

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Емельянов Сергей Геннадьевич
Должность: ректор
Дата подписания: 25.09.2022 14:47:11
Уникальный программный ключ:
9ba7d3e34c012eba476ffd2d064cf2781953be730df2374d16f3c0ce536f0fc6

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Юго-Западный государственный университет»
(ЮЗГУ)

Кафедра теплогазоводоснабжения



ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

Методические указания и задания к практическим занятиям и самостоятельной работе для студентов очной и заочной форм обучения направления подготовки 08.04.01 «Строительство»

Курск 2017 г.

УДК 621.64

Составитель В.А. Жмакин

Рецензент

Кандидат технических наук, доцент кафедры
теплогазоводоснабжения Н.Е. Семичева

Использование сжиженного природного газа:
методические указания и задания к практическим занятиям
и самостоятельной работе для студентов очной и заочной
форм обучения направления подготовки 08.04.01
«Строительство»/ Юго-Зап. гос. ун-т; сост. В.А. Жмакин. –
Курск, 2017. – 44 с. – Библиогр.: с. 37.

Приводятся методические указания и задания к
практическим занятиям и самостоятельной работе для
студентов очной и заочной форм обучения направления
подготовки 08.04.01 «Строительство» по дисциплине
«Использование сжиженного природного газа в качестве
резервного топлива», а также примеры расчетов и
необходимый справочный материал в виде таблиц.

Методические указания предназначены для студентов
направления подготовки 08.04.01 «Строительство»
направленности «Теплогазоснабжение населенных мест и
предприятий» очной и заочной форм обучения.

Текст печатается в авторской редакции

Подписано в печать . Формат 60x84 1/16.

Усл. печ.л. Уч. изд.л. Тираж 30 экз. Заказ . Бесплатно.

Юго-Западный государственный университет.

305040, г. Курск, ул. 50 лет Октября, 94.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Введение..... | 4 |
| Задание к расчетной работе..... | 5 |
| Пример расчета | 6 |
| 1.1 Характеристика района строительства..... | 6 |
| 1.2 Характеристика газообразного топлива..... | 7 |
| 1.3 Определение годовой потребности в газе..... | 7 |
| 1.4 Определение расчетно-часовых расходов газа и производительности установки сжижения..... | 17 |
| 1.5. Определение общей потребности в СПГ. Выбор резервуара для хранения СПГ | 21 |
| 1.6. Расчёт толщины стенки внутренней ёмкости хранилища СПГ | 23 |
| 1.7. Расчёт тепловой изоляции хранилища СПГ | 24 |
| 1.8. Тепловой расчёт холодильной установки..... | 30 |
| 1.9. Выбор цистерны для транспортировки СПГ | 34 |
| 1.10. Расчёт тепловой изоляции трубопроводов СПГ | 34 |
| Библиографический список..... | 37 |
| Приложения..... | 39 |

ВВЕДЕНИЕ

Сжиженный природный газ (СПГ) занимает прочные позиции на международном рынке энергоносителей. Страны, снабжение которых природным газом по трубопроводам затруднено или невозможно, развили технологию сжижения природного газа и транспортировке его в жидком виде в специальных резервуарах. Для этого было разработано соответствующее технологическое оборудование: мощные установки сжижения, танкеры с теплоизолированными резервуарами, крупные изотермические хранилища, криогенные трубопроводы, насосы для перекачки криогенных жидкостей, газификаторы.

Развитие топливно-энергетической отрасли в России в ближайшие годы будет неразрывно связано с более широким использованием сжиженного природного газа. В последние годы разрабатываются программы производства СПГ и его применения в целях коммунального газоснабжения населенных пунктов, в качестве котельного топлива на предприятиях топливно-энергетического комплекса, для создания систем резервирования газа, а также в качестве моторного топлива для автомобильного, железнодорожного, водного и воздушного транспорта.

Использование СПГ обусловлено технико-экономическими преимуществами по сравнению с прокладкой газопроводов. В первую очередь это касается населенных пунктов и объектов топливно-энергетического комплекса малой мощности, расположенных на значительных расстояниях от магистральных газопроводов или вне зоны действия ГРС. При расстоянии от магистральных газопроводов до потребителя более 40 км приведенные затраты на газоснабжение таких объектов с помощью СПГ оказываются ниже, чем для сетевого варианта. Кроме того, использование СПГ может рассматриваться и как временный способ газификации населенных пунктов, включенных в план трубопроводной газификации.

ЗАДАНИЕ К РАСЧЕТНОЙ РАБОТЕ

Номер генерального плана выбирается по приложению 2, остальные исходные данные выдаются преподавателем индивидуально.

| | |
|--|--|
| 1. Номер генерального плана | |
| 2. Номер ГРС | |
| 3. Город | |
| 4. Номера жилых кварталов: | |
| А - с горячим водоснабжением от районной газовой котельной и центральным отоплением (9 - этажная застройка) | |
| Б – без горячего водоснабжения с отоплением от индивидуальных отопительных установок (1 – этажная застройка) | |
| В - с горячим водоснабжением от проточных водонагревателей и центральным отоплением (5 – этажная застройка) | |
| 5. Районная газовая котельная; квартал № | |
| 6. Хлебозавод; квартал № | |
| 7. Банно-прачечный комбинат; квартал № | |
| 8. Процент охвата газификацией общественных зданий и сооружений | |
| 9. Удельная кубатура жилых зданий | |
| 10. Промышленные предприятия: | |
| а) Трехсменное производство (плавка бронзы); квартал № $R_{пр}^{п1}$ | |
| Б) Двухсменное производство (обжиг кирпича); квартал № $R_{пр}^{п2}$ | |
| В) Односменное производство (обжиг кирпича); квартал № $R_{пр}^{п3}$ | |
| 11. Плотность населения жилой части района газификации; n | |

ПРИМЕР РАСЧЕТА

1.1 Характеристика района строительства

1.1.1 Географические данные и климатические условия

Район строительства – поселок городского типа Курской области, расположенный неподалеку от г. Курск.

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления принята равной $t_{н.о.} = -26^{\circ}\text{C}$ [18].

Средняя температура наружного воздуха отопительного периода:

$$t_{н.о.}^{cp} = -2,4^{\circ}\text{C} [18].$$

Продолжительность отопительного периода: $n_o = 198$ сут [18].

1.1.2 Количество жителей в каждом квартале:

$$N'_i = F'_i \times n, \quad (1)$$

где F'_i - площадь квартала, га, определяется по генплану района города (см. лист 1 графической части дипломного проекта);

n - плотность населения жилой части района газификации, чел/га.

Доля населения каждого квартала от населения района газификации:

$$P'_i = \frac{N'_i}{\sum_{i=1}^n N'_i}, \quad (2)$$

где $\sum N'_i$ - общее количество жителей в районе газификации.

Таблица 1.1 - Характеристика района газификации

| № кв-ла | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| F'_i , га | 17,20 | 6,48 | 18,81 | 9,44 | 17,63 | 12,40 | 11,97 | 13,86 |
| n , чел/га | 180 | | | | | | | |
| N'_i , чел | 3096 | 1166 | 3386 | 1699 | 3173 | 2232 | 2155 | 2495 |
| $\sum N'_i$, чел | 19402 | | | | | | | |
| P'_i | 0,160 | 0,060 | 0,175 | 0,088 | 0,164 | 0,115 | 0,111 | 0,129 |

1.2 Характеристика газообразного топлива

Низшая теплота сгорания сухой массы газообразного топлива определяется по следующей формуле:

$$Q_{\text{H}}^{\text{C}} = 357,97 \text{ CH}_4 + 636,39 \text{ C}_2\text{H}_6 + 912,72 \text{ C}_3\text{H}_8 + 1189,05 \text{ C}_4\text{H}_{10} + 1465,38 \text{ C}_5\text{H}_{12} + 590,34 \text{ C}_2\text{H}_4 + 858,29 \text{ C}_3\text{H}_6 + 1134,62 \text{ C}_4\text{H}_8 + 108,02 \text{ H}_2 + 126,44 \text{ CO} + 234,46 \text{ H}_2\text{S}, \quad (3)$$

где 357,97; 636,39... 234,46 - низшая теплота сгорания 1% сухой массы соответственно метана, этана, пропана, бутана и др. в процентах по объему.

Состав и плотность природного газа выбираем по приложению 1 (см. таблицу П 1.1) для месторождения Оренбургское.

Таблица 1.2 - Состав и плотность природного газа, % объема при н.у.

| Плотность газа, кг/м ³ | CH ₄ | C ₂ H ₆ | C ₃ H ₈ | C ₄ H ₁₀ | C ₅ H ₁₂ | CO ₂ | H ₂ S | N ₂ и др. |
|-----------------------------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|-----------------|------------------|----------------------|
| 0,84 | 85 | 4,9 | 1,6 | 0,75 | 0,55 | 0,6 | 1,3 | 5 |

$$Q_{\text{H}}^{\text{C}} = 357,97 \times 85 + 636,39 \times 4,9 + 912,72 \times 1,6 + 1189,05 \times 0,75 + 1465,38 \times 0,55 + 108,02 \times 5 + 126,44 \times 0,6 + 234,46 \times 1,3 = 37\,625 \text{ кДж/м}^3 = 37,625 \text{ МДж/м}^3.$$

1.3 Определение годовой потребности в газе

Суммарное годовое потребление газа районом газификации вычисляем по следующей формуле [5]:

$$Q_{\text{год}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5, \quad (4)$$

где Q_1 - бытовое потребление газа за год, м³/год;

Q_2 - годовое потребление газа крупными коммунально-бытовыми предприятиями района газификации, м³/год;

Q_3 - годовое потребление газа общественными предприятиями и сооружениями района газификации, м³/год;

Q_4 - годовой расход газа на отопление и горячее водоснабжение от котельной (РГК) и индивидуальных отопительных установок, м³/год;

Q_5 - годовой расход газа промышленными предприятиями района газификации, м³/год.

1.3.1 Годовой расход газа на отопление и горячее водоснабжение от котельной:

$$Q_{\text{год}}^{\text{РГК}} = Q_o + Q_{\text{ГВС}}, \quad (5)$$

где Q_o - годовой расход газа на отопление, $\text{нм}^3/\text{год}$;

$Q_{\text{ГВС}}$ - годовой расход газа на горячее водоснабжение от РГК, $\text{нм}^3/\text{год}$.

1.3.1.1 Годовой расход газа на отопление от котельной:

$$Q_o = g_o \cdot V_{\text{уд}} \cdot \Sigma N_o \cdot (t_{\text{н.о}} - t_{\text{н.о}}^{\text{cp}}) \cdot 24 \cdot n_o \cdot \frac{1 + k_1}{Q_{\text{н}}^c \cdot \eta_k}, \quad (6)$$

где g_o - удельная отопительная характеристика зданий.

Для г. Курск с $t_{\text{н.о}} = -26^\circ\text{C}$:

– для кварталов с 5-этажной застройкой $g_o = 1,77$ кДж /($\text{м}^3\text{ч}^\circ\text{C}$) [5];

– для кварталов с 1-этажной застройкой $g_o = 3,12$ кДж /($\text{м}^3\text{ч}^\circ\text{C}$) [5];

$V_{\text{уд}}$ - удельная кубатура жилых зданий, $\text{м}^3/\text{чел}$, $V_{\text{уд}}=47$ $\text{м}^3/\text{чел}$.

ΣN_o - число жителей в кварталах, отапливаемых от РГК (кварталы с 5-этажной застройкой), чел., $\Sigma N_o = 14305$ чел.

$t_{\text{вн}}$ - температура воздуха внутри помещения, принимается равной 20°C ;

$t_{\text{но}}^{\text{cp}}$ - средняя температура наружного воздуха за отопительный период,

$t_{\text{но}}^{\text{cp}} = -2,4$ $^\circ\text{C}$;

n_o - продолжительность отопительного периода, сут, $n_o=198$ сут;

k_1 - коэффициент, учитывающий расход газа на отопление, принимается равным $k_1 = 0,25$;

η_k - КПД котельной, $\eta_k = 0,85$.

$$Q_o = 1,77 \times 47 \times 14305 \times (20 - (-2,4)) \times 24 \times 198 \times \frac{1 + 0,25}{37625 \times 0,85} = 4951059$$

$\text{м}^3/\text{год}$.

1.3.1.2. Вычисляем годовой расход газа на горячее водоснабжение от котельной:

$$Q_{\text{ГВС}} = g_{\text{ГВС}} \times \Sigma N_i / Q_{\text{н}}^c, \quad (7)$$

где $g_{гвс}$ – годовая норма потребления газа на горячее водоснабжение от РГК, МДж;

ΣN_i – общее число жителей в кварталах с горячим водоснабжением от РГК, чел, $\Sigma N_i = 9655$ чел.

Годовая норма потребления газа на горячее водоснабжение от РГК рассчитывается по формуле:

$$g_{гвс} = 24 \times q_{гв} \times \left[n_0 + (350 - n_0) \times \frac{55 - t_{хл}}{55 - t_{хз}} \times \beta \right] \times \frac{1}{\eta_{гв}}, \quad (8)$$

где $q_{гв}$ – укрупненный показатель среднечасового расхода теплоты на горячее водоснабжение, принимается равным 1310 кДж/(ч·чел), см. прил.5 [5];

β – коэффициент, учитывающий снижение расхода горячей воды в летний период, принимается равным 0,8;

$t_{хз}$, $t_{хл}$ – температуры водопроводной воды в отопительный и летний периоды, принимается равным соответственно 5 и 15°C;

$\eta_{гв}$ – КПД районной газовой котельной, равный 0,85;

n_0 – продолжительность отопительного периода, сут, $n_0 = 198$ сут;

$$g_{гвс} = 24 \times 1310 \times \left[198 + (350 - 198) \times \frac{55 - 15}{55 - 5} \times 0,8 \right] \times \frac{1}{0,85} = 10921886 \text{ кДж/}(\text{чел} \cdot \text{год});$$

$$Q_{гвс} = 10921886 \times 9655 / 37625 = 2802679 \text{ м}^3/\text{год}.$$

1.3.1.3. Вычисляем годовой расход газа на отопление и горячее водоснабжение от РГК:

$$Q_{год}^{РГК} = 4951059 + 2802679 = 7753738 \text{ м}^3/\text{год}.$$

1.3.1.4. Годовой расход газа на отопление от индивидуальных отопительных установок:

$$Q_{инд}^{год} = g_0 V_{уд} \sum N_k (t_{вн} - t_{но}^{ср}) 24 \times n_0 \frac{1}{Q_n \eta_{инд}}, \quad (9)$$

где ΣN_k – число жителей в кварталах с 1 - этажной застройкой, чел, $\Sigma N_k = 9723$ чел;

$\eta_{инд}$ – КПД индивидуальных отопительных установок, $\eta_{инд} = 0,75$.

$$Q_{\text{инд кв 2}}^{\text{год}} = 3,12 \times 47 \times 1166 \times (20 - (-2,4)) \times 24 \times 198 \times \frac{1}{37625 \times 0,75} = 644967$$

м³/год;

$$Q_{\text{инд кв 4}}^{\text{год}} = 3,12 \times 47 \times 1699 \times (20 - (-2,4)) \times 24 \times 198 \times 3 \frac{1}{47625 \times 0,75} = 939794$$

м³/год;

$$Q_{\text{инд кв 6}}^{\text{год}} = 3,12 \times 47 \times 2232 \times (20 - (-2,4)) \times 24 \times 198 \times 3 \frac{1}{47625 \times 0,75} = 1234620$$

м³/год.

Итого, годовой расход газа на отопление от индивидуальных отопительных установок:

$$Q_{\text{год}}^{\text{инд}} = \sum Q_{\text{год}}^{\text{инд кв. i}} = 644967 + 939794 + 1234620 = 2819381 \text{ м}^3/\text{год.}$$

1.3.1.5 Годовой расход газа на отопление и горячее водоснабжение от котельной и от индивидуальных отопительных установок

$$Q_4 = Q_{\text{год}}^{\text{РГК}} + Q_{\text{год}}^{\text{инд}}, \quad (10)$$

где $Q_{\text{год}}^{\text{РГК}}$ - годовой расход газа на отопление и горячее водоснабжение от РГК, м³/год;

$Q_{\text{год}}^{\text{инд}}$ - годовой расход газа на отопление и горячее водоснабжение от индивидуальных отопительных установок, м³/год.

$$Q_4 = Q_{\text{год}}^{\text{РГК}} + Q_{\text{год}}^{\text{инд}} = 7753738 + 2819381 = 10573119 \text{ м}^3/\text{год.}$$

1.3.2 Бытовое потребление газа

Бытовое потребление газа рассчитывается по следующей формуле [5]:

$$Q_1 = \sum_{i=1}^n Q_i + \sum_{j=1}^n Q_j + \sum_{k=1}^n Q_k, \quad (11)$$

где $\sum Q_i$ - потребление газа на приготовление пищи в кварталах с горячим водоснабжением от РГК (районной газовой котельной), м³/год;

$\sum Q_j$ - потребление газа на приготовление пищи и горячей воды в кварталах с газовыми водонагревателями и газовыми плитами, м³/год;

$\sum Q_k$ - потребление газа на приготовление пищи и горячей воды в кварталах без горячего водоснабжения при наличии газовой плиты, м³/год.

1.3.2.1. Приготовление пищи в кварталах с горячим водоснабжением от РГК от районной газовой котельной (РГК):

$$\sum Q_i = \frac{g_1 \sum N_i}{Q^-}, \quad (12)$$

где g_1 - годовая норма потребления газа на приготовление пищи на 1 человека в жилых кварталах с горячим водоснабжением от РГК, $g_1 = 2800$ МДж;

$\sum N_i$ - количество жителей в кварталах с горячим водоснабжением от РГК,

$$Q_i^{\text{кв.1}} = 2800 \times 3096 / 37,625 = 230400 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$Q_i^{\text{кв.3}} = 2800 \times 3386 / 37,625 = 251981 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$Q_i^{\text{кв.5}} = 2800 \times 3173 / 37,625 = 236130 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Суммарный расход газа на приготовление пищи в кварталах с кварталах с горячим водоснабжением от РГК:

$$\sum Q_i = 230400 + 251981 + 236130 = 718511 \text{ м}^3/\text{год}.$$

1.3.2.2. Приготовление пищи и горячей воды в кварталах с газовыми водонагревателями и газовыми плитами:

$$\sum Q_j = \frac{g_2 \sum N_j}{Q^-}, \quad (13)$$

где g_2 - годовая норма потребления газа на приготовление пищи на 1 человека в жилых кварталах с газовыми водонагревателями и газовыми плитами, $g_2 = 8000$ МДж;

$\sum N_j$ - количество жителей в кварталах с газовыми водонагревателями и газовыми плитами.

$$Q_j^{\text{кв.7}} = 8000 \times 2155 / 37,625 = 458206 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$Q_j^{\text{кв.8}} = 8000 \times 2495 / 37,625 = 530498 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Суммарный расход газа на приготовление пищи в кварталах с газовыми водонагревателями и газовыми плитами:

$$\sum Q_j = 458206 + 530498 = 988704 \text{ м}^3/\text{год}.$$

1.3.2.3. Приготовление пищи и горячей воды в кварталах без горячего водоснабжения при наличии газовой плиты:

$$\sum Q_k = \frac{g_3 \sum N_k}{Q_{\text{г}}}, \quad (14)$$

где g_3 - годовая норма потребления газа на приготовление пищи на 1 человека в жилых кварталах без горячего водоснабжения, $g_3 = 4600$ МДж;

$\sum N_k$ - количество жителей в кварталах без горячего водоснабжения.

$$Q_k^{\text{кв.2}} = 4600 \times 1166 / 37,625 = 142554 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$Q_k^{\text{кв.4}} = 4600 \times 1699 / 37,625 = 207718 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$Q_k^{\text{кв.6}} = 4600 \times 2232 / 37,625 = 272882 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Суммарный расход газа на приготовление пищи в кварталах без горячего водоснабжения: $\sum Q_k = 142554 + 207718 + 272882 = 623154 \text{ м}^3/\text{год}.$

1.3.2.3. Итого, бытовое потребление газа составит:

$$Q_1 = 718511 + 988704 + 623154 = 2330369 \text{ м}^3/\text{год}.$$

1.3.3 Потребление газа крупными коммунально-бытовыми предприятиями района газификации [5]:

$$Q_2 = Q_{\text{год}}^{\text{пр}} + Q_{\text{год}}^{\text{б}} + Q_{\text{год}}^{\text{х.з.}}, \quad (15)$$

где $Q_{\text{год}}^{\text{пр}}$ - годовое потребление газа прачечными, $\text{м}^3/\text{год}$;

$Q_{\text{год}}^{\text{б}}$ - годовое потребление газа в банях, $\text{м}^3/\text{год}$;

$Q_{\text{год}}^{\text{х.з.}}$ - годовое потребление газа на хлебозаводе, $\text{м}^3/\text{год}$.

1.3.3.1. Годовое потребление газа прачечными:

$$Q_{\text{год}}^{\text{пр}} = 1,2 g_{\text{пр}} \times b_1 \times N_{\text{пр}} / Q_{\text{н}}^{\text{с}}, \quad (16)$$

где $g_{\text{пр}}$ - годовая норма потребления газа на стирку белья в прачечной на 1 человека, $g_{\text{пр}} = 8800$ МДж;

b_1 - годовая норма сухого белья на 1 человека в год, $b_1 = 0,1$ т/чел·год, см. прил.5 [5];

$N_{\text{пр}}$ - число жителей района газификации, которые пользуются услугами прачечной, вычисляется по следующей формуле:

$$N_{\text{пр}} = \sum N_i' - m_1 \times (\sum N_i + \sum N_j); \quad (17)$$

где $m_1 = 0,5$ - доля населения, не пользующегося услугами

прачечной;

$$N_{\text{пр}} = 19402 - 0,5 \times [(3096 + 3386 + 3173) + (2155 + 2495)] = 12250 \text{ жителей};$$

$$Q_{\text{год}}^{\text{пр}} = 1,2 \times 8800 \times 0,1 \times 12250 / 37,625 = 343814 \text{ м}^3/\text{год}.$$

1.3.3.2. Годовое потребление газа в банях:

$$Q_{\text{год}}^{\text{б}} = k \times g_{\text{б}} \times N_{\text{б}} / Q_{\text{н}}^{\text{с}}, \quad (18)$$

где k - норма посещения бани 1 человеком в год, принимается $k=52$ раза в год;

$g_{\text{б}}$ - годовая норма потребления газа в бане на 1 человека, $g_{\text{б}} = 40$ МДж;

$N_{\text{б}}$ - число жителей района газификации, которые пользуются услугами бани, вычисляется по следующей формуле:

$$N_{\text{б}} = \Sigma N_i' - m_2(\Sigma N_i + \Sigma N_j) \quad (19)$$

где $m_2 = 0,5$ - доля населения, не пользующегося услугами бани;

$$N_{\text{б}} = N_{\text{пр}} = 19402 - 0,5 \times [(3096 + 3386 + 3173) + (2155 + 2495)] = 12250 \text{ жителей};$$

$$Q_{\text{год}}^{\text{б}} = 52 \times 40 \times 12250 / 37,625 = 677209 \text{ м}^3/\text{год}.$$

1.3.3.3. Годовое потребление газа на хлебозаводе:

$$Q_{\text{год}}^{\text{х.з}} = g_{\text{хз}} \times b_2 \times \Sigma N_i' / Q_{\text{н}}^{\text{с}}, \quad (20)$$

где $g_{\text{хз}}$ - годовая норма потребления газа для выпечки хлебобулочных изделий на 1 человека в год, вычисляется по формуле:

$$g_{\text{хз}} = 0,6g_{\text{х}} + 0,31g_{\text{б}} + 0,1g_{\text{ки}},$$

где $g_{\text{х}}$; $g_{\text{б}}$; $g_{\text{ки}}$ - годовые нормы потребления газа для выпечки хлеба, булок и кондитерских изделий на 1 человека,

$$g_{\text{х}} = 2500 \text{ МДж}, g_{\text{б}} = 5450 \text{ МДж}, g_{\text{ки}} = 7750 \text{ МДж}.$$

$$g_{\text{хз}} = 0,6 \times 2500 + 0,31 \times 5450 + 0,1 \times 7750 = 3964,5 \text{ МДж};$$

b_2 - годовая норма выпечки хлебобулочных изделий в т на 1 человека,

$$b_2 = 0,292 \text{ т/чел [5];}$$

$$Q_{\text{год}}^{\text{х.з}} = 3964,5 \times 0,292 \times 19402 / 37,625 = 596955 \text{ м}^3/\text{год}.$$

1.3.3.4. Итого, потребление газа крупными коммунально-

бытовыми предприятиями района газификации:

$$Q_2 = 343814 + 677209 + 596955 = 1617978 \text{ м}^3/\text{год}.$$

1.3.4 Годовое потребление газа общественными предприятиями и сооружениями района газификации

$$Q_3 = (Q_{\text{бн}} + Q_{\text{пк}} + Q_{\text{шк}} + Q_{\text{гс}} + Q_{\text{ст}} + Q_{\text{ну}}) \times P_{\eta} / 100\%, \quad (21)$$

где $P_{\eta} = 30\%$ - процент охвата газификацией общественных зданий и сооружений;

$Q_{\text{бн}}$ - годовое потребление газа больницами, $\text{м}^3/\text{год}$;

$Q_{\text{пк}}$ - годовое потребление газа поликлиниками, $\text{м}^3/\text{год}$;

$Q_{\text{шк}}$ - годовое потребление газа школами, $\text{м}^3/\text{год}$;

$Q_{\text{гс}}$ - годовое потребление газа гостиницами, $\text{м}^3/\text{год}$;

$Q_{\text{ст}}$ - годовое потребление газа столовыми и ресторанами, $\text{м}^3/\text{год}$;

$Q_{\text{ну}}$ - годовое потребление газа неучтенными потребителями, $\text{м}^3/\text{год}$.

1.3.4.1. Годовое потребление газа больницами:

$$Q_{\text{бн}} = g_{\text{бн}} \times b_{\text{бн}} \times \Sigma N_i' / 1000 Q_{\text{н}}^c, \quad (22)$$

где $g_{\text{бн}}$ - годовая норма потребления газа на 1 койку больницы, вычисляется по следующей формуле:

$$g_{\text{бн}} = g_{\text{пр.п}} + g_{\text{пр}} + g_{\text{ст.б}}, \quad (23)$$

где $g_{\text{пр.п}}$; $g_{\text{пр}}$; $g_{\text{ст.б}}$ - годовые нормы потребления газа на приготовление пищи, проведение процедур и стирку белья соответственно, $g_{\text{пр.п}} = 3200$ МДж, $g_{\text{пр}} = 9200$ МДж, $g_{\text{ст.б}} = 8800$ МДж.

$$g_{\text{бн}} = 3200 + 9200 + 8800 = 21\,200 \text{ МДж};$$

$b_{\text{бн}}$ - количество коек в больнице на 1000 человек населения, $b_{\text{бн}} = 9$ чел, см. прил.5 [5];

$$Q_{\text{бн}} = 21\,200 \times 9 \times 19402 / (1000 \times 37,625) = 98389 \text{ м}^3/\text{год}.$$

1.3.4.2. Годовое потребление газа поликлиниками:

$$Q_{\text{пк}} = g_{\text{пк}} \times b_{\text{пк}} \times \Sigma N_i' / 1000 Q_{\text{н}}^c, \quad (24)$$

где $g_{\text{пк}}$ - годовая норма потребления газа на посещение поликлиники 1 человеком в год, вычисляется по следующей формуле:

$$g_{\text{пк}} = g_{\text{пр}} + g_{\text{ст.б}}, \quad (25)$$

где $g_{\text{пр}}$; $g_{\text{ст.б}}$ - годовые нормы потребления газа на проведение процедур и стирку белья соответственно, $g_{\text{пр}}=9200$ МДж, $g_{\text{ст.б}}=8800$ МДж.

$$g_{\text{пк}} = 9200 + 8800 = 18\,000 \text{ МДж};$$

$b_{\text{пк}}$ - количество посещений поликлиники 1 человеком в год,
 $b_{\text{пк}} = 10$, см. прил.5 [5];

$$Q_{\text{пк}} = 18\,000 \times 10 \times 19402 / (1000 \times 37,625) = 92820 \text{ м}^3/\text{Год.}$$

1.3.4.3. Годовое потребление газа школами:

$$Q_{\text{шк}} = g_{\text{шк}} \times b_{\text{шк}} \times \Sigma N_i' / 1000 Q_{\text{н}}^c, \quad (26)$$

где $g_{\text{шк}}$ - годовая норма потребления газа на одно место в школе, $g_{\text{шк}}=50$ МДж;

$b_{\text{шк}}$ - количество школьников на 1000 человек населения, $b_{\text{шк}} = 150$, см. прил.5 [5];

$$Q_{\text{шк}} = 50 \times 150 \times 19402 / (1000 \times 37,625) = 3868 \text{ м}^3/\text{Год.}$$

1.3.4.4. Годовое потребление газа гостиницами:

$$Q_{\text{гс}} = g_{\text{гс}} \times b_{\text{гс}} \times \Sigma N_i' / 1000 Q_{\text{н}}^c, \quad (27)$$

где $g_{\text{гс}}$ - годовая норма потребления газа на одно место в гостинице,

$$g_{\text{гс}} = 3570 \text{ МДж};$$

$b_{\text{гс}}$ - количество мест в гостинице на 1000 человек населения,
 $b_{\text{гс}} = 5$ чел, см. прил.5 [5];

$$Q_{\text{гс}} = 3570 \times 5 \times 19402 / (1000 \times 37,625) = 9205 \text{ м}^3/\text{Год.}$$

1.3.4.5. Годовое потребление газа столовыми:

$$Q_{\text{ст}} = g_{\text{ст}} \times 365 \times b_{\text{ст}} \times \Sigma N_i' / 1000 Q_{\text{н}}^c, \quad (28)$$

где $g_{\text{ст}}$ - годовая норма потребления газа для приготовления пищи, потребляемой 1 человеком в столовой, вычисляется по формуле:

$$g_{\text{ст}} = g_z + g_o = g_o + g_y, \quad (29)$$

где g_z , g_o , g_y - годовая норма потребления газа для приготовления завтрака, обеда и ужина соответственно на 1 человека, $g_z = g_y = 2,1$ МДж, $g_o = 4,2$ МДж.

$$g_{\text{ст}} = 2,1 + 4,2 = 6,3 \text{ МДж};$$

$b_{ст}$ - количество посещений столовой на 1000 человек в год,
 $b_{ст} = 250$ чел. [5];

$$Q_{гс} = 6,3 \times 365 \times 250 \times 19402 / (1000 \times 37,625) = 296445 \text{ м}^3/\text{год}.$$

1.3.4.6. Годовое потребление газа неучтенными потребителями:

$$Q_{ну} = 0,1(Q_1 + Q_{год}^б + Q_{год}^{пр}), \quad (30)$$

где Q_1 , $Q_{год}^б$, $Q_{год}^{пр}$ - годовое потребление газа на бытовые нужды, в банях и в прачечных соответственно.

$$Q_{ну} = 0,1 \times (2330369 + 343814 + 677209) = 335139 \text{ м}^3/\text{год}.$$

1.3.4.7. Итого, годовое потребление газа общественными предприятиями и сооружениями района газификации:

$$Q_3 = (98389 + 92820 + 3868 + 9205 + 296445 + 335139) \times 30 / 100 = 250760 \text{ м}^3/\text{год}.$$

1.3.5 Суммарное годовое потребление газа отдельными кварталами и районом газификации

1.3.5.1. Суммарное годовое потребление газа районом газификации:

$$Q_{год} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4, \text{ м}^3/\text{год}$$

$$Q_{год} = 2330369 + 1617978 + 250760 + 10573119 = 14772226 \text{ м}^3/\text{год}.$$

1.3.5.2. Суммарное годовое потребление газа отдельными кварталами:

$$Q_{год}^{кв} = Q_1^{кв} + Q_3^{кв} + Q_{инд}^{кв}, \quad (31)$$

где $Q_1^{кв}$ - годовой расход газа на приготовление пищи и горячей воды (в кварталах без централизованного горячего водоснабжения), каждого квартала отдельно, $\text{м}^3/\text{год}$;

$Q_3^{кв}$ - годовой расход газа общественными предприятиями и сооружениями района газификации, необходимый для удовлетворения нужд населения каждого квартала в отдельности, $\text{м}^3/\text{год}$:

$$Q_3^{кв j} = Q_3 \times P_i, \quad (32)$$

где P_i - доля населения каждого квартала от населения района газификации, см. таблицу 5;

$Q_{\text{инд}}^{\text{кв } k}$ - годовой расход газа на отопление и горячее водоснабжение от индивидуальных отопительных установок для каждого квартала отдельно, м³/год.

Расчет годовой потребности в газе отдельными кварталами сводим в таблицу 1.3:

Таблица 1.3 - Суммарное годовое потребление газа отдельными кварталами

| № квар-тала | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|---------------------------------|------------|------------|------------|-------------|------------|-------------|------------|------------|
| $Q_1^{\text{кв } I}$ | 23040 0 | 14255 4 | 25198 1 | 207718 | 23613 0 | 272882 | 45820 6 | 53049 8 |
| $Q_3^{\text{кв } J}$ | 40122 | 15046 | 43883 | 22067 | 41125 | 28837 | 27834 | 32348 |
| $Q_{\text{инд}}^{\text{кв } k}$ | - | 644967 | - | 939794 | - | 1234620 | - | |
| $Q_{\text{год}}^{\text{кв } B}$ | 27052 2 | 80256 7 | 29586 4 | 116957 9 | 27725 5 | 153633 9 | 48604 0 | 56284 6 |

1.4 Определение расчетно-часовых расходов газа и производительности установки сжижения

Расчетные часовые расходы газа служат исходными данными для определения производительности установки сжижения природного газа.

1.4.1 Расчетно-часовые расходы газа в кварталах с отоплением от индивидуальных отопительных установок [5]

$$Q_p^{\text{кв}} = (Q_1^{\text{кв}} + Q_3^{\text{кв}}) \times k_{\text{х.б.}} + Q_{\text{инд}}^{\text{кв}} \times k_{\text{от}}, \quad (33)$$

где $k_{\text{х.б.}}$ - коэффициент часового максимального расхода газа на хозяйственно-бытовые нужды, вычисляется по следующей формуле:

$$k_{\text{х.б.}} = 1 / m_{\text{х.б.}}, \quad (34)$$

где $m_{\text{х.б.}}$ - число часов использования максимального расхода газа на хозяйственно - бытовые нужды, см. прилож.6 [5];

$$k_{\text{х.б.}} = 1/1833, 1/\text{ч (для кв.№2);}$$

$k_{x.б.} = 1/1940$, 1/ч (для кв. №4);

$k_{x.б.} = 1/2012$, 1/ч (для кв. №6);

$k_{от.}$ - коэффициент часового максимального расхода газа на отопление, вычисляется по следующей формуле:

$$k_{от.} = 1 / m_{от.}, \quad (35)$$

где $m_{от.}$ - число часов использования максимального расхода газа на хозяйственно - бытовые нужды, вычисляется по следующей формуле:

$$m_{от.} = \frac{24 \times n_0 (t_{вн} - t_{н.о.}^{cp})}{(t_{вн} - t_{н.о.})}, \quad (36)$$

где $t_{вн}$ - температура внутри помещений, принимается $t_{вн} = 20^\circ\text{C}$;

$t_{н.о.}$ - расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, $t_{н.о.} = -26^\circ\text{C}$;

$t_{н.о.}^{cp}$ - средняя температура наружного воздуха за отопительный период, $t_{н.о.}^{cp} = -2,4^\circ\text{C}$;

n_0 - продолжительность отопительного периода, сут, $n_0 = 198$ сут.

$$m_{от.} = \frac{24 \times 198 (20 - (-2,4))}{(20 - (-26))} = 2314 \text{ ч.}$$

Вычислим расчетно-часовые расходы газа в кварталах с отоплением от индивидуальных отопительных установок

$$Q_p^{кв2} = (142554 + 15046) \times (1/1833) + 644967 \times (1/2314) = 365 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_p^{кв4} = (207718 + 22067) \times (1/1940) + 939794 \times (1/2314) = 525 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_p^{кв6} = (272882 + 28837) \times (1/2012) + 1234620 \times (1/2314) = 684 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

1.4.2 Расчетно-часовые расходы газа в кварталах с централизованным отоплением и горячим водоснабжением

$$Q_p^{кв} = Q_{год}^{кв} \times k_{x.б.}, \quad (37)$$

где $k_{x.б.} = 1 / m_{x.б.}$ - коэффициент часового максимального расхода газа на хозяйственно-бытовые нужды;

$m_{x.б.}$ - число часов использования максимального расхода газа на хозяйственно - бытовые нужды, см. прилож.6 [5];

$$Q_p^{кв1} = 270522 \times (1/2052) = 132 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_p^{KB3} = 295864 \times (1/2060) = 144 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_p^{KB5} = 277255 \times (1/2054) = 135 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

1.4.3 Расчетно-часовые расходы газа в кварталах с централизованным отоплением и горячим водоснабжением от проточных водонагревателей

$$Q_p^{KB} = Q_{\text{год}}^{KB} \times k_{x.б}, \quad (38)$$

где $k_{x.б} = 1 / m_{x.б}$ - коэффициент часового максимального расхода газа на хозяйственно-бытовые нужды;

$m_{x.б}$ - число часов использования максимального расхода газа на хозяйственно - бытовые нужды, см. прилож.6 [5];

$$Q_p^{KB7} = 486040 \times (1/2008) = 242 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_p^{KB8} = 562846 \times (1/2025) = 278 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

1.4.4 Расчетно-часовые расходы газа на коммунально-бытовых предприятиях района газификации

1.4.4.1. Расчетно-часовой расход газа в прачечной:

$$Q_p^{пр} = Q_{\text{год}}^{пр} / m_{пр}, \quad (39)$$

где $m_{пр}$ - число часов использования максимального расхода газа для прачечных, $m_{пр}=2900$ ч, см. прилож. 6 [5];

$$Q_p^{пр} = 343814 / 2900 = 119 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

1.4.4.2. Расчетно-часовой расход газа в бане:

$$Q_p^б = Q_{\text{год}}^б / m_б, \quad (40)$$

где $m_б$ - число часов использования максимального расхода газа для бань, $m_б= 2700$ ч, см. прилож. 6 [5];

$$Q_p^б = 677209 / 2700 = 251 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

1.4.4.3. Расчетно-часовой расход газа на хлебозаводе:

$$Q_p^{x.з.} = Q_{\text{год}}^{x.з.} / m_{x.з.}, \quad (41)$$

где $m_{x.з.}$ - число часов использования максимального расхода газа на хлебозаводе, $m_{x.з.}=6000$ ч, см. прилож. 6 [5];

$$Q_p^{x.з.} = 596955 / 6000 = 100 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

1.4.4.4. Расчетно-часовой расход газа от РГК:

$$Q_p^{РГК} = Q_{\text{год}}^{РГК} / m_{от}, \quad (42)$$

где $m_{от}$ - число часов использования максимального расхода

газа котельной, определяем по формуле (36): $m_{от}=2314$ ч.

$$Q_p^{РГК} = 7753738 / 2314 = 3351 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

1.4.5 Суммарный часовой расход газа всеми жилыми кварталами:

$$\begin{aligned} \Sigma Q_p^{КВ} &= Q_p^{КВ 1} + Q_p^{КВ 2} + Q_p^{КВ 3} + Q_p^{КВ 4} + Q_p^{КВ 5} + Q_p^{КВ 6} + Q_p^{КВ 7} + \\ &Q_p^{КВ 8} + Q_p^{пр} + Q_p^{\delta} + Q_p^{х.3} + Q_p^{РГК} = 132 + 365 + 144 + 525 + 135 + 684 \\ &+ 242 + 278 + 119 + 251 + 100 + 3351 = 6326 \text{ м}^3/\text{ч}. \end{aligned}$$

1.4.6 Определение требуемой производительность установки сжижения:

1.4.6.1 Определим требуемую производительность установки сжижения природного газа, т/сут.

Суммарное годовое потребление газа районом газификации:

$$Q_{год} = 14772226 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Годовое потребление СПГ районом газификации составит:

$$Q_{год}^{СПГ} = \frac{Q_{год}}{591} = \frac{14772226}{591} = 24995 (\text{м}^3/\text{год}), \quad (43)$$

где 591 – коэффициент, учитывающий уменьшение объема природного газа при сжижении.

Суточное потребление СПГ районом газификации составит:

$$Q_{сут}^{СПГ} = \frac{Q_{год}^{СПГ}}{365} = \frac{24995}{365} = 68,5 (\text{м}^3/\text{сут}). \quad (44)$$

Итого, требуемая производительность установки сжижения:

$$G_{сут}^{СПГ} = \frac{Q_{сут}^{СПГ} \cdot \rho_{СПГ}}{1000} = \frac{68,5 \cdot 424,5}{1000} = 24 (\text{т}/\text{сут}), \quad (45)$$

где $\rho_{СПГ}$ – плотность СПГ, $\text{кг}/\text{м}^3$, принимаем равной плотности жидкой фазы метана как основного компонента СПГ, $\rho_{СПГ} = 424,5 \text{ кг}/\text{м}^3$ [1];

1.4.6.2 Определим максимальную часовую норму потребления СПГ, $\text{м}^3/\text{ч}$:

$$V_p^{СПГ} = \frac{\Sigma Q_p^{КВ}}{591} = \frac{6326}{591} = 10,7 (\text{м}^3/\text{ч}),$$

1.4.6.3 Определяем максимальную требуемую производительность установки сжижения, т/ч:

$$G_p^{СПГ} = \frac{V_p^{СПГ} \cdot \rho_{СПГ}}{1000} \cdot 24 = \frac{10,7 \cdot 424,5}{1000} \cdot 24 = 109 (\text{т}/\text{ч}).$$

Итого, требуемая производительность установки сжижения составит 109 т/сут.

1.5. Определение общей потребности в СПГ. Выбор резервуара для хранения СПГ

1.5.1 Годовое потребление газа районом газификации:

$$Q_{\text{год}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4, \text{ м}^3/\text{год} \quad (46)$$

$$Q_{\text{год}} = 2330369 + 1617978 + 250760 + 10573119 = 14772226 \text{ м}^3/\text{год}.$$

1.5.2 Требуемая вместимость хранилища газа в сжиженном состоянии (СПГ):

$$V_{\text{год}}^{\text{СПГ}} = \frac{Q_{\text{год}}}{591} = \frac{14772226}{591} = 24995 \text{ (м}^3/\text{год)}, \quad (47)$$

где 591 – коэффициент, учитывающий уменьшение объема природного газа при сжижении.

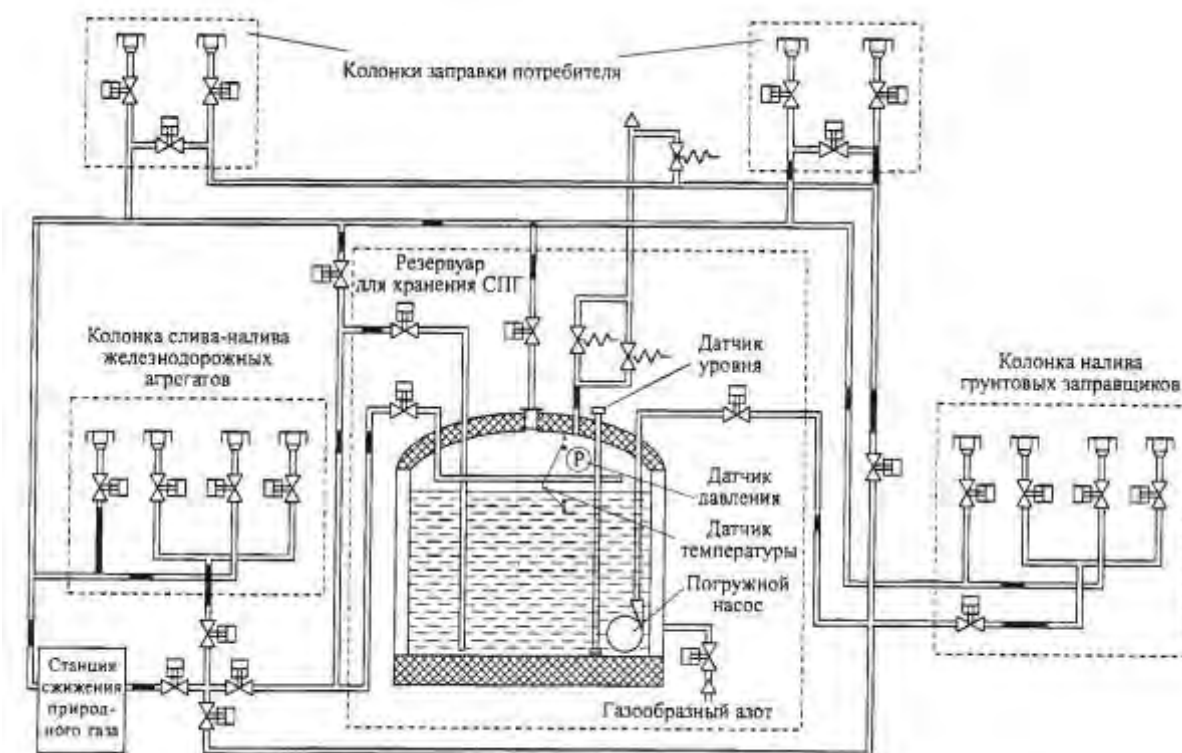


Рис.5.1. Принципиальная схема хранения и заправки СПГ с изотермическим резервуаром

Проектируем два изотермических резервуара для хранения СПГ (один резервный) вместимостью по 30000 м³ каждый.

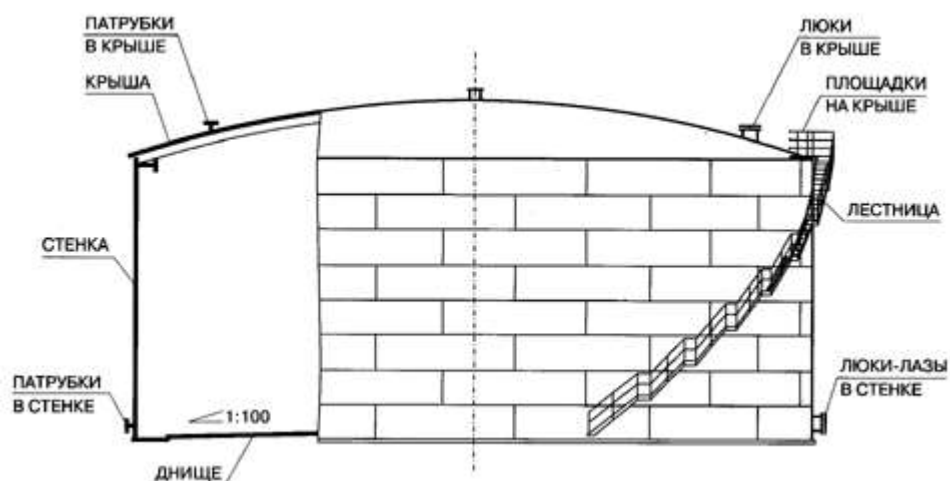


Рис.5.2. Изотермические резервуары со стационарными крышами

Таблица 1.5. - Резервуар объемом от 10000 м³ до 30000 м³

| Номинальный объем, м ³ | 10000 | 10000 | 20000 | 30000 |
|---------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Внутренний диаметр стенки, мм | 34200 | 28500 | 39900 | 45600 |
| Высота стенки, мм | 11920 | 17880 | 18000 | 18000 |
| Количество поясов, шт | 8 | 12 | 8 | 8 |
| Ориентировочная масса конструкций, кг | | | | |
| Стенка | 105000 | 130000 | 232000 | 280700 |
| Днище (с припуском на коррозию 1 мм) | 43000 | 31800 | 62000 | 81800 |
| Крыша | 72000 | 57900 | 96000 | 134000 |
| Лестница | 1300 | 2100 | 2300 | 2500 |
| Площадки на крыше | 6000 | 4500 | 7000 | 8000 |
| Люки, патрубки | 2500 | 2500 | 3500 | 4000 |
| Комплекующие конструкции | 2700 | 2200 | 3200 | 4000 |
| Упаковка | 12500 | 14000 | 24000 | 30000 |
| ВСЕГО | 245000 | 245000 | 430000 | 545000 |

1.6. Расчёт толщины стенки внутренней ёмкости хранилища СПГ

Определим требуемую толщину стенки резервуара ёмкостью 30000 м³ для безопасного хранения СПГ. Для расчёта используем следующие данные:

- стенка внутренней ёмкости выполнена из стали марки X18H9T с нормативным сопротивлением растяжению $\sigma_B=520 \cdot 10^3$ кПа;
- диаметр внутреннего резервуара $D_{вн}=45,6$ м;
- высота залива внутреннего резервуара $H=18,0$ м;
- вакуум в межстенном пространстве $P_B=0,2$ кПа;
- избыточное давление во внутреннем резервуаре $P_u=15$ кПа.

Испытания резервуара на гидростатическую нагрузку проводят с помощью воды. Для определения толщины стенки используем выражение для кольцевых напряжений безмоментных цилиндрических оболочек:

$$\delta \geq \frac{[\gamma_{ж} \cdot (H - x) + P_u + P_B] \cdot D_{вн}}{2 \cdot k_c \cdot \sigma_B}, \text{ (м)} \quad (48)$$

где $\gamma_{ж}$ — удельный вес воды, кгс/м³, $\gamma_{ж}=10$ кН/м³;

k_c — коэффициент условий работы, $k_c=0,8$;

$x=0$ м, т. к. наибольшие напряжения в стенке возникают при высоте столба жидкости равной максимальному уровню заполнения резервуара.

$$\delta = \frac{[10 \cdot (18 - 0) + 15 + 0,2] \cdot 45,6}{2 \cdot 0,8 \cdot 520 \cdot 10^3} = 0,011 \text{ (м)} \quad (49)$$

Принимаем для внутренней ёмкости изотермического резервуара листы стали марки X18H9T толщиной 12 мм и размером 6×2 м.

1.7. Расчёт тепловой изоляции хранилища СПГ

1.7.1. Расчёт тепловой изоляции стен хранилища СПГ

Пространство между стенами резервуара заполняем вспученным перлитом. У него с понижением температуры и давления уменьшается коэффициент теплопроводности, кроме того, он огнестоек.

Расчёт проводим по допустимой величине теплового потока в резервуар, которую определяем исходя из допустимой величины испарения СПГ в резервуаре 0,03-0,05 (%/сут) от полного объёма СПГ в хранилище [16].

Определяем допустимый теплоприток через все ограждающие конструкции с учетом заданной величины испарения СПГ в сутки:

$$Q_{\text{общ}} = \frac{0,0005 \cdot V \cdot \rho \cdot [c_p \cdot (T_2 - T_1) + r]}{24 \cdot 3600}, \text{ (Вт)} \quad (50)$$

где 0,0005 (или 0,05%/сут) — доля испарения СПГ в резервуаре от общего объёма СПГ, хранящегося в резервуаре, %/сут [13, 1];

V — объём СПГ, хранящегося в резервуаре, м³, $V = 24995$ м³;

ρ — плотность СПГ, кг/м³, принимаем равной плотности жидкой фазы метана как основного компонента СПГ, $\rho = 424,5$ кг/м³ [21, 1];

c_p — теплоёмкость СПГ, кДж/(кг·°С), принимаем равной теплоёмкости жидкой фазы метана, $c_p = 3450$ Дж/(кг·°С) [1];

r — теплота испарения СПГ, кДж/кг, $r_{\text{СПГ}} = 509,54$ кДж/кг [1];

T_1 — начальная температура СПГ в хранилище, К, принимаем $T_1 = 111,52$ К [6];

T_2 — температура кипения СПГ при давлении в хранилище $p = 1,15$ бар, К, $T_2 = 113,21$ К [1].

$$Q_{\text{общ}} = \frac{0,0005 \cdot 24995 \cdot 424,5 \cdot [3450 \cdot (113,21 - 111,52) + 509540]}{24 \cdot 3600} = 31645 \text{ (Вт)}$$

Допустимые теплопритоки в резервуар через стены, крышу, днище распределяем пропорционально их площадям поверхности по формуле:

$$Q_i = Q_{\text{общ}} \cdot \frac{F_i}{F_{\text{общ}}}, \text{ (Вт)} \quad (51)$$

где F_i — площадь ограждающей конструкции резервуара (стен, купола, днища), м^2 ; $F_{\text{общ}}$ — общая площадь всех ограждающих конструкций резервуара, м^2 .

Площадь теплоотдающих стенок резервуара определяем по формуле:

$$F_{\text{см}} = \pi \cdot D \cdot H, \text{ (м}^2\text{)} \quad (52)$$

где D — диаметр резервуара, м, $D=45,6$ м; H — высота резервуара, м, $H = 18$ м;

Площадь теплоотдающих стен резервуара равна:

$$F_{\text{см}} = 3,14 \cdot 45,6 \cdot 18 = 2577,3 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь подвесной крыши и днища внутреннего резервуара хранилища СПГ считаем одинаковыми и определяем по формуле:

$$F_{\text{кр}} = F_{\text{дн}} = \pi \cdot D^2 / 4 = 3,14 \cdot 45,6^2 / 4 = 1632,3 \text{ (м}^2\text{)} \quad (53)$$

Вычисляем общую площадь теплопередачи ограждающих конструкций:

$$F_{\text{общ}} = F_{\text{см}} + F_{\text{кр}} + F_{\text{дн}} = 2577,3 + 1632,3 + 1632,3 = 5841,9 \text{ (м}^2\text{)} \quad (54)$$

Определяем допустимый теплоприток через стены резервуара по (48):

$$Q_{\text{см}} = Q_{\text{общ}} \cdot \frac{F_{\text{см}}}{F_{\text{общ}}} = 31645 \cdot \frac{2577,3}{5841,9} = 13961 \text{ (Вт)}$$

Определяем требуемое сопротивление теплопередаче стен резервуара:

$$R_{\text{пот}} = \frac{(t_e - t_m) \cdot F_{\text{см}} \cdot K_{\text{ред}}}{Q_i}, \text{ (м}^2 \cdot \text{°C) / Вт} \quad (55)$$

где t_m — средняя температура СПГ в хранилище, °C , вычисляем по формуле: $t_m = \frac{t_1 + t_2}{2} = \frac{113,21 + 111,52}{2} - 273 = -160,64 \text{ (°C)}$;

t_e — температура наружного воздуха, °C , для расчёта принимаем среднюю максимальную наиболее жаркого месяца, $t_e = 24 \text{ °C}$ [18];

$F_{\text{см}}$ — площадь теплопередачи стен резервуара, м^2 , $F_{\text{см}} = 2577,3 \text{ м}^2$;

Q_i — допустимый теплоприток в резервуар через стены, Вт, $Q_{\text{см}} = 13961 \text{ Вт}$;

$K_{\text{ред}}$ — коэффициент, учитывающий дополнительный поток

теплоты через опоры, принимаем по дополнению к таблице 4 [16] $K_{red}=1,1$.

$$R_{tot} = \frac{(24 - (-160,64)) \cdot 2577,3 \cdot 1,1}{13961} = 37,49 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт}$$

Определяем термическое сопротивление теплоизоляции стен резервуара:

$$R_K = R_{tot} - \frac{1}{\alpha_e} - R_m, \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт} \quad (56)$$

где R_{tot} — сопротивление теплопередаче стен резервуара, $(\text{м}^2 \cdot \text{°C)/Вт}$, $R_{tot}=37,49 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт}$; α_e — коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности изоляции, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$, принимаем по таблице 9 [16] при температуре изолируемой поверхности 19 °C и ниже $\alpha_e=29 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$;

R_m — термическое сопротивление металлической стенки резервуара, $(\text{м}^2 \cdot \text{°C)/Вт}$, пренебрегаем этой величиной в виду её малости.

$$R_K = 37,49 - \frac{1}{29} = 37,46 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт}.$$

Толщину тепловой изоляции определяем по формулам для плоской поверхности:

$$\delta_K = \lambda_K \cdot R_K, \text{ (м)} \quad (57)$$

где λ_K — коэффициент теплопроводности теплоизоляционного слоя, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{°C})$, принимаем в качестве теплоизоляции песок перлитовый вспученный мелкий в мешках, ГОСТ 10832-83, марки 75, с коэффициентом теплопроводности $\lambda_K=0,043 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{°C})$ [16];

R_K — термическое сопротивление теплоизоляционной конструкции, $(\text{м}^2 \cdot \text{°C)/Вт}$;

$$\delta_K = \lambda_K \cdot R_K = 0,043 \cdot 37,46 = 1,61 \text{ (м)}.$$

Определяем теплоприток к резервуару через изолированные стены:

$$Q_{cm} = \frac{(t_e - t_{wm}) \cdot F_{cm} \cdot K_{red}}{\frac{\delta_K}{\lambda_K} + R_m + \frac{1}{\alpha_e}}, \text{ (Вт)} \quad (58)$$

где F_{cm} — площадь поверхности теплопередачи стен резервуара, м^2 , $A=2577,3 \text{ м}^2$.

$$Q_{cm} = \frac{(24 - (-160,64)) \cdot 2577,3 \cdot 1,1}{(1,61/0,043) + (1/29)} = 13968 \text{ (Вт)}$$

Полученная величина приблизительно равна принятой в начале расчёта 13961 Вт, следовательно, расчёт верен.

Определяем поверхностную плотность теплового потока, Вт/м²:

$$q = Q_{cm} / F_{cm}, \quad (59)$$

$q = 13968 / 2577,3 = 5,42$ Вт/м², что меньше 18 Вт/м², согласно нормам плотности теплового потока через поверхность теплоизоляции оборудования и трубопроводов с отрицательными температурами [16].

1.7.2. Расчёт тепловой изоляции крыши хранилища СПГ

Расчёт проводим аналогично предыдущему расчету по формулам (50) - (59). Крыша резервуара хранилища состоит из металлических конструкций с теплоизоляцией из порошкообразного материала в мешках: песок перлитовый вспученный мелкий, ГОСТ 10832-83, марки 75, коэффициент теплопроводности которого равен $\lambda_K = 0,043$ Вт/(м^{°C}) [16].

Допустимый теплоприток через подвесную крышу резервуара определяем по формуле:

$$Q_{кр} = Q_{общ} \cdot \frac{F_{кр}}{F_{общ}} = 31645 \cdot \frac{1632,3}{5841,9} = 8842 \text{ (Вт)}$$

Сопротивление теплопередаче крыши хранилища вычисляем по (54):

$$R_{tot} = \frac{(t_e - t_{wm}) \cdot F_{кр} \cdot K_{red}}{Q_{кр}} = \frac{(24 - (-160,64)) \cdot 1632,3 \cdot 1,1}{8842} = 37,49 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C) / Вт}$$

Термическое сопротивление теплоизоляции крыши хранилища определяем по формуле:

$$R_K = R_{tot} - \frac{1}{\alpha_e} - R_m = 37,49 - \frac{1}{29} = 37,46 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C) / Вт}$$

Толщина теплоизоляции крыши хранилища вычисляем по формуле:

$$\delta_K = \lambda_K \cdot R_K = 0,043 \cdot 37,46 = 1,61 \text{ (м)}$$

Теплоприток через крышу хранилища находим по формуле:

$$Q_{кр} = \frac{(t_e - t_{wm}) \cdot F_{кр} \cdot K_{red}}{\frac{\delta_K}{\lambda_K} + R_m + \frac{1}{\alpha_e}} = \frac{(24 - (-160,64)) \cdot 1632,3 \cdot 1,1}{(1,61 / 0,043) + (1 / 29)} = 8846 \text{ (Вт)}, \quad \text{что}$$

приблизительно равно величине теплопритока, принятой

изначально (8842 Вт), следовательно, расчёт верен.

Вычислим поверхностную плотность теплового потока:

$q = Q_{кр} / F_{кр} = 8846 / 1632,3 = 5,42$ (Вт/м²), что меньше 18 Вт/м², согласно нормам плотности теплового потока через поверхность теплоизоляции оборудования и трубопроводов с отрицательными температурами [16].

1.7.3. Расчёт тепловой изоляции днища хранилища СПГ

Для предотвращения промерзания грунта предусматриваем теплоизоляцию днища резервуара. Кроме того, прокладываем под днищем резервуара трубопроводы с циркулирующей горячей водой, чтобы не допустить вспучивание грунта и, как следствие, опрокидывание резервуара.

Расчёт толщины теплоизоляционного слоя проводим по формулам (50) - (59). Днище резервуара проектируем из предварительно напряжённого железобетона. В качестве теплоизоляции днища резервуара принимаем пеностекло FOAMGLAS.

Допустимый теплоприток через днище резервуара определяем по формуле:

$$Q_{дн} = Q_{общ} \cdot \frac{F_{дн}}{F_{общ}} = 31645 \cdot \frac{1632,3}{5841,9} = 8842 \text{ (Вт)}$$

Сопротивление теплопередаче днища хранилища находим по формуле:

$$R_{tot} = \frac{(t_e - t_{wm}) \cdot F_{дн} \cdot K_{red}}{Q_{дн}} \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт}$$

где t_e — температура грунта на глубине заложения фундамента меньше 1,6 м, °С, принимаем равной высшей среднемесячной температуре за летний период, $t_e = 13,8$ °С [16];

Сопротивление теплопередаче днища хранилища равно:

$$R_{tot} = \frac{(13,8 - (-160,64)) \cdot 1632,3 \cdot 1,1}{8842} = 35,42 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт}$$

Термическое сопротивление железобетонных конструкций днища хранилища определяем по формуле:

$$R_m = \frac{\delta_m}{\lambda_m}, \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт} \tag{60}$$

где δ_m — толщина железобетонной конструкции, м,

принимаем $\delta_m = 0,22$ м;

λ_m — коэффициент теплопроводности железобетона по параметрам Б, Вт/(м^{°C}), $\lambda_m = 2,04$ Вт/(м^{°C});

$$R_m = \frac{0,22}{2,04} = 0,11 \text{ (м}^2\text{·°C)/Вт.}$$

Определяем по таблице 9 [16] коэффициент теплоотдачи α_e от наружной поверхности изоляции. При расположении изолируемой поверхности в помещении и температуре изолируемой поверхности 19 °C и ниже коэффициент теплоотдачи $\alpha_e = 11$ Вт/(м²·°C)/Вт.

Термическое сопротивление теплоизоляционной конструкции днища хранилища вычисляем по формуле:

$$R_K = R_{tot} - \frac{1}{\alpha_e} - R_m = 35,42 - \frac{1}{11} - 0,11 = 35,22 \text{ (м}^2\text{·°C)/Вт}$$

Толщину теплоизоляционного слоя днища резервуара определяем по формуле:

$$\delta_K = \lambda_K \cdot R_K, \text{ (м)}$$

где λ_K — коэффициент теплопроводности теплоизоляции (пеностекла FOAMGLAS), Вт/(м²·°C), $\lambda_K = 0,043$ Вт/(м²·°C).

$$\delta_K = 0,043 \cdot 35,22 = 1,51 \text{ (м)}$$

Теплоприток через днище резервуара определяем по формуле:

$$Q_{\text{дн}} = \frac{(t_e - t_{\text{wm}}) \cdot F_{\text{дн}} \cdot K_{\text{ред}}}{\frac{\delta_K}{\lambda_K} + R_m + \frac{1}{\alpha_e}} = \frac{(13,8 - (-160,64)) \cdot 1632,3 \cdot 1,1}{\frac{1,51}{0,043} + 0,11 + \frac{1}{11}} = 8869 \text{ (Вт)},$$

что приблизительно совпадает с величиной теплопритока, принятой изначально (8842 Вт).

Определим поверхностную плотность теплового потока, Вт/м²:

$$q = Q_{\text{дн}} / F_{\text{дн}} = 8869 / 1632,3 = 5,43 \text{ (Вт/м}^2\text{)}, \text{ что меньше } 18 \text{ Вт/м}^2,$$

согласно нормам плотности теплового потока через поверхность теплоизоляции оборудования и трубопроводов с отрицательными температурами [16].

Общие теплопоступления в резервуар через изолированные конструкции резервуара (стены, купол и днище) составят:

$$Q_{\text{общ}} = Q_{\text{ст}} + Q_{\text{кр}} + Q_{\text{дн}} = 13968 + 8846 + 8869 = 31683 \text{ (Вт)}, \text{ что}$$

сопоставимо с допустимой величины теплопритока в резервуар, принятой для расчёта изначально (31645 Вт).

1.8. Тепловой расчёт холодильной установки

Для снижения величины испарения СПГ в крупном хранилище, кроме теплоизоляции, применяем схему конденсации паров СПГ за счет теплообмена с жидким азотом (см. рис. 18) [1].

1.8.1. Для определения холодопроизводительности циркуляционной холодильной установки необходимо знать тепловую нагрузку на холодильную машину:

$$Q_T = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5, \text{ (Вт)} \quad (61)$$

где Q_T — тепловая нагрузка на холодильную машину, Вт;

Q_1 — теплоприток к резервуару через ограждающие конструкции, Вт;

Q_2 — поступление тепла в хранилище с жидкой фазой, подаваемой для наполнения резервуара из транспортных сосудов, Вт;

Q_3 — мощность холодильной установки на сжижение газа, испаряющегося в резервуаре, Вт;

Q_4 — количество тепла, вносимое через изолированные поверхности трубопроводов, Вт;

Q_5 — прочие теплопритоки, неподдающиеся точному расчёту, Вт.

1.8.2 Определяем теплоприток к резервуару через ограждающие конструкции, Вт:

$$Q_1 = k \cdot F \cdot (t_e - t_m), \quad (62)$$

где k — коэффициент теплопередачи через стенку к жидкой фазе, Вт/(м²·°С);

t_m — средняя температура СПГ в хранилище, принимаем $t_m = -160,64$ °С;

t_e — температура наружного воздуха, °С, для расчёта принимаем среднюю максимальную наиболее жаркого месяца, $t_e = 24$ °С [18];

F — полная наружная поверхность резервуара, м², определяем по формуле:

$$F = \pi \cdot D \cdot H + 2 \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4}, \text{ (м}^2\text{)} \quad (63)$$

где D — диаметр резервуара, м, $D = 45,6$ м; H — высота

резервуара, м, $H = 18$ м;

Вычисляем полную наружную поверхность резервуара по формуле (63):

$$F = 3,14 \cdot 45,6 \cdot 18 + 2 \cdot \frac{3,14 \cdot 45,6^2}{4} = 5841,9 \text{ (м}^2\text{)}$$

Коэффициент теплопередачи определяем по формуле:

$$k = \frac{1}{R_{tot}}, \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°C)} \quad (64)$$

где R_{tot} — сопротивление теплопередаче ограждающих конструкций резервуара, $(\text{м}^2 \cdot \text{°C})/\text{Вт}$, $R_{tot} = 35,42 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C})/\text{Вт}$;

$$k = \frac{1}{R_{tot}} = \frac{1}{35,42} = 0,028 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°C)}$$

Определяем теплоприток к резервуару через ограждающие конструкции по формуле (62):

$$Q_1 = 0,028 \cdot 5841,9 \cdot (24 - (-160,64)) = 30202 \text{ (Вт)}$$

1.8.3 Определяем количество тепла, вносимое с жидкой фазой из транспортных сосудов по формуле:

$$Q_2 = v_{ж} \cdot c_p \cdot (t_m - t_{ж}), \text{ (Вт)} \quad (65)$$

где $v_{ж}$ — скорость наполнения резервуара, кг/ч, при сливе трёх железнодорожных цистерн равна 33-35 т/ч, $v_{ж} = 35$ т/ч;

c_p — теплоёмкость СПГ, кДж/(кг·°C), принимаем равной теплоёмкости жидкой фазы метана, $c_p = 3450 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{°C)}$;

$t_{ж}$ — температура жидкой фазы СПГ в цистерне, °C, принимаем равной температуре кипения СПГ при атмосферном давлении, $t_{ж} = -161,3 \text{ °C}$;

t_m — средняя температура СПГ в хранилище, принимаем $t_m = -160,64 \text{ °C}$;

Вычисляем теплопритоки, вносимые с жидкой фазой СПГ из транспортных сосудов по формуле (65):

$$Q_2 = \frac{35000}{3600} \cdot 3450 \cdot (-160,64 - (-161,3)) = 22138 \text{ (Вт)}$$

1.8.4 Определяем мощность холодильной установки на сжижение газа, испаряющегося в резервуаре, по формуле:

$$Q_3 = \frac{0,0005 \cdot G_{р.ж.} \cdot r}{24}, \text{ (Вт)} \quad (66)$$

где 0,0005 (или 0,05%/сут) — доля испарения СПГ в резервуаре от общего объёма СПГ, хранящегося в резервуаре, %/сут [13, 1];

r — теплота испарения СПГ, кДж/кг, $r_{СПГ} = 509,54$ кДж/кг [1];

$G_{Р.Ж.}$ — количество СПГ в резервуаре, кг, определяем по формуле:

$$G_{Р.Ж.} = V_P \cdot \rho_{СПГ}, \text{ (кг)} \quad (67)$$

где V — объём СПГ, хранящегося в резервуаре, м³, $V = 24995$ м³;

ρ — плотность СПГ, кг/м³, принимаем равной плотности жидкой фазы метана как основного компонента СПГ, $\rho = 424,5$ кг/м³ [21, 1];

$$G_{Р.Ж.} = 24995 \cdot 424,5 = 10610377,5 \text{ (кг)}$$

Вычисляем мощность холодильной установки на сжижение газа, испаряющегося в резервуаре по формуле (66):

$$Q_3 = \frac{0,0005 \cdot 10610377,5 \cdot 509,54}{24} = 112634 \text{ (Вт)}$$

1.8.5 Количество тепла, вносимое через изолированные поверхности трубопроводов, определяем по формуле:

$$Q_4 = q_l \cdot L_T, \text{ (Вт)} \quad (68)$$

где q_l — нормированная линейная плотность теплового потока с 1 м длины теплоизолированного трубопровода, Вт/м, принимаем по таблице 6 [16] при диаметре трубопровода $d_y = 100$ мм и температуре СПГ $t_{ц} = -161,3$ °С тепловой поток равен $q_l = 22$ Вт/м;

L_T — длина трубопроводов СПГ, м, принимаем равной $L_T = 100$ м.

$$Q_4 = 22 \cdot 100 = 2200 \text{ (Вт)}$$

1.8.6 Прочие теплопритоки, не поддающиеся точному расчёту:

$$Q_5 = b \cdot (Q_1 + Q_2), \text{ (Вт)} \quad (69)$$

где b — коэффициент, при Q_1 более 250000 ккал/ч принимаем $b = 1,05$

$$Q_5 = 1,05 \cdot (30202 + 22138) = 54957 \text{ (Вт)}.$$

1.9.7 Тепловая нагрузка на холодильную машину (требуемая

мощность холодильной машины):

$$Q_T = 30202 + 22138 + 112634 + 2200 + 54957 = 222131 \text{ (Вт)} = 222 \text{ кВт.}$$

1.8.8 Определим требуемый расход хладагента – жидкого азота на холодильную установку:

$$G_{N_2} = \frac{Q_T}{r_{N_2} + c_p(t_{СПГ} - t_{N_2})}, \text{ (кг/с)}, \quad (70)$$

где r_{N_2} – теплота парообразования азота, $r_{N_2} = 197,6$ кДж/кг [1];

c_p – изобарная массовая теплоемкость азота, $c_p = 1,955$ кДж/(кг·°C);

$t_{СПГ}$ – средняя температура СПГ в хранилище, принимаем $t_{СПГ} = -160,64$ °C;

t_{N_2} – температура кипения азота при атмосферном давлении, принимаем $t_{N_2} = -195,65$ °C;

Вычисляем требуемый расход азота для охлаждения СПГ в хранилище:

$$G_{N_2} = \frac{222,131}{197,6 + 1,955(-160,64 - (-195,65))} = 0,835 \text{ (кг/с)}.$$

1.8.9 Определим требуемую площадь поверхности теплообмена конденсатора:

$$F_{mp} = \frac{Q_T}{k_m \cdot \Delta t}, \text{ (м}^2\text{)} \quad (71)$$

где k_m – коэффициент теплопередачи конденсатора, Вт/(м²·°C), ориентировочно принимаем $k_m = 800$ Вт/(м²·°C);

Δt – средний температурный напор, °C, определяем по формуле:

$$\Delta t = t_{СПГ} - t_{N_2} = -160,64 - (-195,65) = 35,01 \text{ °C}$$

Вычисляем требуемую поверхность теплообмена конденсатора:

$$F_{mp} = \frac{222131}{800 \cdot 35,01} = 7,93 \text{ (м}^2\text{)}$$

1.9. Выбор цистерны для транспортировки СПГ

Определим требуемую величину завоза СПГ и выберем ёмкость цистерны для транспортировки СПГ. Известно, что продолжительность работы установки сжижения 330 суток в году (один месяц установка должна находиться на профилактическом ремонте) [1].

Определяем величину завоза СПГ в сутки исходя из этих условий:

$$V_{\text{СПГ}} = \frac{V_{\text{СПГ}}^{\text{год}}}{330}, \text{ (м}^3\text{/сут)} \quad (72)$$

где $V_{\text{СПГ}}^{\text{год}}$ — годовое потребление СПГ, м³/год, согласно расчёту в п.1.7.2 $V_{\text{СПГ}}^{\text{год}} = 24995 \text{ м}^3\text{/год}$.

Требуемая величина завоза СПГ в сутки равна:

$$V_{\text{СПГ}} = \frac{24995}{330} = 75,74 \text{ (м}^3\text{/сут)}$$

1.10. Расчёт тепловой изоляции трубопроводов СПГ

Передача СПГ из транспортных цистерн в стационарный резервуар осуществляется по трубопроводам небольшой протяженности. Естественно, процесс осуществляется при криогенных температурах; следовательно, сталь для труб выбирается соответствующая, а сама труба во избежание интенсивных потерь «холода» и появления двухфазного потока должна иметь эффективную тепловую изоляцию.

Расчёт толщины теплоизоляционного слоя производим по нормированной плотности теплового потока через изолированную поверхность [16].

1.10.1 Толщину теплоизоляционного слоя определяем по формуле:

$$\delta_k = \frac{d_n}{2} \cdot (B - 1), \text{ (м)} \quad (73)$$

где d_n — наружный диаметр изолируемого трубопровода, м, $d_n = 108 \text{ мм} = 0,108 \text{ м}$;

B — отношение наружного диаметра изоляционного слоя к наружному диаметру изолируемого трубопровода, $B = d_i / d_n$.

1.10.2 Параметр B определяем по формуле:

$$\ln B = 2 \cdot \pi \cdot \lambda_K \cdot \left[r_{tot} - r_m - \frac{1}{\alpha_e \cdot \pi \cdot (d + 0,1)} \right], \quad (74)$$

где r_{tot} — сопротивление теплопередаче на 1 м длины теплоизоляционной конструкции трубопровода, (м²·°C)/Вт;

r_m — термическое сопротивление стенки трубопровода, Вт/(м²·°C), учитывается при применении неметаллических трубопроводов, в данном случае используются металлические трубы, поэтому считаем $r_m = 0$ Вт/(м²·°C);

λ_K — коэффициент теплопроводности теплоизоляционного слоя, Вт/(м·°C);

α_e — коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности теплоизоляции, Вт/(м²·°C), принимаем согласно [16] при температуре изолируемой поверхности 19 °C и ниже $\alpha_e = 29$ Вт/(м²·°C).

1.10.3 Определяем сопротивление теплопередаче по нормированной линейной плотности теплового потока:

$$r_{tot} = \frac{t_e - t_m}{q_l \cdot K_1}, \quad (\text{м}^2 \cdot \text{°C}) / \text{Вт} \quad (75)$$

где t_m — средняя температура СПГ в хранилище, принимаем $t_m = -160,64$ °C;

t_e — температура наружного воздуха, °C, для расчёта принимаем среднюю максимальную наиболее жаркого месяца, $t_e = 24$ °C [18];

q_l — нормированная линейная плотность теплового потока с 1 м длины теплоизолированного трубопровода, Вт/м, принимаем по таблице 6 [16], при $d_y = 100$ мм и $t_m = -160,64$ °C тепловой поток $q_l = 22$ Вт/м;

K_1 — коэффициент, учитывающий район строительства и способ прокладки трубопровода, принимаем согласно [16]; для Европейского района строительства и прокладки трубопровода на открытом воздухе $K_1 = 1,0$.

Вычисляем сопротивление теплопередаче по формуле (75):

$$r_{tot} = \frac{24 - (-160,64)}{22 \cdot 1,0} = 8,39 \quad (\text{м}^2 \cdot \text{°C}) / \text{Вт}$$

Для теплоизоляции трубопроводов с отрицательными температурами следует применять теплоизоляционные материалы

со средней плотностью не более 200 кг/м^3 и расчётной теплопроводностью не более $0,05 \text{ Вт/(м}^\circ\text{С)}$. Поэтому принимаем в качестве теплоизоляции пенополиуретан ППУ-331/3 (заливочный) с коэффициентом теплопроводности $\lambda_K=0,034 \text{ Вт/(м}^\circ\text{С)}$ [16].

1.10.4 Вычисляем параметр B по формуле (74):

$$\ln B = 2 \cdot 3,14 \cdot 0,034 \cdot \left[8,39 - 0 - \frac{1}{29 \cdot 3,14 \cdot (0,108 + 0,1)} \right] = 1,78 \quad , \quad \text{откуда}$$

$$B = e^{1,78} = 5,93$$

1.10.5 Вычисляем толщину теплоизоляционного слоя по формуле (73):

$$\delta_K = \frac{0,108}{2} \cdot (5,93 - 1) = 0,266 \text{ (м)}$$

1.10.6 Диаметр трубопровода с изоляцией составит:

$$d_i = B \cdot d = 5,93 \cdot 0,108 = 0,640 \text{ (м)}$$

В теплоизоляционной конструкции следует предусматривать пароизоляционный слой при температуре изолируемой поверхности ниже 12°С . Принимаем по таблице 1 пароизоляцию из полиэтиленовой плёнки ГОСТ 10354-82 толщиной $0,21-0,3 \text{ мм}$ в 3 слоя [16].

При прокладке трубопровода на открытом воздухе предусматриваем покровный слой из оцинкованной стали с непрерывных линий ГОСТ 14918-80 толщиной листа $0,5-0,8 \text{ мм}$ согласно [16].

Определяем количество тепла, вносимое через изолированную поверхность трубопровода по формуле:

$$Q_{mp} = \frac{\pi \cdot L_T \cdot (t_e - t_w)}{\frac{1}{\alpha_e \cdot d_i} + \frac{1}{2 \cdot \lambda_K} \cdot \ln \frac{d_i}{d}}, \text{ (Вт)} \quad (75)$$

где L_T — длина трубопровода, м, $L_T=100 \text{ м}$; $\ln(d_i/d_n)=\ln B=1,78$.

$$Q_{mp} = \frac{3,14 \cdot 100 \cdot (24 - (-160,64))}{\frac{1}{29 \cdot 0,64} + \frac{1}{2 \cdot 0,034} \cdot 1,78} = 2210 \text{ (Вт)}$$

Проверим правильность расчёта на соответствие нормированной плотности теплового потока через изолированную поверхность:

$$q_l = \frac{Q_{mp}}{L_T} = \frac{2210}{100} = 22,1 \text{ (Вт/м)}, \text{ что соответствует нормированной}$$

линейной плотности теплового потока, принятой по [16].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бармин И.В., Кунис И.Д. Сжиженный природный газ вчера, сегодня, завтра / Под ред. А.М. Архарова. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2009. – 256 с.: ил.
2. ВНТП 51-1-88 - "Ведомственные нормы на проектирование установок по производству и хранению сжиженного природного газа, изотермических хранилищ и газозаправочных станций" (временные). Утверждены Мингазпромом СССР 13.08.1987.
3. ВППБ 01-04-98 - "Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности". Утверждены Приказом Минтоэнерго РФ от 18.06.98 № 214ГПС МВД 15.08.97 № 20/3.2/1786.
4. Газонаполнительные и газораспределительные станции: Учеб. пособие / Федорова Л.Я., Васильев Г.Г., Земенков Ю.Д. и др. — Тюмень: Вектор Бук, 2003.
5. Газоснабжение жилого района: Методические указания по дипломному и курсовому проектированию/ КурскГТУ: Сост.: А.Е.Полозов, Н.Е.Семичева, Г.А.Бочаров, Г.Г.Щедрина. Курск, 1999. - 96с.
6. Оборудование для сжиженного природного газа (СПГ). Общие технологические требования при эксплуатации систем хранения, транспортирования и газификации». ВРД 39-1.10-064-2002. М.: ОАО «Газпром», 2002.
7. ПБ 12-529-03 «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления».
8. ПБ 08-342-00. Правила безопасности при производстве, хранении и выдаче сжиженного природного газа на газораспределительных станциях магистральных газопроводов (ГРС МГ) и автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях (АГНКС): Утв постановлением Госгортехнадзора России от 08.02.2000 № 3, М., 2001.– 58 с.
9. ПБ 03-576-03 - "Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением".

Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 11.06.2003 №91.

10. ПБ-03-585-03 - "Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов". Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России № 80 от 10.06.03 г.
11. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в РФ (зарегистрированы МЮ РФ 27.06.2003 г. №4838).
12. Полозов А.Е. Повышение прочности низкотемпературных теплоизолированных трубопроводов: Дис ... д-ра техн. наук: 25.00.19.–Москва, 2004. – 348 с.
13. Правила безопасности при проектировании систем приема, хранения, заправки и газификации сжиженного природного газа на объектах потребителя (вторая редакция): Проект / ЗАО «Сигма-Газ», ЗАО «Крионорд», РНЦ «Прикладная химия» и др. СПб., 2002.
14. СНиП 42-01-2002. Газораспределительные системы / Госстрой России.– М.: ГУП ЦПП, 2003.–41с.
15. СНиП 2.07.01-89*. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений.
16. СНиП 41-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов [Текст]. М.: Госстрой России, 2003.
17. СНиП 3.05.05-84 – Технологическое оборудование и технологические трубопроводы.
18. СП 20131.13330.2012. Строительная климатология. Актуализированная версия СНиП 23-01-99* / Минрегион России.– М., 2012.–108 с.
19. Справочник по физико-техническим основам криогеники/ М.П. Малков, И.Б. Данилов, Л.Г. Зельдович, А.Б. Фрадков; Под ред. М.П. Малкова. – М.: Энергия, 1973. – 342 с.
20. Стандарт США NFPA 59A – "Стандарт по производству, хранению и обращению со сжиженным природным газом (СПГ)".
21. Стандарт EN 1160 «Установки и оборудование для сжиженного природного газа. Основные характеристики СПГ». Великобритания.
22. ТУ 51-03-03-05 «Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания». СПб.: ГИПХ, 1980.

ПРИЛОЖЕНИЯ

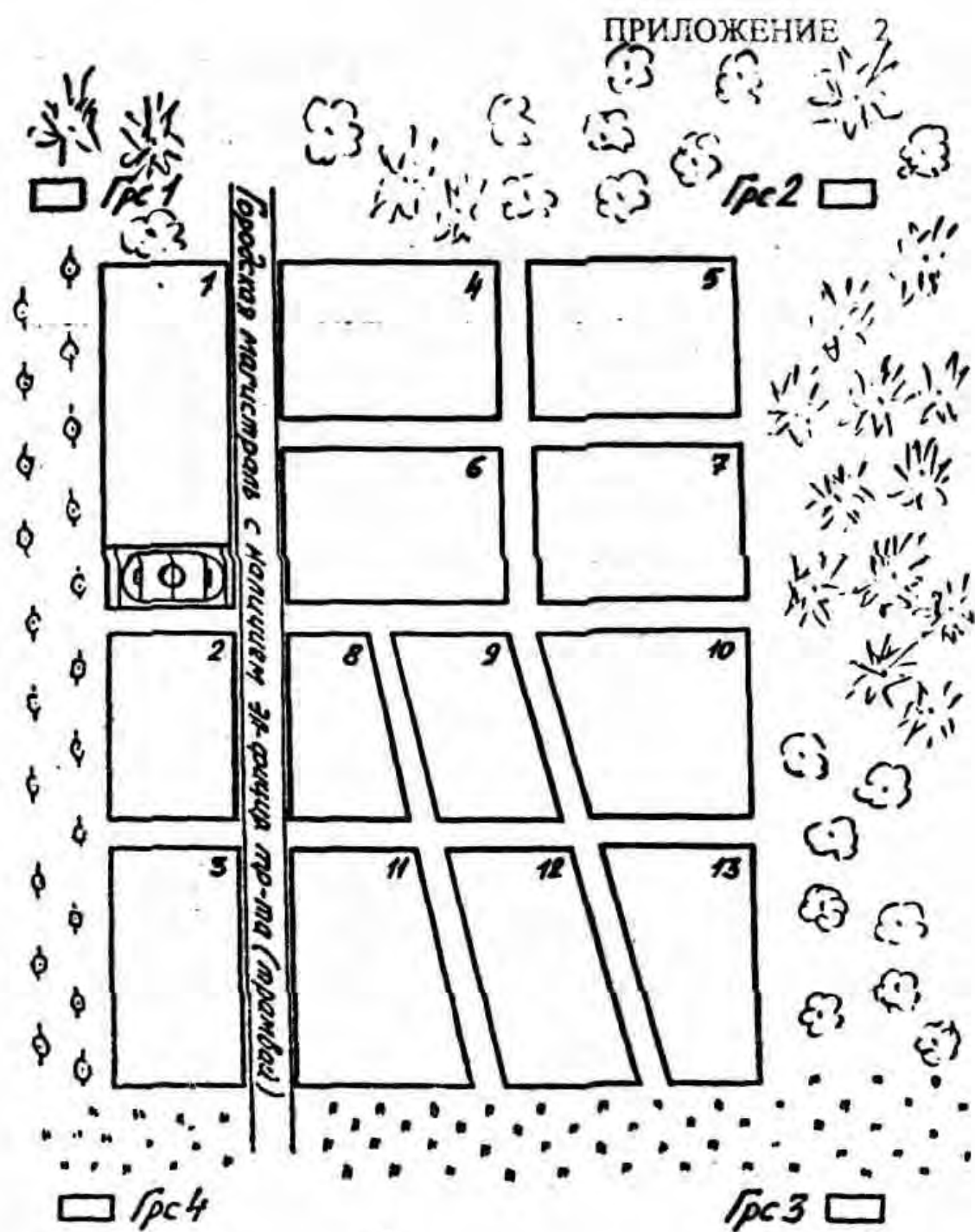
ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Таблица П 1.1 - Состав газа и его плотность

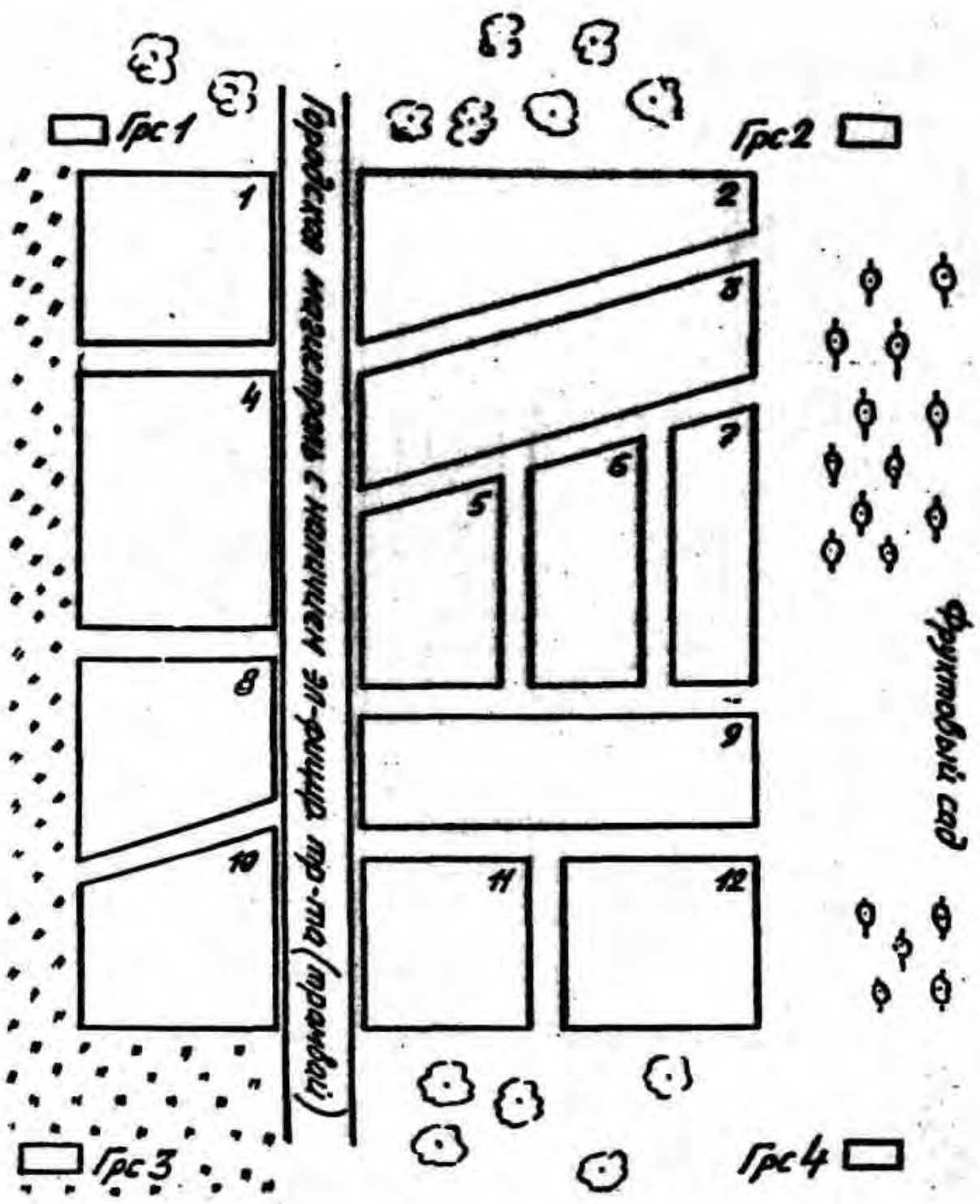
| Вариант | Состав газа, % по объему | | | | | | | | Плотность кг/м ³ При t=0 °C P=101,3 кПа |
|---------|--------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|-------|------------------|----------------|---|
| | CH ₄ | C ₂ H ₆ | C ₃ H ₈ | C ₄ H ₁₀ | C ₅ H ₁₂ | CO | H ₂ S | H ₂ | |
| 1 | 95,1 | 2,3 | 0,7 | 0,4 | 0,8 | 0,2 | - | 0,5 | 0,77 |
| 2 | 86,9 | 6,0 | 1,6 | 1,0 | 0,5 | 1,2 | - | 2,8 | 0,88 |
| 3 | 98,7 | 0,33 | 0,12 | 0,04 | 0,01 | 0,1 | - | 0,7 | 0,73 |
| 4 | 86,1 | 2,0 | 0,6 | 0,34 | 0,35 | 8,5 | - | 2,0 | 0,87 |
| 5 | 99,0 | 0,1 | 0,005 | - | - | 0,095 | - | 0,8 | 0,72 |
| 6 | 93,0 | 3,6 | 0,95 | 0,25 | 0,35 | 0,4 | - | 1,3 | 0,78 |
| 7 | 74,8 | 8,8 | 3,9 | 1,8 | 6,4 | - | - | 4,3 | 1,04 |
| 8 | 98,3 | 0,45 | 0,25 | 0,3 | - | 0,1 | - | 0,6 | 0,73 |
| 9 | 93,3 | 4,0 | 0,6 | 0,4 | 0,3 | 0,1 | - | 1,3 | 0,77 |
| 10 | 93,0 | 3,1 | 0,7 | 0,6 | - | 0,1 | - | 2,5 | 0,77 |
| 11 | 93,2 | 2,1 | 1,2 | 1,0 | 1,2 | 0,8 | - | 0,5 | 0,81 |
| 12 | 85,6 | 4,6 | 1,6 | 0,75 | 0,55 | 0,6 | 1,3 | 5,0 | 0,85 |
| 13 | 89,4 | 6,0 | 2,0 | 0,7 | 0,4 | 1,0 | - | 0,5 | 0,82 |
| 14 | 89,6 | 2,42 | 0,7 | 0,27 | 1,16 | 1,68 | 0,25 | 3,93 | 0,63 |
| 15 | 80,2 | 2,64 | 1,15 | 0,7 | 0,71 | 0,73 | - | 13,8 | 0,69 |
| 16 | 93,1 | 2,0 | 0,4 | 0,2 | 0,3 | - | - | 4,0 | 0,60 |
| 17 | 95,2 | 0,04 | 0,006 | 0,001 | 0,1 | 0,3 | - | 4,5 | 0,58 |
| 18 | 87,2 | 3,98 | 1,34 | 0,75 | 0,23 | 1,73 | - | 4,77 | 0,58 |
| 19 | 78,9 | 4,53 | 2,34 | 1,02 | 0,27 | 1,02 | - | 11,84 | 0,68 |
| 20 | 98,5 | 0,2 | 0,05 | 0,012 | 0,001 | 0,5 | - | 0,7 | 0,72 |
| 21 | 97,6 | 0,1 | 0,01 | - | - | 0,3 | 0,1 | 1,95 | 0,73 |

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

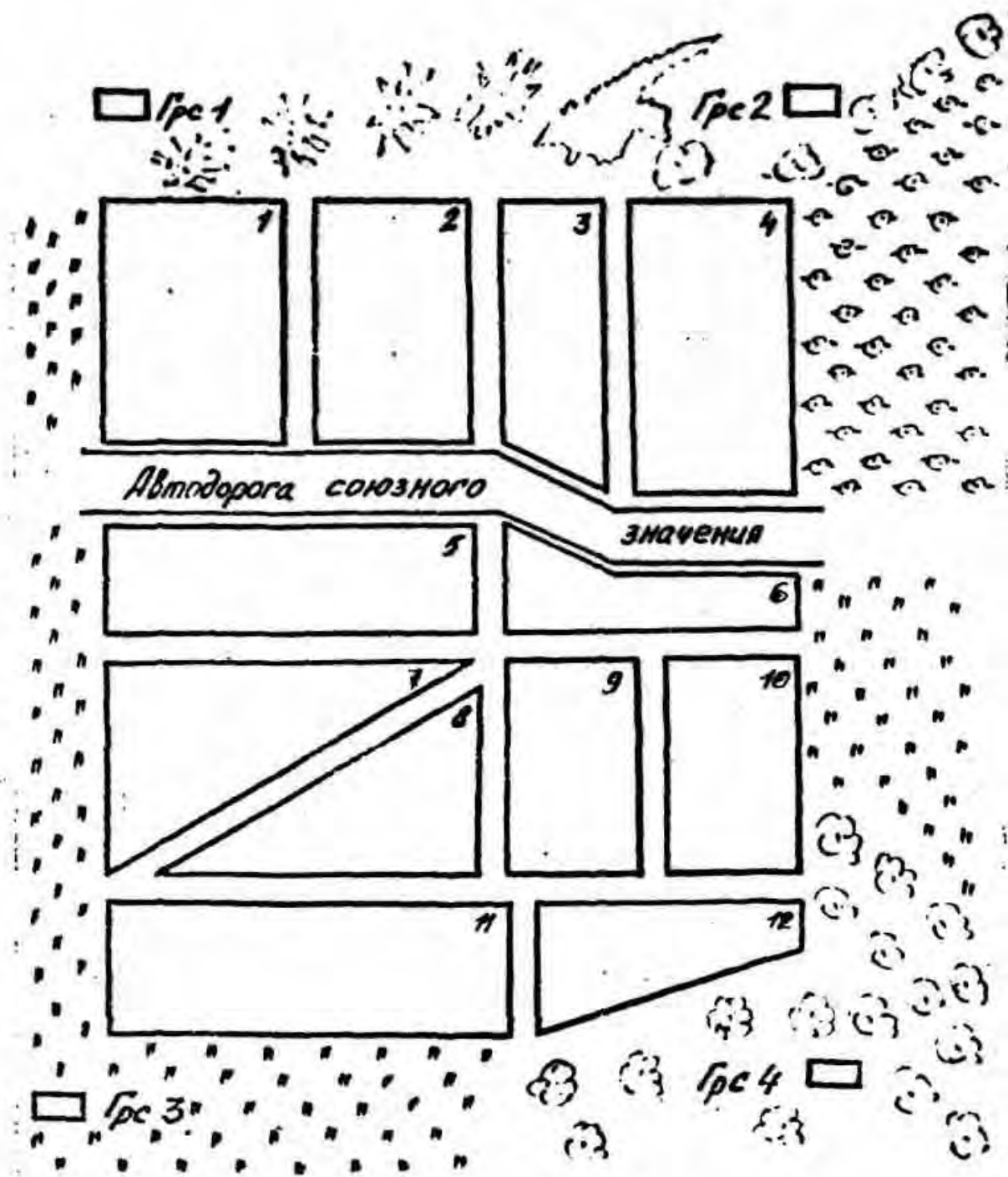
Варианты генерального плана



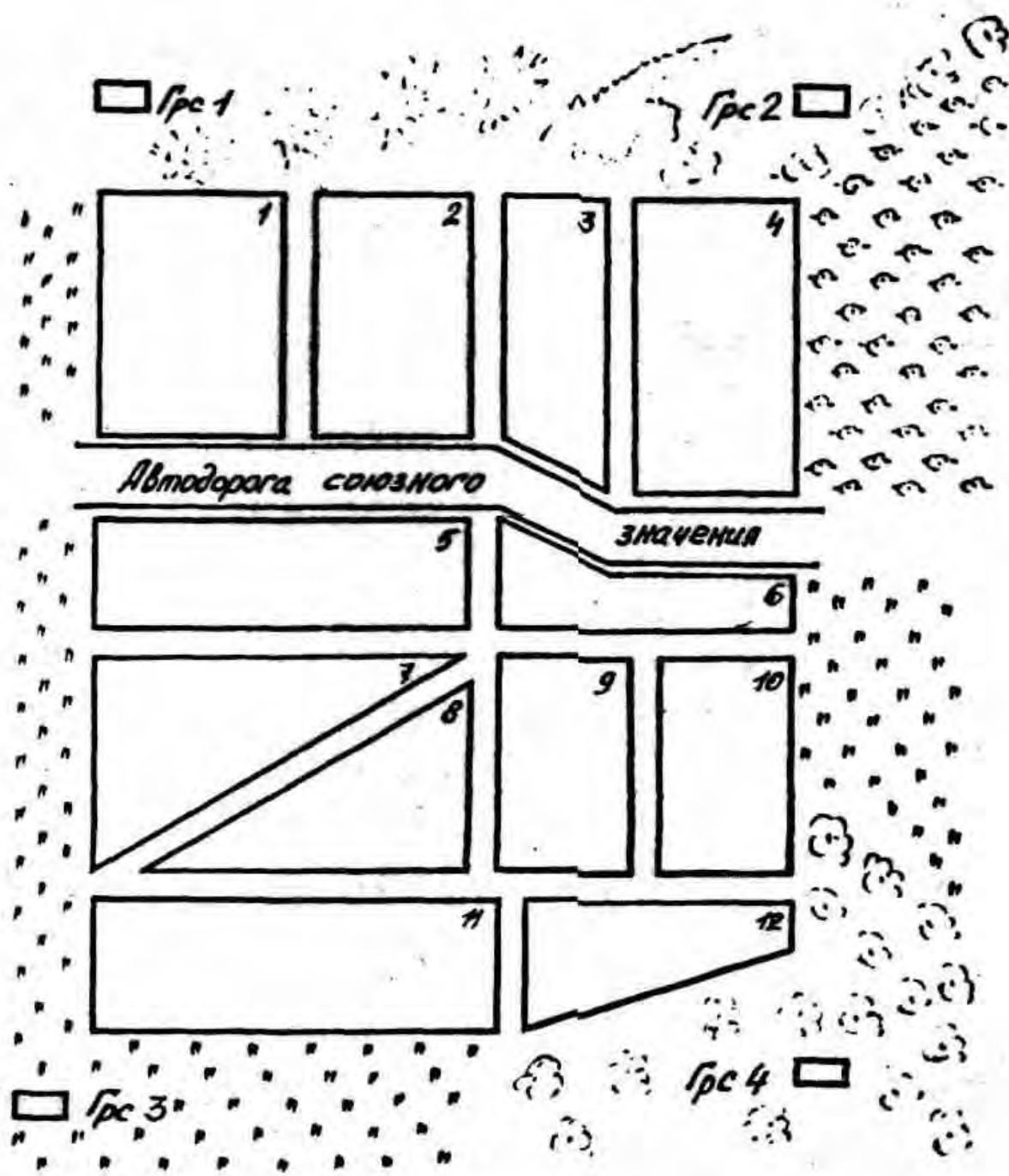
Генплан № 1
М: 1:10000



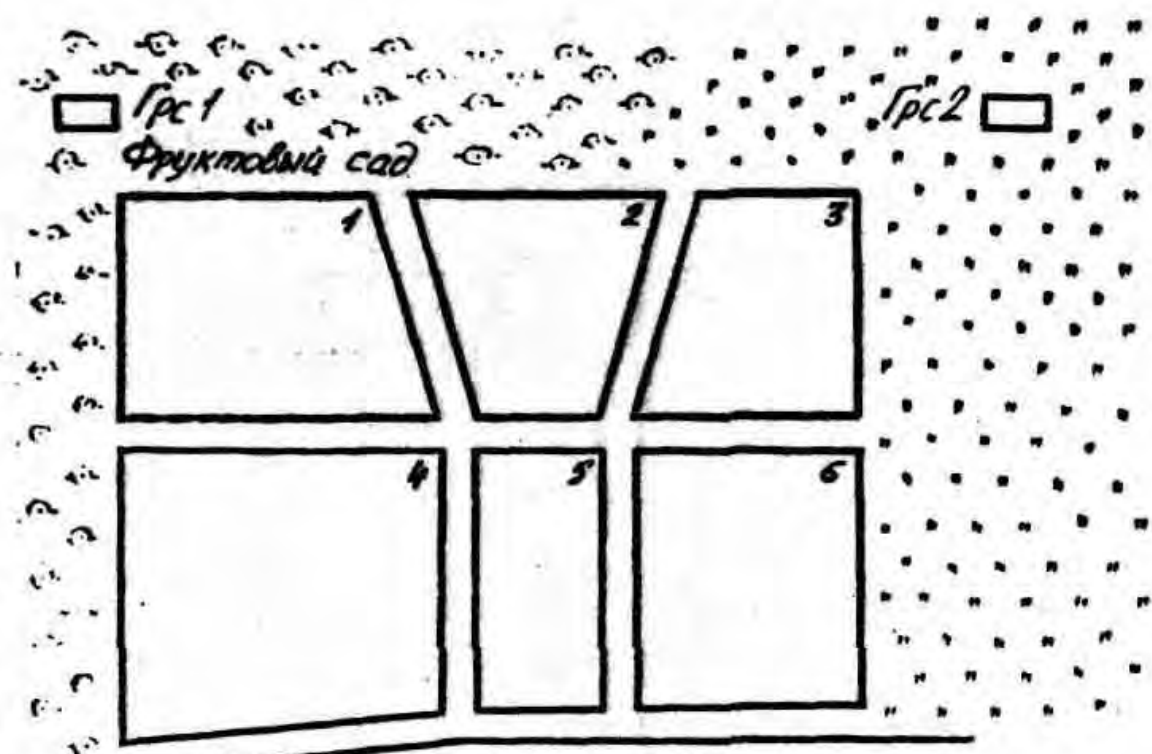
План № 2
 М 1:10000



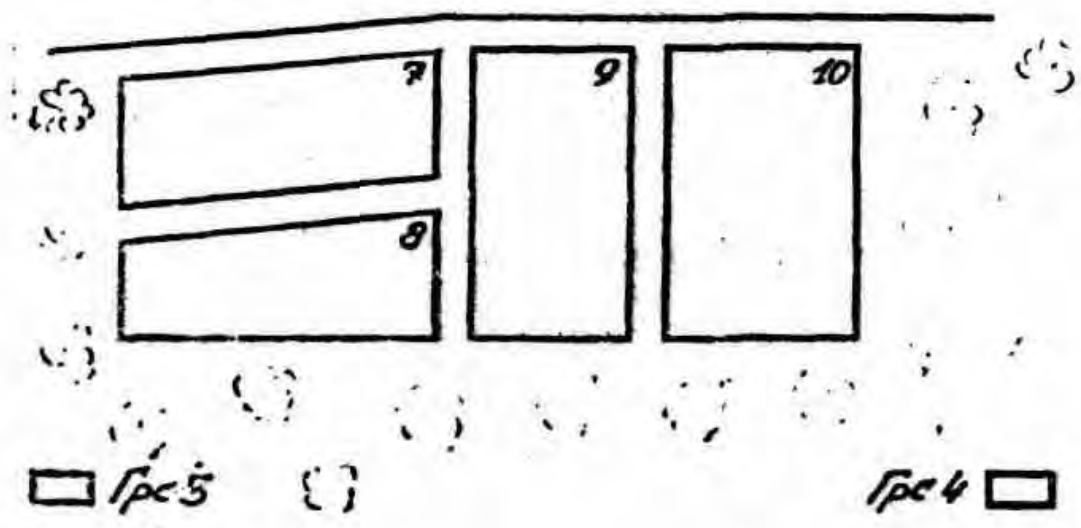
Генплан № 3
М: 1:10000



Генплан № 4
М: 1:10000



Автомобильная дорога союзного значения



Генплан № 5
М 1:10000