ЦНИИЭП инженерного оборудования
Госграждданстроя

Рекомендации

по инженерному оборудованию сельских населенных пунктов

Часть V

Газоснабжение

Москва 1984

gost.e-ecolog.ru

Рекомендации по инженерному оборудованию сельских населенных пунктов состоят из 6-ти частей:

I. Общая часть
II. Водоснабжение
III. Канализация
IV. Теплоснабжение
V. Газоснабжение
VI. Электроснабжение. Наружное освещение. Связь и радиофикация

ЦЕНТРАЛЬНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
И ПРОЕКТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ ИНСТИТУТ
ИНЖЕНЕРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ
(ЦНИИЭП ИНЖЕНЕРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ)
ГОСГРАЖДАНСТРОЯ

Рекомендации

по инженерному оборудованию сельских населенных пунктов

В 6-ти частях

Часть V

Газоснабжение

3-е издание, переработанное и дополненное

Москва Стройиздат 1984

УДК 696.2(—22)

Рекомендованы к изданию Научно-техническим советом ЦНИИЭП инженерного оборудования Госгражданстроя.

Рекомендации по инженерному оборудованию сельских населенных пунктов. В 6-ти ч. Ч. V. Газоснабжение/ЦНИИЭП инженерного оборудования.—3-е изд., перераб. и доп.—М.: Стройиздат, 1984. 56 с.

Рассмотрены общие принципы проектирования, качественные и количественные характеристики различных систем газоснабжения, возможные области их применения и технико-экономические показатели. Дан пример технических решений системы газоснабжения поселка на базе сжиженного газа.

2-е издание вышло в 1978 г.

Для инженерно-технических работников проектных организаций, руководящих работников сельского хозяйства.

Табл. 7, ил. 8

Разработаны ЦНИИЭП инженерного оборудования Госгражданстроя (инж. А. С. Шварцман).

Р $\frac{3206000000—605}{047(01)—84}$ Информ. письмо

© Стройиздат, 1984

ПРЕДИСЛОВИЕ

Общие положения и принципы проектирования, относящиеся ко всем системам инженерного оборудования сельских поселков, вопросы технико-экономического обоснования выбора системы, снижения стоимости инженерного обрудования, а также некоторые другие, касающиеся эксплуатации и диспетчеризации изложены в части I настоящих Рекомендаций. В части 5 «Газоснабжение» освещены вопросы проектирования систем газоснабжения сельских поселков.

Настоящее 3-е издание переработано и дополнено с учетом требований новых Строительных норм и правил по проектированию внутренних и наружных устройств газоснабжения, «Правил безопасности в газовом хозяйстве» Госгортехнадзора СССР (М., Недра, 1980).

В Рекомендациях использованы материалы ГипроНИИгаза и МосгазНИИпроекта.

Часть 5 подготовлена главным специалистом ЦНИИЭП инженерного оборудования А. С. Шварцманом при участии Л. И. Терентьевой и З. А. Савельевой.

1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. При разработке систем газоснабжения сельских поселков следует руководствоваться требованиями главы СНиП по проектированию внутренних и наружных устройств газоснабжения, «Правил безопасности в газовом хозяйстве» Госгортехнадзора СССР, «Инструкции по проектированию и строительству подземных газопроводов из неметаллических труб» (СН 493-77).

1.2. Проекты газоснабжения сельских населенных пунктов должны разрабатываться на основе утвержденных схем газоснабжения области (края) в увязке со схемами тепло- и электроснабжения.

1.3. В случае расположения сельских населенных пунктов на территории пригородных зон больших и крупных городов проекты газоснабжения следует разрабатывать на основании утвержденной документации по газоснабжению городов. При отсутствии схемы газоснабжения района, в котором находится населенный пункт, диаметр подводящего газопровода от источника питания к поселку необходимо определять с учетом попутных потребителей.

1.4. Внутрипоселковые газопроводы допускается проектировать на топографической основе в масштабе 1 : 1000, а межпоселковые — в масштабе 1 : 2000.

1.5. На проектирование газоснабжения сельского населенного пункта заказчик выдает утвержденное задание, составленное совместно с проектной организацией в соответствии с требованиями СН 202-81*. В задании должно быть:

разрешение соответствующей полномочной организации на газоснабжение данного объекта и справка Госплана СССР или Госплана РСФСР о выделенном лимите газа; технические условия на присоединение к газопроводу, получаемые от предприятий газового хозяйства;

предложения об использовании газа (приготовление пищи, горячее водоснабжение, отопление, технологические нужды сельскохозяйственного производства и др.);

сроки и очередность строительства;

генеральный план проекта планировки и застройки населенного пункта, материалы инженерно-геологических, гидрологических и топографических изысканий, сведения о современном состоянии инженерного оборудования населенного пункта.

2. СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

2.1. Газоснабжение населенных пунктов может осуществляться от централизованных систем — при наличии природного газа или от децентрализованных (местных) систем — при использовании сжиженного газа.

2.2. При снабжении населенного пункта природным газом могут быть приняты следующие системы:

одноступенчатая, при которой газ подают потребителям по газопроводам одного давления;

двухступенчатая с подачей газа потребителям по газопроводам двух давлений — высокого до 0,6 МПа (до 6 кгс/см^2) или среднего до 0,3 МПа (до 3 кгс/см^2) и низкого до 0,005 МПа (до 0,05 кгс/см^2).

2.3. Связь между газопроводами различных давлений, входящими в систему газоснабжения, должна предусматриваться только через газорегуляторные пункты (ГРП) или газорегуляторные установки (ГРУ).

2.4. В системах газоснабжения принимают следующие давления газа МПа (кгс/см^2):

низкое	не более 0,005 (0,05);
среднее	более 0,005 (0,05) до 0,3 (3);
высокое	более 0,3 (3) до 1,2 (12).

2.5. При снабжении сжиженным газом применяются индивидуальные, групповые газобалонные установки, а также групповые установки, состоящие из подземных резервуаров.

2.6. Газобалонные установки с одним баллоном могут размещаться в тех же помещениях, где и газовые плиты; с двумя баллонами — в металлическом шкафу, находящемся снаружи здания.

2.7. Групповые резервуарные установки применяют для газоснабжения группы зданий.

3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ВЫБОРА СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

3.1. Выбор системы газоснабжения зависит от объемов и плотности газопотребления населенного пункта, источников газоснабжения, размещения производственной зоны. Принятая в проекте система газоснабжения должна быть технико-экономически обоснована.

3.2. В условиях сельских населенных пунктов наибольшее распространение получили двухступенчатые системы газоснабжения, в которых газ под давлением 0,3—0.6 МПа (3—6 кгс/см^2) подается по газопроводам I ступени крупным сельскохозяйственным потребителям, отопительным котельным и газорегуляторным пунктам. Через ГРП он поступает в газопроводы низкого давления (II ступень) и затем в жилые дома, коммунально-бытовые предприятия и учреждения, а также для нужд сельскохозяйственного производства.

3.3. Небольшие объемы газопотребления в сельской местности с низкой плотностью застройки жилого фонда создают благоприятные предпосылки для широкого использования одноступенчатых систем газоснабжения среднего давления. Применение этих систем позволяет значительно снизить металлоемксть газопроводных сетей, создать наиболее благоприятные условия для сжигания газа (при более стабильных давлениях) и тем самым повысить кпд используемого прибора и улучшить санитарно-гигиенические условия газифицируемых помещений.

3.4. Основным элементом одноступенчатых систем среднего давления являются домовые регуляторы давления. ГипроНИИгазом разработан домовый регулятор давления газа РДГД-20 для автоматического поддержания давления перед бытовыми газовыми аппаратами на заданном уровне при колебании давления на входе регулятора от 0,05 до 0,3 МПа и изменении расхода газа от 0 до 100 %-ной расчетной пропускной способности.

Техническая характеристика РДГД-20

Входное давление, МПа (кгс/см^2)	0,05—0,3(0,5—3)
Номинальное давление газа на выходе из регулятора, кПа (мм вод. ст.)	2,2(220)
Неравномерность регулирования, % . . .	±10
Пропускная способность, м^3/ч, при входном давлении МПа:	
0,05	не менее 20
0,3	» » 80
Давление срабатывания отключающего устройства, кПа (мм вод. ст.) при изменении выходного давления:	
понижении	0,7—1,1 (70—110)
повышении	4—5 (400—500)
Габарит, мм	305×245×188

Продолжение

Диаметр патрубка, мм:	
входного	20
выходного	32
Масса, кг	5

Производство домовых регуляторов давления освоено Саратовским заводом «Газоаппарат» Минжилкомхоза РСФСР.

3.5. Зона обслуживания домовыми регуляторами давления определяется исходя из возможных решений их установки: на каждый дом, на группу домов и на каждый подъезд секционного дома.

Установка регулятора РДГД-20 в системах газоснабжения различных объектов производится в соответствии с нормалью НГ-53-81.

3.6. Строительство одноступенчатых систем газоснабжения низкого давления связано, как правило, со значительным перерасходом металла, поэтому их целесообразно применять лишь в небольших поселках вблизи ГРС.

3.7. При построении схемы распределительных сетей следует, по возможности, исключать участки газопроводов низкого давления, по которым транспортируется только транзитный газ.

Целесообразно также избегать излишнего кольцевания сетей и особенно их периферийных участков.

3.8. Система газоснабжения со шкафными ГРП и газораспределительной сетью низкого давления более экономична по сравнению с аналогичной системой с ГРП в отдельно стоящем здании, так как ее применение позволяет существенно уменьшить диаметры (в среднем до 50 мм) распределительных газопроводов низкого давления.

3.9. При выборе системы газоснабжения на сжиженном газе следует руководствоваться следующими положениями:

индивидуальные газобалонные установки целесообразно применять при жилой застройке малоквартирными домами (см. разд. 6). При этом следует отдавать предпочтение внутриквартирным установкам (особенно в районах с преобладанием низких температур), наружные установки как менее экономичные допускаются, если разместить баллоны внутри помещений невозможно. Тип баллонов рекомендуется принимать исходя из транспортной освоенности района, расстояния от потребителя до газонаполнительной станции (ГНС) или до промежуточного склада баллонов (ПСБ), направления использования газа;

индивидуальные газобалонные установки вместимостью 27 л рекомендуются при небольших расстояниях от источника газоснабжения и хороших дорогах;

индивидуальные газобалонные установки вместимостью 50 л целесообразно применять в тех случаях, когда потребитель находится

на значительном расстоянии от источника газоснабжения, а также при отсутствии хороших дорог и длительном периоде бездорожья;

групповые баллонные установки допускаются при невозможности применения резервуарных или для временного газоснабжения с последующей заменой резервуарными установками с обязательным обогревом;

для жилых домов выше двух этажей, а также 2-этажных многоквартирных и секционных, крупных коммунально-бытовых зданий целесообразно предусматривать резервуарные установки.

3.10. Общие капитальные затраты на систему газоснабжения села зависят от многих факторов: размеров поселка, планировочных решений, плотности газовых нагрузок, системы газоснабжения, конфигурации газопроводов, принятой системы теплоснабжения и т. д.

3.11. Система газоснабжения в каждом случае должна быть выбрана на основании технико-экономического сопоставления вариантов по всем элементам системы.

3.12. Значительные капиталовложения в газоснабжение сельской местности требуют тщательного экономического обоснования выбора вида газа (природного или сжиженного), проводимого на внестадийном этапе проектирования на основе технико-экономического сопоставления вариантов (см. ч. I).

3.13. При сравнении вариантов необходимо учитывать весь энергетический цикл — от добычи первичных энергоресурсов, их транспортирования, внутрипоселкового распределения до получения конечной продукции (теплоты), а также весь топливный баланс сельского населенного пункта. Так, в варианте использования сжиженного газа для приготовления пищи принимается во внимание и твердое топливо, расходуемое на отопление, горячее водоснабжение и производственные нужды.

3.14. При сопоставлении вариантов учет топливной составляющей (добыча и магистральный транспорт топлива) следует производить по величине замыкающих затрат, которые наиболее полно отражают действительные народнохозяйственные издержки. Введение категории замыкающих затрат на топливо позволяет учесть ограниченность добычи наиболее экономичных топлиных ресурсов, а также выявить качественные различия используемых видов топлива. При технико-экономических расчетах к замыкающим затратам на топливо (см. ч. IV, прил. 3) необходимо прибавлять затраты, связанные с транспортом для его распределения от центра района к данному потребителю. Для мазута и угля дополнительно учитываются затраты на их хранение.

Методика применения замыкающих затрат приведена в «Руководящих указаниях к использованию замыкающих затрат на топливо и электрическую энергию», т. IV (М., Наука, 1973).

3.15. В общем виде суммарные приведенные затраты в варианте использования природного газа $З_{пр.г}$ определяются как сумма приведенных затрат на отдельные элементы системы газоснабжения или

$$З_{пр.г} = З_{вн.п} + З^{пр.г}_{д+маг.тр} + З_{г.о} + З_{ГРС}, \quad (1)$$

где $З_{вн.п}$ — приведенные затраты на внутрипоселковую систему газоснабжения, руб.; $З_{г.о}$ — приведенные затраты на строительство газопровода-отвода, руб.; $З_{грс}$ — приведенные затраты на строительство ГРС, руб.; $З^{пр.г}_{д+маг.тр}$ — приведенные затраты на добычу и магистральный транспорт газа.

Величину $З^{пр.г}_{д+маг.тр}$ находят по формуле

$$З^{пр.г}_{д+маг.тр} = Ф_г Q_{пр.г}, \quad (2)$$

где $Ф_г$ — удельные замыкающие затраты на природный газ (топливо условное), руб/т; $Q_{пр.г}$ — годовой расход природного газа (топлива условного), тыс. т.

Суммарные приведенные затраты в варианте использования сжиженного газа и твердого топлива $З_{сж.г+тв.т}$ (для отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и производственных нужд) определяются как

$$З_{сж.г+тв.т} = З^{тв.т}_{д+маг.тр} + З^{тв.т}_{внутр.тр+распр} + З^{сж.г}_{д+тр+распр}, \quad (3)$$

где $З^{тв.т}_{внутр+пр+распр}$ — приведенные затраты, связанные с внутрирайонным транспортированием, складированием и распределением твердого топлива, руб.; $З^{сж.г}_{д+тр+распр}$ — приведенные затраты на добычу и транспортирование сырья, производство сжиженного газа и его распределение потребителю, руб.; $З^{тв.т}_{д+маг.тр}$ — приведенные затраты на добычу и магистральный транспорт для твердого топлива

Величину $З^{тв.т}_{д+маг.тр}$ находят по формуле

$$З^{тв.т}_{д+маг.тр} = Ф_т Q_{св.т}, \quad (4)$$

где $Ф_т$ — удельные замыкающие затраты на твердое топливо (условное), руб/т; $Q_{тв.т}$ — годовой расход твердого топлива (условного), т.

3.16. Максимально допустимая для населенного пункта протяженность газопровода-отвода может быть определена при равенстве вариантов по формуле

$$З_{пр.г} = З_{сж.г+тв.т}, \quad (5)$$

а предельно допустимые приведенные затраты на газопровод-отвод

$$З_{г.о} = З_{сж.г+тв.т} - З_{вн.п} - З^{пр.г}_{д+маг.тр} - З_{ГРС}. \quad (6)$$

В свою очередь приведенные затраты на газопровод-отвод можно выразить как

$$З_{г.о} = 0,12K + 0,08K = 0,2K, \quad (7)$$

где 0,08 — доля эксплуатационных расходов на газопровод-отвод от капиталовложений.

Удельные капиталовложения в газопровод можно определить с достаточной для практических расчетов точностью в виде линейной функции диаметра.

Общие капитальные вложения в газопровод-отвод находим из выражения

$$K = 0,65DL, \quad (8)$$

где D — диаметр газопровода-отвода, см; L — протяженность газопровода-отвода, км.

Подставив значения K в выражение (7), найдем предельно допустимую протяженность газопровода-отвода

$$L_{крит} = 7,7\, З_{г.о}\, D. \quad (9)$$

4. ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЕ. РАСЧЕТНЫЕ РАСХОДЫ ГАЗА

4.1. При снабжении сельских населенных пунктов природным газом следует предусматривать его использование: на хозяйственно-бытовые нужды (приготовление пищи и горячей воды для населения; приготовление кормов и подогрев воды для животных в личных подсобных хозяйствах); технологические нужды коммунально-бытовых предприятий; отопление и горячее водоснабжение жилых и общественных зданий; отопление и технологические процессы сельскохозяйственного производства.

4.2. Годовой расход газа для каждой категории потребителей определяется в зависимости от их количества на основании удельных норм расхода газа.

4.3. Годовые расходы газа на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды жилых и общественных зданий следует определять по нормам расхода газа при СНиП II-37-76.

4.4. Расчетный годовой расход газа на приготовление кормов и подогрев воды для животных, находящихся в личной собственности населения, рекомендуется принимать в соответствии с данными табл. 1.

4.5. Расход газа на отопление теплиц, находящихся в личной собственности жителей поселка, можно определять на основании удельных норм расхода газа по формуле, предложенной ГипроНИИгазом Минжилкомхоза РСФСР:

$$Q = \sum_{j=1}^{m} q_j^{теп} V_j N_j^{теп}, \quad (10)$$

Таблица 1

Назначение расходуемого газа	Нормы расхода газа в год на производственные нужды, МДж (тыс. ккал)
Приготовление кормов и подогрев воды для 1 коровы	838 (200)
Приготовление кормов с учетом запаривания грубых кормов и корнеклубнеплодов для:	
1 лошади	1676 (400)
1 коровы	8380 (2000)
1 свиньи	4190 (1000)
1 овцы (1 козы)	419 (100)
Подогрев воды для питья и санитарных целей для 1 овцы (1 козы)	419 (100)

где $q_j^{\text{теп}}$ — удельная норма расхода газа на отопление 1 м³ объема теплицы j-го типа, Дж (ккал/год); $N_j^{\text{теп}}$ — число теплиц j-го типа шт.; V_j — отапливаемый объем теплицы j-го типа, м³; m — число типов теплиц.

4.6. Удельные нормы расхода газа на отопление теплиц для выращивания различных культур на почвенных грунтах следует принимать в соответствии с данными приведенными в табл. 2.

4.7. Годовой расход газа мелкими предприятиями принимается в размере до 10 % расхода на хозяйственно-бытовые нужды.

4.8. Годовая потребность в газе на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий определяется по формуле

$$Q_{\text{г}} = \frac{Q_{\text{о.в}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta}, \qquad (11)$$

где $Q_{\text{о.в}}$ — годовой расход теплоты на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий; $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ — низшая теплота сгорания газа, Дж/м³; η — кпд отопительной установки (для котлов 0,08, для отопительных печей — 0,65—0,75).

4.9. Годовой расход газа на нужды горячего водоснабжения находят по формуле

$$Q_{\text{год}} \frac{Q_{\text{г.в}}^{\text{год}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta}, \qquad (12)$$

где $Q_{\text{г.в}}^{\text{год}}$ — годовой расход теплоты на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий, Дж; определяется в соответствии с главой СНиП по проектированию тепловых сетей.

Таблица 2

Район потребления	Годовая норма расхода на 1 м³ отапливаемого объема теплицы	
	теплоты, МДж (тыс. ккал/м²)	газа, м³
РСФСР		
Северо-западный район	2074 (495)	62
Центральный »	1869 (446)	56
Волго-Вятский район	2066 (493)	62
Центральный черноземный район	1747 (417)	51
Поволжский район	1802 (430)	54
Северо-Кавказский район	1240 (296)	37
Уральский район	2225 (531)	66
Западно-Сибирский район	2392 (571)	72
Восточно-Сибирский район	2686 (641)	80
Дальневосточный район	2627 (627)	79
Калининградская область	1467 (350)	44
Эстонская ССР	1634 (390)	49
Латвийская ССР	1554 (371)	46
Литовская »	1471 (351)	44
Белорусская »	1496 (357)	45
Молдавская »	1286 (307)	38
Украинская »	1324 (316)	39
Армянская »	1257 (300)	38
Азербайджанская ССР	1014 (242)	30
Казахская »	1902 (454)	57
Узбекская »	1001 (239)	30

4.10. Годовой расход газа на производственные нужды сельскохозяйственных предприятий определяется на основе технологических норм расхода топлива, а при их отсутствии — по данным фактического потребления топлива с поправкой на изменение кпд оборудования и приборов, работающих на газе.

4.11. Гидравлический расчет системы газоснабжения производится по максимальному часовому расходу газа, определяемому по совмещенному графику потребления газа в максимальные зимние сутки всеми потребителями.

4.12. Расчетный часовой расход газа $Q_{р.ч}$, нм³/ч, на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды определяется как доля годового расхода по формуле

$$Q_{р.ч} = K_{max} Q_{год} \qquad (13)$$

где K_{max}—коэффициент часового максимума (коэффициент перехода от годового расхода газа к максимальному часовому); $Q_{год}$ — годовой расход газа, м³.

Величину K_{max} следует принимать дифференцированно по каждому району, сети которого представляют самостоятельную систему, гидравлически не связанную с системами других районов.

Коэффициенты использования часового макимимума для индивидуально-бытовых потребителей (без отопления) в зависимости от численности населения, снабжаемого газом, имеют следующие значения:

Число жителей, чел.	
1000	1/1800
2000	1/2000
3000	1/2050
5000	1/2100

При численности населения, снабжаемого газом, менее 1000 чел. и известных количестве и типах устанавливаемых газовых приборов расчетный расход газа, м³/ч, допускается определять по сумме номинального расхода газа приборами с учетом коэффициента одновременности их действия K_o

$$Q_{р.ч} = \sum_{i=1}^{m} K_o q_i n_i, \qquad (14)$$

где q_i — номинальный расход газа, определяемый приборами или группой приборов, м³/ч; n_i — количество однотипных приборов или групп приборов; m — количество типов приборов или групп приборов.

Значение K_o для жилых домов в зависимости от числа газоснабжаемых квартир и типов установленных приборов следует принимать в соответствии с указаниями главы СНиП по проектированию внутренних и наружных устройств газоснабжения.

4.13. Расчетный часовой расход газа на отопление рекомендуется определять как долю годового расхода газа по формуле

$$Q = Q_{год} \alpha K_ч n, \qquad (15)$$

где α — коэффициент одновременности использования отопительных установок; $K_ч$ — часовой неравномерности; n — число часов использования максимума за отопительный период.

Величину n найдем по формуле

$$n = \frac{\left(t_{вн} - t^{ср}_{н.о}\right) n_{о.п} 24}{t_{вн} - t^{р}_{н}}, \qquad (16)$$

где $t_{вн}$ — средняя расчетная температура воздуха внутри помещения, °С; $t^{ср}_{н.о}$ — средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °С; $n_{о.п}$ — продолжительность отопительного периода, сут.; $t^{р}_{н}$ — расчетная температура наружного воздуха, °С.

Для системы центрального отопления и газовых отопительных аппаратов K_o и $K_ч$ принимаются равными единице.

5. ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫЕ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

5.1. Для централизованного газоснабжения сельских населенных пунктов источником могут служить природные газы, транспортируемые по магистральным и межпоселковым газопроводам, газопроводам-отводам. Для сел, прилегающих к городской территории, можно использовать городские газопроводы высокого или среднего давления.

5.2. Газопроводы-отводы наиболее целесообразно строить на группу населенных пунктов (при небольших расстояниях между ними) с групповой ГРС, от которой газ отдельным поселкам можно подавать по газопроводам давлением до 1,2 МПа (12 кгс/см^2).

5.3. При значительных расстояниях между поселками предпочтительно строить ГРС у каждого населенного пункта во избежание перерасхода металла.

Выбор схемы подачи газа поселку в каждом конкретном случае определяется технико-экономическим расчетом.

Гидравлический расчет газопроводов

5.4. Гидравлические режимы распределительных газопроводов высокого, среднего и низкого давления принимаются исходя из условий создания (при максимально допустимых перепадах давления) наиболее экономичной и надежной системы, обеспечивающей нормальную работу регуляторов давления газогорелочных устройств.

5.5. Гидравлический расчет газопроводов высокого, среднего и низкого давления производится по формулам главы СНиП II-37-76.

5.6. Гидравлический расчет газопроводов низкого давления следует выполнять на ЭВЦМ по имеющимся программам, обеспечивающим оптимальное распределение расчетного перепада давления по участкам сети.

5.7. Диаметры газопроводов определяют на основании гидравлического расчета из условия обеспечения нормального газоснабжения всех потребителей в часы максимального газопотребления.

5.8. Толщину стенок труб следует рассчитывать в соответствии с «Указаниями по расчету стальных трубопроводов различного назначения» (СН 373-67). При этом толщина стенок труб подземных газопроводов принимается не менее 3 мм, надземных — не менее 2 мм.

5.9. Расчетные перепады давления в наружных газопроводах низкого давления и их распределение между распределительными газопроводами, вводами и домовыми сетями следует принимать по данным табл. 3.

5.10. Расчетный перепад давления от ввода в здание до наибо-

лее удаленного прибора при снабжении сжиженными углеводородными газами с низшей теплотой сгорания 92,2—96,4 МДж/нм³ (22000—23000 ккал/нм³) для одноэтажных зданий принимается 0,2 кПа (20 мм мм вод. ст.), для многоэтажных — 0,3 кПа (30 мм вод. ст.).

При последующем переводе газовых приборов и оборудования с сжиженного газа на природный расчет сети должен производиться так же, как для природного газа.

Таблица 3

Номинальное давление газа* перед приборами кПа (мм вод. ст.)	Суммарный перепад давления кПа (мм вод. ст.)			Распределение перепада давления, кПа (мм вод. ст.), при застройке			
		в том числе на сеть		многоэтажной		одноэтажной	
				сеть			
	от ГРП до наиболее удаленного прибора	распределительную	дворовую и домовую	дворовая	домовая	дворовая	домовая
2,0 (200)	1,8 (180)	1,2 (120)	0,6 (60)	0,25 (25)	0,35 (35)	0,35 (35)	0,35 (35)
1,3 (130)	1,15 (115)	0,8 (80)	0,35 (35)	0,1 (10)	0,25 (25)	0,2 (20)	0,15 (15)

* Природный газ чисто газовых и газонефтяных месторождений, смеси сжиженных углеводородных газов с воздухом и другими газами с низшей теплотой сгорания 33,5—41,9 МДж/нм³ (8000—10 000 ккал/нм³).

5.11. Значение расчетных перепадов давления газа при проектировании газовых сетей сельскохозяйственных и коммунально-бытовых предприятий следует принимать в зависимости от давления в месте подключения с учетом технических характеристик принимаемых к установке газовых горелок, устройств автоматики безопасности и автоматики регулирования технологического режима тепловых агрегатов.

Устройство и прокладка газопроводов

5.12. Газопроводные сети следует размещать по возможности вне проезжей части улиц. Расстояния по горизонтали между подземными газопроводами и другими сооружениями и сетями следует принимать в соответствии с требованиями главы СНиП II-60-75*.

5.13. Прокладывать газопроводы вне населенных пунктов следует по территориям, не занятым посевами и лесными искусственными насаждениями. Наиболее удобными для этой цели являются полосы вдоль обочин полевых и шоссейных дорог, границ лесных искусствен-

ных насаждений. При прокладке газопроводов на территории сельскохозяйственных земель и лесных угодий в проекте должны быть предусмотрены мероприятия по рекультивации этих земель. Помимо восстановления плодородного слоя почвы, проектом должны предусматриваться удаление всех временных устройств и сооружений, уборка строительного мусора, удаление слоя почв в местах загрязнения, засыпка или выравнивание ям, котлованов и траншей.

5.14. Минимальная ширина полосы снимаемого плодородного слоя почв при строительстве газопроводов должна быть равна ширине траншей по верху, берме и зоне расположения отвала минерального грунта. Использование плодородного слоя почвы для засыпки траншей, приямков, котлованов не допускается.

Толщину и место снимаемого плодородного слоя почвы по трассе газопровода устанавливают на основании материалов почвенного обследования.

5.15. В полевых условиях на трассе газопровода через каждые 200 м и в характерных точках (на поворотах, ответвлениях и др.) следует предусматривать ориентирные столбики, которые рекомендуется совмещать с другими устройствами (контрольные трубки, сборники конденсата и т. п.).

При проектировании газопроводов на территории населенных пунктов ориентирные столбики допускается заменять настенными указателями.

5.16. Глубина заложения газопроводов, уклоны и установка отключающих устройств выполняются в соответствии с требованиями главы СНиП по проектированию газоснабжения, внутренние и наружные устройства.

5.17. Прокладка наружных газопроводов независимо от назначения и давления газа предусматривается, как правило, подземной.

Допускается надземная прокладка газопроводов к потребителям по внутриквартальной территории, на дворовых участках и по территории сельскохозяйственных предприятий.

5.18. Допускается прокладка газопроводов низкого давления по наружным стенам жилых зданий V степени огнестойкости. При этом обязательна установка отключающих устройств на каждый дом или группу домов. Прокладка транзитных газопроводов по наружным стенам не допускается.

5.19. При выборе стальных труб для систем газоснабжения следует руководствоваться требованиями главы СНиП II-37-76 с учетом внесенных изменений от 31 марта 1983 г. Стальные трубы для систем давлением до 1,6 МПа (16 кгс/см^2) следует выбирать в зависимости от минимальной расчетной температуры наружного воздуха района строительства и способа прокладки (местоположения) газопровода: по табл. 4 — для наружных надземных газопроводов, про-

Таблица 4

Стандарт или технические условия на трубы	Марка стали стандарт или технические условия на сталь	Наружный диаметр трубы, мм (включительно)
Электросварные прямошовные. ГОСТ 10705—80 (группа В) и ГОСТ 10704—76* (с учетом п. 5.22 настоящих Рекомендаций)	ВСт. 2 сп 2. ВСт. 3 сп 2—6, ВСт. 4 сп 2 ГОСТ 380—71*; 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050—74**	10—500
Электросварные прямошовные. ТУ 14-3-943-80	ВСт. 2 сп 2 ГОСТ 380—71*; 10 ГОСТ 1050—74**	219—530
Электросварные спиральношовные. ГОСТ 20295—74*	ВСт. 3 сп 2—3(К38) ГОСТ 380—71*; 10(К34), 15(К38), 20(К42) ГОСТ 1050—74**	159—273
Электросварные спиральношовные. ТУ 14-3-684-77	20 ГОСТ 1050—74**	530—820
Электросварные прямошовные. ГОСТ 20295—74*	ВСт. 3 сп 2—3 (К38) ГОСТ 380—71*; 10(К34), 15(К38), 20(К42) ГОСТ 1050—74**	159—219
Электросварные прямошовные. ГОСТ 10706—76* (группа В) и ГОСТ 10704—76*	ВСт. 2 сп 2, ВСт. 3 сп 2—4 ГОСТ 380—71*	630—1220
Электросварные спиральношовные. ГОСТ 8696—74* (группа В)	ВСт. 2 сп 2, ВСт. 3 сп 2—3 ГОСТ 380—71*	159—1220
Бесшовные горячедеформированные. ГОСТ 8731—74* (группа В и Г) и ГОСТ 8732—78	10, 20 ГОСТ 4050—74**	45—325

Примечание. Трубы по ГОСТ 8731—74* следует предусматривать только для газопроводов жидкой фазы сжиженных углеводородных газов давлением свыше 0,6 МПа (6 кгс/см²).

кладываемых в районах с расчетной зимней температурой наружного воздуха не ниже минус 40 °С, а также подземных и внутренних (внутри зданий) газопроводов независимо от района их строительства и по табл. 5 — для надземных газопроводов, прокладываемых в районах с расчетной зимней температурой наружного воздуха ниже минус 40 °С, и подземных газопроводов, стенки труб которых могут охлаждаться до температуры ниже минус 40 °С. При этом марка стали, ее

Таблица 5

Стандарт или технические условия на трубы	Марка стали, стандарт или технические условия на сталь	Наружный диаметр трубы, мм (включительно)
Бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. ГОСТ 8733—74* (группа В и Г) и ГОСТ 8734—75*	10, 20 ГОСТ 1050—74**	10—108
Бесшовные горячедеформированные. ГОСТ 8731—74* (группа В и Г) и ГОСТ 8732—78	10, 20 ГОСТ 1050—74** 09Г2С категория 6 ГОСТ 19281—73; 10Г2 ГОСТ 4543—71;	45—108
Электросварные спиральношовные ГОСТ 20295—74*	17Г1С (К52), 17ГС (К52) категории 6—8 ГОСТ 19282—73	530—820
Электросварные прямошовные. ГОСТ 20295—74*	17Г1С (К52), 17ГС (К52) категории 6—8 ГОСТ 19282—73	530—820
Электросварные прямошовные. ГОСТ 10705—80 (группа В) и ГОСТ 10704—76*	ВСт. 3 сп 2—6 ГОСТ 380—71*; 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050—74**	10—108

Примечание. Трубы по ГОСТ 8731—74* и ГОСТ 8733—74* для газопровода давлением 0,6 МПа (6 кгс/см²) и ниже и трубы по ГОСТ 10705—80 давлением свыше 0,6 МПа (6 кгс/см²) не применять.

химический состав, степень раскисления и свариваемость, группа труб, гарантированные прочностные характеристики основного металла и сварного соединения, а также необходимый объем заводских испытаний и их показатели должны соответствовать требованиям пп. 12.1—12.13 и 12.64—12.73 СНиП II-37-76.

5.20. Для систем газоснабжения следует принимать трубы, изготовленные, как правило, из углеродистой стали обыкновенного качества по ГОСТ 380—71*.

5.21. Для газопроводов жидкой фазы сжиженных углеводородных газов следует применят, как правило, бесшовные трубы.

Допускается применять электросварные трубы диаметром не более 50 мм, а диаметром 50 мм и более при условии, что сварные швы этих труб прошли 100 %-ный контроль неразрушающими методами и испытания на растяжение.

5.22. Электросварные трубы по ГОСТ 10705—80 диаметром 159 мм и более, поставляемые без гарантированных характеристик

сварного шва или предела текучести основного металла, допускается применять при строительстве газопроводов давлением не свыше 0,6 МПа (6 кгс/см²) на территории городов и других населенных пунктов.

5.23. Водо-, газопроводные трубы по ГОСТ 3262—75* допускается использовать временно до 1 января 1986 г. только для внутренних систем газоснабжения давлением до 0.005 МПа (0,05 кгс/см²) включительно.

5.24. На участках присоединения газовых приборов и установок на резьбе к внутренним газопроводам давлением до 0,005 МПа (0,05 кгс/см²) включительно при диаметре труб не более 150 мм и давлением до 0,3 МПа (3 кгс/см²) включительно при диаметре до 50 мм допускается применение соединительных частей и деталей, изготовленных из труб по ГОСТ 3262—75*. При этом для газопроводов давлением свыше 0,005 МПа соединительные части и детали должны изготавливаться из труб только высшей категории качества по ГОСТ 3262—75*.

5.25. Для строительства газопроводов допускается применять трубы отечественного производства, изготовленные по государственным стандартам и в соответствии с техническими условиями, но не включенными в табл. 4 и 5, а также трубы зарубежного производства, если они удовлетворяют требованиям СНиП II 37-76.

Вопрос возможности применения указанных труб решает проектная организация.

5.26. Наряду со стальными для строительства газопроводов можно применять пластмассовые трубы. При этом следует руководствоваться требованиями главы СНиП по газоснабжению и «Инструкцией по проектированию и строительству подземных газопроводов из неметаллических труб» (СН 493-77).

5.27. Вводы газопроводов в жилые дома должны предусматриваться в нежилые помещения, доступные для осмотра газопроводов (кухни, лестничные клетки, коридоры).

5.28. При одноэтажной застройке ответвление от распределительного газопровода, как правило, проектируют на группу домов, а стояки вводов наружными.

5.29. Защита газопровода от почвенной коррозии и блуждающих токов предусматривается в соответствии с требованиями главы СНиП по проектированию внутренних и наружных устройств газоснабжения и ГОСТ 9.015—74.

Газорегуляторные пункты

5.30. Газорегуляторные пункты (ГРП) следует размещать: в отдельно стоящих зданиях; в пристройках к зданиям; в шкафах, устанавливаемых на несгораемой стене снаружи газифицируемого здания

или на отдельно стоящей несгораемой опоре. В помещениях, где расположены газопотребляющие установки, должны предусматриваться газорегуляторные установки (ГРУ).

Проектирование ГРП и ГРУ следует выполнять в соответствии с требованиями соответствующей главы СНиП.

5.31. Для снабжения газом среднего давления производственных объектов, котельных и других крупных потребителей в ГРП следует предусматривать самостоятельные газовые выводы.

5.32. Регуляторы давления ГРП и ГРУ необходимо выбирать по максимальному расчетному расходу газа потребителями и требуемому перепаду давления при редуцировании. Пропускная способность регулятора давления должна быть на 20—30 % выше максимального расчетного расхода газа. Характеристика оборудования для ГРУ и ГРП приведена в прил. 1.

5.33. Газорегуляторные пункты следует размещать в центре газовых нагрузок в зеленой зоне квартала. При этом надо учитывать возможность сокращения протяженности подводящего газопровода высокого давления.

5.34. Оптимальное количество ГРП (ШРП) следует определять на основе минимума суммарных затрат на строительство и эксплуатацию газовых сетей (высокого, среднего и низкого давления) и ГРП (ШРП).

5.35. Отопление ГРП может быть водяное — от тепловых сетей централизованной системы теплоснабжения и автономное — от газовых теплогенераторов. При длине подводящих тепловых сетей к ГРП (ШРП) более 15 м целесообразно использовать автономные системы отопления

Перечень действующих типовых проектов приведен в прил. 2.

6. ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫЕ СИСТЕМЫ СНАБЖЕНИЯ СЖИЖЕННЫМ ГАЗОМ

6.1. При разработке схем снабжения сельских поселков на базе сжиженного газа необходимо проводить технико-экономическое обоснование по выбору баллонных или резервуарных установок.

6.2. Сжиженный газ с газонаполнительной станции (ГНС) можно доставлять в баллонах на автомашинах непосредственно к потребителям или на промежуточные склады баллонов (ПСБ); в автоцистернах к групповым резервуарным установкам или на газонаполнительные пункты (ГНП).

Применение газобалонных установок

6.3. Для газоснабжения одно- и двухэтажных жилых домов с числом квартир не более четырех (для существующего жилого фонда — не более восьми квартир) допускается применение газобаллон-

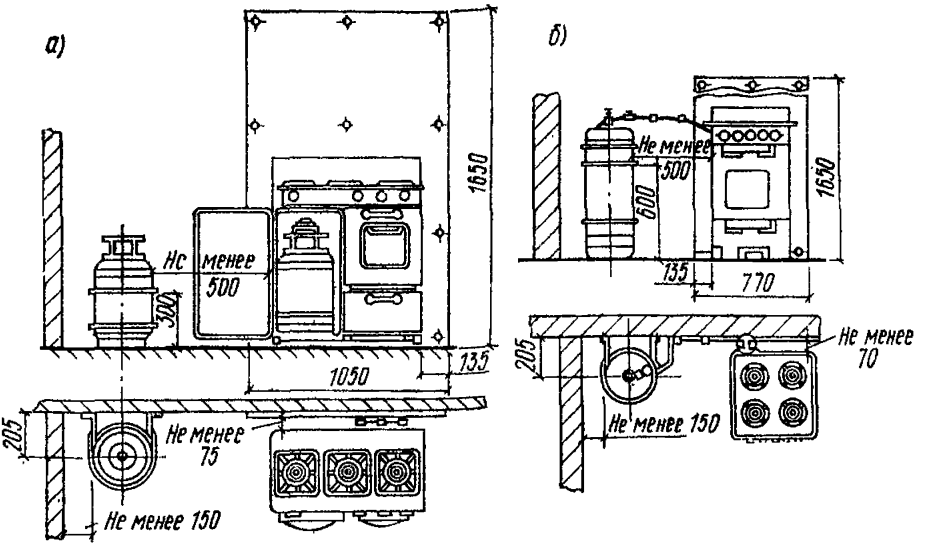

Рис. 1. Схема индивидуальной внутриквартирной установки сжиженного газа
а — со встроенным баллоном вместимостью 27 *л*; *б* — с баллоном вместимостью 50 *л*

ных установок сжиженного газа. Характеристика баллонов приведена в прил. 3.

6.4. Баллоны сжиженного газа устанавливают только в помещениях, где находятся газовые приборы. Установка плит или таганов с баллонами должна производиться в соответствии с пп. 7.1—7.8 «Правил безопасности в газовом хозяйстве» Госгортехнадзора СССР, 1980 г.

6.5. Установка баллонов с газом в цокольных и подвальных помещениях не допускается.

В помещениях с подвалами или погребами, в которые можно входить из этих помещений, можно размещать баллоны с газом при условии уплотнения входов и полов, заделки щелей и выполнения других мероприятий, исключающих возможность проникновения газа в эти подземные сооружения.

6.6. Расстояние от баллонов до газовой плиты должно быть не менее 0,5 м, до приборов отопления или печи — 1 м, до топочных дверок печи — 2 м. Расстояние от баллонов до приборов отопления и печи допускается уменьшать до 0,5 м при установке экрана, предохраняющего баллон от нагревания.

6.7. Для обеспечения надежности газоснабжения в условиях низких наружных температур в зимний период газобаллонные установки следует размещать внутри помещений. Во время сильных морозов, даже при использовании сжиженного газа марки СПБТЗ, газоснабжение от наружных баллонных установок может быть нарушено.

6.8. В кухнях могут быть установлены четырехконфорочные газовые плиты (ПГ-4) с одним баллоном вместимостью 50 л или с двумя по 27 л, а также трехконфорочные газовые плиты (ПГ-3) со встроенным баллоном вместимостью 27 л (рис. 1).

6.9. При отсутствии хороших дорог и значительной удаленности потребителей от ГНП наиболее целесообразно использовать баллоны вместимостью 50 л.

6.10. Прокладку газопроводов паровой фазы высокого давления следует предусматривать с уклоном в сторону баллонов.

6.11. Надземный газопровод паровой фазы низкого давления от шкафа групповой баллонной установки до ввода в здание необходимо изолировать минеральй ватой толщиной 0,03—0,4 м.

6.12. В случае установки баллонов в специальном отапливаемом помещении газопроводы следует прокладывать до потребителя в грунте по типу прокладки от групповых резервуарных установок, оборудованных емкостными испарителями.

Применение резервуарных установок

6.13. В качестве установок, используемых для снабжения жилищно-коммунальных объектов сжиженным газом, могут применяться подземные резевуары вместимостью 5 м^3 с естественным или с искусственным испарением.

6.14. При использовании сжиженного газа с повышенным содержанием бутана (марки БТ и СПБТЛ по ГОСТ 20448—75) необходимо производить его искусственное испарение.

6.15. Для регазификации можно использовать испарители двух типов: проточные, позволяющие получать газ постоянного состава, и емкостные — с фракционным испарением сжиженного газа, т. е. по мере отбора содержание бутана в пропан-бутановой смеси непрерывно увеличивается.

6.16. В качестве испарителей проточного типа могут применяться форсуночные испарители Мосгазпроекта, кожухотрубные вертикальные испарители с плавающей головкой Ленгипроинжпроекта (теплоносители—вода и пар), огневые испарители ИГПО ГипроНИИгаза, малогабаритные погружные испарители Ригасетьгаза (теплоноситель — продукты сгорания газа), испарители малогабаритные электрические, электрические погружные испарители-приставки конструкции ГипроНИИгаза, грунтовый испаритель, разработанный Саратовским политехническим институтом.

6.17. К испарителям емкостного типа относятся погружные электрические испарители типа РЭП конструкции ГипроНИИгаза, а также резевуары, размещаемые в отапливаемых камерах.

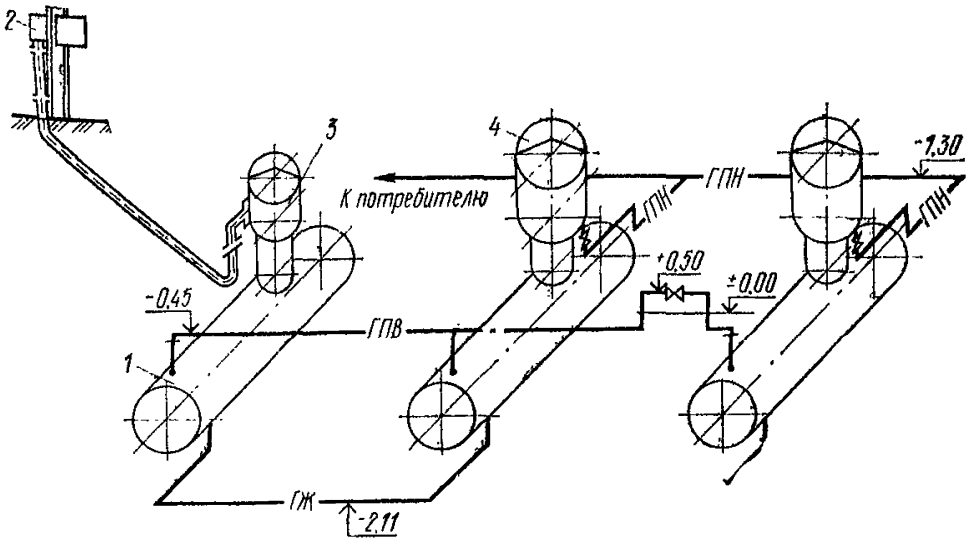

Рис. 2. Установка подземных резервуаров с регазификатором РЭП

1 — резервуар вместимостью 5 м³; *2* — электрошкаф; *3* — взрывозащищенная коробка; *4*—расходная головка; ГЖ—трубопровод жидкой фазы; ГВП—трубопровод паровой фазы высокого давления; ГПН — трубопровод паровой фазы низкого давления

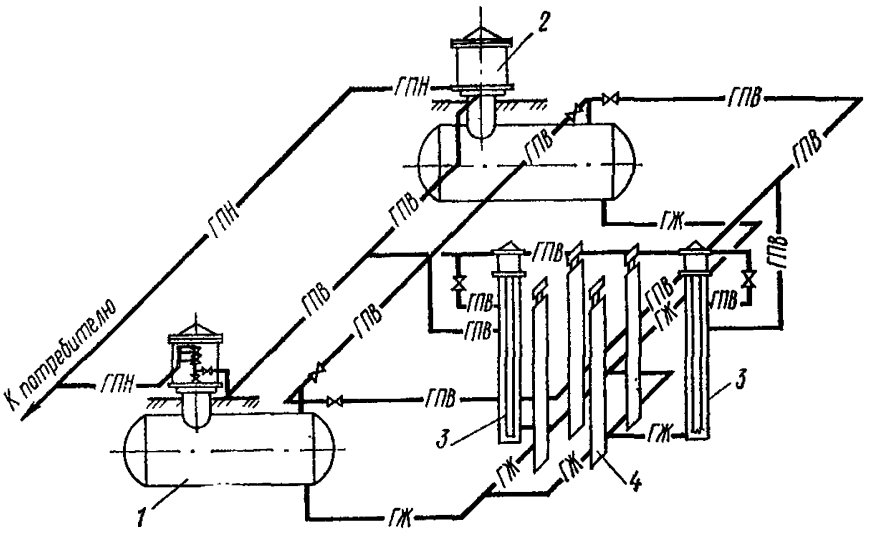

Рис. 3. Установка подземных резервуаров с двумя электрическими испарителями-приставками ИП

1 — резервуар вместимостью 5 м³; *2* — головка; *3* — испаритель-приставка; *4* — глубинный вентиль; ГЖ — трубопровод жидкой фазы; ГПВ — трубопровод паровой фазы высокого давления; ГПН — трубопровод паровой фазы низкого давления

6.18. При проектировании резервуарных установок с искусственным испарением предпочтение следует отдавать установкам с проточными испарителями, позволяющими получать газ постоянного состава. Это особенно важно для районов с большими глубинами

Рис. 4. Установка подземных резервуаров с малогабаритным электрическим испарителем

1 — резервуар вместимостью 5 м³; *2* — головка; *3* — испаритель; ГЖ — трубопровод жидкой фазы; ГПВ — трубопровод паровой фазы высокого давления; ГПН — трубопровод паровой фазы низкого давления

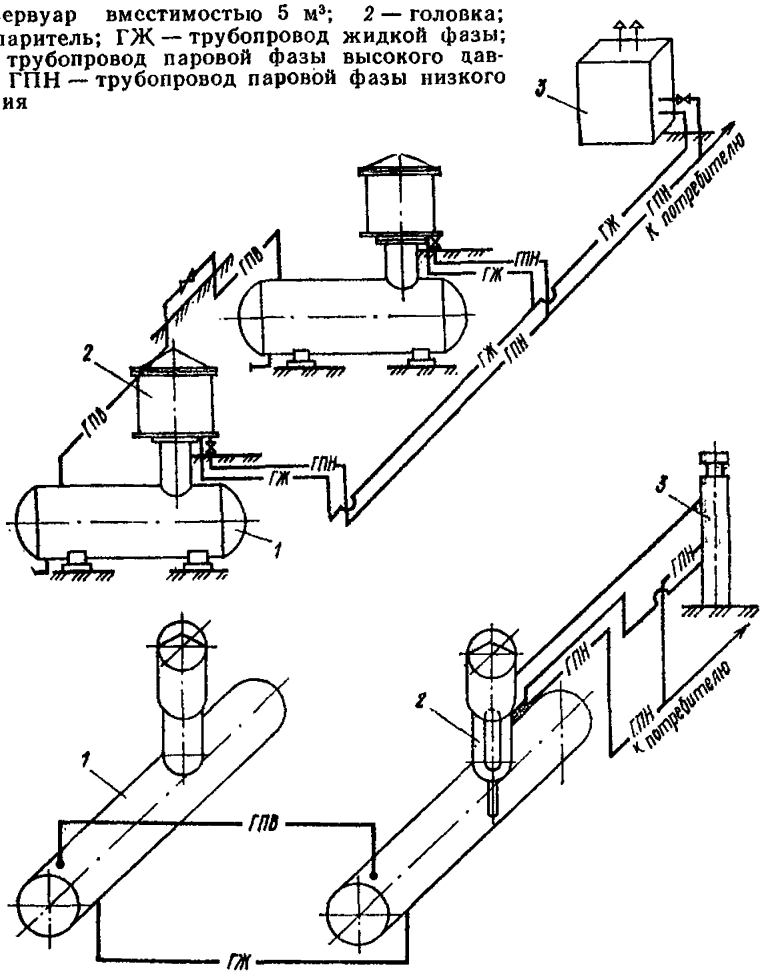

Рис. 5. Установка подземных резервуаров с малогабаритным погружным испарителем конструкции Ригасетьгаз

1 — резервуар вместимостью 5 м³; *2* — погружной испаритель; *3* — подогреватель; ГЖ — трубопровод жидкой фазы; ГПВ — трубопровод паровой фазы высокого давления; ГПН — трубопровод паровой фазы низкого давления

промерзания, так как в этом случае появляется возможность производить прокладку газопроводов в зоне промерзания грунта.

Тип установки с искусственным испарением в каждом конкретном случае следует выбирать на основании технико-экономического сравнения вариантов по минимуму приведенных затрат.

Компоновка подземных резервуаров с испарителями различного типа показана на рис. 2—6.

6.19. При одинаковых приведенных затратах на резервуарные установки с различными типами испарителей рекомендуется тепло-

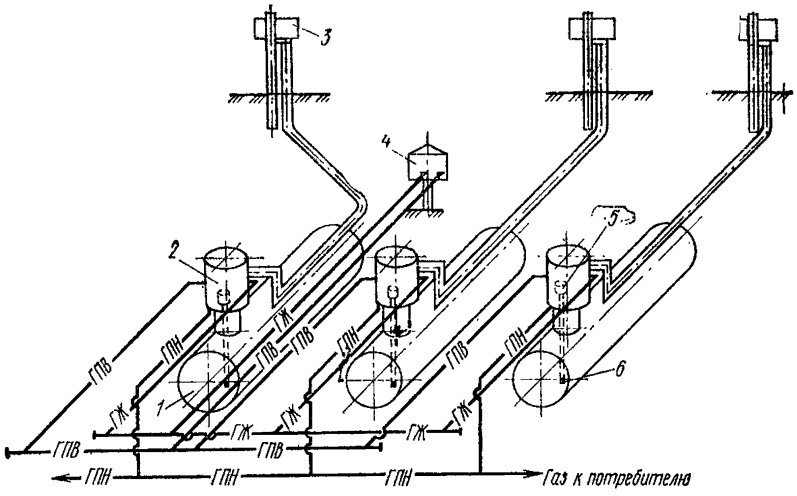

Рис. 6. Установка подземных резервуаров с надземной обвязкой через реконструированные арматурные головки для работы с регазификатором РЭП

1 — резервуар вместимостью 5 м³; *2* — реконструированная арматурная головка; *3* — электрошкаф; *4* — сливная колонка; *5* — взрывозащитная коробка; *6* — электронагреватель; ГЖ — трубопровод жидкой фазы; ГПВ — трубопровод паровой фазы высокого давления; ГПН — трубопровод паровой фазы низкого давления

носители выбирать в следующей последовательности: продукты сгорания сжиженного газа, горячая вода или пар, электроэнергия.

Форсуночные и кожухотрубные испарители можно применять только при надежном получении теплоты в течение года.

6.20. Огневые и электрические испарители (емкостные и проточные) рекомендуется предусматривать для сосредоточенных групп домов с количеством квартир 400—700 с газовыми плитами и 200—350 квартир с газовыми плитами и водонагревателями.

6.21. Групповые резервуарные установки следует располагать в центре газовых нагрузок поселка с целью снижения затрат на строительство газовых сетей.

6.22. При проектировании резервуарных установок в районах с пучинистыми и просадочными грунтами, с сейсмичностью более 6 баллов и на подрабатываемых территориях (районы горных выработок) следует предусматривать надземную обвязку резервуаров по паровой и жидкой фазам (см. рис. 6). Для данных условий могут быть рекомендованы все типы надземных испарителей, а также регазификаторы типа РЭП на редукционных головках.

6.23. Количество и суммарную производительность испарителей определяют исходя из расчетного расхода газа G (кг/ч), по формуле

$$G = \frac{nK_{н}q_{год}}{Q^{р}_{н} \cdot 365} K^{н}_{и}, \qquad (17)$$

где n — количество жителей, пользующихся газом от резервуарной установки; $K_{н}$ — коэффициент суточной неравномерности потребления газа; принимается равным 1,4 при наличии в квартирах только газовых плит и 2 при наличии газовых плит и водонагревателей; $q_{год}$ — годовой расход теплоты на 1 чел/кДж (на приготовление пищи и нагрев воды для хозяйственных нужд $q_{год}$ составляет 2970 МДж, на те же цели и на санитарно-гигиенические нужды — 5320 МДж); $K^{н}_{и}$ — показатель часового максимума суточного расхода; принимается 0,12; $Q^{р}_{н}$ — теплота сгорания газа, кДж/кг.

6.24. Требуемое количество испарителей определяют по формуле

$$N_{п} = G/G_{п}, \qquad (18)$$

где $G_{п}$ — паспортная производительность одного испарителя, кг/ч.

К установке следует принимать не менее двух испарителей общей производительностью, равной расчетному расходу газа.

6.25. Число резервуаров, необходимое для снабжения газом потребителей, определяется исходя из расчетного среднесуточного расхода и запаса газа

$$N_{р} = n_{с} G_{сут}/V_{пол}\rho_{ж}, \qquad (19)$$

где $n_{с}$ — число суток между заправками резервуаров газом; принимается в зависимости от радиуса обслуживания ГНС, состояния автомобильных дорог и климатических условий от 7 до 30 суток; $V_{пол}$ — полезная емкость резервуара, определяемая из условия заполнения резервуара 85 % и остаточного уровня 10 %; $\rho_{ж}$ — плотность жидкого пропан-бутана, кг/м³; $G_{сут}$ — среднесуточный расход газа, кг/сут.

Величину $G_{сут}$ можно вычислить по формуле

$$G_{сут} = q_{год}\, n/Q^{р}_{н}\, 365. \qquad (20)$$

6.26. Гидравлический расчет внутриквартальных газопроводов паровой фазы следует производить на максимальный часовой расход газа, определяемый по формуле (17).

Условие прокладки газопроводов

6.27. Газопроводы от резервуарных установок следует прокладывать в грунте независимо от способа регазификации.

6.28. При невозможности подземной прокладки газопроводов допускается надземная прокладка от проточных и емкостных испарителей в общей изоляции с тепловым спутником в виде греющего электрокабеля или трубы с горячей водой.

6.29. Вводы газопроводов в лестничные клетки должны быть цокольные с теплоизоляцией. Отключающее устройство следует устанавливать с наружной стороны здания.

6.30. Газопроводы низкого давления от резервуарных установок с емкостными испарителями следует прокладывать в грунте ниже зоны промерзания. Допускается прокладка газопроводов в зоне про-

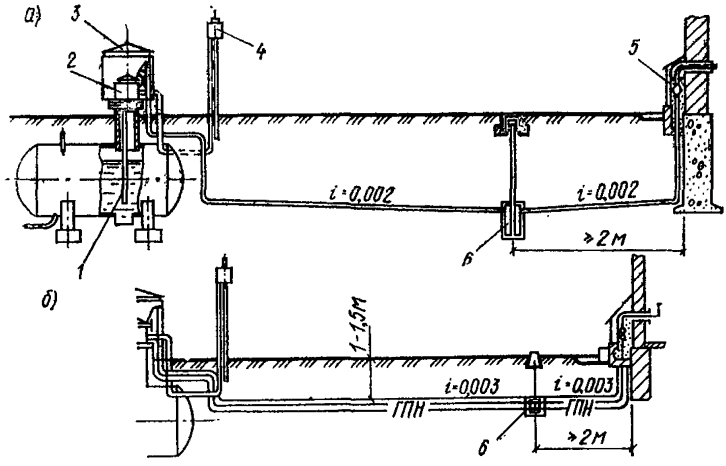

Рис. 7. Схема газоснабжения сжиженным газом от групповой резервуарной установки с регазификатором

а — при прокладке газопровода ниже зоны промерзания; *б* — то же, в зоне промерзания; *1* — регазификатор; *2* — головка первого резервуара с регазификатором; *3* — распределительная головка второго резервуара; *4* — электрошкаф; *5* — утепленный ввод газопровода в здание; *6* — конденсатосборники

мерзания грунта на глубине 1—1,5 м при условии установки обогреваемых конденсатосборников (рис. 7, *б*). В этом случае газопроводы должны иметь теплоизоляцию толщиной 30—40 мм.

Теплоизоляция газопроводов может осуществляться по типу бесканальной прокладки тепловой сети.

6.31. Газопроводы низкого давления от резервуарных установок, оборудованных проточными испарителями, следует прокладывать на глубине 1—1,5 м с установкой ниже глубины промерзания грунта конденсатосборников по типовому проекту 5.905—8/84. Общую емкость конденсатосборников определяют из расчета 4 л на каждый 1 м^3 расчетного расхода газа.

6.32. При выборе труб следует руководствоваться данными раздела 5 настоящих Рекомендаций.

7. ВНУТРИДОМОВОЕ ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

7.1. Газовые бытовые приборы должны устанавливаться в соответствии с требованиями главы СНиП по проектированию газоснабжения и «Правил безопасности в газовом хозяйстве» Госгортехнадзора СССР.

7.2. Допускается перевод на газовое топливо малометражных отопительных котлов заводского изготовления, работающих на твердом и жидком топливе. В отдельных случаях допускается применение змеевиков или других теплообменных поверхностей, вмонтированных в топки газифицированных отопительных или отопительно-варочных печей.

Переводимые на газообразное топливо отопительные установки следует оборудовать газогорелочными устройствами с автоматикой безопасности.

7.3. Помещения, в которых предусматривается установка газифицируемых печей, а также печи, дымовые и вентиляционные каналы должны удовлетворять требованиям соответствующих указаний по переводу отопительных и отопительно-варочных печей на газообразное топливо.

7.4. Тип поквартирного генератора теплоты выбирают в зависимости от теплопотерь отапливаемого помещения.

В прил. 4 и 5 приведены перечни бытовых и коммунально-бытовых газовых аппаратов и газогорелочных устройств, выпускаемых отечественной промышленностью. Наименование и адреса заводов-изготовителей даны в прил. 6.

8. ПРИМЕР РЕШЕНИЯ СХЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Пример технического решения схемы газоснабжения разработан для характерного центрального поселка мясо-молочного хозяйства на 1580 чел., застроенного преимущественно одноэтажными усадебными домами.

Рассмотрены два варианта схем снабжения сельского поселка сжиженным газом и технико-экономические расчеты, позволяющие обосновать эффективность применения рекомендуемого варианта (рис. 8).

Источником газоснабжения является ГНС, находящаяся на расстоянии 50 км от населенного пункта.

Предусматривается использовать сжиженный газ для хозяйственно-бытовых нужд населения, в детских и дошкольных учреждениях и на предприятиях общественного питания установить электрическое оборудование. Ориентировочный расход газа на расчетный период для обоих вариантов составит 102 т.

Рассмотрим два варианта принципиальной схемы газоснабжения.

1. Газоснабжение всего жилого фонда намечается от 2-х групповых подземных резервуарных установок, каждая из которых включает по два резервуара вместимостью 5 м³ с электрическим регазификатором РЭП (см. рис. 2).

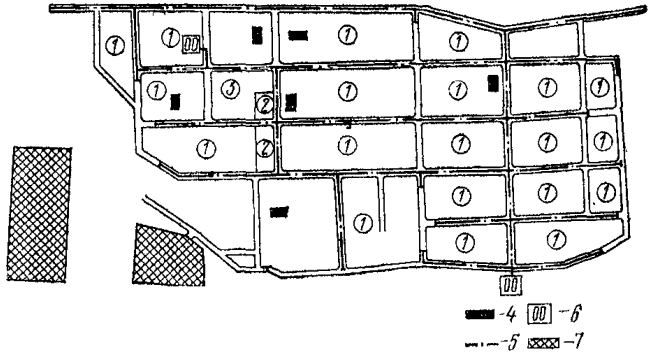

Рис. 8. Схема газоснабжения сжиженным газом поселка с населением 1580 чел.

1 — зона одноэтажной застройки; *2* — зона двухэтажной застройки; *3* — зона трехэтажной застройки; *4* — общественные и коммунальные здания; *5* — газопровод низкого давления; *6* — газовая подземная резервуарная установка; *7* — производственная зона

II. Газоснабжение западной части поселка, где расположены 3-этажные девятиквартирные дома и дома в двух уровнях, осуществляется от групповой подземной установки с двумя резервуарами вместимостью 5 м³ и с электрическим регазификатором РЭП (см. рис. 2). Индивидуальные жилые дома в восточной части поселка газифицируют от внутриквартирных газобаллонных установок. При этом в кухнях размещаются трехгорелочные газовые плиты со встроенным баллоном вместимостью 27 л.

Газопроводы от резервуарных установок прокладывают в грунте ниже зоны промерзания. На газопроводах устанавливают конденсатосборники.

Суммарные и удельные технико-экономические показатели по вариантам газоснабжения приведены в табл. 6 и 7.

Таблица 6

Показатели	Варианты	
	I	II
Количество газифицированных квартир	483	483
В том числе:		
от групповых установок	483	157
от баллонов	—	326
Количество резервуаров, шт.	4	2
Количество регазификаторов, шт.	2	1
Протяженность газопроводов с учетом вводов в дома, км	14,7	5,7
Металлоемкость, т	39,54	24,82
В том числе:		
газопроводов	27,3	10,5
резервуаров	12,24	6,12
баллонов	—	8,2
Капиталовложения, тыс. руб.	77,6	46,2
В том числе:		
ГНС	7,2	10,1
транспортирование газа от ГНС к потребителям	2,1	2,7
газопроводы	61,3	24
резервуары и испарители	7	5
баллоны	—	4,4
Ежегодные эксплуатационные расходы, тыс. руб.	7,75	6,46
В том числе:		
ГНС	1,1	1,96
транспортирование газа от ГНС к потребителям	0,75	1,1
газопроводы	5,2	2
резервуары и испарители	0,7	0,5
баллоны	—	0,9
Приведенные затраты, тыс. руб.	17,1	12

Таблица 7

Показатели	Варианты	
	I	II
Протяженность газопроводов, м/квар.	30	36
Металлоемкость (резервуары, газопроводы, баллоны), кг/квар.	81	51
Капиталовложения , руб/т	760	450
руб/квар.	160	96
В том числе, руб/квар.:		
в ГНС	15	21
в транспортирование газа от ГНС к потребителю	4,4	5,6
в подземные газопроводы и подземные резервуары	140,6	69,4
Эксплуатационные расходы, руб/т	76	63
руб/квар.	16	13,4
В том числе, руб./квар.:		
на ГНС	2,3	4,1
на транспортирование газа от ГНС к потребителю	1,5	2,3
на подземные газопроводы и подземные резервуары	12,2	7
Привсденные затраты, руб/т	167	117
руб/квар.	35	24

Результаты выполненных расчетов позволяют рекомендовать II вариант газоснабжения поселка.

Приложение 1

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГРУ И ГРП

Таблица 1

Изделие	Марка, шифр	Диаметр, мм		Максимальное давление газа на входе, МПа	Давление газа на выходе, кПа	Максимальная пропускная способность при ρ=0,73 кг/м³ м³/ч	Масса, кг	Номер завода-изготовителя (см. прил. 6)
		условного прохода	седла клапана					
Регулятор давления универсальный	РДУК2Н-50/35	50	35	1,2	0,5—60	6 500	35	31, 18
	РДУК2Н-50/35	50	35	1,2	6—600	6 500	35	31, 18
	РДУК2Н-100/50	100	50	1,2	0,5—60	10 500	80	31, 28, 18
Регулятор давления универсальный	РДУК2В-100/50	100	50	1,2	6—600	10 500	80	31, 28, 18
	РДУК2Н-100/70	100	70	1,2	0,5—60	25 000	80	31, 28, 18
	РДУК2В-100/70	100	70	1,2	6—600	25 000	80	31,28, 18

Продолжение табл. 1

Изделие	Марка шифр	Диаметр, мм		Максимальное давление газа на входе, МПа	Давление газа на входе, кПа	Максимальная пропускная способность при γ=0,73 кг/м³, м³/ч	Масса, кг	Номер завода-изготовителя (см. прил. 6)
		условного прохода	седла клапана					
	РДУК2Н-200/105	200	105	1,2	0,5—60	48 000	300	19, 18
	РДУК2В-200/105	200	105	1,2	6—600	48 000	300	19, 18
	РДУК2Н-200/140	200	140	0,6	0,5—60	72 000	300	19, 18
Регулятор давления универсальный	РДУК2В-200/140	200	140	0,6	6—600	72 000	300	19, 18
Регулятор управления	КН-2	—	—	1,2	—	—	4,3	19
	КВ-2	—	—	1,2	—	—	5,2	19
Регулятор давления	РД-32М/С-10	32	10	До 0,3	0,8—2	100	8	31,18
	РД-32М/С-6	32	6	0,3—0,6	2—3,5	130	8	31,18

Регулятор давления	РД-32М/Ж-6	32	6	0,6—1	2—3,5	190	8	31
	РД-32М/Ж-4	32	4	1—1,6	2—3,5	142	8	31, 18
	РД-50М/С-25	50	25	0,1	0,9—2	363	18	31
	РД-50М/С-20	50	20	0,3	0,9—2	610	18	31
	РД-50М/С-15	50	15	0,6	0,9—2	717	18	31
	РД-50М/С-11	50	11	1	2—3,5	616	18	31
	РД-50М/С-8	50	8	1,6	2—3,5	512	18	31
Регулятор давления прямого действия для магистральных газопроводов	РД-25-64	25	—	До 5,5	0,15—5	0,15—5	28	33
	РД-40-64	40	—	» 5,5	0,15—5	0,15—5	51	33
	РД-50-64	50	44	» 5,5	0,15—5	0,15—5	106	33
	РД-80-64	80	80	» 5,5	0,15—5	0,15—5	135	33
	РД-100-64	100	90	» 5,5	0,15—5	0,15—5	215	33

Продолжение табл. 1

Изделие	Марка, шифр	Диаметр, мм		Максимальное давление газа на входе, МПа	Давление газа на выходе, кПа	Максимальная пропускная способность при γ=0,73 кг/м³, м³/ч	Масса, кг	Номер завода-изготовителя (см. прил. 6)
		условного прохода	седла клапана					
Регулятор давления для магистральных газопроводов	РДУ-100	100	—	» 6,4	0,15—5			9
Регулятор давления для баллонных установок сжиженного газа	РДСГ1-1,2	8	—	1,6	2—3,6	1,5	0,75	20, 31
Обвязка к регулятору давления РДСГ1-1,2	ОРДГ-04	8		1,6	2—3,6	1,5	1,62	31
Регулятор давления для баллонных установок сжиженного газа	РДСГ1-0,5	8		1,6	2—3,6	1,5		17, 19
Регулятор давления для баллонов сжиженного газа	РДСГ2-1,0			1,6	2—3,6	0,24		21, 19
Редуктор для пропан-бутана	ДПР-1-64	На входе 15 на выходе 20		2,5	0,3—0,02	Не менее 25	9,3	3

Редуктор для пропан-бутана	ДПС-66	На входе 27, на выходе 20	—	0,3	0,15—0,02	6	1,85	3
	ДПП-1-65	—	—	2,5	0,3—0,01	5	2	3
Редуктор сетевой для метана	ДМС-66	На входе 27, на выходе 20	—	0,3	0,15—0,02	35	1,85	3
Регулятор расхода воздуха	РРВ-1	—	—	0,1—0,35	До 0,3	10—50 л/ч	1,2	33
Регулятор давления домовый	РДГД-20	20	—	0,05—0,3	2,2	Не менее 20 при $P_{вх}$ = = 0,05 МПа 80 при $P_{вх}$ = = 0,3 МПа	11,6	31
Регулятор давления блочной односедельный	РДБК1-25	25	21	1,6	0,001—0,06	—	26	31
	РДБК1П-25	25	21	1,6	0,03—0,6	—	23,2	31
	РДБК1-50	50	35	1,2	0,001—0,06	—	38	31
	РДБК1П-50	50	35	1,2	0,03—0,6	—	35,8	31
	РДБК1-100	100	50 и 70	1,2	0,001—0,06	—	93,5	31
	РДБК1П-100	100	50 и 70	1,2	0,03—0,6	—	89	31

Таблица 2

Изделие	Шифр, марка	Максимальное давление на входе, МПа	Диаметр условного прохода, мм	Диапазон контролируемого давления, кПа		Масса, кг	Номер завода-изготовителя (см. прил. 6)
				нижний	верхний		
Малогабаритный предохранительно-запорный клапан	ПКВ-50	До 1,2	50	3—30	30—60	32	31, 18
	ПКН-50	» 1,2	50	0,3—3	1—60	32	31, 18
	ПКВ-100	» 1,2	100	3—30	30—60	54	19, 31, 18
	ПКН-100	» 1,2	100	0,3—3	1—60	54	19, 31, 18
	ПКВ-200	» 1,2	200	3—30	30—60	150	1, 19, 18
	ПКН-200	» 1,2	200	0,3—3	1—60	150	1, 19, 18
То же	ПКК-40М	0,6—1,2	40	1,5	5	6,45	31

Таблица 3

Изделие	Шифр, марка	Диаметр условного прохода, мм	Диапазон настройки, кПа	Масса, кг	Номер завода-изготовителя (см. прил. 6)
Пружинный сбросной клапан	ПСК-50Н/0,25	50	1—5	5,7	19, 31
	ПСК-50С/0,5	50	20—50	5,7	19, 31
	ПСК-50С/1,25	50	50—125	5,7	19, 31, 18
Пружинный предохранительный сбросной клапан	Т-831Г	25	1,05—1,1 МПа	3,1	31

Таблица 4

Изделие	Шифр, марка	Диаметр условного прохода, мм	$P_у$, МПа	Масса, кг	Номер завода-изготовителя (см. прил. 6)
Фильтр волосяной чугунный	ФВ-80	80	1,2	51	31
	ФВ-100	100	1,2	57	19
	ФВ-200	200	1,2	104	19
Фильтр сетчатый СФ-25	ШП2-1400	25	1,2	5,8	26
Фильтр-осушитель	80305	200	6,4	130	26
Пылеуловитель висциновый	ХН-91044	700	6,4	620	26
То же	ХН-78554	300	6,6	97	26
Пылеуловитель мультициклонный	402-2-8/70	700	5,5	989	26
То же	402-2-8/70	400	5,5	490	26

Продолжение табл. 4

Изделие	Шифр, марка	Диаметр условного прохода, мм	P_y, МПа	Масса, кг	Номер завода-изготовителя (см. прил. 6)
Пылеуловитель мультициклонный	ТР-974-31	800	5,5	1282	26
Фильтр АГРС	АГРС-3-И-01		5,5	195	26
Осушитель газа	ОГ-Л		5,5	75	26
Фильтр волосяной сварной стальной	ФГ-19-100-12	100	1,2	185	43

Таблица 5

Изделие	Шифр, марка	Максимальное давление газа на входе, МПа	Давление газа на выходе, МПа	Максимальная пропускная способность при $\gamma = 0{,}73$ кг/м³, тыс м³/ч	Масса, кг	Номер завода изготовителя (см. прил 6)
Блочно-комплектные автоматизированные газораспределительные станции	БК-ГРС-1-30	1,2—5,5	0,3—1,2	20—63	—	43
	БК-ГРС-1-80	1,2—5,5	0,3—1,2	40—125	23 487	43
	БК-ГРС-1-150	1,2—5,5	0,3—1,2	50—160	29 644	43

	БК-ГРС-II-70	5,5	2	70	33 750	43
	БК-ГРС-II-120	5,5	2	120	47 335	43
	БК-ГРС-II-160	5,5	2	160	50 61	43
Шкафная регуляторная установка	ШП-2	0,1—0,6	0,0009—0,0025	При $\frac{P_{вх}}{363} = 0,1$	239	$\frac{—}{34}$
То же	ШП-3	0,1—0,6	0,0009—0,025	При $\frac{P_{вх}}{45} = 0,1$	214	$\frac{—}{34}$
»	ШРУ-2С	0,1—0,6	0,01—0,11	При $\frac{P_{вх}}{300} = 0,1$	319	14
Шкафная регуляторная установка	ШРУ-3С	0,1—0,6	0,01—0,11	При $\frac{P_{вх}}{60} = 0,1$	270	14
	ШРУ-2Н	0,1—0,6	0,002—0,035	При $\frac{P_{вх}}{300} = 0,1$	331	14
	ШРУ-3Н	0,1—1,6	0,002—0,035	При $\frac{P_{вх}}{60} = 0,1$	256	14
Шкафная регуляторная установка с газовым обогревом с регулятором РДУК2-50	ГСГО-1	—	—	—	374	31
То же, с регулятором РД-32М	ГСГО-04	—	—	—	268	31

ПЕРЕЧЕНЬ ДЕЙСТВУЮЩИХ ТИПОВЫХ ПРОЕКТОВ

Номер типового проекта	Наименование типового проекта	Срок действия	Организация-распространитель
704-5-16	Склады для хранения баллонов сжиженного газа	1985	Казахский филиал ЦИТП
905-1-2	Установка 2-х подземных резервуаров с форсуночным испарителем	1986	Тбилисский филиал ЦИТП
905-1-3	Установка 3-х резервуаров с форсуночным испарителем	1986	То же
905-1-4	Установка 4-х резервуаров с форсуночным испарителем	1986	»
905-1-5	Установка 6-ти подземных резервуаров с форсуночным испарителем	1986	»
905-1-6	Установка 8-ми подземных резервуаров с форсуночным испарителем	1986	»
905-1-7	Установка 2-х подземных резервуаров с 2-мя регазификаторами системы инженера Карпюка	1986	»
905-1-8	Установка 3-х подземных резервуаров с 2-мя регазификаторами системы инженера Карпюка	1986	»
905-1-9	Установка 4-х подземных резервуаров с 2-мя регазификаторами системы инженера Карпюка	1986	»
905-1-10	Установка 6-ти подземных резервуаров с 2-мя регазификаторами системы инженера Карпюка	1986	»
905-1-11	Установка 8-ми подземных резервуаров с 2-мя регазификаторами системы инженера Карпюка	1986	»
905-1-12	Установка 2-х подземных резервуаров с электрическим регазификатором РЭП	1986	»
905-1-13	Установка 3-х подземных резервуаров с электрическим регазификатором РЭП	1986	»

Продолжение прил. 2

Номер типового проекта	Наименование типового проекта	Срок действия	Организация-распространитель
905-1-14	Установка 4-х подземных резервуаров с электрическим регазификатором РЭП	1986	Тбилисский филиал ЦИТП
905-1-15	Установка 2-х подземных резервуаров с испарителем-приставкой ИП	1986	То же
905-1-16	Установка 3-х подземных резервуаров с испарителем-приставкой ИП	1986	»
905-1-17	Установка 4-х подземных резервуаров с испарителем-приставкой ИП	1986	»
905-1-18	Установка 2-х подземных резервуаров с 2-мя испарителями-приставками ИП	1986	»
905-1-19	Установка 3-х подземных резервуаров с 2-мя испарителями-приставками ИП	1986	»
905-1-20	Установка 4-х подземных резервуаров с 2-мя испарителями-приставками ИП	1986	»
905-1-21	Установка 6-ти подземных резервуаров с 2-мя испарителями-приставками ИП	1986	»
905-1-22	Установка 8-ми подземных резервуаров с 2-мя испарителями-приставками ИП	1986	»
5.905-3	Индивидуальные и групповые баллонные установки сжиженного газа для жилого фонда и коммунально-бытовых потребителей	1986	Тбилисский филиал ЦИТП
5.901-1	Установка газовых приборов и аппаратов в жилых и коммунально-бытовых зданиях	1985	То же
5.905-2	Газорегуляторные пункты (ГРП) шкафного типа для снижения давления газа Выпуск 0 — Пояснительная записка	1985	»

Продолжение прил. 2

Номер типового проекта	Наименование типового проекта	Срок действия	Организация-распространитель
	Выпуск 1 — С регулятором РДЖ2-50 (ШРП.1.00) Выпуск 2 — С двумя регуляторами РД-50М (ШРП.2.00) Выпуск 3 — С двумя регуляторами РД-32М (ШРП.3.00) Выпуск 4 — С двумя регуляторами РД-25К (ШРП.4.00)		
5 905-7/84	Узлы и детали крепления газопроводов		Тбилисский филиал ЦИТП
5.905-8/84	Оборудование, узлы и детали наружных газопроводов (подземных и наземных)		То же
905-7	Унифицированные колодцы для подземных газопроводов	1984	Киевский филиал ЦИТП
905-01-1	Пункты газорегуляторные, отдельно стоящие, для снижения давления газа Выпуск 0 — Пояснительная записка Выпуск 1 — Технологическая линия с регулятором РД-50М с учетом расхода газа Выпуск 2 — Технологическая линия с регулятором РДУК2-50 с учетом расхода газа	1985	Тбилисский филиал ЦИТП

Продолжение прил. 2

Номер типового проекта	Наименование типового проекта	Срок действия	Организация-распространитель
	Выпуск 3 — Технологическая линия с регулятором РДУК2-50 без учета расхода газа		
	Выпуск 4 — Технологическая линия с регулятором РДУК2-100 с учетом расхода газа		
	Выпуск 5 — Технологическая линия с регулятором РДУК2-100 без учета расхода газа		
	Выпуск 6 — Технологическая линия с регулятором РДУК2-200 с учетом расхода газа		
	Выпуск 7 — Технологическая линия с регулятором РДУК2-200 без учета расхода газа		
	Выпуск 8 — Технологическая линия с регуляторами РДУК2-50 и РДУК2-50 100 с учетом расхода газа		

Продолжение прил. 2

Номер типового проекта	Наименование типового проекта	Срок действия	Организация-распространитель
	Выпуск 9 — Технологическая линия с регуляторами РДУК2-50 и РДУК2-100 без учета расхода газа (двухступенчатое регулирование) Выпуск 10 — Технологическая линия с регуляторами РДУК2-200 и РДУК2-100 с учетом расхода газа (двухступенчатое регулирование) Выпуск 11 — Две технологические линии с регуляторами РДУК2-100 и РДУК2-50 без учета расхода газа (одно- и двухступенчатое регулирование) Выпуск 12 — Две технологические линии с регуляторами РДУК2-100 с учетом рас-		

Номер типового проекта	Наименование типового проекта	Срок действия	Организация-распространитель
	хода газа (в том числе одна резервная)		
	Выпуск 13 — Две технологические линии с регуляторами РДУК2-200 с учетом расхода газа (в том числе одна резервная)		
	Выпуск 14 — Две технологические линии с регуляторами РДУК2-50 и РДУК2-100 с учетом расхода газа		
	Выпуск 15 — Две технологические линии с регуляторами РДУК2-100 и РДУК2-200 с учетом расхода газа		
	Выпуск 16 — Здание 6,5×6,25 с пристройкой блочное		
	Выпуск 17 — Здание 6,5×8,25 с пристройкой блочное		

Продолжение прил. 2

Номер типового проекта	Наименование типового проекта	Срок действия	Организация-распространитель
	Выпуск 18 — Здание 6,5×12,25 с пристройкой блочное		
	Выпуск 19 — Здание 3,7×4,25 с пристройкой кирпичное		
	Выпуск 20 — Здание 6,5×6,25 с пристройкой кирпичное		
	Выпуск 21 — Здание 6,5×8,25 с пристройкой кирпичное		
	Выпуск 22 — Здание 6,5×12,25 с пристройкой кирпичное		
	Выпуск 23 — Здание 6,5×4,25 без пристройки блочное		
	Выпуск 24 — Здание 6,5×7,0 без пристройки блочное		
	Выпуск 25 — Здание 6,5×10,0 без пристройки блочное		
	Выпуск 26 — Здание 3,7×3,0 без пристройки кирпичное		
	Выпуск 27 — Здание 6,5×4,4 без пристройки кирпичное		

Продолжение прил. 2

Номер типового проекта	Наименование типового проекта	Срок действия	Организация-распространитель
	Выпуск 28 — Здание 6,5×7,0 без пристройки кирпичное Выпуск 29 — Здание 6,5×10,0 без пристройки кирпичное		
4.905-11	Газорегуляторные установки (ГРУ) для подачи газа к газифицируемому оборудованию	1984	Тбилисский филиал ЦИТП
5.905-6	Узлы и детали электрозащиты подземных инженерных сетей от коррозии	Введен с 1.01.83	То же
5.905-5	Газогорелочные устройства для сжигания природного и сжиженного газа	Введен с 1.01.83	»

Приложение 3

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БАЛЛОНОВ ДЛЯ СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ

Геометрическая емкость баллона, л	Масса			Диаметр баллона, мм	Высота баллона, мм	Масса металла, приходящаяся на 1 кг газа, кг
	газа в баллоне, кг	порожнего баллона, кг	баллона с газом, кг			
5	2	4,5	6,5	222	288	2,25
27	11,5	14,5	26	299	575	1,25
50	21	23	44	299	960	1,09
80	33	31,5	64,5	299	1404	0,93

БЫТОВЫЕ И КОММУНАЛЬНО-БЫТОВЫЕ ГАЗОВЫЕ ПРИБОРЫ

Таблица 1

Изделия	Тип	Количество горелок, шт.	Количество духовых шкафов, шт.	Габарит плиты, мм	Масса, кг	Номер завода-изготовителя (см. прил. 6)
Плита унифицированная газовая бытовая двухгорелочная напольная	ПГ2 — кл. 1б	2	1	500×450×850	32	5
Плита унифицированная газовая бытовая двухгорелочная напольная с духовкой и сушильным шкафом	ПГ2 — кл. 1а	2	1	500×450×850	34,5	16, 23, 35
То же, с панорамным стеклом	ПГ2 — кл. 1а	2	1	500×450×850	40	16
Плита портитавная унифицированная двухгорелочная с баллоном сжиженного газа массой 1—5 кг ГОСТ 15860—70	ПГ2-Т	2	—	280×315×150	3,7	23, 7
Установка газобаллонная (плита, 2 баллона массой 3—50 кг ГОСТ 15860—70, регулятор давления РДСТ-1-1,2)	ПГ2-П	2	—	580×450×675	—	8
Плита унифицированная газовая бытовая двухгорелочная настольная	ПГ2-П	2	—	500×300×125	6,5	35

То же	ПГ2-Н	2	—	500×315×125	6,5	4, 5, 6
»	ПГ2-Н-П	2	—	480×277×150	15	7
Плита унифицированная газовая бытовая трехгорелочная со встроенным баллоном массой 2—27 кг ГОСТ 15860—70, напольная	ПГ3 — кл. 1б	3	1	800×450×850	60	12,4
Плита унифицированная газовая бытовая трехгорелочная настольная	ПГ3 — Н	3	—	800×425×160	14	12
Плита унифицированная газовая бытовая четырехгорелочная с духовкой и сушильным шкафом напольная	ПГ4 — кл. 1а	4	1	520×600×850	50	24, 44, 2, 7, 36, 32, 7, 8
Плита унифицированная газовая бытовая четырехгорелочная с духовкой и сушильным шкафом напольная повышенного класса «Алеся»	ПГ4 — кл. П-14	4	1	600×500×850	54	4
То же, повышенного класса «Электа»	ПГ4 — кл. П	4	1	600×500×850	50	5

Таблица 2

Наименование	Тепловая мощность, кВт (ккал/ч)	Температура воды на выходе из аппарата, °С	КПД	Размеры, мм	Масса, кг	Завод-изготовитель
Аппараты отопительные						
Аппарат водонагревательный емкостной автоматический бытовой газовый АГВ-80	6,96 (6000)	95	62	1540×410	76	29
То же, АГВ-120	10,44 (10 000)	40—90	81	1600×460	120	19

Продолжение табл. 2

Наименование	Тепловая мощность, кВт (ккал/ч)	Температура воды на выходе из аппарата, °С	КПД	Размеры, мм	Масса, кг	Завод-изготовитель
Аппарат водонагревательный емкостной автоматический бытовой газовый (с автоматикой контроля за тягой), АГВ-120-1	13,96 (12 000)	40—90	81	1600×460	95	9
Аппарат отопительный газовый водонагревательный АОГВ-20-1-У (2205)	23,26 (20 000)	50—90	80—82	980×420	55	9
То же, АОГВ-6-3-У (2212)	9,28 (9000)	50—90	80	973×410	63	38, 34
» АОГВ-10-3-У (2203)	11,6 (11 000)	50—90	80	970×410	60	29, 46,7
Аппарат отопительный газовый бытовой с водяным контуром АОГВ-10-1-У (2213)	11,6 (11 000)	50—90	80	970×410	60	42
Камин газовый АОГ-5 (4004)	5,92 (5000)	—	—	750×720×230	35	36
Котел газовый КС-3Г	14,85 (14 000)	95	80	—	175	29
Отопительно-варочные аппараты						
Аппарат отопительно-варочный «Бухара»	5,4 (5000)	—	82	—	80	44
Аппараты водонагревательные для горячего водоснабжения						
Аппарат водонагревательный проточный газовый бытовой с автоматикой по тяге ВПГ-20-1-3-П	20,93 (18 000)	45 при расходе воды не менее 5,4 л/мин	82	780×390×295	20	5, 15,16
То же, ВПГ-23-1-3-П	23,26 (20 000)	То же	82	860×390×315	22	15
Аппараты отопительные с горячим водоснабжением						
Аппарат комбинированный газовый бытовой с водяным контуром АКГВ-20	23 260 (20 000)	—	80/75	1470×550×685	200	29

ГАЗОГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА (ГГУ)

Изделия	Тип	Номинальный расход газа при ρ =0,73 кг/м³ и $Q_н^р$=9,86 кВт, м³/ч	Диапазон давлений газа для нормальной работы ГГУ, кПа	Масса, кг	Номер завода-изготовителя, (см. прим. 6)
Лабораторная горелка Теклю	—	0,14	0,05—1,8	0,45	10
Лабораторная горелка Бунзена	—	0,106	0,05—1,8	0,4	10
Инжекционное газогорелочное устройство для отопительных печей с автоматикой УАБ	ГПБ-8	0,95	0,05—1,8	—	35
Горелка инфракрасного излучения	«Звездочка»	0,16—0,25	0,80—1,6	1	12
То же, унифицированная	—	0,355	1,3—2	2,3	12
» универсальная	ГК27У-1-01	0,23—0,75	3	5	31
Инжекционные горелки типа В и ВП (20 типоразмеров, диаметр носика горелки от 15 до 235 мм) для сжигания природного газа	В и ВП	См. тип. пр. 4.905-1/77	См. тип. пр. 4.905-1/77	От 5,1 до 401	37
Горелка инжекционная среднего давления с пластинчатым стабилизатором	ИГК-25	14,2	2—60	6,6	19
То же	ИГК-60	33,8	2—60	11,9	19
Блочная инжекционная горелка однорядная (номинальное давление газа 80,0 кПа)	БИГ-1-1	9,7	5—85	2	14
	БИГ-1-11	106,7	5—85	14,7	14
	БИГ-1-14	135,8	5—85	17,8	14
	БИГ-1-16	155,2	5—85	20,3	14
	БИГ-1-18	174,6	5—85	22,6	14
	БИГ-1-22	213,4	5—85	27,7	14

Продолжение прил. 5

Изделия	Тип	Номинальный расход газа при ρ =0,73 кг/м³ и $Q^{р}_{н}$=9,86 кВт, м³/ч	Диапазон давлений газа для нормальной работы ГГУ, кПа	Масса, кг	Номер завода-изготовителя (см. прил. 6)
Блочная инжекционная горелка двухрядная (номинальное давление газа 80,0 кПа)	БИГ-2-6	58,2	5—85	7,7	14
	БИГ-2-8	77,6	5—85	10	14
	БИГ-2-10	97	5—85	12,5	14
	БИГ-2-12	116,4	5—85	14,7	14
	БИГ-2-14	135,8	5—85	17	14
	БИГ-2-16	155,2	5—85	19,4	14
Блочная инжекционная горелка трехрядная (номинальное давление газа 80,0 кПа)	БИГ-3-21	203,7	5—85	24,6	14
	БИГ-3-24	232,8	5—85	28,1	14
Горелка двухпроводная низкого давления для природного газа (9 типоразмеров) (тип А — для короткого факела горения; тип Б — для удлиненного факела горения)	ГНП-1÷ ÷ГНП-9	См. ТП 4.905-1/77	См. ТП 4.905—1/77	35,8—367	37

Горелки беспламенные панельные	ГБПш45, 85, 120, 140, 200, 280	См ТП 4.905-1/77	См. ТП 4.905-1/77	От 25,5 до 36,4	22
Горелки типа «труба в трубе»	ДВС, ДНБ, ДВБ	См ТП 4 905—1/77	См. ТП 4.905—1/77	—	37
Горелка газомазутная для котлов малой мощности	ГМГ-1,5М,	1,74 МВт,	—	69	11
	ГМГ-2М,	2,3 МВт,	—	68	11
	ГМГ-4М,	4,65 МВт,	—	118,5	11
	ГМГ-5М,	5,81 МВт,	—	115	11
	ГМП-16,	18,6 МВт,	—	150	11
	ГМ-10,	11,63 МВт,	—	150	11
	РГМГ-7М	8,14 МВт	—	320	11
Горелочное устройство для паровых котлов производительностью до 1 т т/ч	АР-90	90 кг/ч	—	135	11
Горелка газовая турбореактивная	ГГТР-С-50	50 м³/ч	—	11,5	31
	ГГТР-С-100	100 м³/ч	—	20	31
	ГГТР-С-200	200 м³/ч	—	37	31

НАИМЕНОВАНИЕ И АДРЕСА ЗАВОДОВ-ИЗГОТОВИТЕЛЕЙ

Завод-изготовитель	Адрес
1. Армавирский литейно-механический завод	352900, г. Армавир Краснодарского края. ул. Чичерина, 83
2. Бакинский завод «Газоаппарат»	370039, Баку
3. Барнаульский аппаратурно-механический завод	656099, Барнаул
4. Брестский завод газовой аппаратуры	224663, Брест, ул. Орджоникидзе, 22
5. Волгоградский завод «Газоаппарат»	400012, Волгоград, ул. Новодвинская, 16
6. Волгоградский судостроительный завод	Волгоград
7. Днепропетровский экспериментальный завод газовой аппаратуры	320600, Днепропетровск, ул. Днепропетровская, 160
8. Дружковский завод газовой аппаратуры	343260, Дружковка Донецкой области, ул. Ленина, 6
9. Жуковский машиностроительный завод	140160, г. Жуковский Московской области
10. Завод № 2 «Физприбор» им. А. В. Луначарского	610000, Киров областной, ул. К. Маркса, 75
11. Завод «Ильмарине»	200102, Таллин, ул. Мустамяэ тее, 5
12. Казанский завод «Газоаппарат»	420083, Казань, 83, ул. Компрессорная, 8
13. Краснодарский завод «Газоаппарат»	350010, Краснодар, ул. Ново-Московская, 3
14. Ленинградское производственно-техническое предприятие «Промэнергогаз»	192181, Ленинград, ул. Фурманова, 2
15. Ленинградский экспериментальный завод газовой аппаратуры	193019, Ленинград, ул. проф. Качалова, 3
16. Львовский завод газовой аппаратуры	г. Львов, 58, Газовая ул., 28
17. Дубоссарский механический завод	г. Дубоссары, ул. Ворошилова, 41
18. Могилев-Подольский ремонтно-механический завод	288700, Могилев-Подольский Винницкой области, ул. Строкача, 17
19. Московское городское производственное объединение Моспромстроймеханизация	103064 Москва, Нижне-Сусальный пер., 5
20. Киевское производственное объединение «Киевкоммунтехника»	252716, Киев, ул. Шелуденко, 30

Завод-изготовитель	Адрес
21. Новогрудский завод газовой аппаратуры	241400, БССР, Новогрудск Гродненской области, ул. Советская, 38
22. Новочеркасский завод «Нефтемаш»	г. Новочеркасск Ростовской области, 16 п/о
23. Омский завод газовой аппаратуры	644023, Омск-23, ул. Запорожская, 1
24. Орджоникидзевский завод «Газоаппарат»	Северо-Осетинская АССР, Орджоникидзе, п-я. 9
25. Производственное объединение «Промприбор»	302000, Орел, ул. Ломоносова, 6
26. Тульский завод нестандартизированного оборудования «Туламашгаз»	300049, Тула, 49, п/о «Менделеевское»
27. Ростовский завод газовой аппаратуры	344019, Ростов-на-Дону, ГСП-12, 19-я линия, 57
28. Саратовский завод «Газоаппарат» Главгаза Минжилкомхоза РСФСР	410750, Саратов, ул. 20 лет ВЛКСМ, 125
29. Семипалатинский завод газовой аппаратуры	490018, Семипалатинск, Затон-Гора
30. Старорусский приборостроительный завод	175200. Старая Русса Новгородской области, ул. Минеральная, 24
31. Сухумский экспериментальный завод газовой аппаратуры	Сухуми, 21, Лечкоп, ул. Дзержинского, 4
32. Ташкентский завод «Газоаппарат»	700033 Ташкент, ул. К. Маркса, 83
33. Тбилисский завод газовой аппаратуры	380024, Тбилиси, ул. Пятилетки, 26
34. Уфалейский завод по ремонту металлургического оборудования	Верхний Уфалей Челябинской области, ул. Ленина, 138
35. Целиноградский экспериментальный завод газовой аппаратуры	473000, Целиноград, ул. 2-я Нагорная, 1
36. Производственное объединение «Ростсельмаш»	344711, Ростов-на-Дону, ул. Менжинского, 5
37. Харьковский опытно-экспериментальный завод «Металлоприбор»	310010, Харьков, ул. 1-й Конной Армии, 66
38. Ждановский завод тяжелого машиностроения им. 50-летия Великой Октябрьской социалистической революции	341035, Жданов, ул. Ильича, 145/147
39. Дрогобычский экспериментально-механический завод спецоборудования	293720, Дрогобыч, ул. Бориславская, 51

Завод-изготовитель	Адрес
40. Ферганский завод «Газоаппарат»	712001, Фергана, ул. 25 Октября, 53
41. Таганрогский механический завод	г. Таганрог
42. Коломенский тепловозостроительный завод	г. Коломна, Московской обл.
43. Станкостроительный завод им. Ф. Э. Дзержинского	233702, г. Каунас Литовской ССР, пр. Красной Армии, 192
44. «Атрама»	г. Каунас Литовской ССР
45. Новокраматорский машиностроительный завод им. Ленина	343401, г. Краматорск Донецкой обл.
46. Электробытприбор	г. Алма-Ата

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Предисловие	3
1. Основные положения	3
2. Системы газоснабжения	4
3. Технико-экономические предпосылки выбора систем газоснабжения	5
4. Газопотребление. Расчетные расходы газа	9
5. Централизованные системы газоснабжения	13
Гидравлический расчет газопроводов	13
Устройство и прокладка газопроводов	14
Газорегуляторные пункты	18
6. Децентрализованные системы снабжения сжиженным газом	19
Применение газобаллонных установок	19
Применение резервуарных установок	21
Условия прокладки газопроводов	25
7. Внутридомовое газовое оборудование	27
8. Пример решения схемы газоснабжения	27
Приложение 1. Оборудование для ГРУ и ГРП	31
Приложение 2. Перечень действующих типовых проектов	40
Приложение 3. Основные технические характеристики баллонов для сжиженных газов	47
Приложение 4. Бытовые и коммунально-бытовые газовые приборы	48
Приложение 5. Газогорелочные устройства	51
Приложение 6. Наименование и адреса заводов-изготовителей	54

ЦНИИЭП ИНЖЕНЕРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ГОСГРАЖДАНСТРОЯ

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИНЖЕНЕРНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ СЕЛЬСКИХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ

Часть V

Газоснабжение

Издание 3-е, перераб. и доп.

Редакция инструктивно-нормативной литературы
Зав. редакцией *Л. Г. Бальян*
Редактор *М. В. Никольская*
Мл. редактор *М. В. Милейко*
Технический редактор *Н. В. Высотина*
Корректор *Л. А. Егорова*

Н/К

Сдано в набор 10.07.84. Подписано в печать 24.09.84. Т-19325. Формат 84×108¹/₃₂. Бумага тип. № 2. Гарнитура «Литературная». Печать высокая. Усл. печ. л. 2,94. Усл. кр.-отт. 3,25. Уч.-изд. л. 3,79. Тираж 12.000 экз. Изд. № XII—1049. Заказ № 892. Цена 20 коп.

Стройиздат, 101442, Москва, Каляевская, 23а

Владимирская типография Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли 600000, г. Владимир, Октябрьский проспект, д. 7

gost.e-ecolog.ru