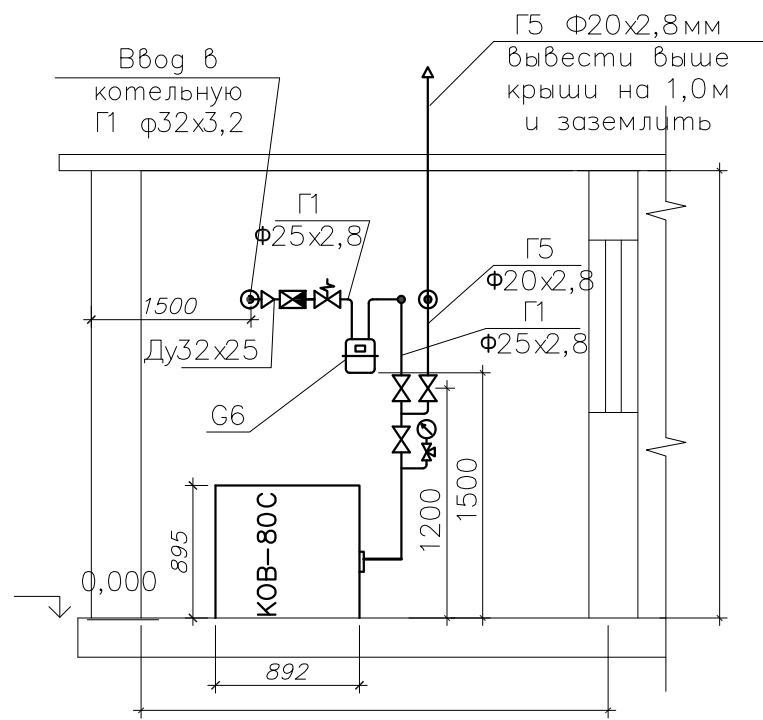
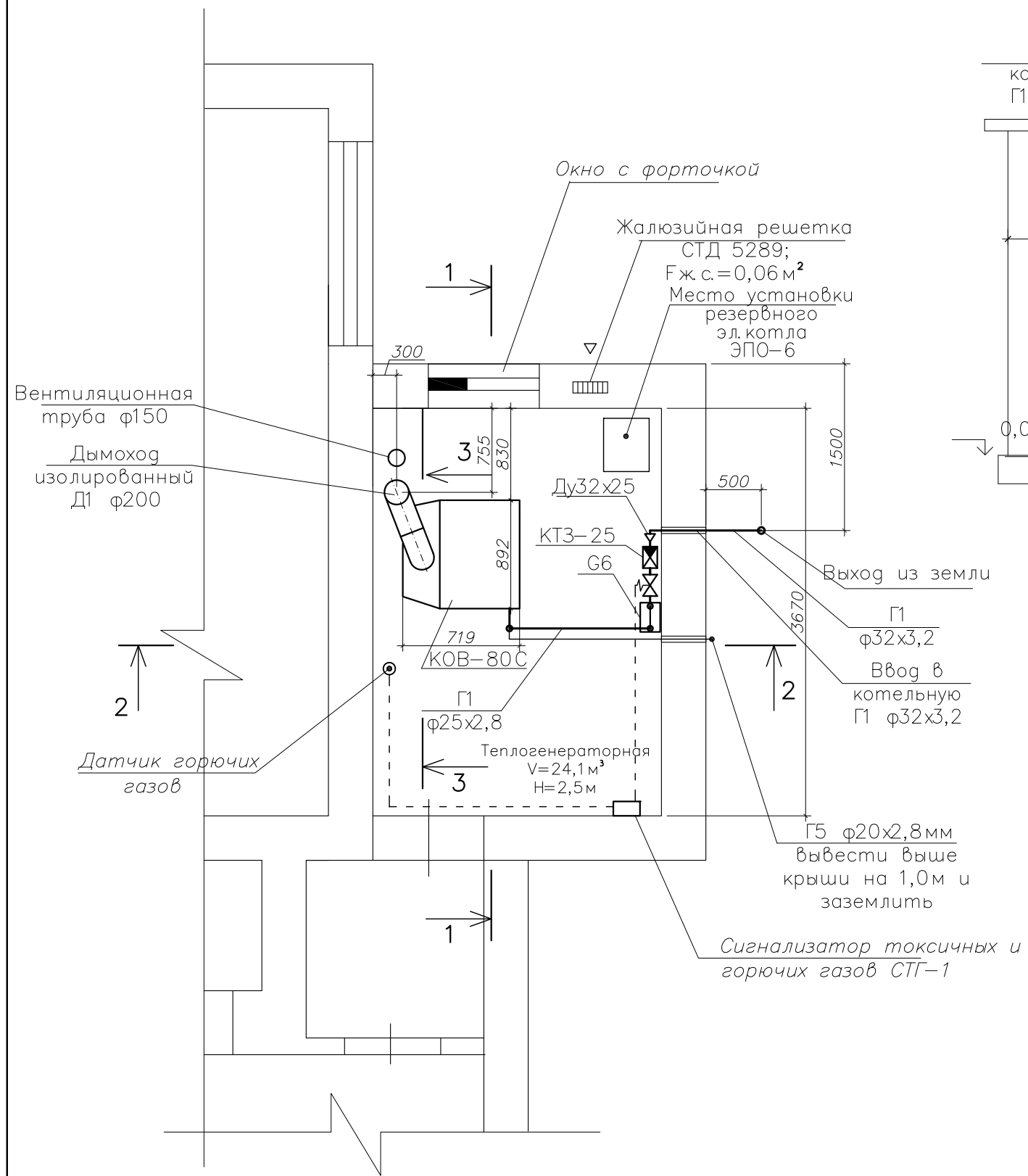


- 1 – Плита бытовая газовая гост 10798–77
- 2 – Труба водогазопроводная

						БР–08.03.01.05–2020 ГС			
						Сибирский федеральный университет Инженерно–строительный институт			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Разработал	Александров Е.В.					Снабжение сжиженным газом жилого района и АО "Тесла"	Стадия	Лист	Листов
Руководит.	Авласевич А.И.						У	2	5
Н. контр.	Авласевич А.И.					Схема генерального плана газонаполнительной станции	Кафедра ИСЗиС		
Зав. каф.	Матюшенко А.И.								

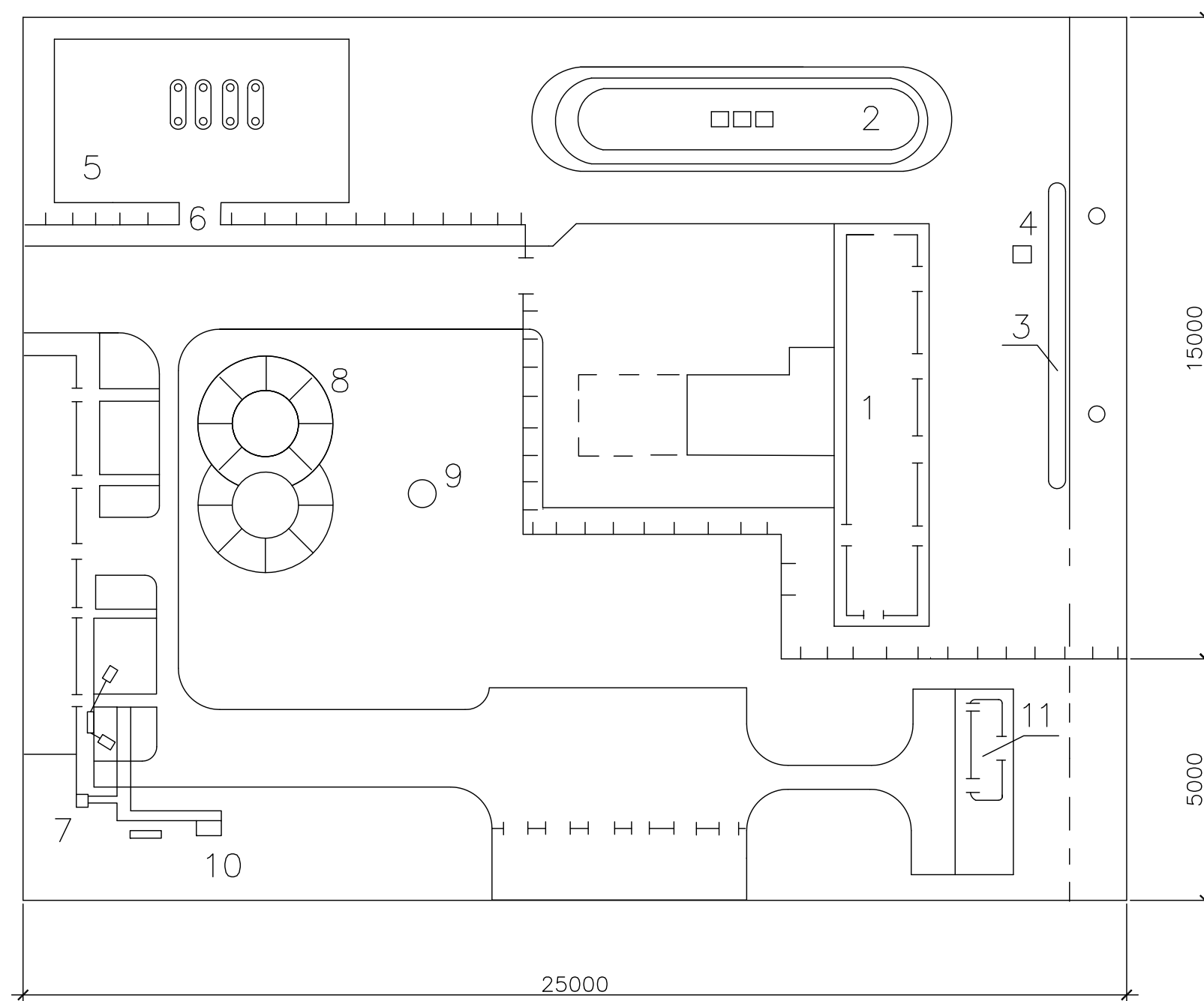
План котельной М 1:50 Разрез 1-1 М 1:50

Разрез 2-2 М 1:50



						БР-08.03.01.05-2020 ГС			
						Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погн.	Дата	Снабжение сжиженным газом жилого района и АО "Тесла"	Стация	Лист	Листов
Разработал	Александров Е.В.						У	3	5
Руководит.	Авласевич А.И.					Схема генерального плана газонаполнительной станции	Кафедра ИСЗиС		
Н. контр.	Авласевич А.И.								
Зав. каф.	Матюшенко А.И.								

Схема генерального плана газонаполнительной станции

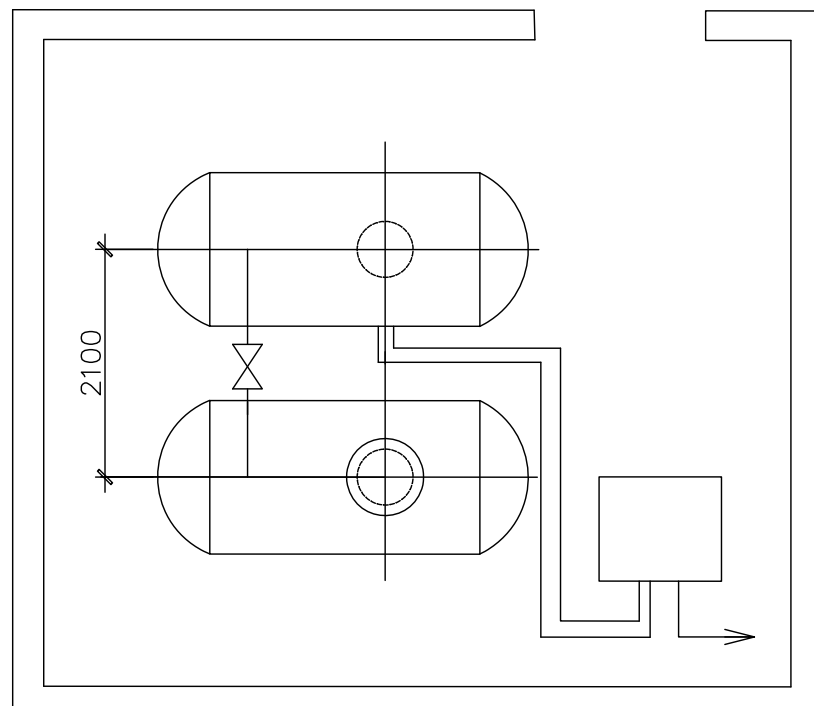


Экспликация

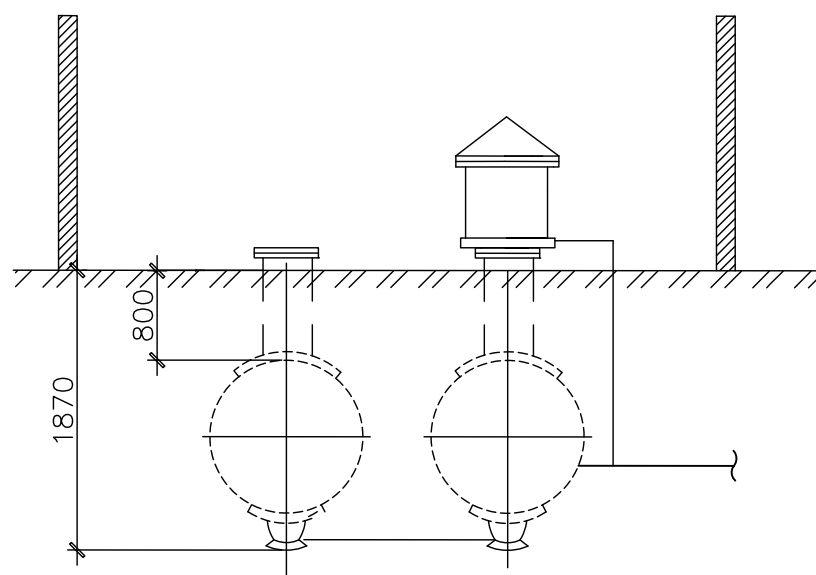
Поз.	Наименование
1	Наполнительный цех
2	Резервуар для хранения сжиженного газа 3 шт.
3	Эстакада для слива сжиженного газа из железнодорожных цистерн
4	Сливные резервуары 1 шт.
5	Автоколонки 4 шт.
6	Автовесы
7	Трансформаторная подстанция
8	Резервуар для воды
9	Водонапорная башня
10	Генераторная
11	Материальный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

БР-08.03.01.05-2020 ГС						
Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недоп.	Подп.	Дата	
Разработал	Александров Е.В.					
Руководит.	Авласевич А.И.					
Снабжение сжиженным газом жилого района и АО "Тесла"				Стадия	Лист	Листов
				У	4	5
Н. контр.				Авласевич А.И.		
Зав. каф.				Матюшенко А.И.		
Схема генерального плана газонаполнительной станции				Кафедра ИСЗиС		

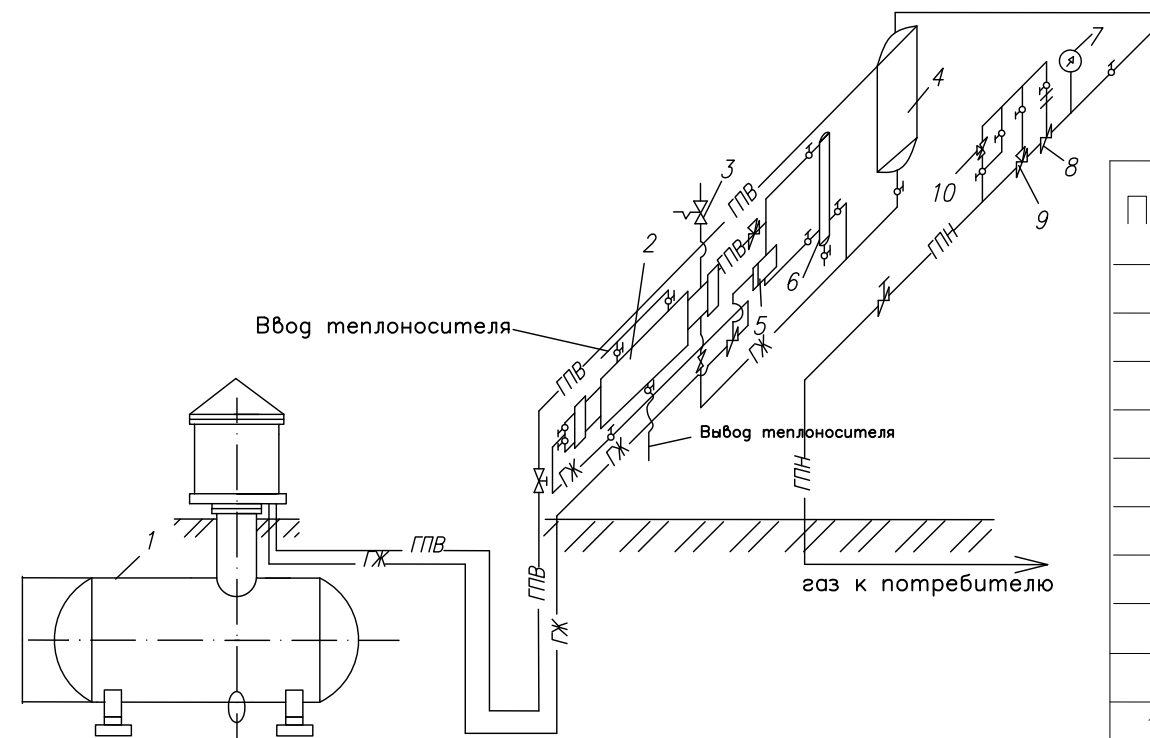
План на отм. +0,000



Разрез А-А



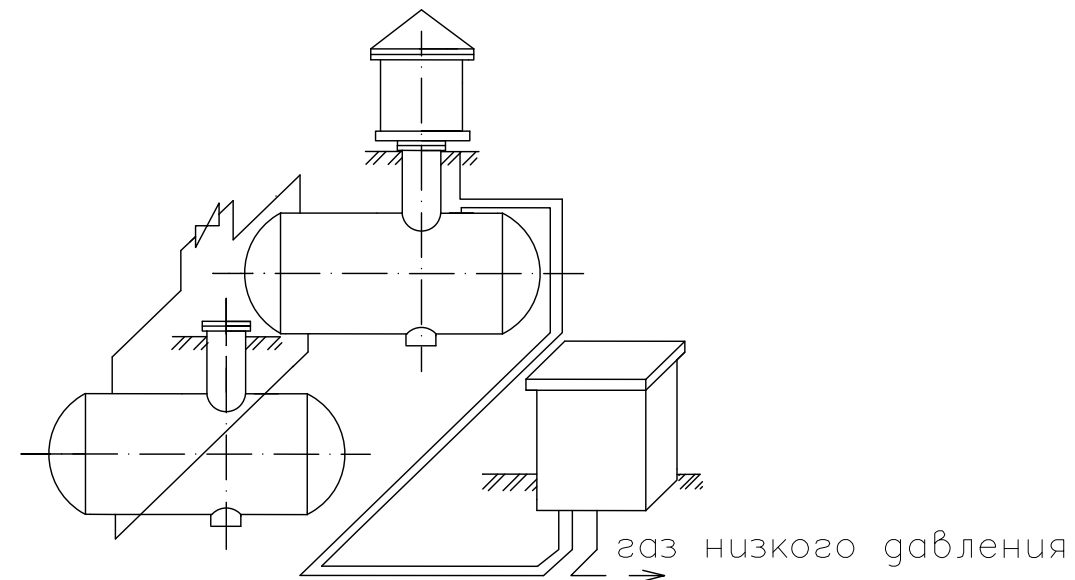
Компановка резервуара с форсуночным испарителем



Экспликация

Поз.	Наименование
1	Подземный резервуар
2	Форсуночный испаритель
3	Предохранительный сбросной клапан
4	Ресивер
5	Поплавковый регулятор
6	Конденсатосборник
7	Монометр
8	Предохранительный запорный клапан
9	Регулятор давления
10	Трехходовой клапан


Схема обвязки резервуаров



						БР-08.03.01.05-2020 ГС			
						Сибирский федеральный университет Инженерно-строительный институт			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Погп.	Дата	Снабжение сжиженным газом жилого района и АО "Тесла"	Стадия	Лист	Листов
							У	5	5
						Схема генерального плана газонаполнительной станции		Кафедра 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

Снабжение сжиженным газом жилого района и АО "Тесла"
тема

Руководитель


подпись, дата

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

А. И. Авласевич
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

Е. В. Александров
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