

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования

«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Инженерно-строительный институт  
Кафедра инженерных систем зданий и сооружений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Г. В. Сакаш

  
подпись

«09» 06 2018г.

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01.05 Теплогазоснабжение и вентиляция

Газоснабжение г. Михайлово и промпредприятия

Пояснительная записка

Руководитель

  
подпись, дата

доцент ИСиС, к.т.н. А.И. Авласевич  
должность, ученая степень

Выпускник

 09.06.18  
подпись, дата

Ткаченко А.А.

Нормоконтролер

  
подпись, дата

А.И. Авласевич

Красноярск 2018

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Инженерно-строительный институт  
Кафедра инженерных систем зданий и сооружений

УТВЕРЖДАЮ Директор  
Инженерно-строительного  
института  
\_\_\_\_\_ И. С. Инжутов  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

08.03.01.00.05 Теплогазоснабжение и вентиляция  
Газоснабжение г. Михайлово и промпредприятия

Руководитель \_\_\_\_\_ А. И. Авласевич  
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_ Ткаченко А.А  
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер \_\_\_\_\_ А. И. Авласевич  
подпись, дата инициалы, фамилия

Красноярск 2018

## ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

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

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

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

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

- легкостью регулирования и контроля горения;

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

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

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

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

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

## 1. РАСЧЕТ ЧИСЛЕННОСТИ НАСЕЛЕНИЯ

Согласно СНиП 2.04.08-87\* «Газоснабжение», чтобы правильно определить газопотребление, необходимо знать численность населения района, определяемая по формуле:

$$N = m \cdot F ,$$

где  $m$ —плотность населения, чел/га,

$F$ -площадь застройки, определяемая по генплану, га

Расчет сводим в таблицу №1

Таблица № 1

### Расчет численности населения.

№ квартал а	Площадь квартала, га	Количество проживающих, чел.	№ квартал	Площадь квартала, га	Количество проживающих, чел.
1	9,5	4275	14	9,02	4059
2	4	1800	15	14,35	6457
3	7	3150	16	11,4	5130
4	9,88	4446	17	7,48	3366
5	7,41	3335	18	6,44	2898
6	10,25	4613	19	6,08	2736
7	5,64	2538	20	6,25	2813
8	8,93	4019	21	6,56	2952
9	11,75	5288	22	7,4	3330
10	7,79	3506	23	8,36	3762
11	10,83	4874	24	5,13	2309
12	5,32	2394			
13	6,08	2736			Σ =86783

## 2. РАСЧЕТ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ ЖИЛЫМ РАЙОНОМ

### 2.1 Расчет годового газопотребления

Годовое потребление газа городом является основой при составлении проекта газоснабжения.

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

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

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

промышленное потребление.

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

Возможное количество потребителей газа может быть определено исходя из:

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

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

Расчет газового потребления жилым районом сводим в таблицу №2

Таблица №2

**Расчет газопотребления жилым районом.**

Назначение расходуемого газа	Количество потребителей	Норма расхода			Расход газа	
		На 1 го человек а кДж	м <sup>3</sup> /че л	кг/ч ел	м <sup>3</sup>	кг
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>
При наличии газовой плиты и газового водоподогревателя.	$N = a \cdot n =$ $= 0,85 \cdot 86783 =$ $= 73765,13$	7300×10 3	159,16	75,4	11740458,1	5561890,8
При наличии только газовой плиты.	$N = (a - b) \cdot n =$ $= (0,85 - 0,8) \cdot 86783 =$ $= 4339,15$	4240×10 3	92,45	43,8	401154,42	190054,77
Суммарное количество газа					12141612, 5	5751945,57
Суммарное количество с учетом резерва					14569935	6902334,68

a – доля потребления газа районом на приготовление пищи, по заданию равна 0,85

b – доля потребления газа районом на горячее водоснабжение, по заданию равна 0,80

n – количество потребителей.

Для того чтобы заполнить таблицу №2 необходимо произвести следующие расчеты

Плотность газовой фазы

$$\rho_{г} = K_{пр} \rho_{пр}^{газ} + K_{бут} \rho_{бут}^{газ}$$

низшая массовая теплота сгорания

$$Q_{н}^p = K_{пр} Q_{р}^H(пр.м) + K_{бут} Q_{р}^H(бут.м)$$

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

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

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

$$Q_p^H = 0,85 \cdot 45973 + 0,15 \cdot 45431 = 45891,7 \text{ кДж/кг}$$

Низшая теплота сгорания газовой фазы:

$$Q_{н}^p = K_{пр} Q_{р}^H(пр.г) + K_{бут} Q_{р}^H(бут.г)$$

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

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

$$Q_p^H = 0,85 \cdot 91321 + 0,15 \cdot 118736 = 95433,25 \text{ кДж/м}^3$$

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

### **3. РАСЧЕТ ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ**

ГНС являются основными производственными единицами в системе снабжения сжиженным газом населения и коммунально-бытовых потребителей. Они осуществляют прием, хранение, распределение и в ряде случаев поставку газа своим транспортом. Газ на ГНС поставляют ж/дорожным, трубопроводным, автомобильным транспортом. Для снабжения потребителей используют автомобильные цистерны (для резервуарных установок, зданий промышленных и с/хозяйственных потребителей), баллоны различной вместимости (для населения). Современные ГНС снабжены сливными ж/дорожными эстакадами, базой хранения с резервуарами для сжиженных газов, производственными зданиями с насосно-компрессорным, наполнительным, сливным, воздушно компрессорами, погрузочно-компрессорным, бытовым и другими 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.

Проектирование ГНС должно осуществляться в соответствии с требованиями СНиП 2.04.08-87\* (газоснабжение, Правила безопасности в газовом хозяйстве) и Госгазтехнадзора, т.к. ГНС являются объектами повышенной опасности. Этими документами устанавливаются места их расположения, безопасные расстояния между зданиями, сооружениями и окружающими зданиями и сооружениями различного назначения, а также рациональная планировка территории, дорог, противопожарные требования к зданиям и сооружениям, резервуарами базы хранения, насосами, компрессорами и системами водоснабжения, отопления и вентиляции и многие другие положения.

На ГНС сжиженных газов осуществляются следующие операции:

- прием сжиженного газа от поставщиков
- слив сжиженного газа в хранилища
- его хранение в подземных и наземных резервуарах в баллонах и т.д.
- слив неиспарившихся остатков газа из сосудов
- разлив газа в баллоны, передвижные резервуары , автоцистерны
- прием пустых и выдача наполненных баллонов
- транспортировка газа в баллонах и по внутренней трубопроводной сети
- ремонт и переосвидетельствование баллонов и резервуаров ГНС
- технологическое обслуживание и ремонт оборудования ГНС
- доставка газа потребителям в баллонах и автоцистернах
- регазификации сжиженных газов
- смешение паров сжиженных газов с воздухом или низкокалорийными газами
- подача паров сжиженных газов, газовоздушных смесей в городские системы распределения газа.

Эксплуатация ГНС должна производиться в соответствии с «Правилами эксплуатации ГНС сжиженного газа». В основу организации эксплуатации положена система планово-предупредительных ремонтов и технологических обслуживаний.

Система ППР и ТО на ГНС позволяет планировать основные затраты рабочей силы и материальных средств, добиваясь снижения этих затрат за счет службы основных фондов, снижения простоев, аварийности.

### **3.1 РАСЧЕТ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА ГНС.**

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

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

Горизонтальные цилиндрические резервуары бывают объемом 25, 50, 100, 160, 175 и 200 м<sup>3</sup>. Все отключающие устройства на наземных резервуарах должны располагаться в непосредственной близости штуцеров. У подземных резервуаров отключающие устройства, а также предохранительные клапаны и контрольно-измерительные приборы (КИП) должны находиться выше уровня земли.

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

Каждая емкость оборудуется лазом.

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

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

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

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

Общий объем хранения газа на ГНС

$$V = \frac{Qn}{365\rho k}, \text{ м}^3$$

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

n – принятый запас хранения, сут.

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

$\rho$  – плотность жидкой фазы, кг/м<sup>3</sup>

365 – количество дней в году

$$V = \frac{6095479,9 \cdot 5}{365 \cdot 588 \cdot 0,9} = 178,7(\text{м}^3)$$

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

$$n = \frac{V}{V_p}, \text{ шт.}$$

где V – запас сжиженного газа на ГНС, М<sup>3</sup>

V<sub>p</sub> – единичный объем принятого к установке резервуара равный 50 М<sup>3</sup>

$$n = 178,7/50 = 4 \text{ шт.}$$

### 3.2 РАСЧЕТ СЛИВНЫХ ЭСТАКАД

Эстакада представляет собой металлические или ж/б сооружение 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:

$$N = \frac{Q_{\max}}{30 \cdot G}, \text{ шт.}$$

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

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

$$N = \frac{6902334,68}{30 \cdot 32,1 \cdot 1000 \cdot 12} = 6 \text{ шт.}$$

С учетом развития ГНС и газификации принимаем

### **3.3 РАСЧЕТ ЧИСЛА ПОСТОВ ДЛЯ СЛИВА НЕИСПАРИВШИХСЯ ОСТАТКОВ**

В зимнее время сливу остатков должны подвергаться все баллоны.

Число постов для слива определяется по формуле:

$$m = \frac{n_b \cdot t_{cl}}{T_{cl}}$$

где  $n_b$  – количество баллонов, шт.

$t_{cl}$  – время слива баллона (10)

$T_{cl}$  – в течение часа (60)

$$m = \frac{90 \cdot 10}{60} = 15 \text{ шт.}$$

### **3.4 РАСЧЕТ ЧИСЛА БАЛЛОНОВ, ПОДЛЕЖАЩИХ ЗАПОЛНЕНИЮ В ТЕЧЕНИЕ СУТОК**

Баллононаполнительное отделение – одно из основных отделений ГНС.

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

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

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

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

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

Количество заполняемых баллонов

$$n_{\delta} = G_{\text{сут}} / g, \text{ шт}$$

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

$g$  – масса газа в одном баллоне равная 0,021 т

$$G_{\text{сут}} = Q_{\text{год}} \cdot K / 365 = 6902,3 \cdot 0,1 / 365 = 1,89$$

$$n_{\delta} = 1,89 / 0,021 = 90 \text{ шт.}$$

### 3.5 РАСЧЕТ ЧИСЛА ГАЗОРАЗДАТОЧНЫХ КОЛОНОК

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

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

где

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

$g$  – расчетная производительность колонки, равна 1 т/ч

$\tau$  – время работы колонки в сутки, равно 6 часов

$k$  – коэффициент использования автотранспорта, принят равным 0,65

$$G_{\text{СУТ}} = \frac{G \cdot n}{365}, \text{ т.}$$

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

$G$  – общий расход газа, т

$$G_{\text{СУТ}} = \frac{6902,3 \cdot 0,95}{365} = 18 \text{ т}$$

Тогда

$$N_k = \frac{18}{1 \cdot 0,65 \cdot 6} = 4,62 = 5 \text{шт.}$$

Принимаем четыре газораздаточных колонок для заправки автоцистерн.

#### 4. РАСЧЕТ АВТОТРАНСПОРТА

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

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

Автомобильные цистерны представляют собой горизонтальные цилиндрические сосуды, в задних днищах которых вварен люк с требуемыми приборами. Транспортные автоцистерны предназначены для перевозки сжиженных газов с заводов-поставщиков до газораздаточных станций или с газораздаточных станций и кустовых баз крупным потребителям и групповым установкам со сливом в их резервуары. Раздаточные автоцистерны

предназначены для доставки сжиженных газов потребителю с разливкой газа в малые сосуды, автомобильные и обычные баллоны. Грузовые автомобили предназначены для перевозки баллонов от газораздаточной станции до каждого потребителя.

Автоцистерны наполняют из специальных колонок.

#### **4.1 РАСЧЕТ ЧИСЛА АВТОМОБИЛЕЙ ДЛЯ ПЕРЕВОЗКИ БАЛЛОНОВ**

Опыт эксплуатации показывает, что ГНС должны располагать необходимым автотранспортом для повышения эффективности снабжения населения и коммунально-бытовых объектов газом. Поэтому необходимо рассчитать количество автомобилей для перевозки баллонов от ГНС до промежуточных пунктов. Для этого определяется число рейсов автомобиля в сутки:

$$n = t / (2l / c + 2t_1),$$

где  $t$ -число часов работы автомашины в сутки, ч;

$l$ - расстояние от ГНС до потребителей, км (3-5);

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

$t_1$ - время погрузки и разгрузки, ч ;

$$n = 8 / (2 \cdot 5 / 40 + 2 \cdot 1,5) = 1,28 = 2$$

В сутки автомашина выполняет 2 рейса

Определяем средний объем перевозок одним автомобилем в сутки

$$g_1 = g \cdot n, m$$

где  $g$ - грузоподъемность одного автомобиля равная 0,8 т.

$n$ - количество рейсов одного автомобиля в день;

$$g_1 = 0,8 \cdot 2 = 1,6 m$$

Необходимый объем перевозок в сутки определится:

$$g_2 = \frac{Q \cdot k}{N}, m$$

где  $N$ -число рабочих дней в году.

$Q$ -количество газа реализуемое через газобаллонные установки, т.

$K$ - коэффициент неравномерности, принимается 1,5

$$g_2 = \frac{6902,3 \cdot 1,5}{364} = 28,4 m.$$

Таким образом, требуемое количество автомобилей определится отношением:

$$A_a = \frac{g_2}{g_1}, шт.,$$

$$A_a = \frac{28,4}{1,6} = 18 шт.$$

Для перевозки данного количества газа необходимо 18 автомашин.

## 5. 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 редукционными головками для подачи газа в жилые дома. Число резервуаров определяется расчетом.

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

В состав резервуарной установки могут входить:

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

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

Для бесперебойного снабжения населения газом объем резервуаров рассчитывают исходя из двухнедельного запаса газа. Проектирование, строительство и эксплуатация ГРУ производится по СНиП 2.04.08-87 "Газоснабжение", "Правил безопасности в газовом хозяйстве Гостехнадзора 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.

## **5.1 РАСЧЕТ РЕЗЕРВУАРНОЙ УСТАНОВКИ С ЕСТЕСТВЕННЫМ ИСПАРЕНИЕМ.**

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 редукционными головками для подачи газа в жилые дома. Число резервуаров определяется расчетом.

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

В состав резервуарной установки могут входить:

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

Арматура и приборы 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.

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

Испарение сжиженного газа в резервуарах происходит за счет тепла, поступающего к ним от окружающего грунта.

Производительность резервуаров зависит от фракционного состава газа (содержание пропана), температурных условий, в которых находятся резервуары, и режима наполнения резервуаров газом по мере его расхода.

Надежность и экономичность резервуарных установок в значительной степени зависит от правильности выбора количества резервуаров и точности определения расчетного расхода газа. Расчетным режимом для групповой подземной установки являются зимний и весенний периоды эксплуатации. В это время резервуар работает в зоне грунта с отрицательной температурой.

Требуемое количество резервуаров в установке определится

$$N = \frac{V_p}{U_{рез}}, \text{ шт.}$$

где  $U_{рез}$ -производительность одного резервуара,  $\text{м}^3/\text{ч}$ , определяется по номограмме рис.2 (б), для выбранного резервуара объемом  $5 \text{ м}^3$  равна  $5 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

$V_p$ - расчетный расход газа,  $\text{м}^3/\text{ч}$ , при максимально суточном потреблении подсчитывается по формуле:

$$V_p = \frac{n \cdot K_n \cdot q_{год} \cdot K_2}{Q_H^P \cdot 365}, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

где  $n$ - количество жителей, пользующихся газом от резервуарной установки, для рассматриваемого квартала №24 равно 1024 человека,

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

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

$K^H_2$ -показатель часового максимума суточного расхода, принимается равным 0,12

$Q_{HP}$  – низшая теплота сгорания газа, кДж/м<sup>3</sup>

$$V_p = \frac{1024 \cdot 1,4 \cdot 2800 \cdot 1000 \cdot 0,12}{96804 \cdot 365} = 13,63 \text{ м}^3 / \text{ч.}$$

$N = 13,63 / 5 = 3$  резервуаров.

При грунтовом расположении резервуаров на расстоянии друг от друга, равным диаметру резервуара, происходит тепловое взаимодействие между ними. В результате грунт между ними охлаждается, и производительность каждого резервуара в групповой установке уменьшается. Поэтому производительность группы резервуаров не равна сумме производительностей такого же количества отдельно стоящих резервуаров, а зависит от расстояния между ними и их взаимного расположения. Все эти факторы учитываются коэффициентом  $m$ . Для двух резервуаров равен  $m = 0,93$ .

Производительность групповой установки с учетом влияния резервуаров

$$V_{уст.} = N \cdot V_{рез.} \cdot m, \text{ м}^3 / \text{ч}$$

$$V_{уст.} = 3 \cdot 5 \cdot 0,93 = 13,95 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Следовательно, 3 резервуара обеспечат расчетную производительность.

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

$$V_{зап.} = N \cdot V_{геом.} \cdot h \cdot V_{сж.}, \text{ м}^3$$

$V_{геом.}$  – геометрическая емкость резервуара, 5 м<sup>3</sup>

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

$V_{сж.}$  – объем паров, образующихся при испарении 1 м<sup>3</sup> сжиженного газа.

При испарении 1 м<sup>3</sup> жидкого пропана образуется 269 м<sup>3</sup> пара, а при испарении 1 м<sup>3</sup> бутана – 235 м<sup>3</sup> пара. Следовательно

$$V_{сж} = 269 \cdot K_{пр} + 235 \cdot K_{бут}$$

где  $K_{пр}$ ,  $K_{бут}$ , – доли пропана и бутана в составе газа, (по заданию)

$$V_{сж} = 269 \cdot 0,80 + 235 \cdot 0,20 = 262,2 \text{ м}^3$$

$$V_{зан} = 3 \cdot 5 \cdot (0,85 - 0,35) \cdot 262,2 = 1967 \text{ м}^3$$

Число суток между очередными заправками резервуаров установки:

$$Z = \frac{V_{зан}}{V_{сут}}, \text{ суток.}$$

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

$$V_{сут} = \frac{n \cdot q_{зад} \cdot K_H}{Q_H^P \cdot 365}, \text{ м}^3/\text{сут.}$$

$$V_{сут} = \frac{1024 \cdot 1,4 \cdot 2800 \cdot 1000}{96804 \cdot 365} = 113,61 \text{ м}^3 / \text{сут.}$$

$$Z = \frac{1967}{113,61} = 17,3 \text{ суток.}$$

## 5.2 РАСЧЕТ РЕЗЕРВУАРНОЙ УСТАНОВКИ 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  $0,5^\circ\text{C}$ . 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  $200 \text{ м}^3/\text{ч}$ , его можно монтировать непосредственно на емкости. Если больше, то нужно строить помещение для испарителя.

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

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

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

$$G = \frac{n \cdot q_{\text{год}} \cdot K_n \cdot k_r^H}{Q_H^P \cdot 365}, \text{ кг/ч}$$

где  $n$ - количество жителей, пользующихся газом от резервуарной установки, для рассматриваемого квартала №24 равно 3003 человек,

$K_n$ - коэффициент суточной неравномерности потребления газа в течении года, при наличии плит принимается равным 1,4

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

$K_n^H$ -показатель часового максимума суточного расхода, принимается равным 0,12

$Q_H^P$ - низшая массовая теплота сгорания, кДж/кг.

$$G = \frac{1024 \cdot 1,4 \cdot 2800 \cdot 1000 \cdot 0,12}{45864,6 \cdot 365} = 28,77 \text{ кг/ч.}$$

Требуемое количество испарителей

$$N_u = \frac{G}{G_u}, \text{шт.}$$

Где  $G_u$  - паспортная производительность одного испарителя, выбранного по технико-экономическим показателям с учетом климатических условий их эксплуатации.

$$N_u = \frac{28,77}{60} = 1 \text{ испаритель.}$$

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

$$N = \frac{Z \cdot G_{\text{сут}}}{V_{\text{рез}} \cdot \rho_{\text{ж}}}, \text{шт.}$$

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

$V_{\text{рез}}$  – полезная емкость одного резервуара, м<sup>3</sup>, 5 м<sup>3</sup>

$\rho$  – плотность жидкой фазы газа, кг/м<sup>3</sup>

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

Определится как:

$$G_{\text{сут}} = \frac{n \cdot K_n \cdot q_{\text{зод}}}{Q_H^p \cdot 365}, \text{ кг/сут.}$$

$$G_{\text{сут}} = \frac{2800 \cdot 1000 \cdot 1024 \cdot 1,4}{45864,6 \cdot 365} = 239,8 \text{ кг/сут.}$$

$$N = \frac{17 \cdot 239,8}{5 \cdot 588} = 2 \text{ шт.}$$

Таким образом, для газоснабжения 1024 квартир потребуется резервуарная установка из 2 резервуаров емкостью 5 м<sup>3</sup> и 1-го форсуночного испарителя.

## 6. ПОДБОР КОМПРЕССОРОВ

Для перелива жидкости из ж/д цистерн в резервуары хранилища ГНС используют компрессоры. Компрессоры при сливе ж/д цистерн отсасывают пары бутан –пропана из наполняемой емкости и нагнетают их в ж/д цистерны, создавая в них избыточное давление. Благодаря этому обеспечивается выдавливание жидкой фазы. Для определения числа компрессоров и их подачи используют опытные и расчетные данные.

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

Подача компрессора для слива определяется по формуле:

$$G_k = \frac{F \cdot K \cdot P}{r \cdot t^{1/2}}, \text{кг/ч.}$$

где  $K$  – коэффициент условий охлаждения, принимаемый 30-50

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

$r$  – скрытая теплота парообразования 80 кДж/кг.

$t$  – время 2ч

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

$\Delta P$  – перепад давления в результате, принимается с учетом разности уровня и скоростного напора

Для его определения необходимо посчитать гидравлическое сопротивление сливного трубопровода.

$$\Delta P_{\text{тр}} = \lambda \left( \frac{L_{\text{тр}}}{d_{\text{тр}}} \right) \left( \frac{W_{\text{ж}} \cdot \rho}{2 \cdot g} \right), \text{кг} \cdot \text{с} / \text{м}^2$$

$\lambda$  – коэффициент теплоотдачи, равный 0,02

$L_{\text{тр}}$  – приведенная длина, м, 200-300

$\rho_{\text{ж}}$  – плотность жидкой фазы, 588

$g$  – ускорение свободного падения,  $9,81 \text{ м/с}^2$

$d_{\text{тр}}$  – диаметр трубопровода, равен  $0,1 \text{ м}$

$W_{\text{ж}}$ - скорость движения жидкости в сливном трубопроводе

$$W_{\text{ж}} = \frac{V_z \cdot K_{\text{мп}}}{f_{\text{мп}} \cdot 3600 \cdot t}, \text{ м/с}$$

где  $V_z$ - газовая часть, (3х51)

$f_{\text{тр}}$ - площадь поперечного сечения

$$f_{\text{мп}} = \Pi \cdot d / 4 = 3,14 \cdot 0,01 / 4 = 0,00785$$

$$W_{\text{ж}} = \frac{3 \cdot 51 \cdot 0,8}{0,00785 \cdot 3600 \cdot 2} = 2,16 \text{ м/с}$$

$$\Delta P_{\text{тр}} = 0,02 \left( \frac{250}{0,1} \right) \left( \frac{2,16^2 \cdot 588}{2 \cdot 9,8} \right) = 6991,3 \text{ кгс/м}^2$$

т.к  $\Delta P_{\text{тр}}$  находится в пределах  $5000-8000$ , то  $\approx 2 \text{ кгс/м}^2$

Средняя подача компрессора

$$G_{\text{Кср}} = 50 \cdot 28 \cdot 2 / 80 \sqrt{2} = 24,75 \text{ кг/ч} \quad G_{\text{К}} \text{ ср} = 50 \cdot 28 \cdot 2 / 80 \sqrt{2} = 37,11 \text{ кг/ч}$$

Подача компрессора в первые 5 минут

$$G_{\text{Кнач}} = 50 \cdot 28 \cdot 2 / 80 \sqrt{0,083} = 121,49 \text{ кг/ч}$$

## 7. РАСЧЕТ ВНУТРИДОМОВОГО ГАЗОПРОВОДА

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

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

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

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

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

Сопrotивление газа в трубопроводах складывается из сопротивлений на трение и в местных сопротивлениях. 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:

$$V_{\Gamma} = \Sigma K_0 \frac{g_i}{Q_{н\ p}} n_i, \text{ м}^3/\text{ч}$$

где  $K_0$ - коэффициент одновременности действия однотипных групп приборов, принимается по СНиП 2.04.08-87\* “Газоснабжение“

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

$$Q_{н\ p} - \text{низшая теплота сгорания кДж/ м}^3 \quad 96804 \text{ кДж/ м}^3$$

$n_i$ - число квартир .

расчет сводим в таблицу №3

Таблица №3

### Расход газа на каждом участке.

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

Длины участков измеряем по плану секции.

Определяем расчетные длины участков по формуле:

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

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, равной

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

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 рис. 11.10(5).

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

Далее определяем потери давления по участкам:

$$\Delta P = \left(\frac{\Delta P}{l}\right)_o * L_p, \text{ Па}$$

Находим гидростатический напор

$$H_g = \pm 9,81z(\rho_v - \rho_g), \text{ Па}$$

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>

$\rho_g$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup> равный 2,12 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 №4

## Гидравлический расчет внутридомового газопровода.

№ участка	Расчетный расход газа $V_{г}$ , $м^3/ч$	Длина участка $L$ , м	Расчетная длина $L_{р}$ , м	Надбавка на местные сопротивления, %	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 $H_{г}$ , Па	Общая потеря давления на участке $\Delta P + H_{г}$ Па
1-2	0,42	1	5,5	450	0	21,3x2,8	10,29	0,8	4,4	0	4,4
2-3	0,546	3	3,6	20	3	21,3x2,8	10,29	1,6	5,76	24,4	30,16
3-4	0,567	3	3,6	20	3	21,3x2,8	10,29	1,8	6,48	24,4	30,88
4-5	0,588	3	3,6	20	3	21,3x2,8	10,29	1,9	6,84	24,4	31,24
5-6	0,609	3	3,6	20	1	21,3x2,8	10,29	2,25	2,7	8,16	10,86
6-7	0,609	6,8	8,5	25	0	21,3x2,8	10,29	2,25	19,55	0	19,55
7-8	1,0668	6,4	8	25	2	21,3x2,8	10,29	7	56	16,3	72,3
сумма			33,28								210,97

Условие расчета выполнено, т.к. 210,97

Па &lt; 350 Па

## 8. РАСЧЕТ ВНУТРИКВАРТАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

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

Расчет считается законченным, если суммарные потери давления по наибольшей магистрали не превышают 250 Па. Расчетные расходы газа на участках определяются:

$$V_r = \sum K_0 \frac{g_i}{Q^p} n_i, \text{ м}^3/\text{ч}$$

В начале расчета определяем количество жителей в одном доме. За расчетный принимаем квартал №24

$$N_{\text{под}} = N_{\text{пот}} / K_{\text{сем}} * N_{\text{кв}}$$

Где K- коэффициент семейности (по заданию);

N- количество квартир в подъезде

$$N_{\text{под}} = 1024 / 3,7 * 10 = 25 \text{ под}$$

Число домов квартала определяется:

$$N = 25 / 5 = 5 \text{ шт.}$$

1024 - количество жителей квартала.

Длины участков замеряются по плану.

Расчетная длина:

$$L_p = 1,1 L, \text{ м}$$

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

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

Диаметр газопровода принимается по номограмме

Далее аналогично предыдущему расчету определяем действительные потери давления по участкам  $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_o$ , 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 №5 и №6

Таблица 5

**Расход газа для участков внутриквартального газопровода.**

Номер участка	Ассортимент прибора	Число квартир	$K_0$	$V_p, \text{ м}^3/\text{ч}$
1-2	10П4	10	0,254	1,016
2-3	20П4	20	0,235	2,024
3-4	30П4	30	0,23 1	2,77
4-5	40П4	40	0,227	3,63
5-6	50П4	50	0,233	4,66
6-7	100П4	100	0,21	8,4
7-8	150П4	150	0,205	12,3
8-9	200П4	200	0,2	16
9- ГРУ	250П4	250	0,195	19,5

Таблица №6

**Гидравлический расчет внутриквартального газопровода.**

<i>N<sup>0</sup></i> <i>участка</i>	<i>Расчетный расход газа V<sub>p</sub>, м<sup>3</sup>/ч</i>	<i>Длина участка L, м</i>	<i>Расчетная длина L<sub>p</sub>, м</i>	<i>Диаметр газопровода d, мм</i>	<i>Удельная потеря давления (ΔP/L)д, Па/м</i>	<i>Потери и давления ΔP, Па</i>
1-2	1,016	15	16,5	26,8x2,8	1,3	21,4
2-3	2,024	15	16,5	33,5x3,2	1,09	17,9
3-4	2,77	15	16,5	38x3	1,08	17,8
4-5	3,63	15	16,5	42,3x3,5	1,02	16,8
5-6	4,66	35	38,5	48x3,5	0,9	14,8
6-7	8,4	35	38,5	48x3,5	1,1	42,3
7-8	12,3	35	38,5	57x3	0,9	30,6
8-9	16	35	38,5	70x3	0,6	20,46
9-ГРУ	19,5	35	38,5	70x3	1	34,1

Расчет выполнен, т.к. 216,16 Па < 250 Па

**9. Расчет внутрикотельного газопровода**

Расчетный перепад давления ΔP=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:

$$L_p = 1,1 \cdot L, \text{ м}$$

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

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

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

Расчет сводим в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 Гидравлический расчет внутри котельного газопровода

№ участка	Расчетный расход газа Q <sub>p</sub> , м <sup>3</sup> /ч	Длина участка L, м	Расчетная длина L <sub>p</sub> , м	Диаметр газопровода d, мм	Средняя удельная потеря давления (ΔP/l) <sub>ср</sub> , Па/м	Удельная потеря давления (ΔP/l) <sub>д</sub> , Па/м	Потери давления ΔP, Па
1-2	10	4	4,4	38×3	6,68	5,25	23,1
2-3	20	30	33	48×3,5	6,68	6	198
Σ			37,4				221,1

Расчет выполнен, т.к. 221,1 < 250 Па.

### 9.1 Котел Е-1-9Г(МЗК-7АГ)

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 МЗК-7АГ:  
 паропроизводительность 1 т/ч, полная поверхность нагрева 17,1 м<sup>2</sup>; КПД 86%;

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 2,7 т.

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

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

Так как в топочной камере котла, работающий под наддувом, поддерживается давление 20-50 кгс/м<sup>2</sup>, высоту дымовой трубы выбирают только согласно требованиям санитарных и противопожарных норм. Увеличение давления в топке выше 40-50 кгс/м<sup>2</sup> свидетельствует об увеличении сопротивления газового тракта, связанного с загрязнением поверхностей нагрева.

При обнаружении дымления через неплотности обшивок в шестах соединений прокладывают асбестовый шнур, а стыки промазывают газоуплотнительной замазкой. Способ приготовления замазки: песок просеивают через сито, затем добавляют волокнистый асбест, который можно получить из листового скоблением его пилой для дерева. Песок и волокнистый

асбест тщательно перемешивают, смачивают жидким стеклом и вновь перемешивают. Жидкое стекло добавляют небольшими порциями. Замазка считается готовой при образовании однородной массы. До нанесения замазки поверхность предварительно смазывают жидким стеклом. Слой замазки 3-4 мм.

Наружная тепловая изоляция котла создается устройством кольцевого канала между внутренней жаростойкой и съемной наружной стальной обшивкой, в которой подается воздух от вентилятора ВД-2,7 через патрубок. Подогретый воздух с противоположной стороны котла через воздухопровод и воздушный регистр подается в горелку. Расход газа регулируется автоматически посредством 2 параллельно установленных перед горелкой электромагнитных клапанов различного диаметра. При работе котла на номинальной нагрузке газ поступает через оба клапана. При сниженной потребности в паре и повышении его давления в барабане котла больший клапан и котел работает на минимальном режиме. Увеличение расхода пара вызывает открытие большого клапана, и расход газа вновь возрастает до номинального. Такое давление двухпозиционное регулирование позволяет работать в пределах от 100 до 40% от номинального расхода газа.

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

Газовая часть горелки состоит из 2 труб: основной и запальной, которая расположена внутри основной по ее оси. Угольник, через который поступает в горелку газ, имеет прилив с отверстием для ввода запальной трубки, ее крепления и уплотнения. Второй конец основной трубки снабжен внутренней заглушкой с отверстием в центре для пропуска запальной трубки, питание которой газом осуществляется по самостоятельному газопроводу через блок соленоидов автоматики типа АМК-Г. 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 фронтального 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>.

Вертикально-водотрубный двухбарабанный котел типа Е-1/9-1F предназначен для выработки насыщенного пара давлением до 9 кгс/см<sup>2</sup>. Полная поверхность нагрева 30 м<sup>2</sup>, расход природного газа при номинальной нагрузке и КПД около 0,8 составляет 100 м<sup>3</sup>/ч, водяной объем котла 1,05 м<sup>3</sup>, давление газа перед горелкой, давление воздуха 140-150 кгс/м<sup>2</sup>, масса котлоагрегата 5,5 т.

Верхний и нижний барабаны котла, расположены на одной вертикальной оси соединены между собой пучком труб, образующих конвективную поверхность нагрева. Два боковых топочных экрана включены в циркуляционный контур через 2 верхних и 2 нижних коллектора вваренных в барабаны. Нижние коллекторы защищены от перегрева огнеупорной футеровкой. Трубы конвективного пучка имеют коридорное положение и

омываются поперечным газовым потоком. В конвективном пучке расположены перегородки из жаростойкой стали продуктов горения, которые удаляются из котла.

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

## 9.2 Расчет ГРУ для котельной

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

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

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

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

$$G_{\text{сут}} = 20 \cdot 2,126 = 42,52 \text{ кг/ч;}$$

Количество резервуаров:

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

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

$V_{\text{рез}}$  - объем резервуара;

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

$$N = \frac{10 \cdot 20}{5 \cdot 587,25} = 1 \text{ шт.}$$

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

$$N_u=42,52/100=0,43.$$

К установке принимаем 1 форсуночный испаритель.

## **10 Технология возведения инженерных сетей**

### **10.1 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 сжиженных углеводородных газов применяют специальную арматуру.

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

### **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 также монтироваться газопроводы и арматура; отверстий для прокладки газопроводов в фундаментах, перекрытиях, стенах и перегородках; каналов и борозд для газопроводов; чистых полов или фундаментов под газовое оборудование и приборы.

Должны быть выполнены: штукатурка стен в помещениях кухонь и ванн, в которых предусмотрена установка газового оборудования; облицовка стен, около которых устанавливаются газовые приборы и монтируются газопроводы; окраска полов в местах установки приборов. Помещения кухни должны быть

оснащены форточками. После приемки составляем акт о приемке объекта под монтаж.

### **Монтажные работы**

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

Арматуру до установки проверяют, 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.

### **Испытание внутреннего газопровода**

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 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.

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

Приемка системы в эксплуатацию оформляется актом.

## **10.2 Монтаж подземного газопровода**

### **Подготовительные работы**

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

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

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

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

### **Разбивка трассы газопровода**

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

нивелирование постоянных реперов должно производиться с точностью, предусмотренной главой [3] 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 ЗИЛ 130-76 с ЦЗМ или заводов согласно составленным заявкам по спецификациям. Трубы, арматура, сварочные и изоляционные материалы, применяемые для строительства систем газоснабжения, должны иметь сертификаты заводов-изготовителей, подтверждающие соответствие требованиям государственных стандартов или технических условий.

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

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

### **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.

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

Рытье траншей производится экскаватором ЕК-12-10 с обратной лопатой. После рытья траншей следует ручная зачистка стенок и дна траншей, затем грунт отсыпают в отвал, с одной стороны. Лишний грунт вывозится самосвалом МАЗ-503. Через каждые 100-150 метров устанавливают пешеходные мостики.

### **Сборка и сварка труб в звенья**

Перед сборкой под сваркой стальных труб необходимо:

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

проверить геометрические размеры разделки кромок, выправить плавные вмятины на концах труб глубиной до 3.5% наружного диаметра трубы;

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

### **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-1562А опускают в траншею, укладывая плеть 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.

### **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-1562А. После установки производят обвязку резервуаров трубопроводами  $d=50$  мм.

При двух подземных резервуарах каждый из них оборудуется специальной редукционной 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 редукционной головке вырезается место для монтажа испарителя. Прокладывают контур заземления (на расстоянии 1 м от резервуаров) и соединяют на сварке с опорами резервуаров. Величина сопротивления контура не более 10 см.

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

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

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

Резервуары групповых установок совместно с их обвязкой испытываются на плотность воздухом, на максимальное рабочее давление 10 кг/см<sup>2</sup> при закрытой обвязке арматуры с проверкой всех соединений мыльной эмульсией.

Испытание резервуаров на плотность воздухом допускается после гидравлического испытания их.

При производстве земляных работ необходимо обеспечить защиту котлована от атмосферных вод и промерзания дна котлована. Для отвода атмосферных вод с поверхности обсыпки предусмотрена призма из песчаного грунта  $h = 0,3$  м с последующей одерновкой ее поверхности и откосов.

Для удобства обслуживания оборудования предусмотрена асфальтовая дорожка шириной 1 м. За условную отметку 0,000 принята отметка обсыпки резервуаров, соответствующая абсолютной отметке. По всему периметру групповая установка резервуаров ограждается оградой из металлической сетки по железобетонным столбам высотой 1,6 м 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.

### **Изоляция газопровода**

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

### **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 России [1].

### **Окончательное испытание газопроводов**

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

Газопроводы и газовое оборудование перед сдачей в эксплуатацию испытывают, используя пружинные и водяные V-образные манометры. Газопроводы давлением 0,1 МПа испытывают V-образными жидкостными манометрами. Свыше 0,1 МПа – пружинными, типа ОБМ класса 1,5. Испытания производят в соответствии с [4].

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В ходе выполнения работы достигнута главная цель – проектирование системы газоснабжения жилого района.

Для достижения цели были решены следующие задачи:

- рассчитано годовое газопотребление;
- спроектирована газонаполнительная станция;
- произведен расчет резервуарных установок;
- рассчитаны внутриквартальные и внутридомовые сети газопотребления;
- В разделе автоматизации представлены схема автоматизации автоматического регулирования котлом Blazer

## **СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

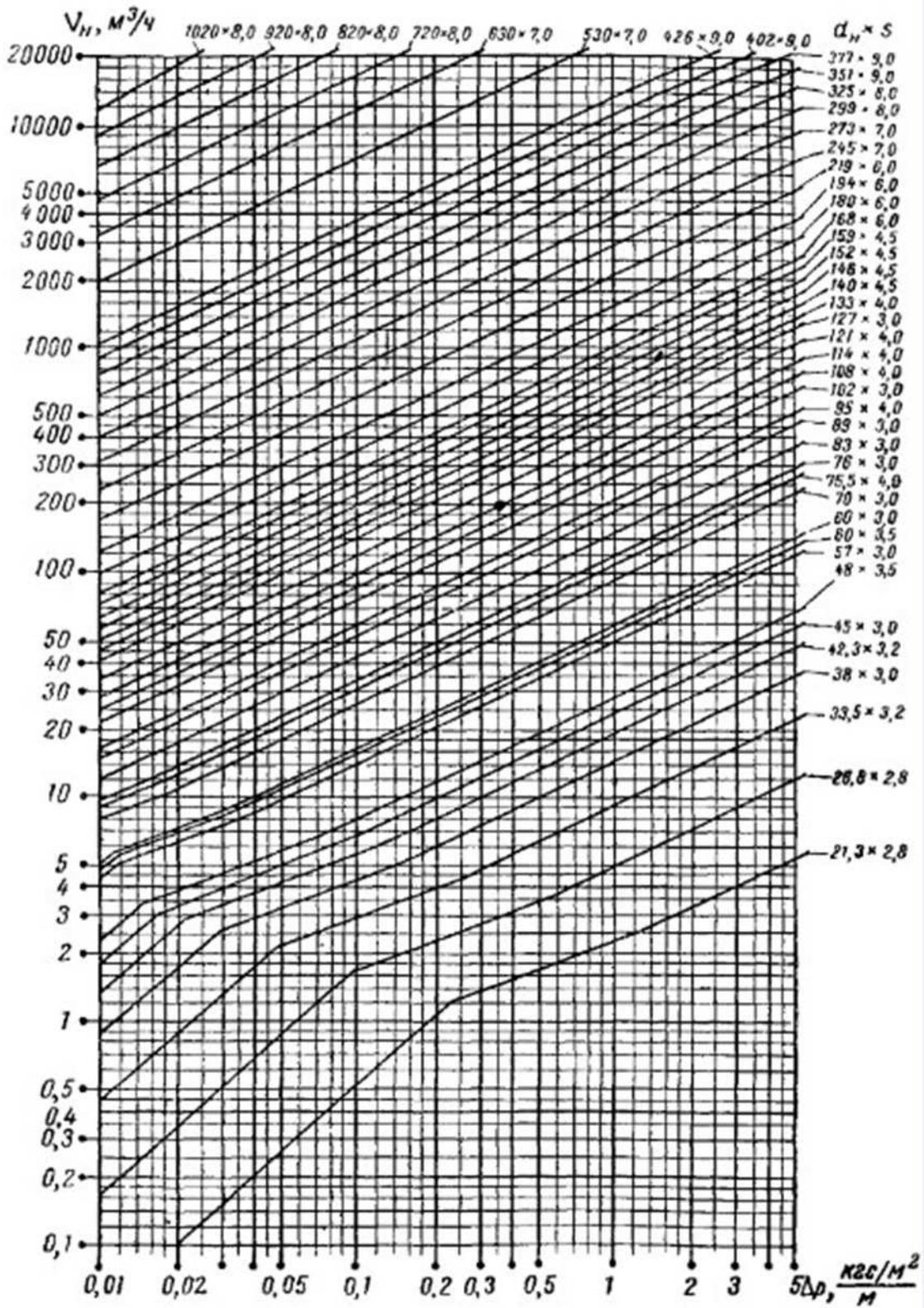
ГНС – газонаполнительная станция;  
ГРУ – групповая резервуарная установка;  
КИП – контрольно-измерительный прибор;  
КПД – коэффициент полезного действия;  
ПЗК – предохранительный запорный клапан;  
ППР – планово-предупредительный ремонт;  
ЭДС – электродвижущая сила;

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 СП 62.13330.2011. Свод правил. Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. – Москва: Минрегион России, 2011. – 84 с.
- 2 СП 41-108-2004. Свод правил. Поквартирное теплоснабжение жилых зданий с теплогенераторами на газовом топливе. – Москва: Минрегион России, 2004. – 15 с.
- 3 СНиП 12-04-2002. Строительные нормы и правила. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство. – Москва: Минрегион России, 2002. – 35 с.
- 4 СП 68.13330.2017. Свод правил. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения. – Москва: Минрегион России, 2017 – 50 с.
- 5 Стаскевич, Н. Л. Справочник по сжиженным углеводородным газам / Н. Л. Стаскевич, Д. Я. Вигдорчик. – Ленинград: Недра, 1990. – 762 с.
- 6 Ионин, А. А. Газоснабжение: учебник для студентов ВУЗов / А. А. Ионин. – Москва: Стройиздат, 1989. – 448 с.
- 7 Бунчук, В. Н. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа / В. Н. Бунчук. – Москва: Недра, 1977. – 366 с.
- 8 Рябцев, Н. И. Сжиженные углеводородные газы / Н. И. Рябцев, Б. Т. Кряжев. – Москва: Недра, 1977. – 279 с.
- 9 Преображенский, Н. И. Сжиженные углеводородные газы / Н. И. Преображенский. – Ленинград: Недра, 1977. – 276 с.
- 10 Рябцев, Н. И. Газовое оборудование, приборы и арматура / Н. И. Рябцев. – Москва: Недра, 1985. – 527 с.
- 11 Котельников, В. С. Новейший справочник сантехника / В. С. Котельников. – Москва: Феникс, 2014. – 271 с.
- 12 Соколов, Г. К. Технология и организация строительства: учебник / Г. К. Соколов. – Москва: Издательский центр «Академия», 2008. – 528 с.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

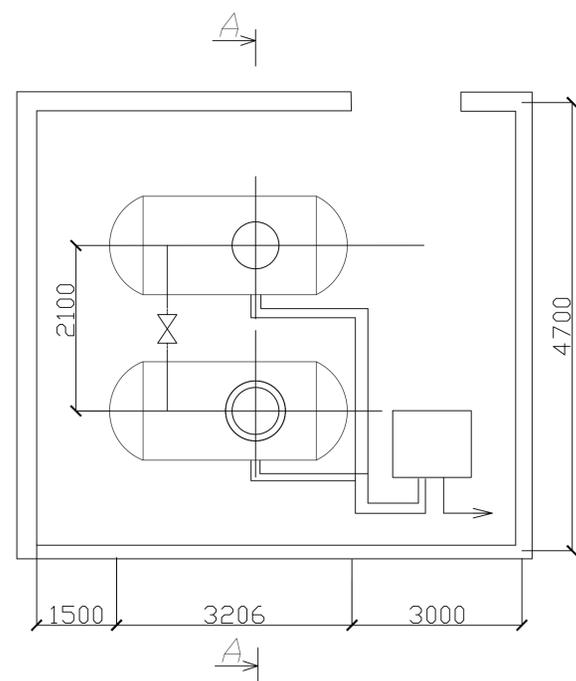
## Номограмма для гидравлического расчёта газопровода



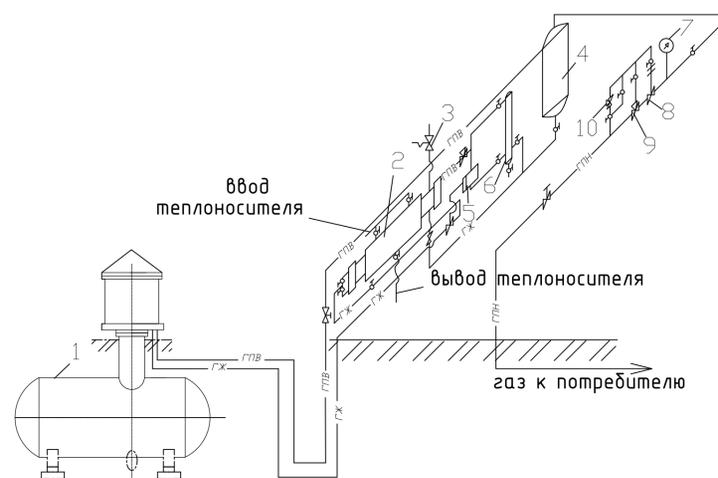


# Групповая резервуарная установка

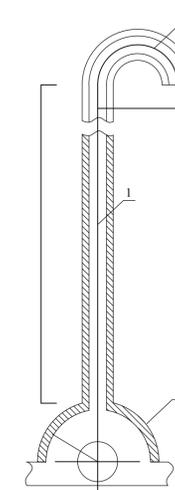
План на отм. 0.000



Компановка резервуара с форсуночным испарителем



Трубка контрольная



Разрез А-А

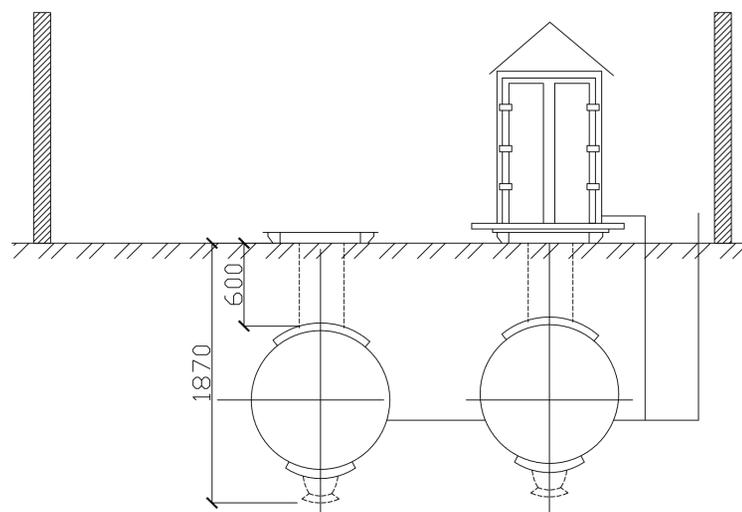
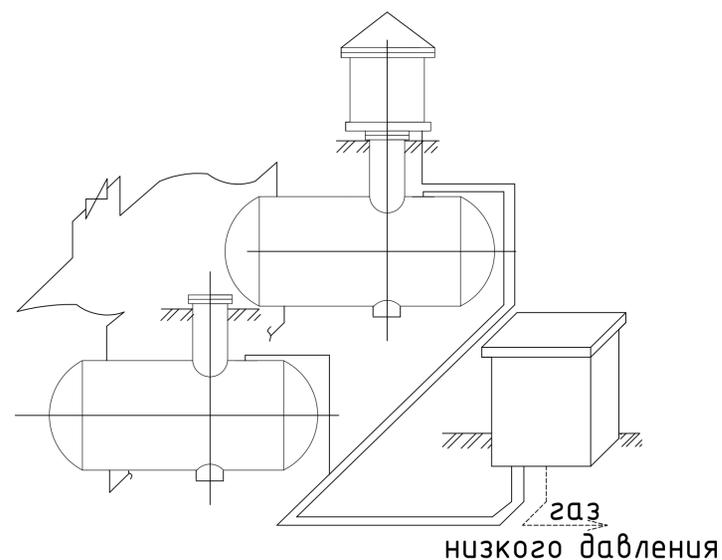


Схема обвязки резервуаров



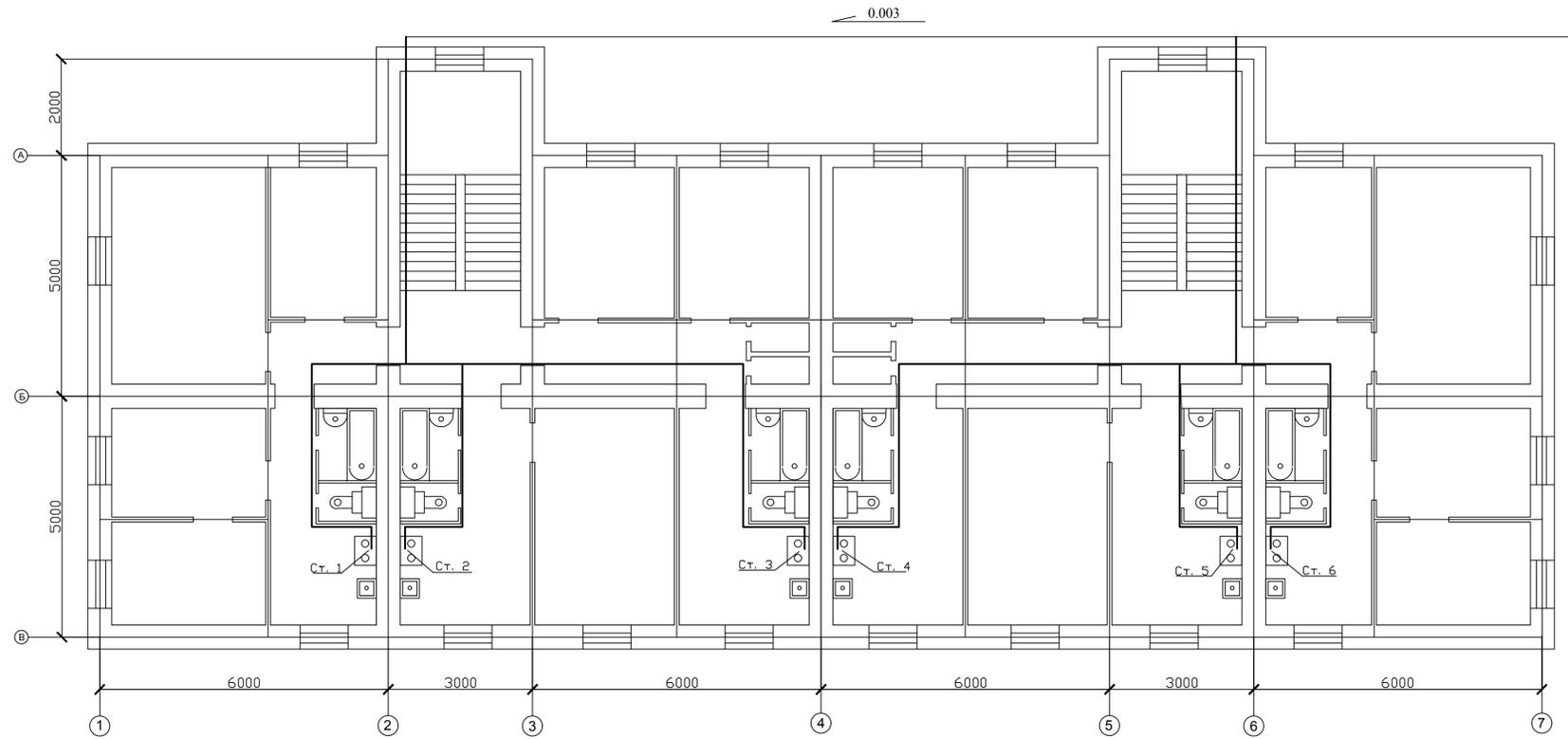
СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	кол	примечание
1	ГОСТ 52630-06	Подземный резервуар	1	
2	ГОСТ 15860-70	Форсуночный испаритель	1	
3	ГОСТ 15150-69	Предохранительный сбросной клапан	1	
4	ГОСТ 12815-80	Ресивер	1	
5	ГОСТ 15150-69	Поплавковый регулятор	1	
6	ГОСТ 2405-88	Конденсатосборник	1	
7	ГОСТ 15150-69	Манометр	1	
8	ГОСТ 21805-94	Предохранительный запорный клапан	1	
9	ГОСТ 21805-94	Регулятор давления	1	
10	ГОСТ 2608-74	Трехходовой кран	1	
Трубка контрольная				
1	ГОСТ 17375-01	Трубка 50x30	1	
2	ГОСТ 17375-01	Отвод 90	1	
3	ГОСТ 7076-99	Кожух	1	

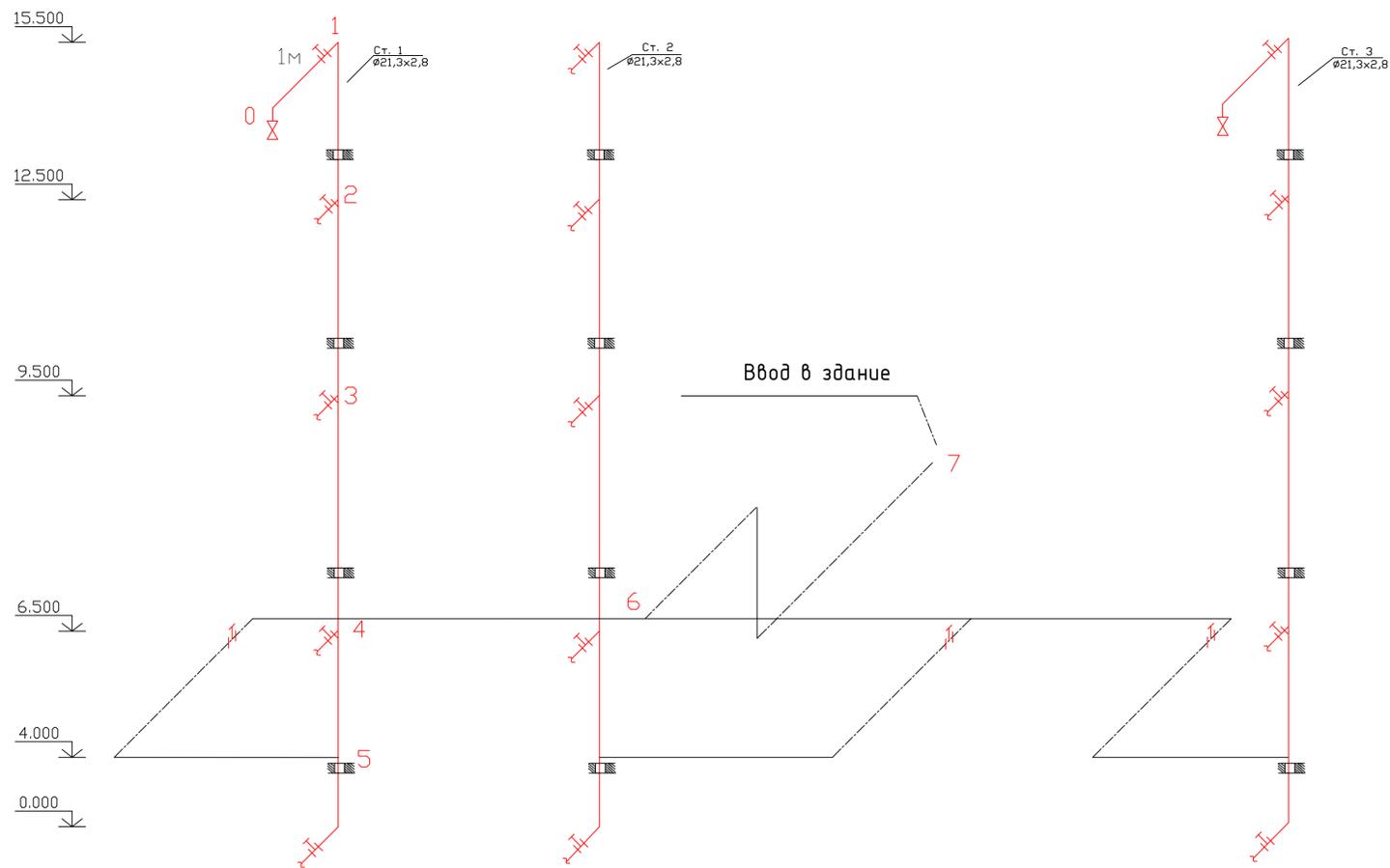
Изм.					Лист		
Лист	Кол.	№ док.	Подпись	Дата			
Выполнил	Ткаченко А.А.				БР-08.03.01.00.05-2018 СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ Инженерно-строительный институт Газификация сжиженным газом жилого района и котельной		
Руководит.	Аеласевич А.И.						
Н. контр.	Аеласевич А.И.				Стadia	Лист	Листов
Групповая резервуарная установка. План на отметке 0,000. Разрез А-А. Схема обвязки резервуаров. Спецификация.					У	1	5
					Каф. ИСЗиС		

Сделано в  
 Инженерно-строительном институте  
 Подпись и дата  
 Взам. инв. №

# План типового этажа М1:100



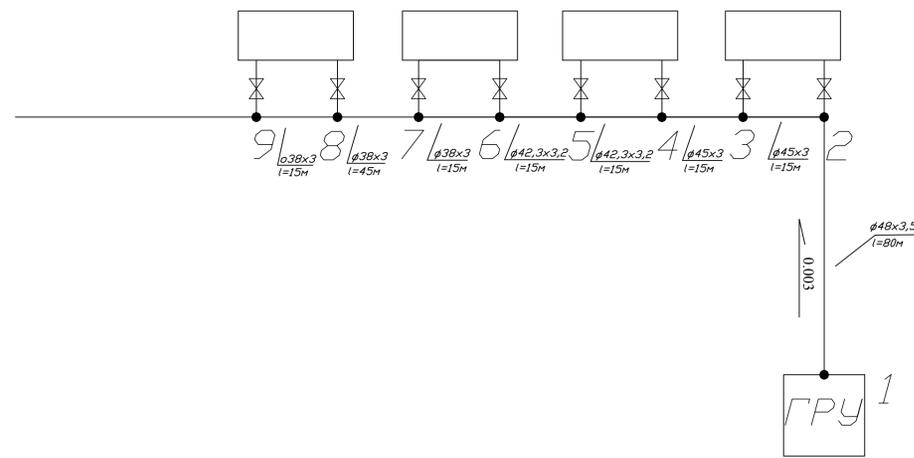
## Аксонометрическая схема внутридомового газопровода



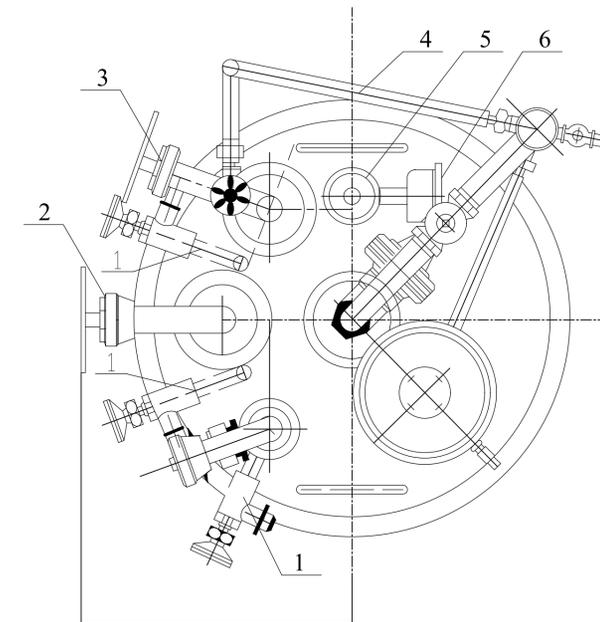
Составлено	
Проверено	
Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	

БР-08.03.01.00.05-2018				
СИБирский федеральный университет Инженерно-строительный институт				
Изм.	Лист	Кол. № док.	Подпись	Дата
Выполнил	Ткаченко А.А.			
Руководит.	Аласевич А.И.			
Газификация сжиженным газом жилого района и котельной			Стадия	Лист
			У	2
Листов			5	
Н. контр. Аласевич А.И.			План этажа М 1:100, аксонометрическая схема внутридомового газопровода	
			Каф. ИСЗиС	

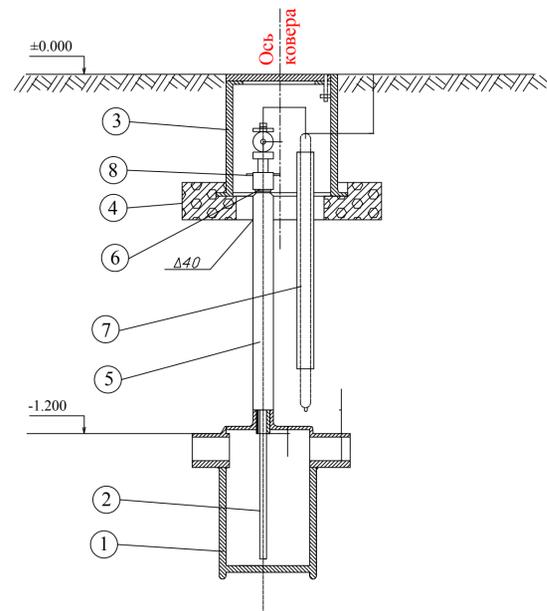
# Схема внутриквартирного газопровода



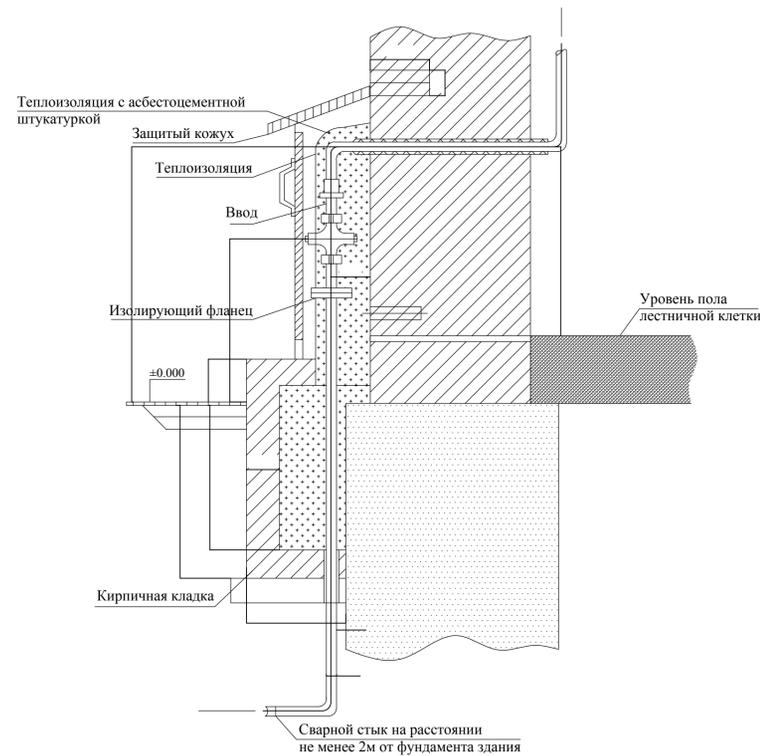
# Головка управления



# Сборник конденсата



# Утепленный цокольный ввод газопровода для сжиженных газов



# СПЕЦИФИКАЦИЯ

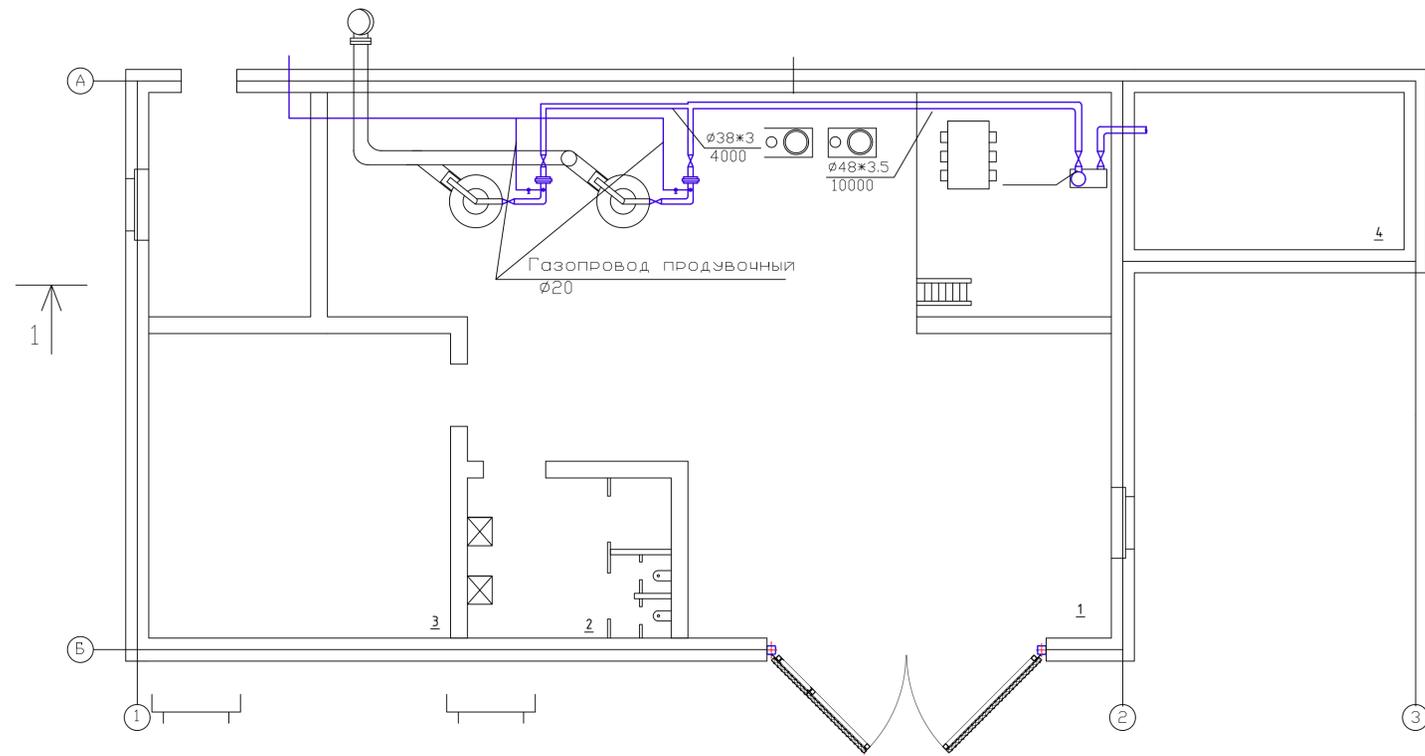
Поз.	Обозначение	Наименование	кол	примечание
Головка управления				
1	ГОСТ 23102-78	Трубки уравнимерные	1	
2	ГОСТ 23102-78	Патрубок парофазный уравнимерный	1	
3	ГОСТ 23102-78	Патрубок наполнительный	1	
4	ГОСТ 18698-79	Сбросной трубопровод из гибкого шланга	1	
5	ГОСТ 21805-94	Предохранительный клапан	1	
6	ГОСТ 15150-69	Манометр	1	
Сборник конденсата				
1	ГОСТ 52630-06	Корпус	1	
2	ГОСТ 10704-91	Труба внутренняя в сборе	1	
3	Д 325	Ковер большой сварной	1	
4	ГОСТ 10798-77	Подушка под ковер	1	
5	ГОСТ 52630-06	Кожух	1	
6	ГОСТ 7338-90	Пластина контактная	1	
7	ГОСТ Р 50571,2-94	Электрод заземления	1	
8	ГОСТ 15180-86	Прокладка /φ56/φ34/δ=2	1	
Плита бытовая газовая				
1	ГОСТ 10798-77	Плита бытовая газовая	1	
2	ГОСТ 3262-75	Труба водогазопроводная	1	

Составлено  
Выполнил  
Руководит.  
Инв. № подл.  
Получил и дата  
Взам. инв. №

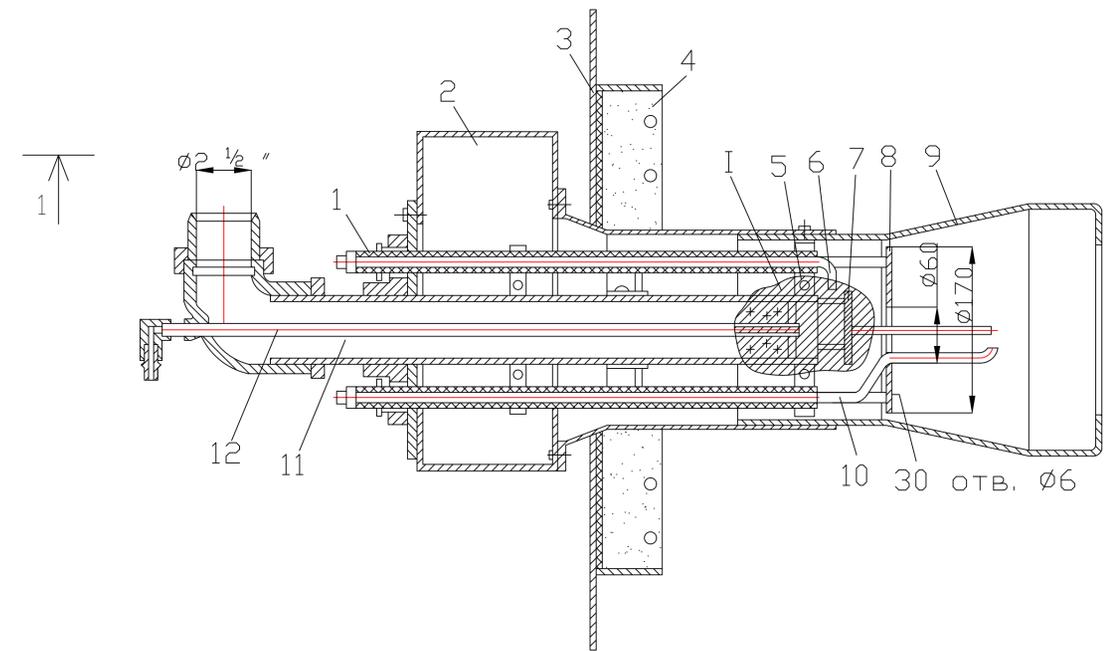
БР-08.03.01.00.05-2018					
СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ Инженерно-строительный институт					
Изм.	Лист	Кол.	№ док	Подпись	Дата
Выполнил	Ткаченко А.А.				
Руководит.	Аеласевич А.И.				
Газификация сжиженным газом жилого района и котельной					
Н. контр.	Аеласевич А.И.				
Схема внутриквартирного газопровода. Установка газовой плиты. Цокольный ввод газопровода.			Стadia	Лист	Листов
			У	3	5
			Каф. ИСЗиС		



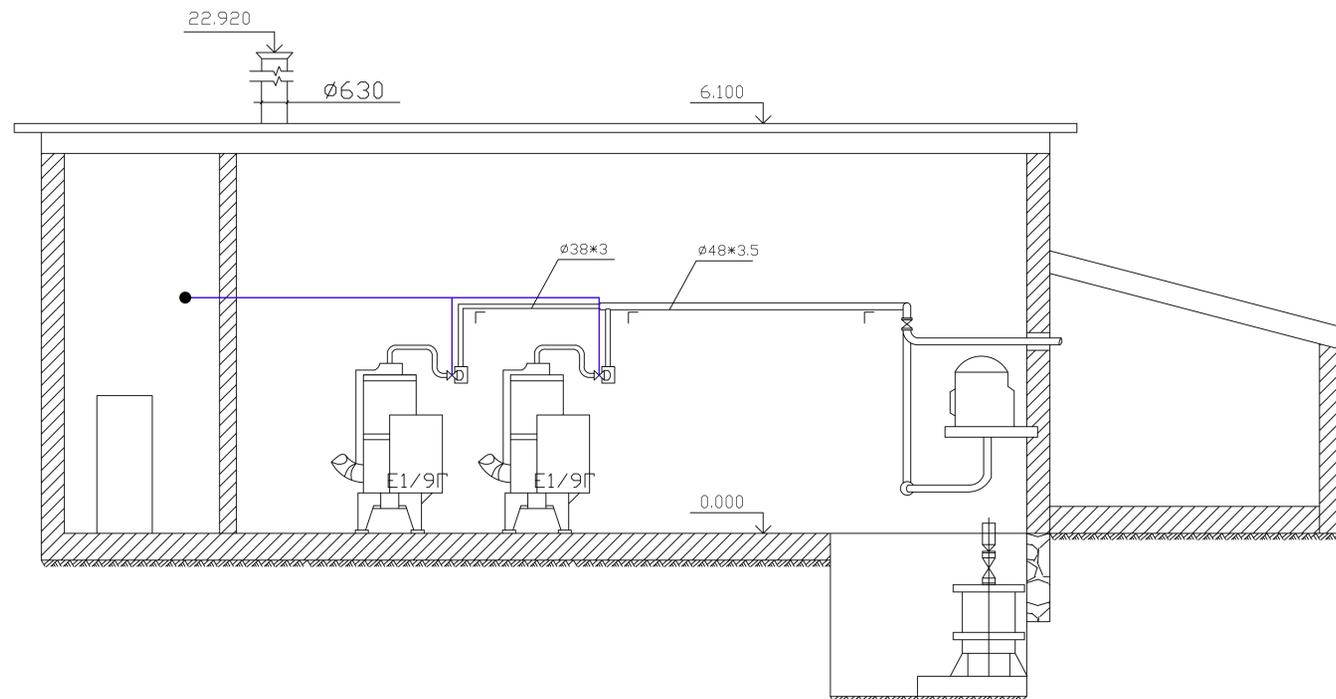
# План котельной на отметке 0,000 М 1:50



# Горелка газовая Г-1,0



# Разрез 1-1



## ЭКСПЛИКАЦИЯ ПОМЕЩЕНИЙ

№ помещения	Наименование	Площадь S, м <sup>2</sup>	Категория помещений по пож. опасности
1	Машинный зал	124,6	А
2	Сан. узел	6,5	Д
3	Помещение машиниста котельной	42,3	Г
4	Газорегуляторный пункт	45	А

Изм.					Лист			Листов			
					БР-08.03.01.00.05-2018						
					СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ						
					Инженерно-строительный институт						
Изм.	Лист	Кол.	№ док.	Подпись	Дата	Газификация сжиженным газом жилого района и котельной			Стадия	Лист	Листов
									У	5	5
					План котельной на отметке 0.000 М:1:50. Разрез 1-1. Горелка газовая - 1,0			Каф. ИСЗиС			

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования

«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Инженерно-строительный институт  
Кафедра инженерных систем зданий и сооружений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Г. В. Сакаш

  
подпись

«09» 06 2018г.

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01.05 Теплогазоснабжение и вентиляция

Газоснабжение г. Михайлово и промпредприятия

Пояснительная записка

Руководитель

  
подпись, дата

доцент ИСиС, к.т.н. А.И. Авласевич  
должность, ученая степень

Выпускник

 09.06.18  
подпись, дата

Ткаченко А.А.

Нормоконтролер

  
подпись, дата

А.И. Авласевич

Красноярск 2018