

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

Инженерно-строительный институт  
институт  
Инженерные системы зданий и сооружений  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Г.В. Сакаш  
подпись                      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01.05

код – наименование направления

Газоснабжение сжиженным газом п. Алексеевка и АО «Сталь»  
тема

Руководитель

\_\_\_\_\_   
подпись, дата

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

А.И. Авласевич  
инициалы, фамилия

Выпускник

\_\_\_\_\_   
подпись, дата

А.А. Барышников  
инициалы, фамилия

Красноярск 2017

Продолжение титульного листа МД/ДП/ ДР/БР по теме:  
«Газоснабжение сжиженным газом п. Алексеевка и АО «Сталь»»

Консультанты по  
разделам:

ТВИС

наименование раздела

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.И. Авласевич

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.И. Авласевич

инициалы, фамилия

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

Инженерно-строительный институт  
институт  
Инженерные системы зданий и сооружений  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Г.В. Сакаш  
подпись                      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме выпускной квалификационной работы**

Студенту Барышникову Александру Алексеевичу

фамилия, имя, отчество

Группа ИЭ 13-11 Направление (специальность) 08.03.01.00. 005

номер

код

«Теплогасоснабжение и вентиляция»

Наименование

Тема выпускной квалификационной работы

«Газоснабжение сжиженным газом п. Алексеевка и АО «Сталь»»

Утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Руководитель ВКР

А.А. Авласевич, доцент кафедры Инженерных систем зданий и сооружений,  
Кандидат технических наук, ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный  
университет», Инженерно-строительный институт

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР: П. Алексеевка, население, 62200 ч., плотность  
населения 400 ч/Га, газ (пропан, бутан), газопотребление, коэффициент  
семейности 3,7, генплан района, генплан жилого дома

Перечень разделов ВКР: Расчет годового газового потребления, расчет  
газонаполнительной станции, расчет групповой резервуарной  
установки, расчет внутриквартального газопровода, расчет  
внутридомового газопровода, расчет котельного газопровода,  
технологии возведения инженерных систем

Перечень графического материала: Схема генплана ГНС, схема  
внутриквартального газопровода, план этажа, ГРУ, план котельной,  
монтажная схема обвязки резервуаров

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_

подпись

А.И. Авласевич

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_

подпись,

А.А. Барышников

инициалы и фамилия студента

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	8
1. Расчет годового газового потребления .....	11
1.1. Расчет численности населения .....	12
1.2. Расчет газопотребления .....	13
2. Расчет газонаполнительной станции.....	15
2.1. Расчет резервуарного парка ГНС .....	17
2.2. Расчет резервуаров и эстакады .....	18
2.3. Расчет предохранительно-запорных клапанов .....	19
2.4. Расчет насосно-компрессорного отделения .....	21
2.5. Расчет числа баллонов .....	24
2.6. Расчет числа автомобилей для перевозки баллонов.....	25
3. Расчет групповой резервуарной установки.....	27
3.1. Расчет ГРУ с искусственным испарением .....	29
4. Расчет внутриквартального газопровода .....	32
4.1 Расчетная схема газопровода.....	35
5. Расчет внутридомового газопровода .....	36
6. Расчет внутрикотельного газопровода .....	40
6.1. Котел REX 25.....	41
6.2. Расчет ГРУ для котельной.....	43
6.3. Принцип действия змеевикового испарителя .....	44
7. Технологии возведения инженерных систем.....	45
7.1.Монтаж систем внутреннего газоснабжения.....	45

7.1.1	Подготовительные работы.....	44
7.1.2	Монтажные работы.....	45
7.1.3	Испытание внутреннего газопровода.....	47
7.2	Монтаж подземного газопровода.....	48
7.2.1	Подготовительные работы.....	48
7.2.2.	Земляные работы.....	50
7.2.3.	Сборка и сварка труб в звенья.....	51
7.3	Монтаж трубопроводов.....	51
7.4	Предварительное испытание газопровода.....	51
7.5	Монтаж резервуаров.....	52
7.6	Изоляция газопровода.....	54
7.7	Благоустройство трассы.....	54
7.8	Окончательное испытание газопровода.....	55
7.9	Определение объема земляных работ.....	55
7.10	Выбор комплекта машин и оптимального варианта.....	58
	Заключение.....	63
	Перечень сокращений.....	64
	Список использованных источников.....	65
	Приложение А.....	66

Исполнение календарного графика ВКР студента Барышников А. А.

Ф.И.О. студента	Тема ВКР	Руководитель	Процент готовности	Подпись руководителя
Барышников Александр Алексеевич	Газоснабжение сжиженным газом п. Алексеевка и АО «Сталь»	Авласевич Александр Иванович, к.т.н.	10.06.2017 норма 80%	_____%  _____ (подпись)
Руководитель преддипломной практики <u>Панфилов Виталий Иванович</u> Допущен к защите «____» июня 2017 г.				

## Сделать реферат и отправить все авласу

\Во время преддипломной практики я выполнил выпускную квалификационную работу по теме «Газоснабжение сжиженным газом района п. Алексеевка и АО «Сталь»»

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

Объектом разработки является жилой район п. Алексеевка с населением 6200 жителей.

Сначала был произведен расчет годового газового потребления, приблизительно он составил 10000кг на 6200ч.

Затем рассчитали газонаполнительную станцию и парк ГНС, с чем проблем у меня не возникло.

Следующим расчетом, был расчет числа газовых баллонов и их количество составило 141шт. и 3 грузовых автомобиля для их транспортировки.

Объектом разработки является жилой район п. Алексеевка с населением 3880 жителей.

Произведен гидравлический расчет систем газоснабжения, также произведен расчет групповых резервуарных установок с искусственным и естественным испарением.

Рассчитан внутридомовой, внутриквартальный и внутрикотельный газопровод и подобраны необходимые диаметры труб для прокладки.

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 удастся 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 использованием 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%). 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.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Бунчук, В. Н. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа: - М.: Недра, 1977. - 366с.

2 Преображенский, Н. И. Сжиженные углеводородные газы: - Ленинград: Недра, 1975.- 276с.

3 Стаскевич, Н.Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа.- Ленинград: Недра, 1986 .- 767с.

4 Ионин, А. А. Газоснабжение: учебник /А.А.Ионин.-М.: Стройиздат, 1989-440с.

5 СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная версия СнИП 42-01-2002.- Введ.20.05.2011. – М.: ОАО ЦПП, 2011.-70с.

6 Строительные нормы и правила СНИП III-29-04. Часть III Правила производства работ. Глава 29, Газоснабжение. Внутренние устройства, Наружные сети и сооружения.

7 Рябцев, Н. И. Газовое оборудование, приборы и арматура: -М.: Недра, 1985.-527с.

8 Дикман , Л.Г. Организация жилищно-гражданского строительства: - М.: Стройиздат,1990.-495с.

9 Сосков, В.И. Технология монтажа и заготовительные работы: -М.: Высшая школа, 1989.-344с.

10 Черемушкин, П.А. Технология и организация строительства/ П.А. Черемушкин, А.П. Шальнов.- М.: Высшая школа, 1970.-576с.

11 Астаев,С.С. Технология, механизация и автоматизация строительства: -М.: Высшая школа, 1990.- 592с.

## ВВЕДЕНИЕ

Газ - промышленное сырье. Газ составляет 50% в структуре баланса первичных энергоносителей в стране и будет оставаться основным топливным ресурсом. 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.

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 удастся 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 ниверсальной 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 населенным пунктом, 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 поселка. Все виды 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.

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, разработанных 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 данной работе 4600 МДж/год чел., принимают из [7]

### 1.1 Расчет численности населения

Определяем количество человек, проживающих в городе:

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

где  $m$  - плотность населения, 400 чел/га,

$F$  - площадь квартала, га

Расчет численности населения сводим в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Расчет численности населения

№ Квартала	Площадь квартала, га	Плотность населения, чел./га	Количество проживающих человек
1	4,55	400	1820
2	2,86	400	1144
3	4,16	400	1664
4	2,86	400	1144
5	8,75	400	3500
6	11,4	400	4560
7	3,61	400	1444
8	1,69	400	676
9	1,69	400	676
10	6,25	400	2500
11	6,16	400	2464
12	11,96	400	4784
13	10,25	400	4100
14	4,77	400	1908
15	5,25	400	2100
16	5,25	400	2100
17	7,25	400	2900
18	13,94	400	5576
19	5,55	400	2220
20	6,82	400	2728
21	15,48	400	6192
22	4,55	400	1820
23	4,75	400	1900
24	6,63	400	2652
Сумма			62572

## 1.2 Расчет газопотребления

По нормам расхода из [7] делаем расчет годового газопотребления всеми газопотребителями. Учитывая запас мощности ГНС в размере 40% на перспективу от годового газопотребления.

Расчет газового потребления жилым районом сводим в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 - Расчет газового потребления жилым районом

Назначение расходуемого газа	Количество потребителей	Норма расхода на 1 человека			Расход газа	
		кДж	м <sup>3</sup>	кг	м <sup>3</sup>	кг
При наличии газовой плиты и ЦГВС	50057,6	7300·10 <sup>3</sup>	75,4	161,13	3774343,04	8065781,1
При наличии газовой плиты и газового водоподогревателя	3128,6	4240·10 <sup>3</sup>	43,8	93,58	137032,68	292774,4
Суммарный расход газа					3911375,72	8358555,5
Суммарный расход с учетом перспективы развития жилого района					4693650,86	10030266,6

Для того чтобы заполнить таблицу 1.2 необходимо выполнить следующие расчеты:

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

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

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

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

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

$$\rho_{\text{пр}}^{\text{газ}} = 1,872, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$$\rho_{\text{бут}}^{\text{газ}} = 2,519, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

$$\rho_{\Gamma} = 0,8 \cdot 1,872 + 0,2 \cdot 2,519 = 2,0014, \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

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

$$\rho_{жс} = \kappa_{пр} \cdot \rho_{пр}^{жс} + \kappa_{бут} \cdot \rho_{бут}^{жс}, \quad (1.3)$$

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

$$\rho_{пр}^{жс} = 528, \text{ кг}/\text{м}^3$$

$$\rho_{бут}^{жс} = 601, \text{ кг}/\text{м}^3$$

$$\rho_{жс} = 0,8 \cdot 528 + 0,2 \cdot 601 = 542,6, \text{ кг}/\text{м}^3$$

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

$$Q_H^P = \kappa_{пр} \cdot Q_{р(пр.м.)}^H + \kappa_{бут} \cdot Q_{р(бут.м.)}^H, \quad (1.4)$$

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

$$Q_{р(пр.м.)}^H = 91321, \text{ кДж}/\text{м}^3$$

$$Q_{р(бут.м.)}^H = 118736, \text{ кДж}/\text{м}^3$$

$$Q_H^P = 0,8 \cdot 91321 + 0,2 \cdot 118530 = 96804 \text{ кДж}/\text{м}^3$$

Низшая теплота сгорания массовая,  $\text{кДж}/\text{кг}$  :

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

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

$$Q_{р(пр.м.)}^H = 45273, \text{ кДж}/\text{кг}$$

$$Q_{р(бут.м.)}^H = 47431, \text{ кДж}/\text{кг}$$

$$Q_H^P = 0,8 \cdot 4273 + 0,2 \cdot 45431 = 45304,6 \text{ кДж}/\text{кг}$$

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<sup>3</sup>

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<sub>3</sub>H<sub>8</sub> и C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>), 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

Для хранения сжиженных газов на ГНС используют горизонтальные цилиндрические резервуары вместимостью 50 м<sup>3</sup>, устанавливаемые над землей и под землей. В данном проекте принята подземная установка резервуаров на ГНС по следующим причинам:

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

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

Общий объем хранения газа на ГНС:

$$V = \frac{Q_{год} \cdot n}{365 \cdot \rho_{ж} \cdot k}, \text{ м}^3, \quad (2.1)$$

где  $Q_{год}$  - годовое потребление (массовое количество) газа, кг;

$n$  - принятый запас хранения, сут.; приняли 5;

$k$  - коэффициент заполнения резервуара 0,85-0,9 (для подземного размещения равен 0,9);

$\rho_{ж}$  - плотность жидкой фазы;

$$V = \frac{100302666 \times 5}{365 \times 542,6 \times 0,9} = 281,4, \text{ м}^3$$

Необходимое количество резервуаров при единичном объеме одного резервуара:

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

где  $V$  - запас сжиженного газа на ГНС, м<sup>3</sup>;

$V_p$  - объем принятого к установке резервуара равный 50 м<sup>3</sup>;

$$m = \frac{281,4}{50} = 6, \text{ шт.}$$

## 2.2 Расчет резервуаров и 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

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

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

$G$  – масса газа в одной цистерне , равна 32,1 т,

$$N = \frac{10030266,6}{360 \cdot 32,1 \cdot 10^3} = 1$$

С учетом развития ГНС и газификации принимаем 2 сливные эстакады.

## 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 является 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  $\sigma$  - максимально возможная пропускная способность клапана, кг/ч;  
 $\alpha$  - коэффициент расхода газа клапаном равный 0.6;  
 $B$  - коэффициент учитывающий расширение среды;  
 $P_1$  - максимальное избыточное давление газа перед клапаном, МПа;  
 $P_2$  - избыточное давление за предохранительным клапаном, МПа;  
 $\rho$  - плотность газа при рабочих параметрах  $P_1$  и  $t_1$ , кг/м<sup>3</sup>;

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  $\rho_n$ ,  $T_n$ ,  $P_n$  - плотность, температура и давление при нормальных условиях - 2.29 кг/м<sup>3</sup>, 273 К, 10332 кг/м<sup>2</sup>;

$P_1$ ,  $T_1$  - давление и температура в рабочих условиях - 23000 кг/м<sup>2</sup>, 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

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

где  $K$  - коэффициент теплопередачи от окружающего горячего воздуха через стенку неизолированного резервуара к жидкости равный 23,2 Вт/м<sup>2</sup>ч<sup>0</sup>С;

$F$  - наружная поверхность резервуара равная 1480м<sup>2</sup>;

$t_b$  - температура окружающей среды равная 550°C;

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

$q$  - 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:

$$F_c = \frac{142333}{15,9 \times 0,6 \times 0,72 \times ((2,3 - 0)4,64)^{1/2}} = \frac{142333}{22,439} = 634, \text{ мм}^2,$$

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 пружинный клапан марки ППК4-16,  $d_y=50$  мм,  $d_c=50$  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<sup>2</sup>.

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  $V_T=51\text{ м}^3$ , 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

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

где  $K_1$ -коэффициент, равный 40;

$F$ -поверхность зеркала конденсации,  $\text{м}^2$ ;

$r$ - скрытая теплота парообразования,  $\text{ккал/кг}$ ;

$\Delta P$ - перепад давления,  $\text{кгс/ см}^2$ .

Скорость движения жидкости в сливном трубопроводе:

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

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

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

Гидравлическое сопротивление трубопровода определяем по формуле

$$\Delta P_T = \frac{\ell_T}{d_T} \lambda \cdot \rho \frac{w_{\text{ж}}^2}{2 \cdot g} \text{ кгс/м}. \quad (2.10)$$

где  $\lambda$  - коэффициент гидравлического трения трубы, равный 0,02;

$\rho$  – плотность смеси,  $\text{кг/м}^3$ .

$$\Delta P_T = 0,02 \times \frac{250}{0,1} \times \frac{538,95 \times 2,16^2}{2} = 0,64, \text{ кгс/м}^2.$$

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

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  $\tau_{cp} = \tau / 2 = 1$  ч.

$$G_{ч} = \frac{3 \times 40 \times 28 \times 2,5}{80 \times \sqrt{1}} = 105, \text{ кг/ч.}$$

Работа компрессора в первые 5 минут будет равна:

$$G_{ч}^{нач} = \frac{3 \times 40 \times 28 \times 2,5}{80 \times \sqrt{0,083}} = 364, \text{ кг/ч.}$$

Таким образом, производительность компрессора должна быть более 105 кг/ч, но не должна превышать 364 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

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 рампой. После взвешивания устанавливают движок с рейки весов на цифру, указывающую массу баллона и допустимое количество газа, затем открывают вентиль, который, наполнив баллон, закрывают, отсоединяют трубку, 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 0,064т;

$$G_{\text{сут}} = \frac{10030,26 \cdot 0,1}{365} = 2,75, \text{ т/сут}$$

$$N_{\text{к}} = \frac{2,75}{0,021} \approx 131, \text{ шт.}$$

Необходимое количество баллонов в сутки составляет 131 штук.

## **2.6. 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. Определяем число автоцистерн:

$$A_o^H = \frac{V_c}{V_{ц} \cdot n}, \quad (2.14)$$

где  $V_c$  - среднесуточный расход сжиженного газа, м<sup>3</sup>;  
 $V_{ц}$  - полезный объем, для АЦТ – 8 – 130, 6,2 м<sup>3</sup>;  
 $n$  – число рейсов в сутки.

$$n = t : (2 \cdot l : c + 2 \cdot t_1), \quad (2.15)$$

где  $t$  - время работы в сутки, 5 ч;  
 $l$  - расстояние от ГНС до потребителя, 5 км;  
 $c$  - средняя техническая скорость автомобиля, 30 км/ч;  
 $t_1$  - время погрузки – разгрузки, 1 ч.

$$n = 5 : (2 \cdot 5 : 30 + 2 \cdot 1) = 2,6 \Rightarrow n = 3$$

$$V_c = G \times (90/100) \quad (2.16)$$

$$V_c = 100302666 = 902723994$$

$$A_o^H = \frac{902723994}{6,2 \cdot 3} = 485335$$

Определяем количество заправочных колонок:

$$n_k = V_c : (q \cdot k \cdot r), \quad (2.17)$$

Где  $q$  - расчетная производительность колонки, 5 т/ч;  
 $k$  - коэффициент использования автотранспорта, 0,65;  
 $r$  - время работы колонки, 8ч;

$$n_k = 34 : (5 \cdot 0,65 \cdot 8) = 2$$

Определяем средний объем перевозок:

$$q_1 = (q \cdot n), \quad (2.18)$$

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

$$q_1 = (0,8 \cdot 2) = 1,6$$

Определяем необходимый объем перевозок в сутки, т:

$$q_2 = (Q \times k \times k_1) / N, \quad (2.19)$$

где  $Q$  - объем реализации газа за год, т;

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

$k$  – коэффициент неравномерности, 1,15;

$$q_2 = (10030,26 \times 1,15 \times 0,1) / 320 = 3,6$$

Определяем требуемое число автомобилей типа «клетка», шт:

$$A_o'' = \frac{q_2}{q_1} = \frac{3,6}{1,6} = 3, \text{ шт.} \quad (2.20)$$

### 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 5м<sup>3</sup>. Групповая установка - это установка двух и более подземных резервуаров с редуцированными 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 редуционной 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 м<sup>3</sup> 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 искусственным испарением

В настоящее время на нужды населения и коммунально-бытовые предприятия все больше отпускается газовой смеси с повышенным содержанием бутана до 70%. Такая смесь уменьшает производительность ГРУ при естественном испарении, такая температура кипения бутана всего лишь 0.5°C. Требуется большое количество резервуаров, что сильно удорожает строительство ГРУ.

Выпущено много типов испарителей сжиженного газа, которые могут существенно повысить производительность ГРУ и уменьшить число резервуаров. Такие ГРУ используются в следующих случаях:

- подземные и надземные ГРУ не обеспечивают требуемой производительности;
- по условиям технологического процесса необходимо подать газ постоянного состава по теплоте и плотности;
- необходима надежность обеспечения газом установок, работающих на резко переменных режимах потребления газа;
- в зимнее время используется газ летних марок, т.е. с повышенным содержанием  $C_4H_{10}$ .

В зависимости от количества требуемого газа испарители могут быть различной мощности.

Если производительность испарителя не более 200 м<sup>3</sup>/ч, его можно монтировать непосредственно на емкости. Если больше, то нужно строить помещение для испарителя.

Испарители делятся по виду теплоносителя, по мощности. Выбор испарителя для групповой установки производится на основании расчета требуемой производительности групповой установки.

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

$$\sigma = \frac{n \cdot q_{\text{зод}} \cdot K_H \cdot K_{\text{ч}}^H}{Q_H^P \cdot 365}, \quad (3.1)$$

где  $Q_H^P$  - теплота сгорания газа, кДж/кг.

$$\sigma = \frac{1444 \cdot 4246 \cdot 10^3 \cdot 1.4 \cdot 0.12}{453046 \cdot 365} = 59,29 \text{ кг/ч.}$$

Требуемое количество испарителей:

$$N_u = \frac{\sigma}{\sigma_u}, \quad (3.2)$$

$$N_u = \frac{59,29}{60} = 2 \text{ испарителя}$$

где  $\sigma_u$  - паспортная производительность одного испарителя, выбранного по технико-экономическим показателям с учетом климатических условий их эксплуатации.

Принимаем испаритель: емкостный типа погруженный электрический (РЭП) производительность которого равна 30 кг/ч, из /4/.

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

$$N = \frac{Z \cdot \sigma_{\text{сут}}}{V_{\text{рез}} \cdot \rho_{\text{ж}}} \quad (3.3)$$

где  $Z$ - число суток между очередными заправками резервуаров газом;

$V_{\text{рез}}$  - полезная емкость одного резервуара, м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{ж}}$ - плотность жидкого пропан-бутана, кг/м<sup>3</sup>.

$Z$  - принимается в зависимости от радиуса обслуживания качества автомобильных дорог и климатических условий от 7 до 30 суток.

$$N = \frac{20 \cdot 518,35}{5 \cdot 542,6} = 4 \text{ резервуара}$$

Среднесуточный расход газа:

$$\sigma_{сут} = \frac{q_{год} \cdot K_u \cdot n}{Q_H^p \cdot 365}, \quad (3.4)$$

$$\sigma_{сут} = \frac{4240 \cdot 10^3 \cdot 1.4 \cdot 1444}{45304,6 \cdot 365} = 518,35 \text{ кг/сут.}$$

Регазификатор электрический подземный РЭП-5.0А 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 являются: фракционный характер испарения смеси сжиженных газов, присущий групповым резервуарным установкам с естественным испарением; 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.

#### 4 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 м<sup>3</sup>/ч:

$$Q_r = \sum K_0 \frac{g_i}{Q^p} n_i, \quad (4.1)$$

В начале расчета определяем количество жителей в одном доме:

$$N_{\text{ж.1секц.}} = n_{\text{кв.секц.}} \times K_{\text{сем}} \times m_{\text{эт}}, \quad (4.2)$$

где K- коэффициент семейности (по заданию);

$N_{\text{кв.секц.}}$  - количество квартир в подъезде:

$$N_{\text{ж.1секц.}} = 4 \times 3,7 \times 5 = 74$$

$N_{\text{кв.}}$  1444 - количество жителей квартала.

Определяем число секций:

$$m_{\text{секц.}} = N_{\text{кв.}} / N_{\text{ж.1секц.}}, \quad (4.3)$$

$$m_{\text{секц.}} = 1444 / 74 = 20$$

Длины участков замеряются по плану.

Расчетная длина:

$$L_p = 1,1 \cdot L, \text{ м} \quad (4.4)$$

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 как:

$$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp} = \frac{250}{\Sigma L_p}, \text{ Па/м} \quad (4.5)$$

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  $\Delta P$ .

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

Расчеты сводим в таблицы 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1 – Расход газа для участков внутриквартирного газопровода

Номер участка	Ассортимент прибора	Число квартир	$K_0$	$Q_p, \text{ м}^3/\text{ч}$
21-20	20П4	20	0,235	1,942
20-19	40П4	40	0,227	3,751
19-18	60П4	60	0,22	5,454
18-17	80П4	80	0,214	7,074
17-16	100П4	100	0,21	8,677
16-15	120П4	120	0,21	10,412
15-14	140П4	140	0,21	12,148
14-13	160П4	160	0,21	13,883
13-12	180П4	180	0,2	15,619
12-11	200П4	200	0,2	17,355
11-10	220П4	220	0,2	18,181
10-9	240П4	240	0,2	19,834
9-8	260П4	260	0,19	20,412
8-7	280П4	280	0,19	21,983
7-6	300П4	300	0,19	23,553
6-5	320П4	320	0,19	25,123
5-4	340П4	340	0,18	25,288
4-3	360П4	360	0,18	26,776
3-2	380П4	380	0,18	28,263
2-ГРУ	400П4	400	0,18	29,751
				$\Sigma 335,48$

Таблица 4.2 – Гидравлический расчет внутриквартального газопровода.

№ участка	Расчетный расход газа $Q_p$ , $m^3/ч$	Длина участка $L$ , м	Расчетная длина $L_p$ , м	Диаметр газопровода $d$ , мм	Удельная потеря давления $(\Delta P/l)_d$ , Па/м	Потери давления $\Delta P$ , Па
21-20	1,942	15	16,5	36x3	0,33	5,45
20-19	3,751	15	16,5	48x3,5	0,5	8,25
19-18	5,454	15	16,5	60x3	0,34	5,61
18-17	7,074	15	16,5	60x3	0,4	6,60
17-16	8,677	60	66	60x3	0,7	46,20
16-15	10,412	15	16,5	70x3	0,4	6,60
15-14	12,148	15	16,5	70x3	0,5	8,25
14-13	13,883	15	16,5	76x3	0,36	5,94
13-12	15,619	15	16,5	76x3	0,5	8,25
12-11	17,355	20	22	83x3	0,35	7,70
11-10	18,181	15	16,5	83x3	0,36	5,94
10-9	19,834	15	16,5	83x3	0,5	8,25
9-8	20,412	15	16,5	83x3	0,55	9,08
8-7	21,983	15	16,5	88,5x4	0,5	8,25
7-6	23,553	60	66	89,3x3	0,4	26,40
6-5	25,123	15	16,5	89,3x3	0,4	6,60
5-4	25,288	15	16,5	89,3x3	0,4	6,60
4-3	26,776	15	16,5	89,3x3	0,48	7,92
3-2	28,263	15	16,5	95x4	0,53	8,75
2-ГРУ	29,751	100	110	95x4	0,55	60,50
			528			243,43

Расчет выполнен, т.к. 243,43 Па < 250 Па.

## 4.1 Расчетная схема газопровода

Расчетная схема внутриквартильного газопровода изображена на рисунке 4.1.

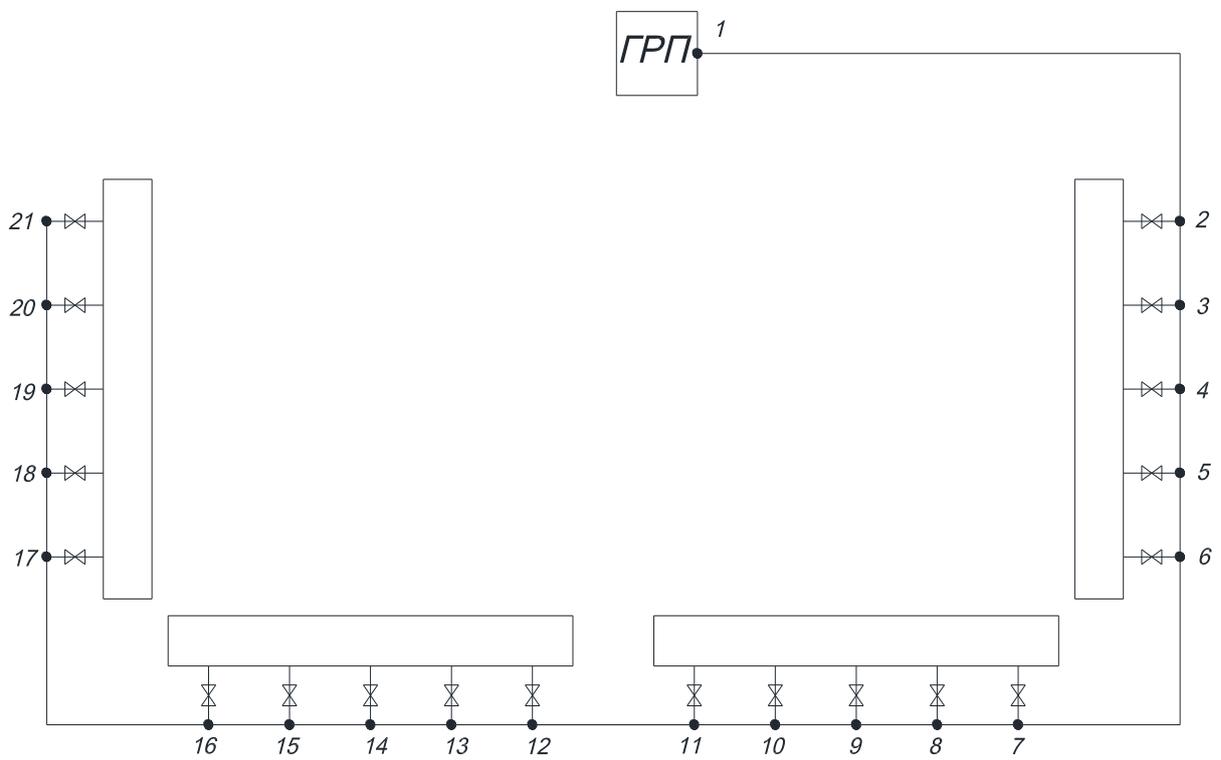


Рисунок 4.1 – Расчетная схема внутриквартильного газопровода

## 5 Расчет внутридомового газопровода

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

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

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

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

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

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

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

Гидравлический расчет начинаем с определения расчетных расходов газа по участкам.

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

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

Определяем расчетные расходы газа по участкам:

$$V_{г} = \sum K_0 \cdot \frac{g_i}{Q_{н}^p} n_i, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (5.1)$$

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 четырех комфорочной плиты с духовным шкафом (П4) -40000 кДж/ч.

$Q_{н}^p$ - низшая теплота сгорания, 96804 кДж/ м<sup>3</sup>;

$n_i$ - число квартир;

В доме 20 квартир с 4-х комфорочными плитами. Расходы подсчитываем по формуле, и результат заносим в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Расход газа на каждом участке

Номер участка	Ассортимент прибора	Число квартир $p$	Коэффициент одновременности, $K_0$	Расчетный расход газа $Q_{г}$ , м <sup>3</sup> /ч
1-2	П4	1	1	0,413
2-3	П4	1	1	0,413
3-4	2П4	2	0,65	0,537
4-5	3П4	3	0,45	0,558
5-6	4П4	4	0,35	0,578
6-7	5П4	5	0,29	0,599
7-8	10П4	10	0,254	1,049
8-9	20П4	20	0,235	1,942
9-10	20П4	20	0,235	1,942

Длины участков измеряем по плану секции.

Определяем расчетные длины участков по формуле:

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

где  $L$  – длина участка по плану, м

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

По средней удельной потере давления, Па/м равной:

$$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp} = \frac{350}{\Sigma L_p}, \text{ Па/м} \quad (5.3)$$

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

$\Sigma L_p$  – сумма расчетных длин по участкам, м

Согласно расчетным расходам газа определяем диаметры газопровода по участкам, принимая ближайшие к стандартным размерам труб по номограмме ПРИЛОЖЕНИЕ А [ рисунок А.1.]

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

Далее определяем потери давления по участкам, Па:

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

Находим гидростатический напор, Па:

$$h_{зд} = \pm 9,81 \cdot z \cdot (\rho_v - \rho_r), \quad (5.5)$$

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

$\rho_v$  – плотность воздуха, кг/м<sup>3</sup> равный 1,29 кг/м<sup>3</sup>

$\rho_{г}$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup> равный 0,2 кг/м<sup>3</sup>

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 приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Гидравлический расчет внутридомового газопровода

№ участка	Расчетный расход газа $Q_{г}$ , м <sup>3</sup> /ч	Длина участка $L$ , м	Расчетная длина $L_{р}$ , м	Надбавка на местные сопротивления $a$ , %	Разность абсолютных отметок $z$ , м	Диаметр газопровода $d$ , мм	Средняя удельная потеря давления $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{ф}$ Па/м	Удельная потеря давления $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{д}$ Па/м	Потеря давления $\Delta P$ , Па	Гидростатический напор $h_{жд}$ , Па	Общая потеря давления на участке $\Delta P + h_{жд}$ , Па
1-2	0,413	1,5	8,25	450	0,7	21,3×2,8	7,76	0,9	7,43	9,71	17,14
2-3	0,413	3	3,6	20	3	21,3×2,8		0,9	3,24	41,63	44,87
3-4	0,537	3	3,6	20	3	21,3×2,8		1,7	6,12	41,63	47,75
4-5	0,558	3	3,6	20	3	21,3×2,8		1,78	6,41	41,63	48,03
5-6	0,578	1,5	1,8	20	1,5	21,3×2,8		1,8	3,24	20,81	24,05
6-7	0,599	7,4	9,25	25	0	21,3×2,8		2,1	19,43	0	19,43
7-8	1,049	7	8,75	25	0	21,3×2,8		2,2	19,25	0	19,25
8-9	1,942	2	2,5	25	2	21,3×2,8		6	15	27,75	42,75
9-10	1,942	3	3,75	25	0	21,3×2,8		6	22,5	0	22,50
сумма			45,1								

Условие расчета выполнено, т.к. 285,77Па < 350 Па

Диаметры можно считать подобранными.

## 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:

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

$$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp} = 6,68 \text{ Па/м} \quad (6.3)$$

Расчет сводим в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 - Гидравлический расчет внутри котельного газопровода

№ участка	Расчетный расход газа $Q_p$ , м <sup>3</sup> /ч	Длина участка $L$ , м	Расчетная длина $L_p$ , м	Диаметр газопровода $d$ , мм	Средняя удельная потеря давления $(\Delta P/l)_{cp}$ , Па/м	Удельная потеря давления $(\Delta P/l)_d$ , Па/м	Потери давления $\Delta P$ , Па
1-2	28,8	5,1	5,6	48×3,5	22,52	22,3	124,88
2-3	57,6	5	5,5	60×3,5	22,52	22,4	123,2
$\Sigma$			11,1				248,1

Расчет выполнен, т.к.  $248,1 < 250$  Па.

## 6.1 Котел REX 25

Котел предназначен для выработки насыщенного пара давлением до 8 кгс/см<sup>3</sup> и поставляются укомплектованными системой автоматического регулирования, управления и защиты, питательным насосом, вентилятором с электродвигателем, газовой горелкой и арматурой.

Основные технические характеристики REX 25: паропроизводительность 1 т/ч, полная поверхность нагрева 17,1 м<sup>2</sup>; расход газа ( $Q_{ir}=8000$ ккал/м<sup>3</sup>) при номинальной нагрузке 28,8 м<sup>3</sup>/ч; КПД 92%; температура питательной воды 50°C; температура уходящих газов 250-270°C;  $\alpha_k=1,15-1,2$ ; давление газа перед клапанами автоматики 130-180 кгс/м<sup>2</sup>; установленная горелка Г-1,0; дутьевой вентилятор среднего давления ВД-2,7; масса котлоагрегата 431 кг.

Водогрейные стальные котлы REX 25 предназначены для установки с наддувными горелками, работающими на газообразном или жидком топливе. Температура воды, производимой котлом – 60-110°C.

Топка с реверсивным развитием факела имеет цилиндрическую форму. С задней стороны топка полностью закрыта выпуклым днищем, поддерживаемым омываемым патрубком.

Корпус котла REX 25 образован передней и задней трубными решетками. Передняя трубная решетка развальцована по направлению к топке. Дымогарные трубы, изготовленные с помощью электросварки, приварены к трубным решеткам и снабжены спиральными турбулизаторами. Пламя развивается до центральной части топки, а горячие дымовые газы в это время возвращаются в переднюю (частично омываемую) часть. После этого дымовые газы поступают к дымогарным трубам.

Теплоизолированная задняя дымовая камера из стального листа соединена с дымоходом и оснащена люком для чистки. При необходимости может легко открываться для осмотра дымогарных труб.

Передняя дверь с реверсируемым открытием изготовлена из стального листа и теплоизолирована фиброкерамикой. Для работы на мазуте или биогазе теплоизоляция дверцы должна быть изготовлена из цемента. Обшивка котла изолирована матрасами из стекловаты высокой плотности и защищена окрашенными стальными панелями, которые могут легко демонтироваться. Обечайка оснащена креплениями для установки рабочего оборудования.

Водогрейный котел REX 25 изготавливается из высококачественной стали. Основание – из стального профиля (углеродистая сталь). Это обеспечивает прочность конструкции и удобство перемещения.

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

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

Газовая часть горелки состоит из 2 труб: основной и запальной, которая расположена внутри основной по ее оси. Угольник, через который поступает в горелку газ, имеет прилив с отверстием для ввода запальной трубки, ее крепления и уплотнения. Второй конец основной трубки снабжен внутренней заглушкой с отверстием в центре для пропуска запальной трубки, питание которой газом осуществляется по самостоятельному газопроводу. 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  $90^\circ$  к потоку воздуха.

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

Номинальный расход газа через горелку: Г-1,0-100 м<sup>3</sup>/ч ( $p=150-180$  кгс/м<sup>2</sup>), Г-0,4-40 м<sup>3</sup>/ч ( $p=80-90$  кгс/ м<sup>2</sup>), давление воздуха 140-150 кгс/ м<sup>2</sup> (при  $\alpha=1,1$ ).

При необходимости работы на жидком топливе: дизельном, соляровом масле, печном масле, бытовом ТПБ –горелку Г-1,0 заменяют форсункой типа Ф-1,0 работающей при давлении топлива 10-12 кгс/см<sup>2</sup>, воздуха 90-100 кгс/м<sup>2</sup>.

## 6.2 Расчет ГРУ для котельной

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

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

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

$k$  –коэффициент пересчета газа с природного на сжиженный,

$$G_{\text{ч}} = 28,8 \cdot 0,39 = 11,23, \text{ м}^3/\text{ч};$$

Определяем суточный расход сжиженного газа, кг/сут:

$$G_{\text{сут}} = G_{\text{ч}} \cdot 24, \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$G_{\text{сут}} = 11,23_{\text{ч}} \cdot 24 =$$

Количество резервуаров:

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

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

$V_{рез}$  - объем резервуара;

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

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

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

$$N_u = 42,52 / 100 = 0,43 \quad (6.6)$$

К установке принимаем 1 змеевиковый испаритель.

### **6.3 Принцип действия змеевикового испарителя**

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

## **7 Технологии возведения инженерных систем**

### **7.1 Монтаж систем внутреннего газоснабжения**

Материалы, применяемые для газопроводов и газовые приборы-трубы стальные бесшовные ГОСТ 32.62.75.

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 монтажа работ по внутреннему газооборудованию должны быть выполнены работы по устройству междуэтажных перекрытий, стен и перегородок, на которые будут устанавливаться газовое оборудование и приборы, а так же 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 приемке составляем акт о приемке объекта под монтаж.

### **7.1.2 Монтажные работы**

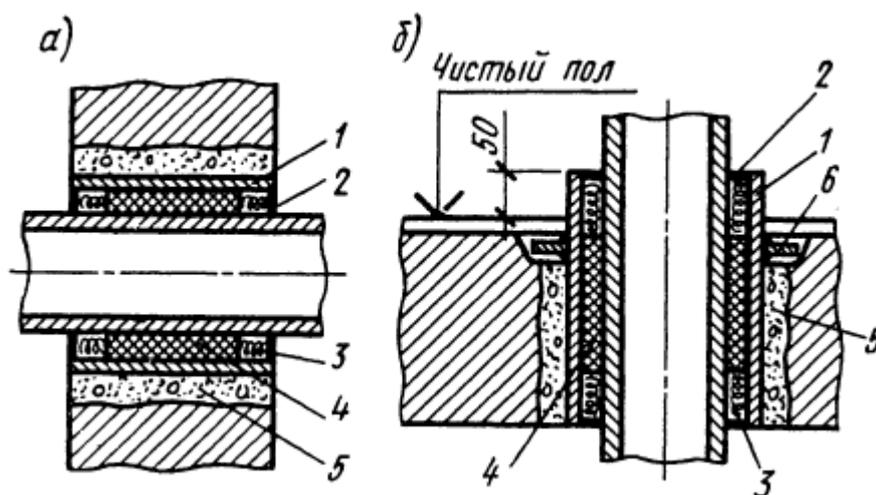
Прокладку газопроводов внутри зданий следует предусматривать открытой. Сварные и разъемные соединения нельзя заделывать в стены или перекрытия. Вертикальные газопроводы в местах пересечения строительных конструкций следует прокладывать в футлярах (рисунок 7.1). Пространство между газопроводом и футляром необходимо заделывать просмоленной паклей. Конец футляра должен выступать под полом не менее чем на 3 см. Участки, проложенные в футлярах или гильзах не должны иметь стыков, расстояние от сварного шва до футляра 100м.

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 устанавливаются вертикально с допустимым отклонением 2мм на 1м 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 реквизируют, 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.



а-через стены; б-через покрытия; 1-гильза; 2-заделка битумом;

3-битумизированная пакля; 4-асбестовый шнур; 5-раствор;

6-опорное кольцо

Рисунок 7.1- Футляры (гильзы) для прокладки газопроводов

Участки цеховых газопроводов прокладывают в подпольных каналах, которые не должны иметь разъемных соединений. Ответвление к котлам прокладываются в каналах со съёмным несгораемым перекрытием или в штробе пола со сплошной заливкой бетоном. На каждый внутри котельный газопровод составляется строительный паспорт.

### 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  $P=0,01$  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  $P=0.01$  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**

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

### **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.

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

- нивелирование постоянных реперов должно производиться с точностью, предусмотренной главой СП 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.

Завоз труб, материалов, оборудования:

Трубы, запорную арматуру поставляют на автомобиле КАМАЗ 43255-6010-99 с ЦЗМ или заводов согласно составленных заявок по спецификациям.

Трубы, арматура, сварочные и изоляционные материалы, применяемые для строительства систем газоснабжения, должны иметь сертификаты заводов-изготовителей, подтверждающие соответствие требованиям государственных стандартов или технических условий.

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

На оборудования должны иметься технические паспорта заводов-изготовителей и, как правило, инструкции по его монтажу и эксплуатации. Технические паспорта должны иметься также на изолированные трубы,

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

Рытье траншей производится экскаватором 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. Через каждые 100-150 метров устанавливают пешеходные мостики. Монтаж газопровода в траншею изображен на рисунке 7.2.

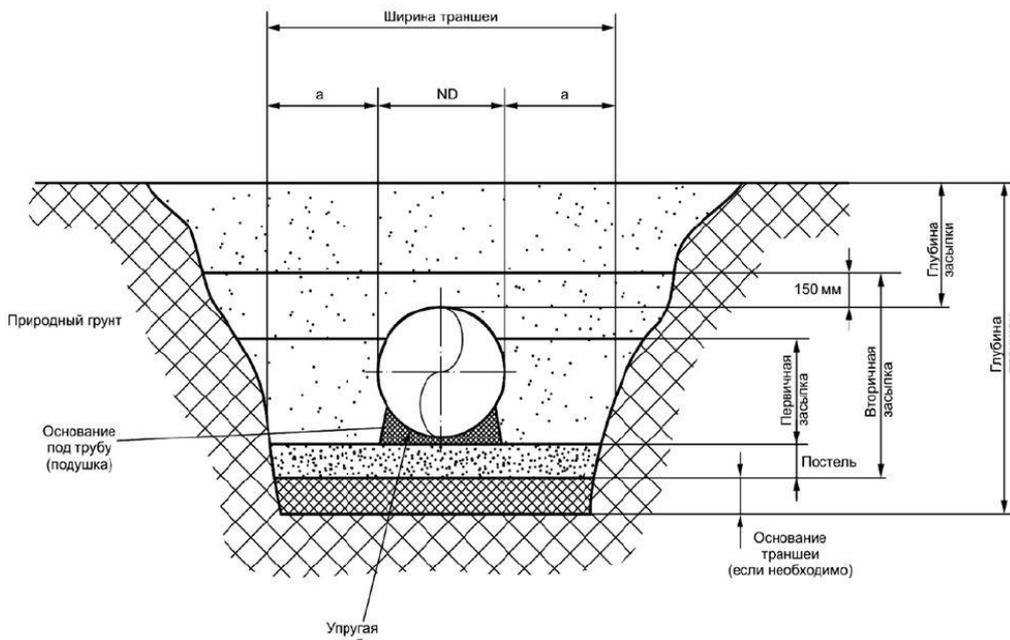


Рисунок 7.2 – Монтаж газопровода в траншею

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

Перед сборкой под сваркой стальных труб необходимо:

- 1) очистить их внутреннюю полость от возможных засорений - (грунта, льда, снега, воды, строительного мусора, отдельных предметов и др.);
- 2) проверить геометрические размеры разделки кромок, выправить плавные вмятины на концах труб глубиной до 3.5% наружного диаметра трубы;
- 3) очистить до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб.

### **7.3 Монтаж трубопроводов**

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-45719-8А 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**

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

Согласно СП 62.13330.2011 перед испытанием на прочность и герметичность законченными строительством наружных газопроводов следует

производить продувку с целью очистки их внутренней полости. Способ продувки должен определяться проектом производства работ.

Затем производят испытание газопровода на прочность давлением 3 кгс/см<sup>2</sup> в течение 1 часа, затем давление снижают до 1 кгс/см<sup>2</sup> и выдерживают в течение суток- испытание на плотность. Под этим давлением осматривают сварные стыки и арматуру, устраняют утечки. После испытания приступают к изоляции стыков.

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

Результаты испытаний следует оформлять записью в строительном паспорте.

## **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 втрамбовыванием щебня. Устанавливают фундаменты с соблюдением условия, чтобы при установке уклон был 0.02 в сторону горловины. Резервуары устанавливают на фундамент при помощи автокрана типа КС-45719-8А. После установки производят обвязку резервуаров трубопроводами  $d=50$  мм.

При двух подземных резервуарах каждый из них оборудуется специальной редуцированной головкой, размещенной на фланце головке резервуара, выходящей на поверхность земли.

Резервуары соединены между собой только трубопроводами паровой фазы; они могут работать по выдаче газа как отдельно, так и совместно. В редуцированной 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  $10 \text{ кг/см}^2$  при закрытой обвязке арматуры с проверкой всех соединений мыльной эмульсией.

Испытание резервуаров на плотность воздухом допускается после гидравлического испытания их.

При производстве земляных работ необходимо обеспечить защиту котлована от атмосферных вод и промерзания дна котлована. Для отвода атмосферных вод с поверхности обсыпки предусмотрена призма из песчаного грунта  $h = 0.3 \text{ м}$  с последующей одерновкой ее поверхности и откосов.

Для удобства обслуживания оборудования предусмотрена асфальтовая дорожка шириной 1м. 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 1.6м 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 газопровода**

Изоляция предназначена для защиты газопровода от почвенной коррозии. Перед изоляцией стыки очищают до металлического блеска. Для изоляции применим битумно-резиновую усиленную изоляцию при толщине слоя 9мм.

Сначала наносят грунтовку, а затем слой битумной мастики. Для повышения надежности покрытия слои битумной мастики армируют оберткой рулонными материалами.

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

## **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 Д-492А с последующим уплотнением грунта катками марки ДУ-8В. Восстанавливают растительный слой.

Вся работа по монтажу газопровода и резервуарных установок должна выполняться в строгом соответствии с технологическими инструкциями и правилами безопасности в газовом хозяйстве Госгортехнадзора и СП 62.13330.2011 "Газоснабжение".

## 7.8 Окончательное испытание газопровода

Испытания на прочность и плотность газопровода (рисунок 7.3) должны производиться строительной-монтажной организацией в присутствии представителей заказчика и предприятия газового хозяйства, о чем делаются соответствующие записи в строительных паспортах объектов.

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

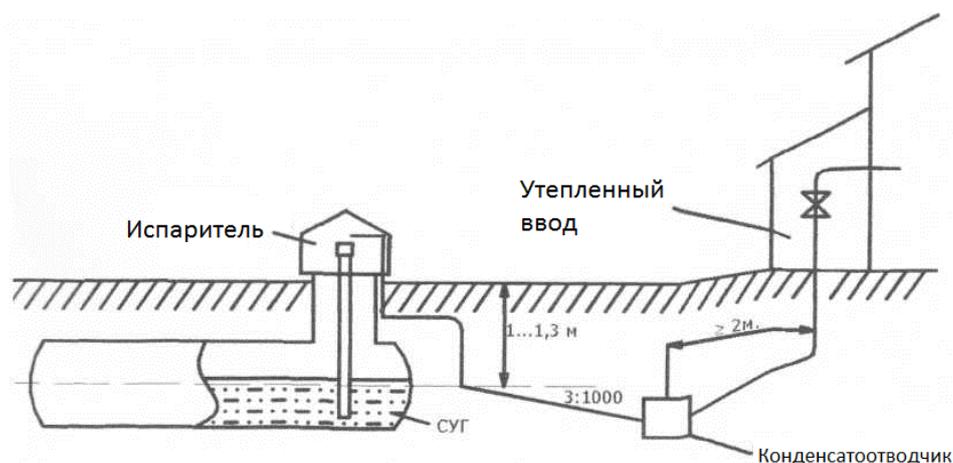


Рисунок 7.3 – Испытание газопровода

## 7.9 Определение объема земляных работ

Глубина траншеи

$$H_{\text{тр}} = h + d_{\text{сп}} + c = 1,2 + 0,054 + 0,15 = 1,4 \text{ м}, \quad (9.1)$$

где  $h$  - глубина заложения газопровода;

$c$  - толщина подушки под газопровод (0,15м).

Средний диаметр определяем по формуле:

$$d_{cp} = \frac{d_1 \cdot l_1 + \dots + d_n \cdot l_n}{l_1 + \dots + l_n} \text{ мм}, \quad (9.2)$$

где  $d_1, d_n$  - условные диаметры участков, мм.

$l_1, l_n$  - длины участков газопровода, м.

$$d_{cp} = \frac{37,4 \cdot 44 + 44,9 \cdot 27 + 49 \cdot 53 + 53,7 \cdot 93 + 56 \cdot 82 + 60 \cdot 42 + 68 \cdot 66}{44 + 27 + 53 + 93 + 82 + 42 + 66} = 54 \text{ мм}$$

Объем, разработанный бульдозером определяется по формуле:

$$V_{бул} = L_{г/п} \cdot 0,3 \cdot 2 \text{ м}^3, \quad (9.3)$$

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

$$V_{бул} = 407 \cdot 0,3 \cdot 2 = 244,2 \text{ м}^3,$$

Объем механизированной разработки грунта в траншее определяется по формуле

$$V_{мех} = L_{г/п} \cdot \frac{a + B}{2} \cdot (H - C_{недоб}) \text{ м}^3, \quad (9.4)$$

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

$a$  - ширина траншеи сверху, м.;

$B$  - ширина траншеи снизу, м.;

$H$  - глубина траншеи, м.;

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

$$V_{мех} = 407 \cdot \frac{0,6 + 0,6}{2} \cdot (1,4 - 0,15) = 305,3 \text{ м}^3,$$

Объем грунта по ручной доработке (подчистки) траншеи определяется по формуле:

$$V_{дор} = L_{г/п} \cdot a \cdot C_{недоб} \text{ м}^3, \quad (9.5)$$

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

$a$  – ширина траншеи сверху, м.;

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

$$V_{дор} = 407 \cdot 0,6 \cdot 0,15 = 37 \text{ м}^3,$$

Объем грунта на устройство основания (вручную) определяется по формуле:

$$V_{осн} = L_{г/п} \cdot a \cdot 0,1 \text{ м}^3, \quad (9.6)$$

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

$a$  – ширина траншеи сверху, м.;

$$V_{осн} = 407 \cdot 0,6 \cdot 0,1 = 24 \text{ м}^3,$$

Объем траншеи определяется по формуле

$$V_{тр} = L_{г/п} \cdot a \cdot H = 407 \cdot 0,6 \cdot 1,4 = 342 \text{ м}^3, \quad (9.7)$$

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

$a$  – ширина траншеи сверху, м.;

$H$  – глубина траншеи, м.;

Объем труб определяется по формуле:

$$V_{труб} = \frac{\pi \cdot d_{cp}^2}{4} \cdot L_{г/п} \text{ м}^3, \quad (9.8)$$

где  $d_{cp}$  - средний диаметр, мм,

$L_{г/п}$  – длина газопровода, м.

$$V_{труб} = \frac{3,14 \cdot 0,054^2}{4} \cdot 407 = 1 \text{ м}^3,$$

Общий объем засыпки

$$V = (V_{mp} - V_{труб}) \cdot (1 - K_2) = (342 - 1) \cdot (1 - 0,05) = 324 \text{ м}^3, \quad (9.9)$$

где  $K_2$  – 5%,

$V_{труб}$  - объем труб, м<sup>3</sup>,

$V_{mp}$  - Объем траншеи, м<sup>3</sup>.

## 7.10 Выбор комплекта машин и оптимального варианта

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

Норма производительности экскаватора в смену:

$$P_э = 60t \cdot q \cdot h_y \cdot K_c \cdot K_b; \quad (7.14)$$

где  $t$ - число часов работы в смену, 8,4 ч;

$q$ - емкость ковша, 0,4 м<sup>3</sup>;

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

$K_c$ - коэффициент использования мощности ковша, 0,8;

$K_b$ - коэффициент использования рабочего времени для погрузки в транспорт 0,64;

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

Лишний грунт вывозят на самосвалах.

Техническая характеристика экскаватора:

Марка - Komatsu PC200-8

Двигатель - SAA6D102E

Мощность - 96 кВт

Емкость ковша – 0,8 м<sup>3</sup>

Ширина ковша – 0,5 м

Ход - гусеничный

Масса – m=19,7 т

Скорость передвижения - V = 8 км/ч

Наибольшая глубина копания – 6,62 м

Наибольшая высота выгрузки – 10 м.

Внешний вид экскаватора представлен в рисунке 7.4.



Рисунок 7.4 - Экскаватор марки Komatsu PC200-8

Техническая характеристика катка:

Марка – ДУ – 10А

Двигатель – Д - 37Е

Мощность - 50 л.с.

Диаметр вальца:

ведущего – 1200 мм.

ведомого – 1000 мм.

Ширина вальца:

ведущего – 1200 мм.

ведомого - 1000 мм.

Тип вибровозбудителя – центробежный круговыми колебаниями

Масса – 8 т.

Техническая характеристика бульдозера:

Марка - Komatsu D63E-12

Тип трактора - Т-100М

Ширина отвала – 3,2 м

Высота отвала - 1.1 м

Угол резания - 50-60°

Наибольшее заглубление - 1М

Подъем отвала – 1,1 м

Масса – 18,5т.

Внешний вид бульдозера представлен в рисунке 7.5.



Рисунок 7.5 - Бульдозер марки Komatsu D63E-12

Техническая характеристика автокрана:

Расчетный вылет стрелы при монтаже резервуаров ориентировочно равен 10м.

Марка- КС-45719-8А «Клинцы»

Грузоподъемность:

при наименьшем вылете крюка – 20 т,

при наибольшем вылете крюка – 7т.

Длина основной стрелы - 9м.

Вылет крюка основной стрелы, м – 5,7.

Высота подъема :

при наименьшем вылете крюка – 15 м,

при наибольшем вылете крюка – 8м.

Скорость передвижения - км/ч:

рабочая (с грузом) - 5 км/ч,

транспортная - 80 км/ч.

Мощность двигателя - 176 кВт.

Масса крана в рабочем состоянии - 19 т.

Внешний вид автокрана представлен в рисунке 7.6.



Рисунок 7.6 – Автокран марки КС-45719-8А «Клинцы»

Техническая характеристика самосвала :

Марка - КАМАЗ 43255-6010-99:

Грузоподъемность – 7,75т

Габариты – 5920х 2500 х2700

Вес в снаряженном состоянии – 7,5 т

Емкость кузова - 6.0 м

Скорость  $V_{\max}=80$  км/ч.

Внешний вид самосвала представлен в рисунке 7.7.



Рисунок 7.7 - Самосвал марки КАМАЗ 43255-6010-99

С учетом объема грунта вывозимого самосвалом определяем количество грунта, вывозимого в смену:

$$V_{\text{см}} = V_o / T_{\text{см}} \quad (7.15)$$

$$V_{\text{см}} = 10,8 / 1 = 10,8 \text{ м}^3$$

Объем грунта вывозимого самосвалом за один рейс:

$$V_m = Q_m / n_{\text{об}} \quad (7.16)$$

$$V_m = 7000 / 1750 = 4 \text{ м}^3$$

Количество ковшей в одну смену и машину:

$$N = V_m \cdot q \cdot K_c \quad (7.17)$$

$$N = 4 \cdot 0,4 \cdot 0,8 = 1,3 \text{ ковшей}$$

Длительность погрузки одной машины:

$$t_n = 12,5 / 1,85 \cdot 0,85 = 8 \text{ минут}$$

Количество рейсов самосвала в смену:

$$P_p = \frac{60 \cdot t_n}{t_n + 2 \cdot \ell / V_{\text{сп}} + t_p + t_m} \quad (7.18)$$

$$P_p = \frac{60 \cdot 8}{8 + 2 \cdot 2 / 20 + 1 + 3} = 40 \text{ рейсов}$$

Производительность автосамосвала в смену:

$$P_c = V_T \cdot P_p \quad (7.19)$$

$$P_c = V_T \cdot P_p = 4 \cdot 40 = 160 \text{ м}^3$$

Количество самосвалов:  $N=1$  автомобиль. Для перевозки лишнего грунта требуется 1 автомобиль.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В ходе выполнения работы достигнута главная цель - проектирование системы газоснабжения жилого района и котельной школы сжиженным газом.

Для достижения цели были решены следующие задачи:

- рассчитано годовое газопотребление;
- спроектирована газонаполнительная станция;
- произведен расчет резервуарных установок;
- рассчитаны внутриквартальные , внутридомовые, внутрикотельные сети газопотребления;
- рассчитано оборудование ГНС;
- рассмотрены технологии монтажных и заготовительных работ;
- рассчитана сметная стоимость строительства и основные технико-экономические показатели;
- рассмотрены вопросы охраны труда и защиты окружающей среды.

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

ГНС	Газонаполнительная станция
АГЗС	Автомобильная газозаправочная станция
ЦГВС	Центральное горячее водоснабжение
КБСГ	Кустовая база сжиженного газа
ППР	Планово-предупредительный ремонт
ПЗК	Предохранительно-запорный клапан
ГРУ	Групповая резервуарная установка
СУГ	Сжиженный углеводородный газ
ТЭД	Технико-эксплуатационная документация
ТС	Транспортное средство
ПСП	Первичное средство пожаротушения
КПД	Коэффициент полезного действия
ФОТ	Фонд оплаты труда
ИТР	Инженерно-технические работники
МОП	Младший обслуживающий персонал
КИП	Контрольно-измерительные приборы
ТБО	Твердые бытовые отходы

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Бунчук, В. Н. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа: -М.: Недра, 1977. - 366с.
- 2 Преображенский, Н. И. Сжиженные углеводородные газы: -Ленинград: Недра, 1975.- 276с.
- 3 Стаскевич, Н.Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа.- Ленинград: Недра, 1986 .- 767с.
- 4 Ионин, А. А. Газоснабжение: учебник /А.А.Ионин.-М.: Стройиздат, 1989-440с.
- 5 СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная версия СНИП 42-01-2002.- Введ.20.05.2011. – М.: ОАО ЦПП, 2011.-70с.
- 6 Строительные нормы и правила СНиП III-29-04. Часть III Правила производства работ. Глава 29, Газоснабжение. Внутренние устройства, Наружные сети и сооружения.
- 7 Рябцев, Н. И. Газовое оборудование, приборы и арматура: -М.: Недра, 1985.-527с.
- 8 Дикман , Л.Г. Организация жилищно-гражданского строительства: -М.: Стройиздат,1990.-495с.
- 9 Сосков, В.И. Технология монтажа и заготовительные работы: -М.: Высшая школа, 1989.-344с.
- 10 Черемушкин, П.А. Технология и организация строительства/ П.А. Черемушкин, А.П. Шальнов.- М.: Высшая школа, 1970.-576с.
- 11 Астаев,С.С. Технология, механизация и автоматизация строительства: -М.: Высшая школа, 1990.- 592с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

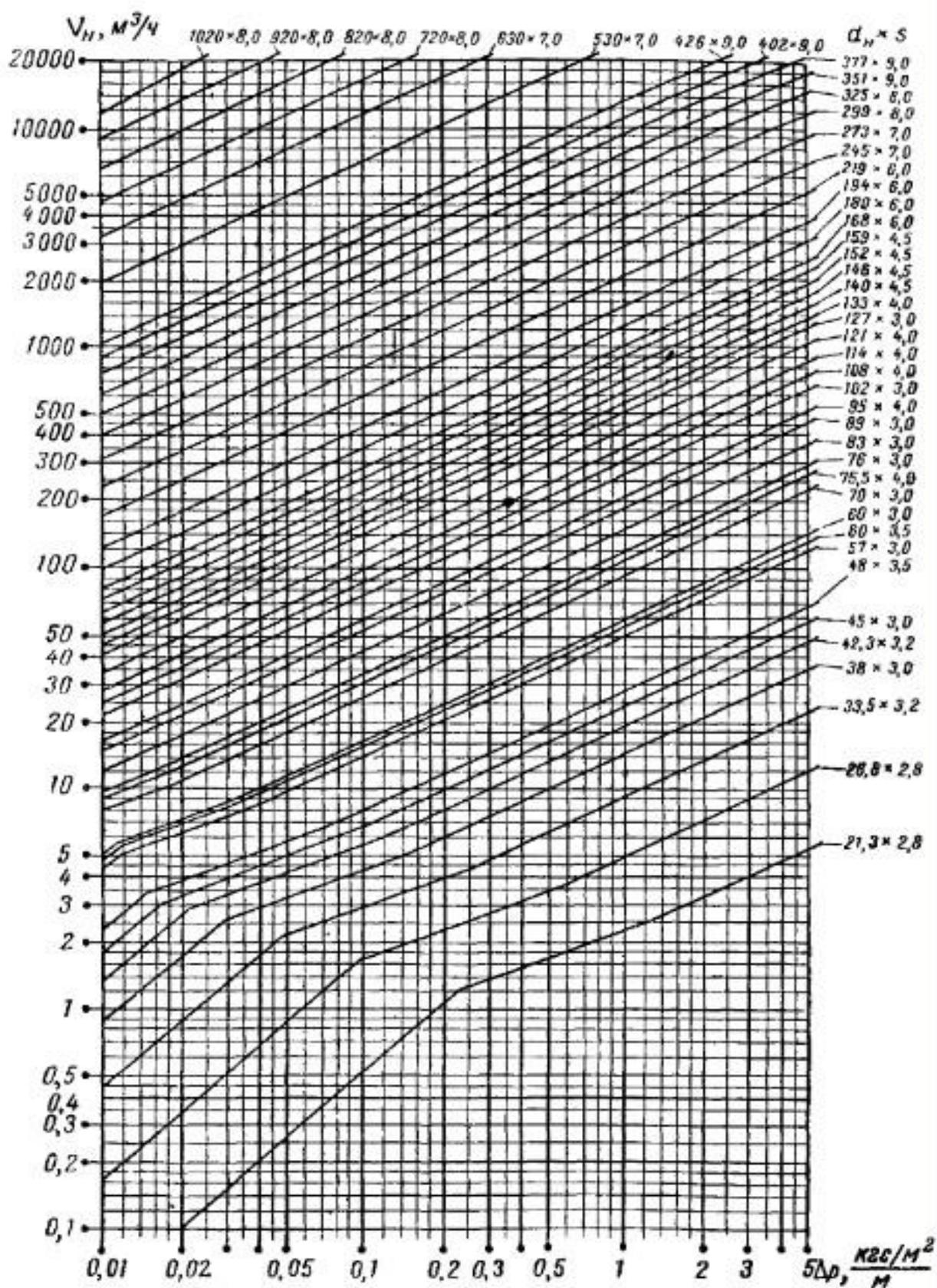
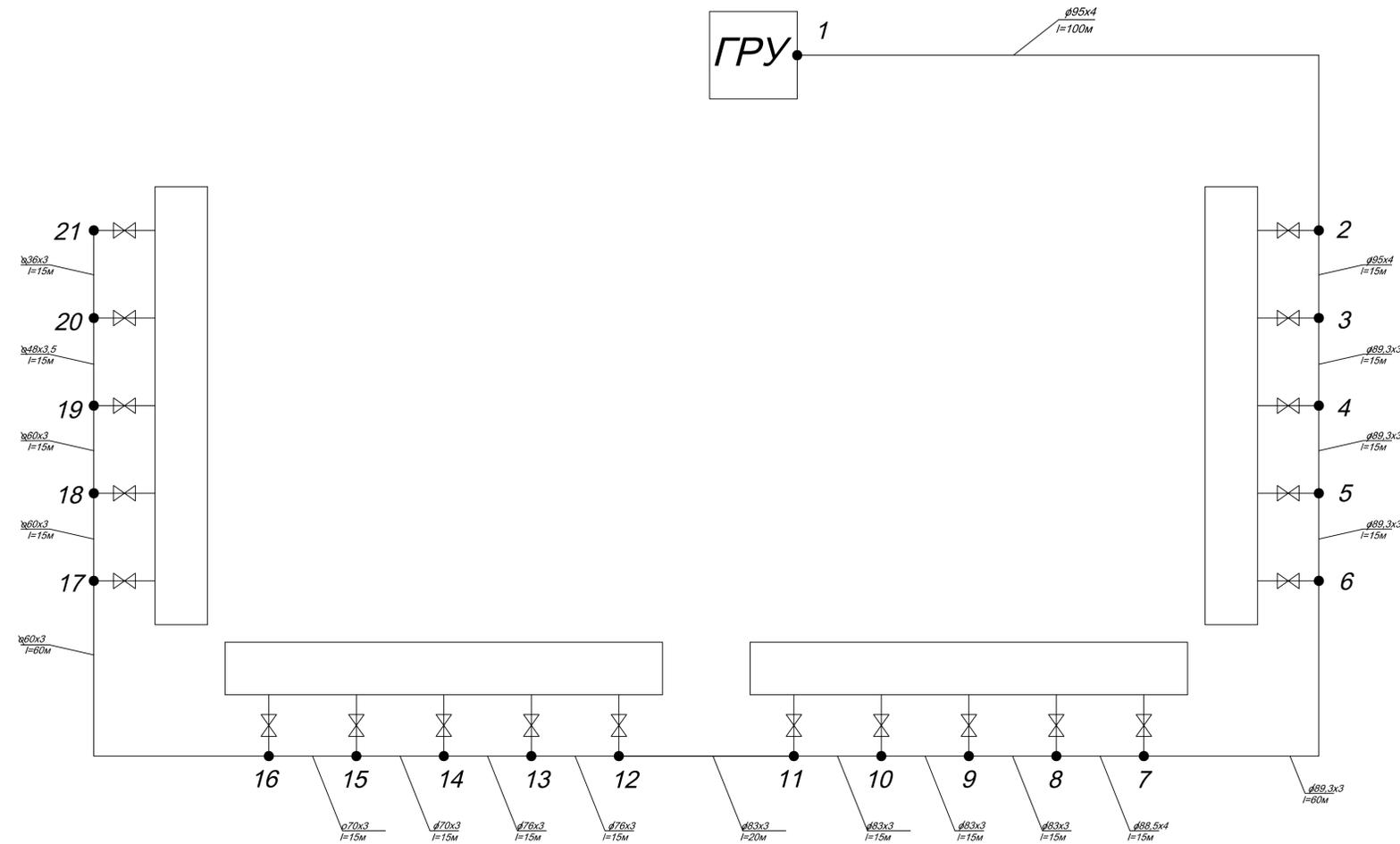


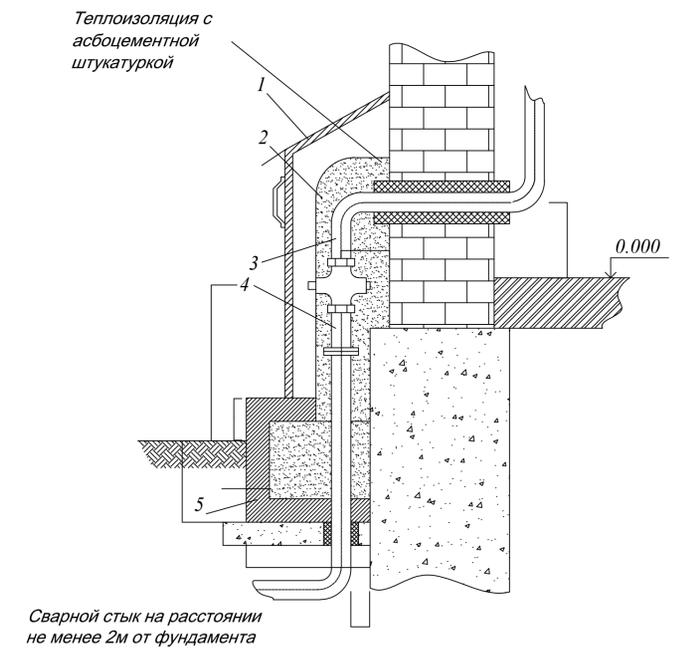
Рисунок А.1 - Номограмма для определения потерь давления в стальных газопроводах



## Схема внутриквартирного газопровода



## Цокольный ввод газопровода



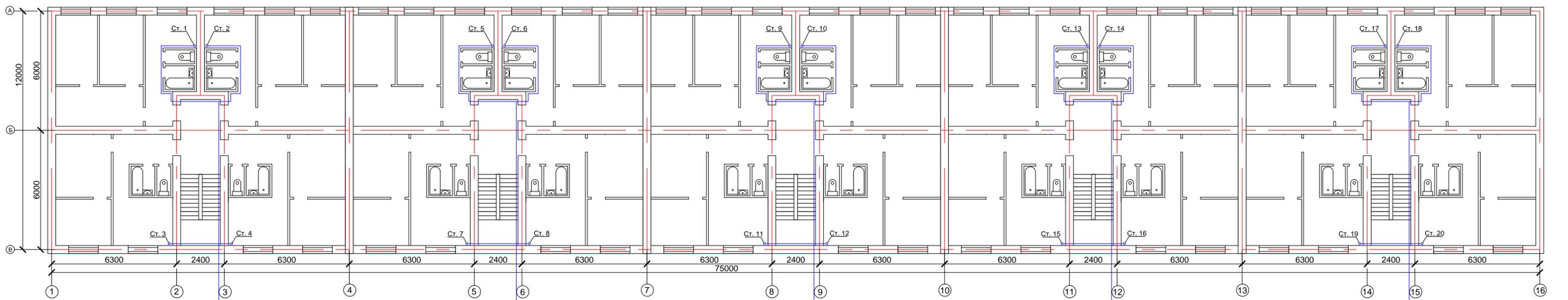
### Экспликация ввода газопровода в здание

Поз.	Наименование	КОЛ.	Примечание
1	Защитный кожух	1	
2	Теплоизоляция	-	
3	Ввод	1	
4	Изолирующий фланец	1	
5	Бетонное основание	1	

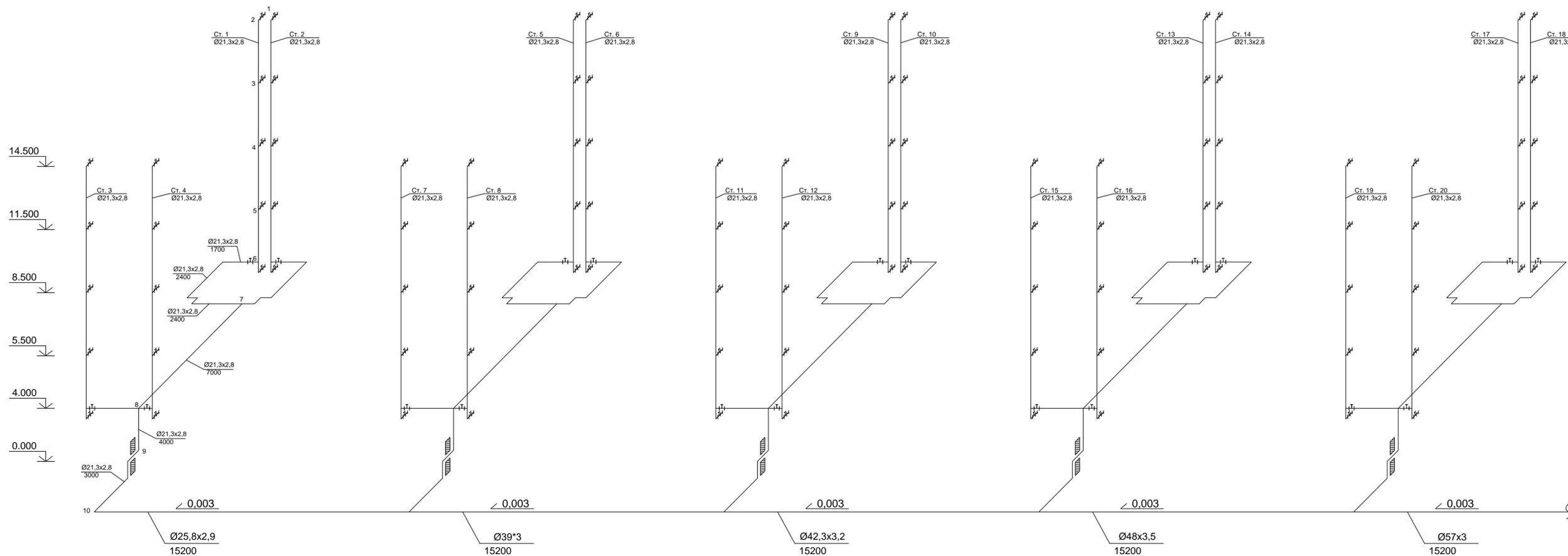
Содержание  
Лист  
Взам. инв. №  
Получен. и дата  
Инв. № подл.

БР-08.03.01.00.05					
СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ Инженерно-строительный институт					
Изм.	Лист	Кол. № док.	Подпись	Дата	
Выполнил	Барышников А.А.				
Руководит.	Алексеевич А.И.				
			Стадия	Лист	Листов
			БР	2	6
Н. контр. Аевасевич А.И. Зав. каф. Саваш Г.В.			Схема внутриквартирного газопровода. Цокольный ввод газопровода.		Каф. ИСЗиС

# ПЛАН 1-5 ЭТАЖЕЙ



# СХЕМА ГАЗОПРОВОДА

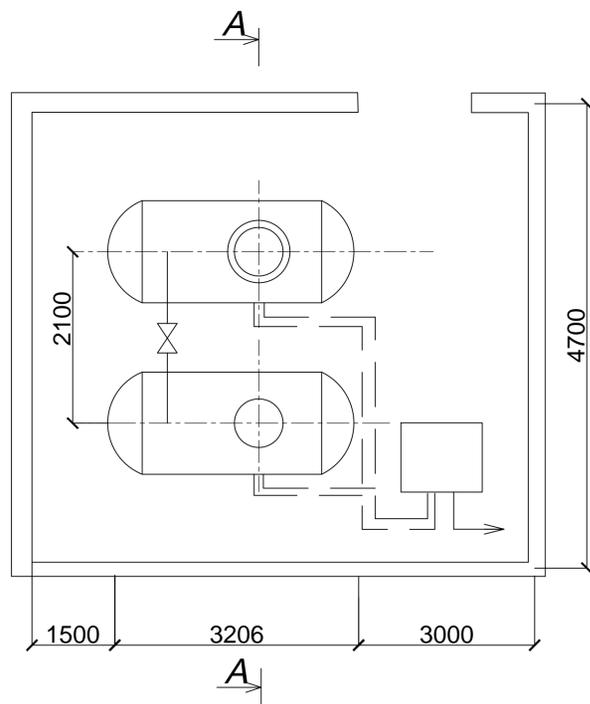


Создано  
Взак. №6. №  
Инв. № подл. Подпись и дата

				БР-08.03.01.00.05		
				СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ Инженерно-строительный институт		
Изм.	Лист	Кол. док.	Подпись	Дата	Стadia	Лист
	Выполнил	Барышников А.А.			Газоснабжение сжиженным газом п. Алексеевка и АО"Сталь"	БР
	Руководит	Алексеева А.И.				3
	Н. контр.	Алексеева А.И.			План этажа М 1:100, аксонометрическая схема внутридомового газопровода	Каф. ИСЗиС
	Зав. каф.	Саваш Г.В.				6

# Групповая резервуарная установка

План на отм. 0.000



Разрез А-Амасштаб



Компановка резервуара с форсуночным испарителем

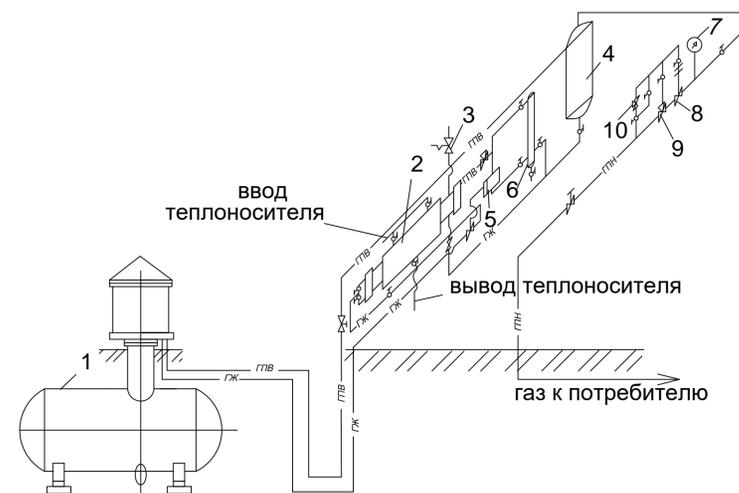
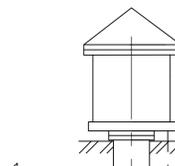


Схема обвязки резервуаров

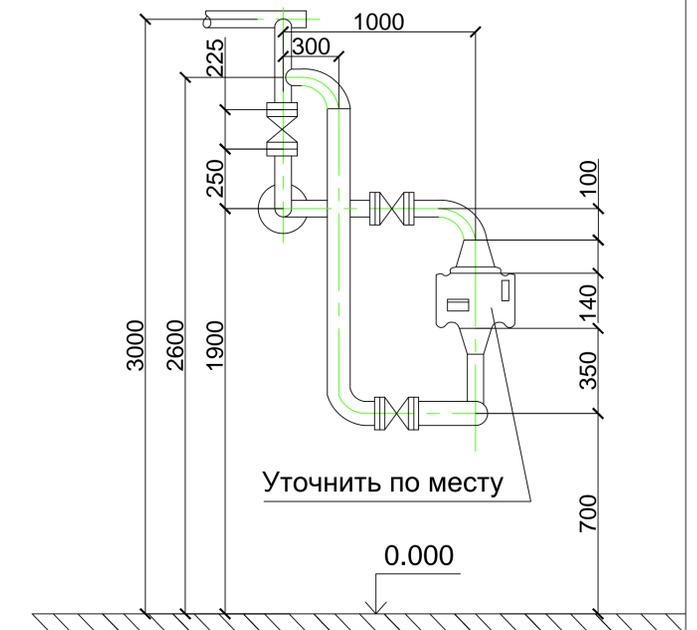
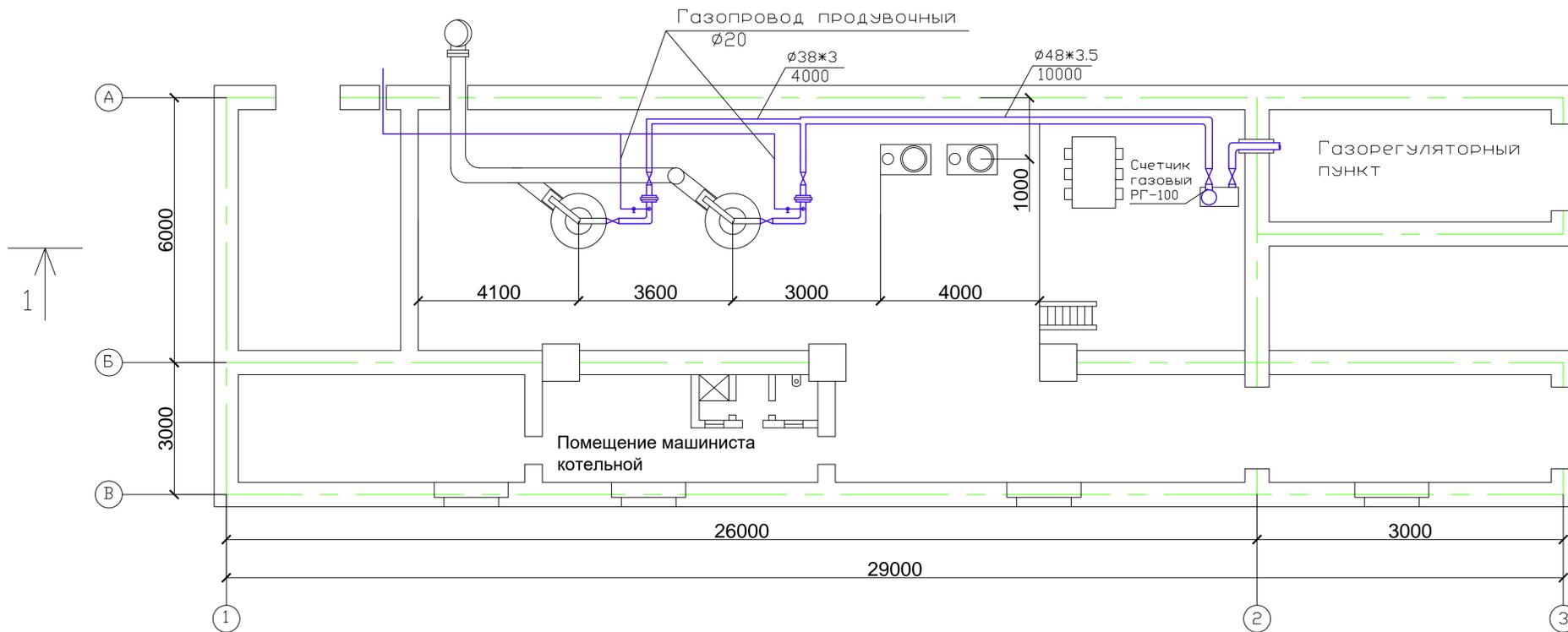


СПЕЦИФИКАЦИЯ

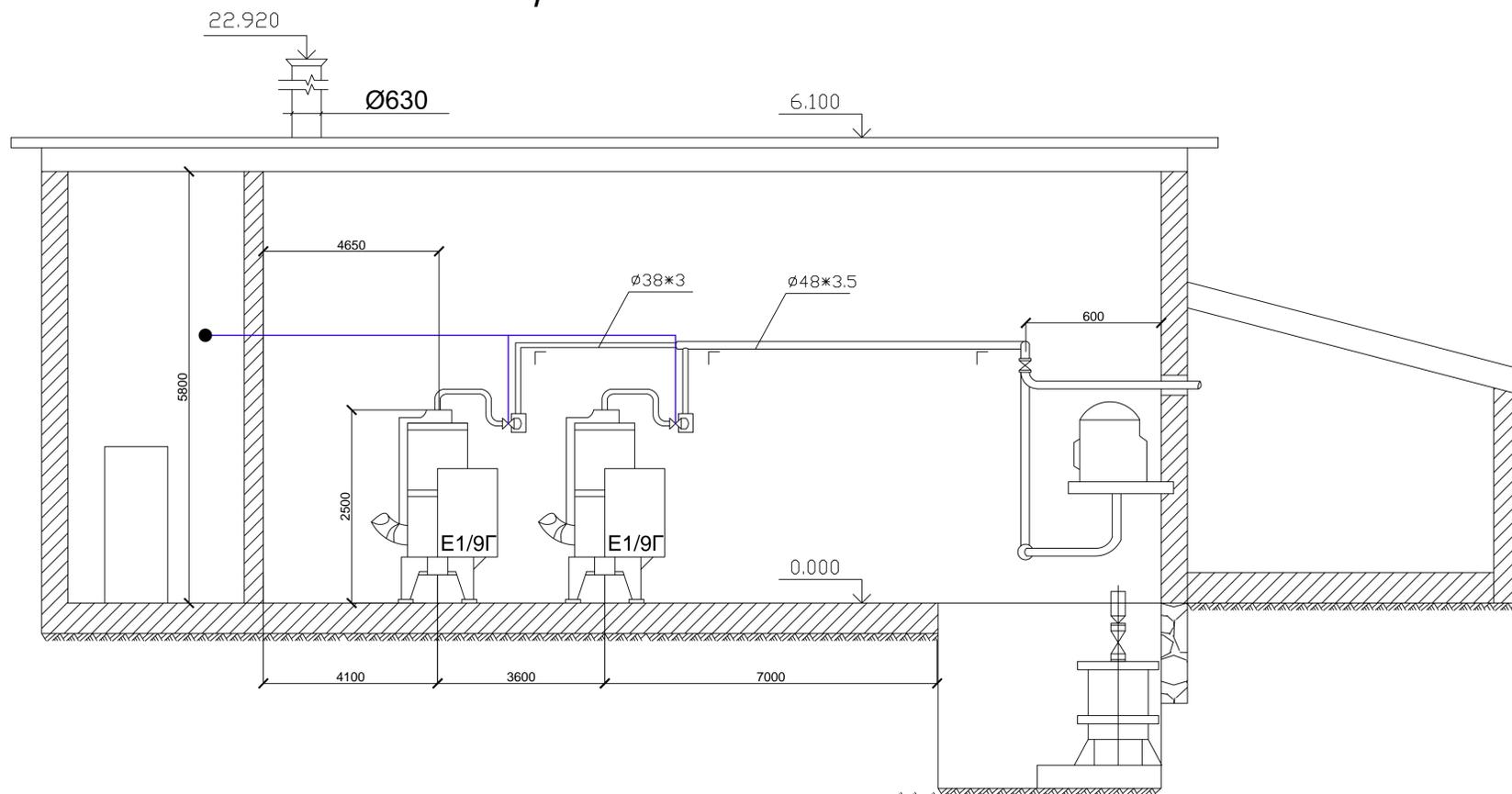
Поз.	Обозначение	Наименование	кол	примечание
1		Подземный резервуар	1	
2		Форсуночный испаритель	1	
3		Предохранительный сбросной клапан	1	
4		Ресивер	1	

# План котельной на отметке 0,000 М 1:50

# Установка счетчика РГ-100



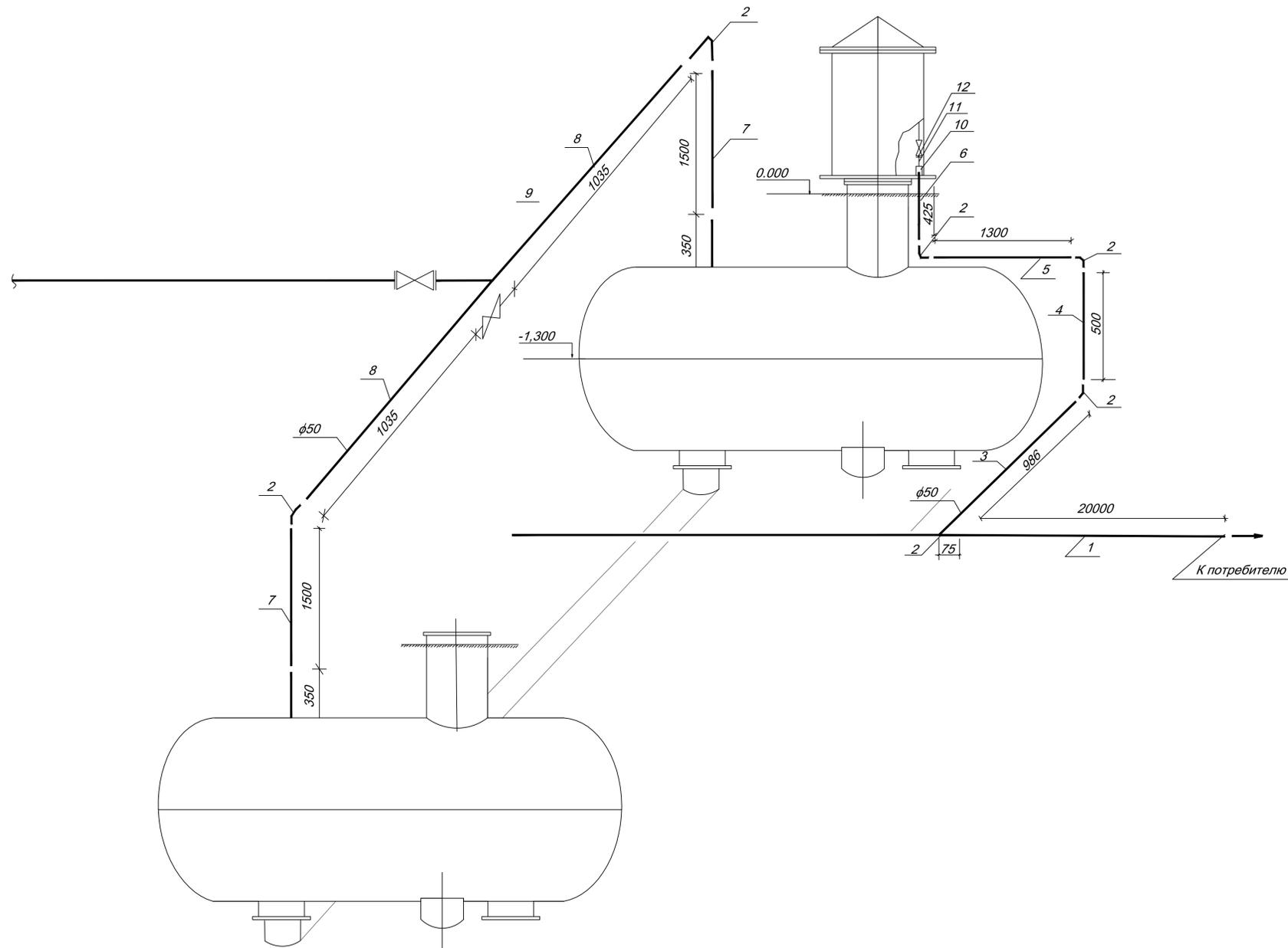
## Разрез 1-1



Создано	
Проверено	
Инж. И.И. Иванов	Взв. И.И. Иванов
Инж. И.И. Иванов	Взв. И.И. Иванов

БР-08.03.01.00.05					
СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ Инженерно-строительный институт					
Изм.	Лист	Кол. док.	Подпись	Дата	
Выполнил	Барышников А.А.				Стadia
Руководит.	Алексеевич А.И.				Лист
					Листов
					БР
					5
					6
Н. контр.	Алексеевич А.И.				План котельной на отметке 0,000 М1:50. Разрез 1-1
Зав. каф.	Саваш Г.В.				Каф. ИСЗиС

# Монтажная схема обвязки резервуаров



Технические требования: газопровод собирать на сварке и резервуары изолируют защитным покрытием весьма усиленного типа.

## КОМПЛЕКТОВОЧНАЯ ВЕДОМОСТЬ К ГРУ

Номер узла	Число узлов	Номер детали	Эскиз детали	Условный проклад	Заготовительная длина	Количество
1	2	3	4	5	6	7
		1	С — С	50	20000	1
		2	отвод 90°	50	75	20
		3	С — С	50	986	1
		4	С — С	50	500	1
		5	С — С	50	1300	1
		6	С — С	50	425	1
		7	С — С	50	1500	2
		8	С — С	50	1035	2
		9	фланец	50	-	2
		10	муфта	50	50	1
		11	сгон	50	130	1
		12	контр.гайка	50	-	1

## СПЕЦИФИКАЦИЯ ГРУ

Поз.	Обозначение	Наименование	кол-во	масса	примечание
1	2	3	4	5	6
1	ГОСТ 87.34-75*	Труба бесшовная холоднодеформированная Ø50	8281	39,6	м
2	11ч36к	Кран пробковый натяжной муфтовый чугунный Ø 50.	2	10,6	шт.
3	15кч19п	Вентиль запорный фланцевый Ø50	4	32	шт.

БР-08.03.01.00.05					
СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ Инженерно-строительный институт					
Изм.	Лист	Кол.	№ док.	Подпись	Дата
Выполнил	Барышников А.А.				
Руководит	Алласевич А.И.				
Газоснабжение сжиженным газом п. Алексеевка и АО"Сталь"			Сталь	Лист	Листов
Монтажная схема обвязки резервуаров. Комплектующая ведомость ГРУ. Спецификация ГРУ.			БР	6	6
Н. контр.	Алласевич А.И.				
Зав. каф.	Сакаш Г.В.				
					Каф. ИСЗиС

Согласовано  
Взам. инж. №  
Подпись и дата  
Инж. № подл.