

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА
И ПРОДОВОЛЬСТВИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Учреждение образования
«БЕЛОРУССКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

К. Э. Гаркуша, А. В. Ожелевский, В. Ф. Клинова

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

*Рекомендовано Учебно-методическим объединением по аграрному
техническому образованию в качестве учебно-методического пособия
для студентов учреждений высшего образования по специальности
1-74 06 05 Энергетическое обеспечение сельского хозяйства (по направлениям)
направление специальности 1-74 06 05-02 Энергетическое обеспечение
сельского хозяйства (теплоэнергетика)*

Минск
БГАТУ
2017

УДК 696.2 (07)
ББК 38.763я7
Г20

Рецензенты:

кафедра «Промышленная теплоэнергетика и теплотехника» БНТУ
(заведующий кафедрой, доктор технических наук, профессор *В. А. Седнин*);
заместитель начальника главного управления технического прогресса
и энергетики с Главгостехнадзором Министерства сельского хозяйства
и продовольствия Республики Беларусь *Л. Л. Полещук*

Гаркуша, К. Э.

Г20 Газоснабжение : учебно-методическое пособие / К. Э. Гаркуша,
А. В. Ожелевский, В. Ф. Клинцева. – Минск : БГАТУ, 2017. – 124 с.
ISBN 978-985-519-833-9.

Содержатся основные разделы учебной программы, необходимые для практического изучения принципов работы приборов безопасности в газовом хозяйстве, технологического оборудования газонаполнительных и газораспределительных станций, расчета основных параметров сжиженных углеводородных и природных газов, гидравлического расчета внутренних и наружных сетей газоснабжения, расчета и выбора газогорелочных устройств.

Предназначено для студентов учреждений высшего образования специальности 1-74 06 05 Энергетическое обеспечение сельского хозяйства (по направлениям) направление специальности 1-74 06 05-02 Энергетическое обеспечение сельского хозяйства (теплоэнергетика).

УДК 696.2 (07)
ББК 38.763я7

ISBN 978-985-519-833-9

© БГАТУ, 2017

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
Безопасность использования газа и приборы безопасности.....	5
Приборы для определения утечек газа.....	20
Приборы для определения качества изоляции газопровода.....	36
Технологическое оборудование газонаполнительных станций.....	45
Состав СУГ в различных фазах.....	54
Определение расхода сжиженных газов.....	60
Технологическое оборудование газораспределительных станций и сетей.....	65
Выбор систем газоснабжения для сельскохозяйственных объектов.....	70
Гидравлический расчет наружных газопроводов.....	74
Гидравлический расчет газопроводов котельной.....	86
Учет расхода газа бытовыми приборами. Компоновочные решения установки.....	91
Настройка параметров работы оборудования ГРП и ГРУ.....	99
Выбор и расчет газовых горелок.....	104
Схемы обвязок газогорелочных устройств котлов и печей.....	115
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	118
ПРИЛОЖЕНИЕ.....	119

ВВЕДЕНИЕ

Газовое топливо играет важнейшую роль в экономике Беларуси. Применение газа позволяет интенсифицировать и автоматизировать производственные процессы в промышленности и сельском хозяйстве, снизить их энергоемкость, улучшить качество выпускаемой продукции и повысить КПД агрегатов.

Для овладения знаниями в области газоснабжения специалист должен иметь представление о системах безопасности газового оборудования, уметь выбирать систему газоснабжения с точки зрения эффективного использования газа, определять расходы газа на различные нужды, в том числе сельскохозяйственными потребителями, подбирать и настраивать оборудование газорегуляторных пунктов, разрабатывать установки сжиженных углеводородных газов, рассчитывать газогорелочные устройства и знать схемы их обвязки в газоиспользующих агрегатах.

Данное учебно-методическое пособие содержит ряд теоретических сведений и практических примеров решения задач по рациональному и безопасному использованию газа, задания для самостоятельной работы студентов.

Безопасность использования газа и приборы безопасности

Обеспечение высокого уровня безопасности газопотребления – одно из ключевых требований для организации надежного и бесперебойного газоснабжения потребителей.

Специальные требования промышленной безопасности к проектированию, строительству, реконструкции, эксплуатации объектов газораспределительной системы и газопотребления природными и сжиженными углеводородными газами, а также к конструированию, изготовлению, монтажу, ремонту, наладке и обслуживанию применяемого на этих объектах оборудования устанавливаются Правилами промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь [1, 2].

Объект газопотребления представляет собой систему, включающую сеть газопроводов и газовое оборудование, систему автоматики безопасности, блокировки, сигнализации, регулирования и управления процессом сгорания газа, здания и сооружения, размещенные на одной производственной территории.

Приборы безопасности являются важной составляющей системы газоснабжения ввиду свойства газа образовывать вместе с воздухом смеси, способные при определенных условиях гореть и взрываться. В отличие от других инженерных систем подавляющая часть технических средств, применяемых в системе газоснабжения, призвана обеспечить не только подачу газа потребителям, но и безопасность использования.

Приборы безопасности условно можно разделить на несколько групп:

- приборы, предназначенные для предотвращения недопустимого превышения (снижения) давления в системе газоснабжения;
- приборы для определения концентрации и утечек газа в помещениях и сооружениях;
- приборы для контроля газопроводов.

К *первой группе* относятся *регуляторы давления и клапаны различного назначения*, которые устанавливаются на приборах, газопроводах, в газорегуляторных пунктах (ГРП) и газорегуляторных установках (ГРУ).

ГРП и ГРУ, а также комбинированные (домовые) регуляторы давления газа со встроенными предохранительными устройствами

предназначены для снижения давления газа в системах газоснабжения и поддержания его на заданных уровнях.

При чрезмерном повышении давления газа возможны: отрыв пламени у горелок и появление в рабочем объеме газоиспользующего оборудования взрывоопасной смеси, нарушение герметичности, утечка газа в соединениях газопроводов и арматуры, выход из строя контрольно-измерительных приборов.

Значительное понижение давления газа может привести к проскоку пламени в горелку и погасанию пламени, что при подаче газа вызовет образование газозвоздушной смеси в топках и газоходах агрегатов и в помещениях газифицированных зданий.

Регуляторы давления автоматически поддерживают постоянное давление в точке отбора импульса независимо от интенсивности потребления газа.

При регулировании давления происходит снижение начального – более высокого давления на конечное – более низкое. Это достигается автоматическим изменением степени открытия дросселирующего органа регулятора, вследствие чего автоматически изменяется гидравлическое сопротивление проходящему потоку газа.

Выбор регулятора давления ГРП и ГРУ производится по максимальному расчетному расходу газа потребителями и требуемому перепаду давления. Пропускную способность регулятора давления следует принимать на 15–20 % больше максимального расчетного расхода газа.

Регуляторы давления газа, применяемые в системах газоснабжения, должны иметь давление, МПа:

- на входе – 0,05; 0,3; 0,6; 1,2; 1,6;
- на выходе – от 0,001 до 1,2.

Комбинированные регуляторы давления газа устанавливают на опорах из негорючих материалов, на наружных стенах газифицируемых зданий (в том числе крышных котельных) не ниже VI степени огнестойкости (кроме стен из панелей с металлической обшивкой и горючим утеплителем), на кровле зданий, на деревянных стенах индивидуальных жилых домов, внутри зданий (кроме жилых домов и общественных зданий непроизводственного характера). Расстояние от комбинированного регулятора, устанавливаемого на опорах, до жилых зданий нормируется в зависимости от давления газа.

При установке комбинированного регулятора давления на деревянных стенах индивидуальных жилых домов необходима их изоляция негорючими материалами. Изоляция должна выступать за габариты защитного кожуха с каждой стороны на 0,5 м. Входное давление газа в комбинированный регулятор давления не должно превышать:

– для жилых домов и общественных зданий непроизводственного характера – 0,3 МПа при установке на стенах газифицируемых зданий и 0,6 МПа при размещении на отдельно стоящей опоре;

– для промышленных (в том числе котельных) и сельскохозяйственных предприятий – 0,6 МПа при установке на стенах зданий и 1,2 МПа при размещении на отдельно стоящих опорах.

Конструкция регуляторов давления газа должна соответствовать ГОСТ 11881.

Регулятор давления газа прямооточный РГП-32

Регулятор давления газа прямооточный РГП-32 предназначен для редуцирования и поддержания заданного давления природных, искусственных, углеводородных и других неагрессивных газов.

Регулятор устанавливается в ГРП, шкафных регуляторных пунктах (ШРП), ГРУ, объектах промышленного и коммунально-бытового назначения.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды относится к изделиям У категории размещения 2 согласно требованиям. Предельно допустимая температура при эксплуатации – не ниже -35°C .

Общий вид регулятора представлен на рис. 1.



Рис. 1. Регулятор давления газа прямооточный РГП-32

Технические характеристики регулятора РГП-32

Наименование параметра	Значения параметра
Номинальный диаметр (условный проход)	32
Диаметр седла клапана, мм	25
Диапазон входного давления, МПа	0,05–1,2
Диапазоны настройки выходного давления, МПа	0,005–0,05 0,05–0,6
Неравномерность регулирования, %, не более	10
Зона пропорциональности, %, не более	10
Постоянная времени, с, не более	60
Тип соединения	фланцевый
Габаритные размеры, мм, не более строительная длина	180
Масса, кг, не более	30

Регулятор давления газа проточный РДГПК-50, -100

Регуляторы давления газа РДГПК-50, -100 с предохранительно-запорными клапанами предназначены для понижения входного давления природных, искусственных углеводородных и других неагрессивных газов, поддержания выходного давления на заданном уровне, автоматического отключения подачи газа при выходе контролируемого выходного давления за установленные верхний и нижний пределы.

В зависимости от направления подачи газа и материала корпуса регуляторы изготавливаются в четырех исполнениях.

Вид климатического исполнения – У2 с ограничением нижнего значения температуры окружающей среды до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ (для регуляторов в корпусе из алюминиевых сплавов) или до $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$ (для регуляторов в чугунном корпусе).

Общий вид регулятора представлен на рис. 2.



Рис. 2. Регулятор давления газа прямооточный РДГПК

Технические характеристики регулятора РДГПК-50, -100

Наименование параметра	Значения параметра	
	РДГПК-50	РДГПК-100
Номинальный диаметр, мм	50	100
Диаметр седла клапана (регулятора предохранительного клапана), мм	50	50
Диапазон входного давления, МПа	0,05–1,20	
Диапазон настройки выходного давления, МПа	0,0016–0,016*	
Максимальная пропускная способность при максимальном входном давлении 1,2 МПа, м ³ /ч, не более	2500	9000
Неравномерность регулирования, %, не более	±10	
Изменение выходного давления при нулевом расходе (зона пропорциональности), %, не более	±20	
Габаритные размеры, мм:		
строительная длина	254	350
ширина	495	495
высота	688	810
Масса, кг, не более		
алюминиевый	33	60
чугунный	45	70

Пропускная способность регулятора РДГПК -50, -100

Входное давление, МПа	0,05	0,1	0,3	0,6	1,2
Пропускная способность РДГПК-50, м ³ /час, не более, при выходном давлении 0,016 МПа	600	750	900	1500	2500
Пропускная способность РДГПК-100, м ³ /час, не более, при выходном давлении 0,016 МПа	1100	1400	2700	4800	9000

Регулятор давления газа электронный РДЭ

Регулятор давления газа электронный РДЭ предназначен для редуцирования природных, искусственных, углеводородных и других неагрессивных газов до среднего и низкого давления, автоматического поддержания выходного давления на заданном уровне независимо от изменения расхода и входного давления, автоматического отключения подачи газа при повышении выходного давления сверх установленного предела или при уменьшении выходного давления сверх определенной величины.

Управление регулятором может осуществляться как в электронном, так и в пневматическом режиме.

Вид регулятора представлен на рис. 3.



Рис. 3. Регулятор давления электронный РДЭ

Первичная настройка на заданные параметры производится вручную, затем управление переводится в электронный режим. Дальнейшая работа осуществляется автоматически с возможностью контроля и управления с диспетчерского пункта.

Регулятор устанавливается в системах газоснабжения, оснащенных системой телемеханики.

Регуляторы газа комбинированные РГК

Регуляторы РГК-50, -100, -150, -200 предназначены для понижения входного давления природных, искусственных, углеводородных и других неагрессивных газов и автоматического поддержания выходного давления на заданном уровне, автоматического отключения подачи газа при выходе контролируемого давления за установленные верхний и нижний пределы.

Регулятор РГК функционально объединяет в одном изделии регулятор давления газа и предохранительно-запорный клапан, что позволяет уменьшить металлоемкость, сократить трудозатраты при сборке, обеспечить компактность систем газоснабжения.

Вид регулятора представлен на рис. 4.



Рис. 4. Регулятор газа комбинированный РГК

Узел редуцирования газа домовой УРГД

Узел редуцирования газа домовой УРГД предназначен для редуцирования и автоматического поддержания выходного давления газа независимо от изменений расхода и входного давления, автоматического отключения подачи газа при изменении выходного давления сверх установленных пределов.

Узел редуцирования устанавливают у жилых домов индивидуальной застройки, на объектах промышленного и коммунально-бытового назначения.

Узел редуцирования представляет собой регулятор давления газа РДГД защищенный от атмосферных воздействий металлическим кожухом (рис. 5).



Рис. 5. Узел редуцирования газа домовой УРГД

Для предотвращения недопустимого повышения или понижения давления газа в ГРП (ГРУ) устанавливают быстродействующие предохранительные запорные и сбросные клапаны.

Предохранительный запорный клапан (ПЗК) – арматура, предназначенная для перекрытия потока газа, у которой скорость приведения рабочего органа в закрытое положение составляет не более 1 секунды.

Предохранительный сбросной клапан (ПСК) – арматура, предназначенная для защиты газового оборудования и газопроводов от недопустимого повышения давления газа посредством сброса избытка газа.

ПЗК предназначены для автоматического отключения подачи газа к потребителям в случае повышения и понижения давления сверх заданных пределов. Их устанавливают до регуляторов давления. ПЗК срабатывают при чрезвычайных ситуациях, поэтому самопроизвольное их включение недопустимо. До включения ПЗК обнаруживают и устраняют неисправности. Верхний предел срабатывания ПЗК не должен превышать максимальное рабочее давление газа после регулятора более чем на 25 %.

ПСК предназначены для сброса определенного избыточного объема газа из газопровода после регулятора давления, а при наличии расходомера – после расходомера, с целью предотвращения повышения давления сверх заданного значения. Их устанавливают после регулятора давления газа на отводном трубопроводе. ПСК должны обеспечить сброс газа при превышении максимального рабочего давления после регулятора не более чем на 15 %.

ПСК для шкафных ГРП допускается выносить за пределы шкафа.

Допускается не предусматривать установку ПЗК в ГРП или ГРУ промышленных предприятий, если по условиям производства не допускаются перерывы в подаче газа. В этих случаях необходимо устройство сигнализации о повышении или понижении давления газа сверх допустимых пределов с выводом сигнала в помещение дежурного персонала.

Клапан предохранительный сбросной с электроприводом и дистанционным управлением КПСЭ

Клапан предохранительный сбросной с электроприводом и дистанционным управлением КПСЭ предназначен для автоматического снижения выходного давления путем сброса в атмосферу очищенных (осушенных) природных, искусственных, углеводородных и других неагрессивных газов при увеличении контролируемого давления выше значения установленного предела.

Областью применения клапана могут быть службы и предприятия газовой отрасли и коммунального хозяйства, занимающиеся эксплуатацией газового оборудования.

Общий вид клапана представлен на рис. 6.

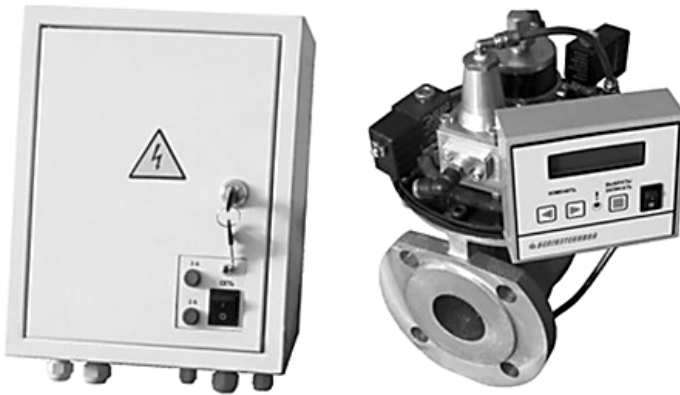


Рис. 6. Клапан предохранительный сбросной с электроприводом и дистанционным управлением КПСЭ

Функциональные возможности клапана широки:

– настройка и контроль работы осуществляются с помощью электронного блока управления, входящего в его состав. Клапан предназначен для совместной работы с комплексом телемеханики «ЭСКОРТ-3», с помощью которого осуществляются управление и дистанционный контроль;

– вид климатического исполнения соответствует С3 (от -10°C до $+40^{\circ}\text{C}$);

– все составные узлы клапана, кроме блока управления, могут эксплуатироваться во взрывоопасных зонах класса В-1, В-1а, В-1б и наружных установках класса В-Г. Блок управления должен устанавливаться и эксплуатироваться только вне взрывоопасных зон.

Клапан предохранительный сбросной КСП 50-20

Клапан сбросной предохранительный КСП 50-20 (рис. 7) предназначен для автоматического выброса в атмосферу или в отводящий трубопровод природного, паров сжиженного углеводородного и других неагрессивных газов или воздуха из резервуаров хранения и трубопроводов (при превышении давления в них свыше установленных пределов).



Рис. 7. Клапан предохранительный сбросной КСП 50-20

Клапаны устанавливаются на резервуарах и трубопроводах с рабочим давлением до 2,0 МПа.

Технические характеристики клапана сбросного предохранительного КСП 50-20

Наименование параметра	Значение параметра
Рабочее давление, МПа	2,0
Пределы настройки давления срабатывания, МПа	1,6–2,5
Диаметр условного прохода входного патрубка, мм	50
Диаметр условного прохода выходного патрубка, мм	80
Диаметр седла клапана, мм	33
Коэффициент расхода, не менее	0,8
Габаритные размеры, мм, не более:	
высота	575
длина	190
ширина	190
Масса, кг, не более	29

Клапаны предохранительные сбросные ПСК-25 и ПСК-50

Клапаны предохранительные сбросные ПСК-25 и ПСК-50 предназначены для сброса в атмосферу природных, искусственных и других неагрессивных газов при увеличении контролируемого давления сверх установленных пределов.

Вид климатического исполнения У2, предельно допустимая температура окружающей среды при эксплуатации -40°C .

В зависимости от величины контролируемого давления клапаны изготавливаются в шести исполнениях.



Рис. 8. Клапан предохранительный сбросной ПСК

Клапан предохранительный запорный ПЗКП-32

Клапан предохранительный запорный ПЗКП-32 (рис. 9) предназначен для автоматического герметичного перекрытия подачи природных, искусственных, углеводородных и других неагрессивных газов при выходе контролируемого (выходного, после регулятора) давления за установленные верхний и нижний пределы.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапан относится к изделиям У категории размещения 2 согласно требованиям, предельно допустимая температура окружающей среды при эксплуатации -35°C .

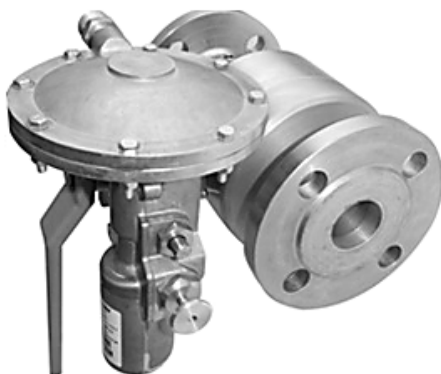


Рис. 9. Клапан предохранительный запорный ПЗКП-32

Основные расходные характеристики клапана
предохранительного запорного ПЗКП-32

Рабочее давление, МПа	0,05	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,8	1,0	1,2
Пропускная способность, м ³ /ч	310	460	710	930	1200	1360	1530	1940	2450	2920

Клапаны предохранительные запорные ПКН-50А, ПКВ-50А

Клапаны предохранительные запорные ПКН-50А, ПКВ-50А предназначены для герметичного перекрытия подачи неагрессивных газов при выходе контролируемого давления за установленные верхний и нижний пределы. Управление работой клапанов производится посредством импульса контролируемого давления.

Предохранительно-запорные клапаны в зависимости от величины контролируемого давления разделяются на ПКН-50А (контролирует давление до 0,024 МПа) и ПКВ-50А (контролирует давление до 0,6 МПа). В зависимости от направления подачи газа клапаны изготавливаются в двух исполнениях.

Корпус изготавливается в чугунном и алюминиевом исполнениях.

При настройке клапанов ПКН-50А на автоматическое перекрытие подачи газа при повышении контролируемого давления, значение

давления срабатывания должно быть равным 0,00375 МПа (для контролируемых давлений до 0,003 МПа включительно).

Вид клапанов ПКН-50А, ПКВ-50А представлен на рис. 10.

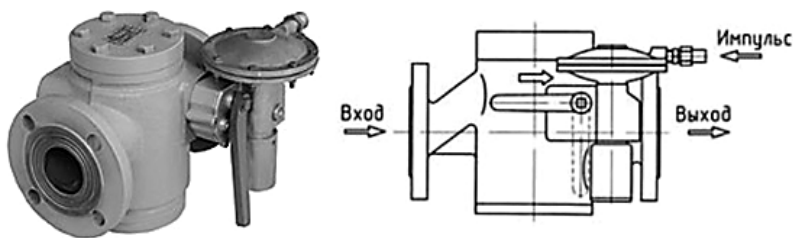


Рис. 10. Клапаны предохранительные запорные ПКН-50А, ПКВ-50А

Технические характеристики клапанов ПКН-50А, ПКВ-50А

Наименование параметра	Значения параметра		
	ПКН-50А	ПКВ-50А	
Номинальное давление, не более, МПа	1,2		
Диапазон контролируемого давления, МПа	0,0016–0,024	0,024–0,6	
Диапазон настройки срабатывания при понижении контролируемого давления, МПа	0,0003–0,003	0,003–0,03	
Диапазон настройки срабатывания при повышении контролируемого давления, МПа	0,003–0,03	0,03–0,75	
Диаметр условного прохода, мм	50		
Точность срабатывания, %	±5		
Габаритные размеры, мм	строительная длина	254	254
	ширина	280	280
	высота	230	280
Масса, кг, не более	24,3	24,7	

Клапан предохранительный запорный с электроприводом КПЗЭ

Клапаны предохранительные запорные с электроприводом КПЗЭ (рис. 11) предназначены для автоматического герметичного перекрытия

подачи очищенных (осушенных) природных, искусственных, углеводородных и других неагрессивных газов при выходе контролируемого давления за установленные верхний или нижний пределы.

Областью применения клапана могут быть службы и предприятия газовой отрасли и коммунального хозяйства, занимающиеся эксплуатацией газового оборудования.

Функциональные возможности:

- клапан может работать в двух режимах – электронном и пневматическом. Режим работы клапана можно задавать либо при помощи переключателя на пульте управления, либо с диспетчерского пункта. Мигающая лампочка на пульте свидетельствует о том, что установлен пневматический режим;

- электронный режим является основным режимом работы. В случае исчезновения электропитания, клапан автоматически перейдет в пневматический режим;

- настройка и контроль работы клапана осуществляются с помощью электронного блока управления, входящего в его состав. Клапан предназначен для совместной работы с комплексом телемеханики «ЭСКОРТ-3», с помощью которого осуществляются управление и дистанционный контроль.

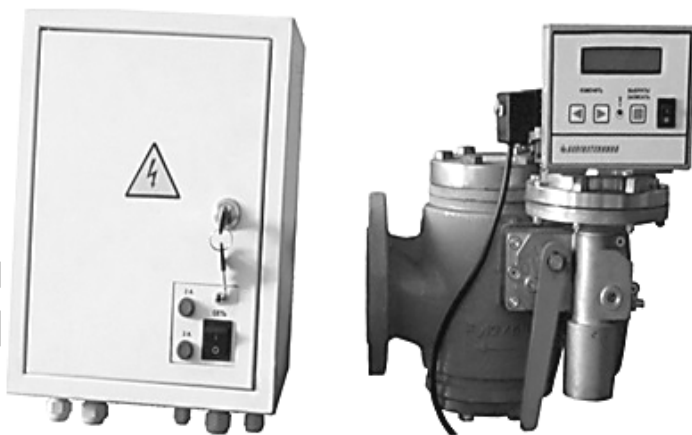


Рис. 11. Клапан предохранительный запорный с электроприводом и дистанционным управлением КПЗЭ

Приборы для определения утечек газа

Приборы для определения концентрации и утечек газа в помещениях и сооружениях относятся условно ко второй группе приборов безопасности. Часть из них устанавливается стационарно, часть является переносными.

Для предотвращения аварийных ситуаций, вызванных проникновением природного газа в здания и сооружения, герметизируют вводы и предусматривают системы контроля загазованности:

- в зданиях с массовым пребыванием людей (СТБ 11.0.03);
- в зданиях детских учреждений;
- в зданиях, имеющих архитектурно-историческую или художественно-культурную ценность;
- в подвалах, технических подпольях и цокольных этажах общественных зданий и сооружений.

Помещения зданий всех назначений (кроме жилых домов и ГРП), в которых устанавливается газоиспользующее оборудование, работающее в автоматическом режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала, следует оснащать системами контроля загазованности с автоматическим отключением подачи газа при загазованности более 10 % от нижнего концентрационного предела воспламеняемости.

В жилых домах системы контроля загазованности с автоматическим отключением подачи газа предусматривают при установке отопительного оборудования:

- независимо от места установки – мощностью свыше 60 кВт;
- в подвальных, цокольных этажах и в пристройке к зданию – независимо от тепловой мощности;
- в помещениях, в которых проложены гибкие газопроводы с разъемными соединениями;
- в помещениях со скрытой прокладкой газопроводов.

В многоквартирных, блокированных и многоквартирных жилых домах в помещениях, где устанавливается отопительное газоиспользующее оборудование, следует предусматривать установку сигнализаторов загазованности.

Сигналы от системы контроля загазованности должны поступать на объединенные диспетчерские пункты или иные посты с круглосуточным дежурством персонала, оборудованные телефонной связью.

При этом сигналы системы контроля загазованности должны дублироваться на световых табло и устройствах звуковой сигнализации.

В помещениях котельных с постоянным присутствием персонала следует предусматривать систему контроля концентрации оксида углерода с автоматическим отключением подачи газа.

Система контроля концентрации оксида углерода в воздухе помещений представляет собой конструктивно связанные технические элементы, обеспечивающие определение типа газа и уровня его концентрации, сравнение уровня концентрации газа с пороговыми значениями, выработку управляющих сигналов для световой, звуковой сигнализации и внешних исполнительных устройств.

Датчики системы контроля концентрации оксида углерода устанавливаются из расчета не менее одного датчика на 200 м² площади помещения с учетом их паспортных данных. Датчики устанавливаются на расстоянии от 0,15 до 0,18 м над уровнем пола или рабочей площадки, где пребывание оператора вероятно и продолжительно во время рабочей смены, и не ближе 2,0 м от мест подачи приточного воздуха и открытых форточек.

В помещениях с газоиспользующим оборудованием на газопроводах (перед краном) следует предусматривать установку термозапорных клапанов, автоматически перекрывающих подачу газа при достижении температуры 100 °С. Допускается не предусматривать установку термозапорных клапанов в помещениях, оборудованных системами контроля загазованности с автоматическим отключением подачи газа.

Переносными приборами для определения концентрации и утечек газа оснащаются обслуживающий персонал газифицированных объектов, бригады обходчиков и ремонтные бригады.

Стационарный взрывозащищенный автоматический многоканальный сигнализатор «ДОЗОР»

Стационарный взрывозащищенный автоматический многоканальный сигнализатор «ДОЗОР» (рис. 12) предназначен для непрерывного контроля содержания горючих газов в воздухе жилых, административных, производственных зданий и сооружений.



Рис. 12. Сигнализатор «ДОЗОР»

Сигнализатор состоит из блока индикации и переменного (от 1 до 16) количества выносных датчиков: «ДОЗОР-М» – для измерения концентрации метана; «ДОЗОР-П» – для измерения концентрации пропана; «ДОЗОР-Т» – для индикации температуры; «ДОЗОР-СО» для измерения концентрации угарного газа.

Датчики могут подключаться к блоку индикации в любом сочетании.

Прибор имеет следующие функциональные возможности:

- блок индикации и датчики имеют звуковую и световую сигнализацию, оповещающую о наличии неисправностей и о превышении заданных пороговых значений;

- панель управления блока индикации отображает как текущее состояние сигнализатора в целом, так и состояние любого из датчиков на выбор;

- блок индикации имеет три встроенных реле для управления внешним оборудованием, которые обеспечивают блокировку внешнего оборудования при неработающем сигнализаторе и (или) превышении порога;

- блок индикации может быть подключен к персональному компьютеру для просмотра, накопления, архивирования всей информации; программное обеспечение поставляется с сигнализатором;

- к блоку индикации подключаются до четырех двухпроводных линий связи с датчиками; длина линии до 300 м;

– каждый из датчиков после подключения к линии работает автономно: выполняет самодиагностику, измеряет контролируемый параметр, отображает результаты измерения на встроенных ЖКИ, проверяет превышение заданных порогов и сигнализирует о наличии превышения; настройки датчиков хранятся в самих датчиках, поэтому при их смене не требуется перенастройка сигнализатора.

Основные технические характеристики сигнализатора «ДОЗОР»

Наименование параметра	Значения параметра
Диапазон измерения концентрации газа: объемная доля метана, % объемная доля пропана, % массовая концентрация угарного газа, мг/м ³	0–2,5 0–1,05 0–125
Время установления выходных показаний по угарному газу, с, не более	50
Время срабатывания сигнализации при объемной доле газов в воздухе (в 1,6 раза выше порога), с, не более: горючие газы угарный газ (СО)	15 30
Рабочий температурный диапазон датчиков, °С	от –10 до +40
Рабочий температурный диапазон блока индикации, °С	от 0 до +40
Диапазон показаний для датчика температуры, °С	от –10 до +70
Габаритные размеры, мм, не более: блока индикации блока питания и сигнализации датчика	230×190×110 170×160×80 145×60×40

Сигнализатор загазованности малогабаритный бытовой СЗМБ-1

Сигнализатор загазованности малогабаритный бытовой СЗМБ-1 (рис. 13) предназначен для непрерывного автоматического контроля объемной доли топливных газов (природного или сжиженного углеводородного) и выдачи сигнализации (звуковой и световой)

о превышении установленных уровней содержания контролируемых компонентов в воздухе коммунально-бытовых помещений, не относящихся к взрывоопасным по ПУЭ.

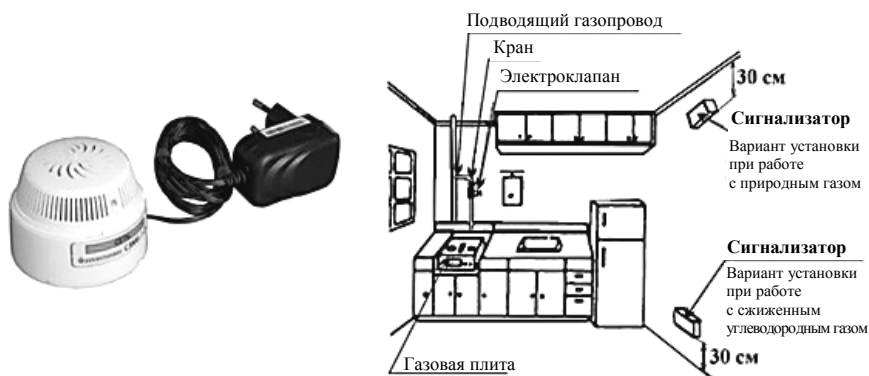


Рис. 13. Сигнализатор загазованности бытовой СЗМБ-1

Областью применения сигнализатора могут быть помещения жилых домов и котельных, работающих на природном или сжиженном углеводородном газе.

Сигнализатор СЗМБ-1 может выпускаться в двух исполнениях:

- исполнение, в котором обеспечивается звуковая и световая сигнализация при повышении концентрации горючих газов в воздухе (природного или сжиженного) выше установленных порогов;
- исполнение 01, в котором обеспечивается звуковая и световая сигнализация при повышении концентрации горючих газов в воздухе выше установленных порогов и есть возможность перекрытия подачи газа при помощи электромагнитного клапана.

Подача контролируемой смеси к чувствительным элементам датчика сигнализатора диффузионная.

Проверка сигнализатора загазованности на соответствие установленным параметрам должна выполняться с использованием контрольной газозудушной смеси с объемной долей газа, не превышающей 20 % от нижнего предела его воспламеняемости. Проверка работы сигнализатора путем преднамеренного загазования помещения категорически запрещается.

Газоанализатор ИГ-9

Газоанализатор ИГ-9 – переносной малогабаритный измерительный прибор непрерывного действия взрывозащищенного исполнения, с цифровой индикацией, световой и звуковой сигнализацией (рис. 14). Предназначен для измерения объемной доли горючих газов (метана и пропана) в воздухе и сигнализации о превышении концентрации установленного уровня.



Рис. 14. Газоанализатор ИГ-9

ИГ-9 имеет малые габариты и вес, он прост и удобен в работе.

Прибор ИГ-9 выполнен на современной элементной базе с использованием SMD-элементов и технологии поверхностного монтажа.

При достижении значения установленного порога контролируемого газа автоматически включается прерывистая световая и звуковая сигнализация, которая прекращается при снижении концентрации газа ниже заданного значения. В случае превышения концентрации газа предельно допустимых значений (3,5 % для метана и 1,5 % для пропана) отключается питание датчика газа, а сигнализация становится непрерывной. Предусмотрена возможность оперативной «подстройки» нуля, изменение порогов срабатывания сигнализации по метану и пропану. При неисправности (обрыве)

любого из трех проводов датчика также включается непрерывная сигнализация с индикацией обрыва. Прибор ИГ-9 автоматически сигнализирует и выключается при глубокой разрядке аккумуляторов. Результаты измерения и вид измеряемого газа отображаются на трехразрядном жидкокристаллическом индикаторе.

Легкосъемный датчик газа находится под защитным колпачком. При выходе его из строя можно оперативно произвести замену датчика, что важно, например, вследствие сильных ударов или падений прибора. В этом случае прибором можно только контролировать наличие газа в окружающей среде, пользуясь им как индикатором, а после перекалибровки на поверочных смесях – производить измерения.

Технические характеристики газоанализатора ИГ-9

Наименование параметра	Значения параметра
Диапазоны измерения объемной доли горючих газов в воздухе, %: метана пропана	0–2,50 0–1,00
Предел основной абсолютной погрешности в диапазоне измерения объемной доли горючих газов в воздухе, %: метана пропана	±0,25 ±0,10
Время установления показаний прибора без учета транспортировки, с, не более	30
Время прогрева прибора, с, не более	2
Питание	4×4/5A NiCd аккумулятора 1200 мА/ч

Течеискатель малогабаритный горючих газов ИГ-14

Течеискатель малогабаритный горючих газов ИГ-14 (рис. 15) предназначен для определения утечек горючих газов (метан, пропан).



Рис. 15. Течеискатель малогабаритный горючих газов ИГ-14

Течеискатель состоит из преобразователя полупроводникового ПП-1 имеющего маркировку взрывозащиты ExdI/ExdIIСU, блока управления, представляющего собой электронную плату в корпусе, и блока питания, который состоит из аккумуляторов и платы искрозащиты.

Диапазон контроля горючих газов – от 0,2 до 100 % от нижнего порога взрываемости (НПВ).

Результат контроля, выраженный в процентах от НПВ, отображается на жидкокристаллическом индикаторе течеискателя. Вид индикации выходных показаний – цифровой с номинальной ценой единицы наименьшего разряда – 0,1. Вид выходных показаний – десятичный, число разрядов – 3. Частота выдачи звуковых сигналов изменяется в зависимости от концентрации газа.

Время срабатывания звуковой и световой сигнализации при повышении (уменьшении) концентрации газов в воздухе – не более 5 с.

В течеискателе предусмотрена подстройка нуля, позволяющая проводить поиск утечки газа на фоне общей загазованности.

Течеискатель обеспечивает звуковую и световую сигнализации при обрыве датчика с последующим автоматическим выключением.

Время прогрева – не более 2 мин.

Электрическое питание течеискателя осуществляется от двух встроенных аккумуляторов. Предусмотрен контроль состояния аккумуляторной батареи. Течеискатель обеспечивает сигнализацию снижения напряжения питания менее 2,4 В с последующим автоматическим выключением.

Время непрерывной работы течеискателя от одного комплекта свежезаряженных аккумуляторов в нормальных условиях – не менее 8 ч.

Габаритные размеры течеискателя – не более 190×25×20 мм.
Масса течеискателя – не более 0,14 кг.

***Комбинированный измеритель концентрации кислорода
и горючих газов КОМБИ-МК***

Переносной взрывобезопасный прибор КОМБИ-МК (рис. 16) предназначен для измерения концентрации горючих газов и паров, а также кислорода, в окружающем воздухе. Результаты измерения отображаются в виде объемной доли соответствующего компонента в воздухе, выраженной в процентах.

КОМБИ-МК – это переносной прибор в виброустойчивом исполнении с выносным блоком датчиков горючих газов (метан и пропан) и кислорода. Подача контролируемой газовой смеси на датчики – диффузионная. Прибор одновременно измеряет концентрацию в воздухе кислорода и одного из двух видов горючих газов на выбор. Результаты измерения отображаются на ЖКИ в виде объемной доли соответствующего компонента в воздухе, выраженной в процентах.



Рис. 16. Прибор КОМБИ-МК

Прибор обеспечивает непрерывную звуковую и световую сигнализацию при превышении порога концентрации контролируемого в текущее время вида горючего газа в воздухе и при

концентрации кислорода в воздухе меньше установленного порога, а также прерывистую световую и звуковую сигнализацию при уменьшении напряжения питания прибора (разряде аккумуляторов). Прибор автоматически подает сигнал о выходе из строя чувствительного элемента датчика горючих газов.

Достоинства прибора:

- отображение результатов измерений на жидко-кристаллическом индикаторе;

- самотестирование исправности всех индикаторов и основных функциональных узлов;

- звуковая сигнализация и световая индикация на ЖКИ при неисправности, при уменьшении напряжения питания прибора (разряде аккумуляторов);

- световая и звуковая сигнализация при превышении установленных порогов по концентрации горючего газа и при концентрации кислорода в воздухе меньше установленного порога;

- программирование порогов включения сигнализации во всем диапазоне измерения. Порог срабатывания сигнализации может быть настроен и проверен для первого и второго вида горючего газа и для кислорода;

- смена режимов «калибровки – измерения» при помощи технологического пульта управления;

- настройка прибора в режиме калибровки для ввода калибровочных точек, по которым будут корректироваться результаты измерений, а также для проверки порогов срабатывания сигнализации;

- загрузка в режиме измерения из памяти калибровочных данных для измерения концентрации кислорода и текущего вида горючего газа. Калибровочные данные по кислороду автоматически корректируются по атмосферному воздуху;

- предусматривается ввод двух калибровочных точек по каждому из двух видов горючих газов, двух калибровочных точек по кислороду.

Прибор состоит из блока выносных датчиков и электронного блока, представляющего собой электронные платы, объединенные в корпусе с блоком питания. Датчики вынесены за пределы корпуса прибора на кабеле длиной 1,5 м.

Основные технические характеристики КОМБИ-МК

Наименование параметра	Значения параметра
Диапазон измерения концентрации горючих газов, объемная доля, %:	
метана	0–2,5
пропана	0–1,05
Диапазон показаний концентрации горючих газов, объемная доля, %:	
метана	0–5,0
пропана	0–2,1
Диапазон измерения объемной доли кислорода в воздухе, %	
	4–25
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерения концентрации горючего газа, объемная доля, %:	
метана	±0,25
пропана	±0,11
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерения концентрации кислорода, объемная доля, %	
	±1,0
Предел допускаемой вариации выходного сигнала по горючему газу, объемная доля, %:	
метана	0,13
пропана	0,05
Время прогрева прибора, мин, не более	
	2

Искатель утечек горючих газов ИГ-10

Искатель утечек горючих газов ИГ-10 (рис. 17) предназначен для определения мест утечек природного и сжиженного газов из подземных газопроводов непосредственно с поверхности грунта или дорожного покрытия над газопроводом, а также для обнаружения неплотности швов, фланцев и сварных соединений наружных газопроводов и газовой арматуры. Взрывозащищенное исполнение ИГ-10 позволяет использовать прибор в условиях, когда наличие и степень загазованности заранее неизвестны.

Областью применения искателя утечек горючих газов ИГ-10 могут быть службы и предприятия газовой отрасли и коммунального

хозяйства, занимающиеся строительством и эксплуатацией газовых сетей и оборудования.



Рис. 17. Искатель утечек горючих газов ИГ-10

Особенностями прибора являются очень высокая чувствительность к горючим газам и парам, взрывозащищенность, наличие встроенного микрокомпрессора, возможность отбора проб через гибкую трубку из удаленных или труднодоступных мест; звуковая сигнализация при обнаружении увеличения степени загазованности, сигнализация о разряде встроенных аккумуляторов и о неисправности чувствительного элемента. Имеется 3 режима работы, различающиеся диапазоном отображаемых концентраций.

Преимущества искателя утечек ИГ-10:

- взрывозащищенное исполнение;
- небольшие габариты и масса;
- меньший потребляемый ток и больший ресурс работы от одного заряда аккумуляторов;
- малое количество поддиапазонов, автоматическое переключение на более широкий поддиапазон при увеличении показаний до конца шкалы;
- получение условного «нуля» показаний одним нажатием кнопки и возможность поиска места утечки на фоне имеющейся общей загазованности;
- постоянное отображение напряжения встроенных аккумуляторов;
- подсветка жидкокристаллического индикатора, включаемая пользователем по своему усмотрению;
- индикатор потока воздуха, позволяющий контролировать работоспособность встроенного микрокомпрессора;

– возможность без переналадки или ремонта прибора заменить чувствительный элемент горючего газа, израсходовавший свой ресурс или отравленный.

Для зарядки аккумуляторов прибор комплектуется сетевым адаптером. Прибор может по заказу комплектоваться пробоотборниками в двух исполнениях (для отбора проб с поверхности земли и для отбора проб из атмосферы и обследования оборудования).

Основные технические характеристики искателя утечек ИГ-10

Наименование параметра	Значения параметра
Диапазон контроля горючих газов (при проверке по объемной доле метана в воздухе), %	0,001–100
Вид сигнализации	световая, звуковая
Время срабатывания звуковой сигнализации при увеличении концентрации газов (приводящей к показаниям прибора более половины шкалы), с, не более	3
Время прогрева после включения, мин, не более	3

Индикатор газа и давления ИГД-1, ИГД-1К

Индикатор газа и давления ИГД-1, ИГД-1К (рис. 18) предназначены для определения утечек горючих газов и избыточного давления в бытовых газовых приборах.



Рис. 18. Индикатор газа и давления ИГД

Индикатор ИГД-1 выполнен на современной элементной базе и является комбинированным прибором, объединяющим в себе функции двух приборов: индикатора утечек газа и манометра для контроля малых давлений. Прибор управляется двумя кнопками. Наличие газа в воздухе и изменение его концентрации сопровождается звуковой сигнализацией с изменяющимся тоном. Подача давления на штуцер прибора производится с помощью силиконовой трубки и наконечника.

Индикация превышения объемной доли горючего газа в воздухе к установленному фону при поиске утечки газа осуществляется в виде перемещающейся светящейся точки на линейной светодиодной шкале, индикация давления – на жидкокристаллическом индикаторе.

При разряде аккумуляторной батареи прибор автоматически выключается после предварительной сигнализации.

Принцип работы ИГД-1 основан на изменении выходного сигнала датчика давления при подаче на него избыточного давления газа относительно существующего барометрического давления.

Подача газозвушной смеси в индикаторе ИГД-1К осуществляется с помощью компрессора. Результаты поиска утечки газа отображаются в виде изменяющейся по длине полоски из сегментов жидкокристаллического индикатора в зависимости от концентрации газа.

Клапаны предохранительные термозапорные КТ-15, -20, -25

Клапаны предохранительные термозапорные КТ-15,-20,-25 (рис. 19) предназначены для автоматического перекрытия газопроводов при их нагревании во время пожара. Вид климатического исполнения УХЛ, категория размещения 4. Предельно допустимая температура эксплуатации клапана – не более 50°С.



Рис. 19. Клапаны термозапорные КТ

Технические характеристики клапанов предохранительных термозапорных

Наименование параметра	Значения параметра		
	КТ-15	КТ-20	КТ-25
Номинальный диаметр	15	20	25
Диапазон рабочего давления, МПа	0,001–0,6		
Номинальная температура срабатывания, °С, не более	74	74	74
Условное время срабатывания, с, не более	10	10	10
Габаритные размеры, мм, не более:			
длина	65	70	84
диаметр	30	36	45
Масса, кг, не более	0,2	0,3	0,55

Клапаны отсекатели КО-15,-20

Клапаны-отсекатели КО-15,-20 (рис. 20) предназначены для автоматического отключения подачи газа во внутренние газопроводы и газовое оборудование жилых помещений, общественных зданий, котельных и других объектов в случае срабатывания систем сигнализации о загазованности.



Рис. 20. Клапаны-отсекатели КО-15, -20

Технические характеристики клапанов-отсекателей КО-15, -20

Наименование параметра	Значение параметра	
	КО-15/12-0,05-12-NA	КО-20/18-0,05-12-NA
Номинальный диаметр, мм	15	20
Эффективный диаметр, мм	12	18
Присоединительная резьба к трубопроводу	G1/2	G 3/4
Максимальное рабочее давление, МПа	0,05	0,05
Импульсное напряжение питания, В	12	12
Номинальная потребляемая мощность, Вт, не более	24	24
Габаритные размеры, мм, не более		
строительная длина	95	110
ширина	65	75
высота	135	140
Масса, не более, кг	1,2	1,7

Приборы для определения качества изоляции газопровода

Газопроводы, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться техническому обслуживанию путем периодического обхода, приборного технического обследования, диагностике технического состояния, а также текущим и капитальным ремонтам с периодичностью, установленной Правилами промышленной безопасности [2].

Подземные газопроводы имеют противокоррозионные защитные покрытия. Они должны противостоять продолжительному и периодическому смачиванию и высушиванию. Обладать низким водопоглащением. Быть химически стойкими, обладать высоким переходным сопротивлением, значительной адгезией к металлу. Защитные покрытия должны иметь механическую прочность, обеспечивающую их сохранность в процессе транспортировки и эксплуатации.

На подземных газопроводах применяют полимерные, битумные, битумно-резиновые, битумно-полимерные защитные покрытия, которые в зависимости от защитной способности делятся на нормальные, усиленные и весьма усиленные.

При ухудшении качества изоляции газопроводы могут подвергнуться коррозии. Особенно опасна сквозная коррозия, которая приводит к утечкам газа и взрывоопасной ситуации.

Для определения качества изоляции газопроводов применяются различные переносные приборы.

Искатель повреждений изоляции трубопроводов ИПИТ-2

Искатель повреждений изоляции трубопроводов ИПИТ-2 (рис. 21) предназначен для обнаружения мест сквозных повреждений изоляционных покрытий металлических трубопроводов без вскрытия грунта, а также для определения местоположения и глубины залегания трассы трубопровода.

Принцип работы искателя основан на обнаружении изменения электромагнитного поля, создаваемого вокруг исследуемого металлического трубопровода протекающим по нему током. Применение прибора позволяет снизить затраты на эксплуатацию трубопроводов и увеличить срок их службы за счет своевременного и точного определения мест повреждений изоляции.



Рис. 21. Искатель повреждений изоляции ИПИТ-2

Технические характеристики искателя повреждений изоляции ИПИТ-2

Наименование параметра	Значения параметра
Радиус действия при проверке изоляционного покрытия трубопровода от точки подключения генератора (при глубине залегания не более 5 м), м, не менее	1000
Площадь обнаруживаемого повреждения изоляционного покрытия трубопровода, мм ² , не менее	10
Максимальная глубина залегания исследуемого трубопровода, м	5
Максимальный радиус локализации места повреждения изоляционного покрытия, м, не более	0,5
Частота выходного переменного напряжения генератора, Гц	1024±2
Выходная мощность генератора в режиме отключенного прерывателя при выходном напряжении от 15 до 200 В, ВА, не менее	30
Диапазон ступенчатой регулировки выходного напряжения генератора, В	0,1–200
Максимальное напряжение внешнего источника питания генератора, В	13
Минимальное напряжение внешнего источника питания генератора, В	11
Коэффициент подавления синфазного сигнала антенным устройством, дБ, не менее	30
Время непрерывной работы антенного и приемного устройств без подзарядки аккумуляторов, ч, не менее	8

Основное достоинство прибора – это бесконтактный метод обнаружения мест повреждения. Прибор обеспечивает точность локализации места повреждения до 0,5 м и фиксирование места повреждения изоляции отклонением стрелки индикатора и звуковым сигналом в головных телефонах. ИПИТ-2 усиливает полезный сигнал и отличается повышенной помехозащищенностью.

Прибор комплектуется генератором, заземлителем, антенным и приемным устройствами, головными телефонами и кабелями для подключения.

Искатель повреждений изоляции трубопроводов ИПИТ-3М

Искатель повреждений изоляции трубопроводов ИПИТ-3М (рис. 22) предназначен для обнаружения мест сквозных повреждений изоляционных покрытий металлических трубопроводов без вскрытия грунта, а также для определения местоположения и глубины залегания трассы трубопровода. Прибор комплектуется портативным генератором, заземлителем, антенным и приемным устройствами, наушниками, зарядным устройством и соединительными кабелями.



Рис. 22. Искатель повреждений изоляции трубопроводов ИПИТ-3М

Прибор определяет место повреждения в радиусе до 0,5 м. Точное местоположение поврежденного объекта подтверждается минимальным значением на графике на экране дисплея и появлением звукового сигнала в головных телефонах.

Искатель выполнен с использованием современной элементной базы. Это усовершенствовало технические характеристики прибора по сравнению с аналогом (ИПИТ-2). В приборе имеется ряд сервисных функций, которые должны присутствовать в подобных изделиях:

- автоматическая установка уровня выходной мощности генератора (три уровня: 3; 10 и 30 В·А);

- защита генератора от перегрузки путем его выключения (при повторном включении генератора, если перегрузка сохраняется, то индикации наличия выходного напряжения и генератор выключаются);

- запоминается значение сигнала на выходе приемника на экране дисплея;

- вывод звукового сигнала на наушники только при характерных изменениях графика на экране дисплея;

- контроль заряженности аккумуляторной батареи с предварительным предупреждением ее разряда (три раза вспыхивает светодиод «мощность») и автоматическим выключением;

- контроль зарядки аккумуляторной батареи (контроль напряжения и времени зарядки) с автоматическим выключением процесса зарядки.

В искателе ИПИТ-3М в генератор введен встроенный аккумулятор, что позволяет работать автономно при выходной мощности 10 В·А в течение 6 часов.

Технические характеристики искателя повреждений изоляции ИПИТ-3М

Наименование параметра	Значения параметра
Минимальная площадь обнаруживаемого повреждения изоляционного покрытия трубопровода, мм ² , не более	10
Максимальная глубина залегания исследуемого трубопровода, м	5
Максимальный радиус локализации места повреждения изоляционного покрытия, м, не более	0,5

Перечень частот, на которых может работать искатель повреждений, кГц	0,3; 1; 5
Мощность выходного сигнала генератора, В·А (при внешнем источнике питания), не менее	30
Сопротивление изоляции выходных цепей генератора, МОм, не менее	20
Напряжение внешнего источника питания, В	12–14
Сопротивление изоляции выходных цепей генератора, МОм, не менее	20
Чувствительность приемного устройства, мкВ, не более	2
Время непрерывной работы антенного и приемного устройств без подзарядки аккумуляторов, ч, не менее: генератора (приемника)	16

Дефектоскопы ДКИ

Дефектоскопы ДКИ-3, ДКИ-4 предназначены для контроля сплошности и повышения эффективности противокоррозионной защиты изоляционных покрытий на основе полимерных материалов или битумных мастик строящихся и эксплуатируемых металлических газопроводов с толщиной изоляции до 9 мм.

Областью применения дефектоскопа могут быть предприятия газовой отрасли, энергетики, химической и нефтехимической промышленности и коммунального хозяйства.

Принцип работы основан на электрическом пробое воздушных промежутков между электродом, подключенным к одному из полюсов источника высокого напряжения, и самим трубопроводом, подключенным к другому полюсу, в местах дефектов изоляции.

Достоинством прибора является возможность работать со сменными электродами.

ДКИ-3 предусматривает несколько вариантов комплектации: сменные электроды под диаметр трубы 244 мм и по отдельному заказу под диаметры 180; 126; 108 мм.

Вид дефектоскопов представлен на рис. 23.



Рис. 23. Дефектоскопы для проверки качества изоляции ДКИ-3, ДКИ-4

Технические характеристики дефектоскопов ДКИ-3, ДКИ-4

Наименование параметра	Значения параметра	
	ДКИ-3	ДКИ-4
Диапазон толщины контролируемых покрытий, мм	до 9	до 9
Расстояние между двумя дефектами, фиксируемыми как отдельные, мм	≥ 25	≥ 25
Диаметры труб, мм	89, 108, 159, 219, 325	до 1000
Скорость перемещения электрода, м/с, не более	0,3	0,3
Выходное напряжение на электроде, кВ	1–36	1–42
Напряжение питания, В	9,6–11,5	12–14
Потребляемая мощность, Вт, не более	9,6	до 10
Время непрерывной работы от встроенного источника питания, ч, не менее	8	8
Диапазон рабочих температур, °С	от –25 до +40	от –25 до +40
Габаритные размеры, мм: блок контроля штанга (без электрода)	200×80×150 485×100×100	200×80×150 500×80×80
Масса, кг, не более: блок контроля штанга (без электрода)	2 1	2,2 1,3

ДКИ-4 имеет кольцевой электрод, позволяющий значительно сократить время поиска дефектов изоляции.

Дефектоскоп работает от встроенного или внешнего блока питания, отображает остаток заряда аккумуляторной батареи, имеет цифровую индикацию установленного выходного напряжения, звуковую и световую сигнализацию, которая срабатывает при понижении напряжения питания ниже заданного уровня, выявлении дефекта изоляции с последующим автоматическим отключением питания.

Прибор состоит из двух основных функциональных блоков: блока контроля и штанги.

Устройство контроля толщины изоляции УКТ-2

Устройство контроля толщины изоляции УКТ-2 (рис. 24) служит для измерения толщины битумных и полиэтиленовых изоляционных покрытий стальных трубопроводов. УКТ-2 – малогабаритный, переносной прибор непрерывного действия, простой и удобный в эксплуатации.



Рис. 24. Устройство контроля толщины изоляции УКТ-2

Прибор имеет оригинальную конструкцию и выполнен в виде моноблока, содержащего измерительный датчик, микропроцессорную схему обработки, органы управления и индикации.

Питание прибора осуществляется от аккумуляторной батареи. В комплект поставки входят также зарядное устройство, набор образцовых мер и оснований.

Предусмотрен режим калибровки устройства на различные диаметры труб. Полученные тарировочные константы сохраняются в памяти устройства.

Принцип работы основан на регистрации относительного изменения индуктивности, вызываемого при изменении расстояния (зазора) между катушкой датчика и электропроводящим материалом объекта контроля.

Технические характеристики устройства контроля толщины изоляции УКТ-2

Наименование параметра	Значения параметра
Диапазон измерения толщины изоляции, мм	1–10
Основная приведенная погрешность измерения, %	±5
Диаметр труб, для которых контролируется толщина изоляции, мм	32, 57, 89, 108, 133, 159
Напряжение питания, В	7,2±0,7
Ток потребления, не более, А	0,08
Питание	6×AA аккумуляторов
Индикация	цифровая
Сигнализация измерения	звуковая
Сигнализация разряда аккумуляторов	визуальная

Индикатор адгезии изоляционного покрытия трубопроводов ИА-1

Индикатор адгезии изоляционного покрытия трубопроводов ИА-1 (рис. 25) предназначен для измерения усилия прилипания битумного и полимерного изоляционного покрытия к поверхности трубопровода при контроле качества изоляционных работ в полевых и заводских условиях.

Измерение величины адгезии защитного покрытия основано на фиксации индикатором часового типа усилия сдвига или отслаивания образца изоляции, пропорционального деформации пружины. Толщина контролируемого покрытия не более 15 мм.

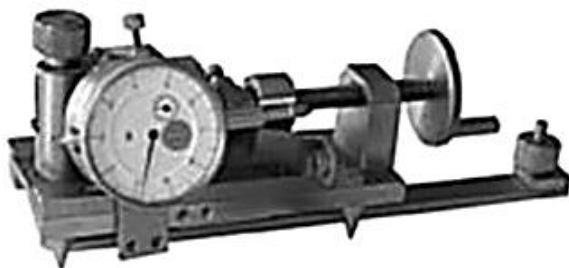


Рис. 25. Индикатор адгезии изоляционного покрытия ИА-1

В комплект поставки входят две сменные насадки для определения усилия прилипания битумного и полимерного покрытия, нож и сверло для подготовительных работ.

Технические характеристики индикатора адгезии
изоляционного покрытия

Наименование параметра	Значение параметра
Толщина контролируемого битумного покрытия, мм, не более	15
Максимальное контролируемое усилие прилипания, Н	60
Относительная погрешность измерения усилия прилипания, % не более	25
Габаритные размеры, мм	270×90×110
Масса, кг	2,6
Срок службы, лет, не менее	6

Технологическое оборудование газонаполнительных станций

Компоновка и основное оборудование газонаполнительной станции

Для бесперебойного снабжения сжиженным углеводородным газом (СУГ) в районах потребления создается система распределения СУГ. Основными производственными звеньями распределения являются кустовая база СУГ, газонаполнительная станция (ГНС) и транспортные средства.

ГНС предназначаются для приема от поставщиков СУГ, поступающих железнодорожным, водным, автомобильным и трубопроводным транспортом; хранения их в надземных и подземных резервуарах; розлива сжиженных газов в баллоны и автоцистерны и поставки в них газа потребителям; приема пустых и выдачи наполненных баллонов; ремонта, технического освидетельствования и окраски баллонов.

Кустовые базы и ГНС сооружаются по типовым проектам. Территория ГНС подразделяется на производственную и вспомогательную зоны.

В производственной зоне находятся следующие здания и сооружения:

- железнодорожный путь с эстакадой и сливными устройствами для слива СУГ из железнодорожных цистерн в резервуары базы хранения;
- база хранения с резервуарами для СУГ;
- насосно-компрессорное отделение;
- испарительное отделение;
- наполнительный цех;
- отделение технического освидетельствования баллонов;
- отделение окраски баллонов;
- колонки для наполнения автоцистерн СУГ, колонки для слива газа и колонки для заправки принадлежащих газоснабжающим организациям газобаллонных автомобилей;
- теплообменные установки для подогрева газа;
- резервуары для слива из баллонов неиспарившегося газа и газа из переполненных и неисправных баллонов;

– внутривысотные трубопроводы для перемещения паровой и жидкой фазы СУГ в соответствии с технологической схемой ГНС.

Во вспомогательной зоне находятся следующие объекты:

– цех вспомогательного назначения с размещением в нем административно-хозяйственных и бытовых помещений, лабораторий, насосной, механических мастерских по ремонту оборудования ГНС, баллонов и вентилях, аккумуляторной и других помещений;

– котельная (при невозможности подключения к существующим источникам теплоснабжения);

– трансформаторная подстанция;

– резервуары для противопожарного запаса воды;

– водонапорная башня;

– складские и другие помещения;

– здание для технического обслуживания автомобилей;

– открытая стоянка с воздухоподогревом для автотранспорта;

– мойка для автомобилей;

– пункт технического контроля.

Как во вспомогательной, так и в производственной зоне допускается предусматривать воздушную компрессорную и автовесы. В насосно-компрессорном и испарительном отделениях допускается предусматривать ГРУ для собственных нужд ГНС. В каждом здании производственной зоны следует располагать санузел и гардеробные. Гараж допускается выделять в самостоятельное хозяйство с размещением его вне территории ГНС. Перечень зданий и сооружений, входящих в ГНС, определяется в соответствии с техническими условиями на проектирование.

Площадки для ГНС выбирают на открытой местности по возможности вне территории городов, поселков и сельских населенных пунктов. Минимальные расстояния от резервуаров базы хранения СУГ до зданий, сооружений, не относящихся к ГНС, дорог следует принимать в соответствии с ТКП 45-4.03-267–2012. Нормируется также расстояние между зданиями и сооружениями, размещаемыми на территории ГНС [3].

Территории, производственные помещения станций и пунктов должны обеспечиваться первичными средствами пожаротушения.

Для ГНС следует предусматривать внешнюю телефонную связь и диспетчерское оповещение. У каждого телефонного аппарата должны быть вывешены таблички с номерами телефонов аварийных служб.

Персонал станций должен быть предупрежден под подпись о запрещении курения, а на территории вывешены предупредительные надписи о запрещении применения открытого огня.

Технологическая схема ГНС

На ГНС производят следующие технологические операции:

- прием СУГ;
- слив газа в хранилища;
- хранение СУГ в емкостях, автоцистернах, баллонах и т. д.;
- слив из пустых и неисправных баллонов неиспарившихся остатков;
- разлив СУГ в баллоны, автоцистерны и передвижные емкости;
- транспорт СУГ в баллонах и по трубопроводной сети (внутренней и внешней);
- прием пустых и выдачу наполненных баллонов;
- заправку автомашин, работающих на сжиженном газе;
- определение качества СУГ;
- регазификацию (испарение) СУГ.

Технологическая схема ГНС пропускной способности 300 т/год с надземными резервуарами и регазификационной установкой приведена на рис. 26.

Пояснения к рисунку:

I – первая группа хранилища (пропан), *II* – вторая группа хранилища (пропан-бутан); *III* и *IV* – подгруппы хранилища пропана, *V* и *VI* – подгруппы хранилища пропан-бутана; *VII* – железнодорожная эстакада; *VIII* – насосно-компрессорный цех с отделением испарителей сжиженного газа, *IX* – наполнительное отделение; *X* – сливное отделение; *XI* – наполнительные колонки; *XII* – резервуар для слива неиспарившихся остатков сжиженного газа и дренажа.

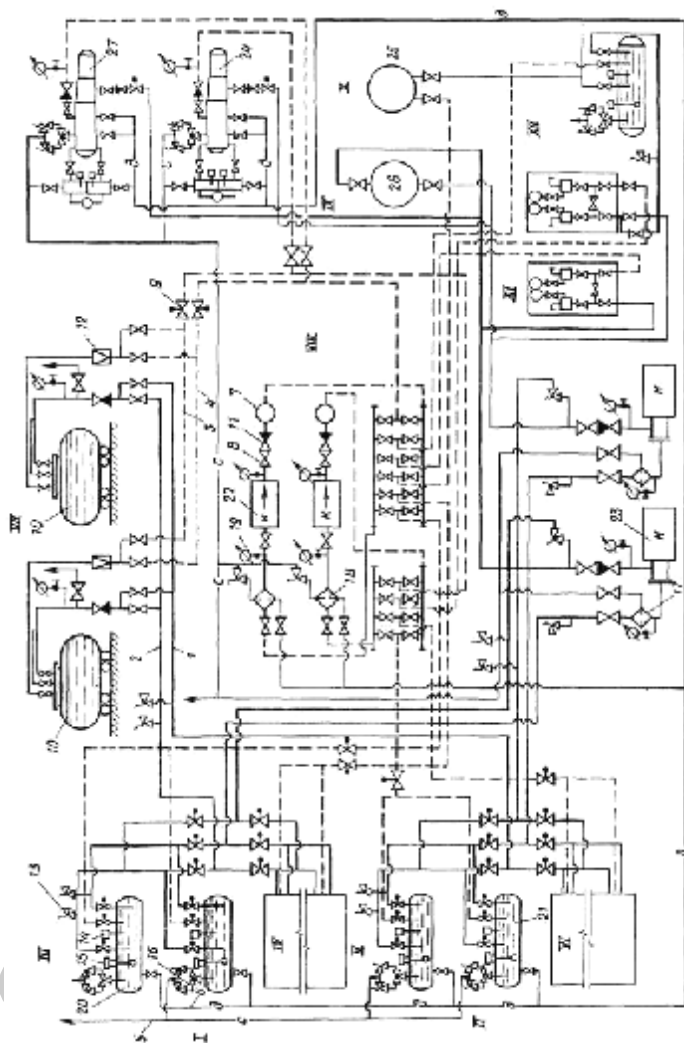


Рис. 26. Принципиальная технологическая схема газонаполнительной станции:

- 1, 2 – трубопроводы жидкой фазы бутана и пропана; 3, 4 – трубопроводы паровой фазы бутана и пропана;
- 5 – сбросной газопровод; 6 – дренажный газопровод; 7 – маслоотделитель; 8 – задвижка; 9 – задвижка с электроприводом;
- 10 – железнодорожная цистерна; 11 – обратный клапан; 12 – скоростной клапан; 13 – предохранительный клапан;
- 14 – сигнализатор уровня; 15 – указатель уровня; 16 – трехходовой кран; 17 – фильтр; 18 – конденсатосборник;
- 19 – манометр; 20 – резервуар пропан-бутана; 21 – резервуар пропан-бутана; 22 – компрессор; 23 – насос; 24 – испаритель;
- 25 – пост слива баллонов; 26 – пост наполнения баллонов; 27 – испаритель

Емкость резервуарного парка определяется в зависимости от суточной производительности ГНС, степени заполнения резервуаров и количества хранящегося газа. Установку резервуаров на ГНС следует предусматривать, как правило, надземную.

Для подземного размещения допускаются только цилиндрические резервуары. К подземным резервуарам приравниваются надземные, засыпаемые грунтом на высоте не менее 0,2 м выше их верхней образующей и шириной не менее 6 м, считая от стенки резервуара до бровки насыпи.

Резервуары должны быть оборудованы контрольно-измерительными приборами и предохранительной арматурой.

Максимальный уровень наполнения резервуаров не должен превышать 85 % геометрической вместимости для баллонов и надземных резервуаров, 90 % – для подземных резервуаров.

Все трубопроводы, которые постоянно или периодически находятся под давлением жидкости или ее паров, должны быть рассчитаны на максимальное рабочее давление. Соединение элементов трубопроводов выполняется преимущественно сваркой.

На ГНС при сливе СУГ широко применяют трубопроводы, выполненные из бензостойкой резины с металлической и хлопчатобумажной оплеткой.

Насосы и компрессоры, предусматриваемые для перемещения жидкой и паровой фаз СУГ по трубопроводам, должны быть пригодными для перекачки пропан-бутановых фракций. При насосно-компрессорной схеме перемещения СУГ основными производственными сооружениями ГНС являются насосно-компрессорное отделение и наполнительный цех, где осуществляются основные технологические операции.

Раздаточные блоки и колонки

Прием СУГ осуществляется на эстакадах (сливных железобетонных или из металлоконструкций). Эстакада обычно располагается между путями железнодорожного тупика. Она должна быть на уровне верхней площадки цистерны и иметь откидные мостки для прохода к горловине цистерн. На эстакаде монтируют сливо-наливные устройства, к которым подводятся трубопроводы жидкой и паровой фаз. Для присоединения сливных, наливных и заправочных устройств ГНС следует предусматривать шарнирно-сочлененные

металлические трубопроводы или рукава. Допускается применять резиновые и резинотканевые рукава, материал которых должен обеспечивать стойкость рукавов к транспортируемому газу при заданных давлении и температуре.

Оборудование наполнительного отделения следует принимать, как правило, из условия обеспечения механизированного комплексного выполнения операций по сливу, наполнению, контролю герметичности и наполнения баллонов. Контроль степени наполнения баллонов следует предусматривать с помощью взвешивания или другим методом, обеспечивающим не меньшую точность определения степени наполнения всех баллонов (100 %). Для обеспечения контроля герметичности баллонов в холодное время года допускается предусматривать установки для подогрева газа.

После наполнения баллона записывают в журнал номер баллона, дату наполнения, состояние баллона, дату последнего освидетельствования, объем баллона, массу залитого газа в килограммах и наименование газа.

Для автоматического отключения поступления газа в баллон при достижении заданной нормы заполнения применяют различные отсекатели – пневматические и механические. Схема работы пневматического отсекателя СУГ показана на рис. 27. Газовый баллон 7 устанавливают на площадку медицинских весов, соединяют с помощью шланга и трубки с отсекателем-клапаном 6; с помощью ползунка (груза) на коромысле 1 определяют массу пустой тары и задают массу, которая должна быть достигнута после заполнения баллона.

При установке ползунка (груза) на заданную величину массы вертикальная тяга 5 при помощи рычагов поднимется вверх. Закрепленная на тяге заслонка 4 перекроет отверстие тройника 3.

Воздух под давлением 0,15–0,20 МПа через фильтр 2 и тройник 3 поступит в надмембранное пространство клапана 6, нажмет на мембрану и откроет клапан для прохода газа в баллон. При наполнении баллона до заданной массы рычаг поднимается кверху, тяга с заслонкой опускается вниз, воздух из надмембранного пространства клапана начинает уходить, клапан закрывается, и подача газа в баллон прекращается.

Для ускорения и облегчения налива баллонов СУГ разработаны карусельные установки, которые представляют собой вращающуюся платформу с весовыми автоматическими устройствами.

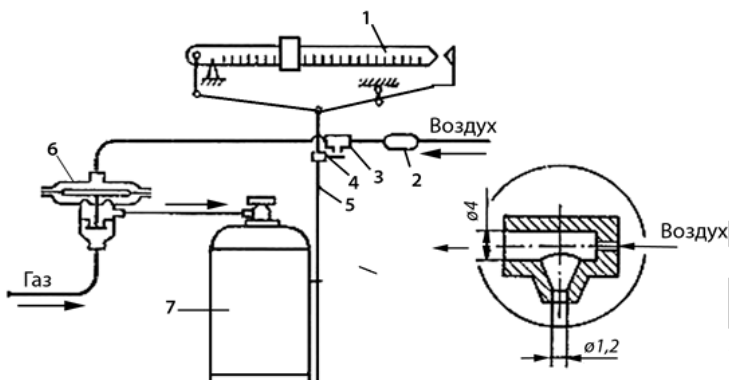


Рис. 27. Автоматическая отсечка подачи газа при наполнении баллонов

Автоцистерны наполняют СУГ через заправочную колонку.

Баллоны, наполненные на весовых установках, оборудованных автоматикой, прекращающей наполнение при достижении заданного веса наполненного в баллоны газа, должны подвергаться выборочной проверке путем взвешивания на контрольных весах.

Качество работы автоматических установок должно контролироваться мастером не менее 2 раз в смену с записью в журнале учета контрольного взвешивания наполненных баллонов. Все баллоны, наполненные на установках, не оборудованных автоматикой, подлежат контролю взвешиванием.

Удалять избыток газа из резервуаров и баллонов стравливанием СУГ в атмосферу запрещается.

Все наполненные баллоны проверяются на герметичность вентиля (клапана) и резьбового соединения. Способы проверки определяются технологическими инструкциями. После проверки на штуцер вентиля должна быть накручена заглушка. Установленная заглушка должна обеспечивать герметичность в случае непроизвольного открытия вентиля в процессе транспортировки или хранения.

При обнаружении негерметичности в арматуре баллона автомобиля газ из автомобильных баллонов должен быть слит в резервуары.

Количество баллонов, одновременно находящихся в наполнительном цехе ГНС, не должно превышать половины суммарной часовой производительности наполнительных установок, при этом

размещение баллонов в проходах запрещается. При погрузочно-разгрузочных работах и перемещении баллонов должны приниматься меры по предупреждению их падения и повреждения.

Количество наполненных и пустых баллонов, размещаемых на погрузочно-разгрузочных площадках, не должно превышать двойной суточной производительности наполнительного отделения.

Вид постов для наполнения баллонов СУГ представлен на рис. 28.

Посты монтируются и эксплуатируются в помещениях класса В-1а по ПУЭ. Категория помещения по взрывопожароопасности – А.



Рис. 28. Посты наполнения баллонов объемом 5, 27, 50 л

По территории наполнительного отделения баллоны передвигаются по напольным пластинчатым конвейерам (рис. 29) или транспортерам цепным реверсивным (рис. 30).

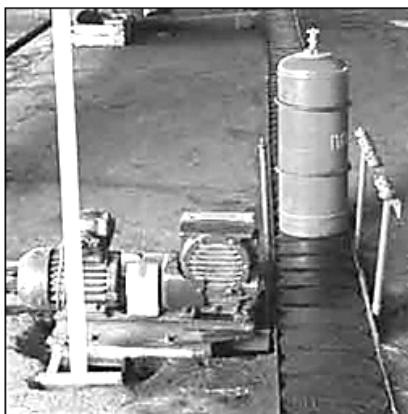


Рис. 29. Конвейер напольный пластинчатый КНП



Рис. 30. Транспортер цепной реверсивный ЦТ-1

Состав СУГ в различных фазах

К СУГ относятся такие индивидуальные углеводороды или их смеси, которые при нормальных условиях находятся в газообразном состоянии, а при относительно небольшом повышении давления (без снижения температуры) или понижении температуры (без повышения давления) переходят в жидкости. К таким углеводородам относятся пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} (изо-бутан $(CH_3)_2CHCH_3$ и н-бутан $CH_3(CH_2)_2CH_3$), пропилен C_3H_6 , бутилен C_4H_8 . При снижении давления эти жидкости легко испаряются и переходят в паровую фазу.

Химический состав СУГ зависит от исходного сырья. Основные компоненты – пропан и бутан, кроме того, они содержат некоторое количество метана, этана и пентана. Кроме предельных углеводородов (общая формула C_nH_{2n+2}) в состав газов могут входить ненасыщенные углеводороды C_nH_{2n} (этилен, пропилен, бутилен).

Состав СУГ, применяемого в качестве топлива, должен быть таким, чтобы обеспечивалось полное испарение жидкости при естественном или искусственном испарении.

Согласно ГОСТ 20448–90 «Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия» давление насыщенных паров смеси должно быть не менее 0,16 МПа при 20 °С и не более 1,6 МПа при 45 °С. Бутан в условиях с естественным испарением не может быть использован при температурах ниже 0 °С.

ГОСТ 20448–90 устанавливает три марки СУГ:

- пропан технический (ПТ);
- смесь пропана и бутана технических (СПБТ);
- бутан технический (БТ).

Состав сжиженного газа в жидкой и паровой фазах может выражаться массовыми g_i , объемными y_i и молярными долями (для газов r_i , для жидкостей x_i):

$$g_i = \frac{m_i}{\sum m_i}; \quad y_i = \frac{V_i}{\sum V_i}; \quad r_i(x_i) = \frac{N_i}{\sum N_i},$$

где m_i , V_i , N_i – соответственно масса (кг), объем (m^3) и число молей i -го компонента в смеси;

Σm_i , ΣV_i , ΣN_i – соответственно масса (кг), объем (м^3) и число молей в смеси.

Для газовых (идеальных) смесей молярные и объемные доли равны, что следует из закона Авогадро: $r_i = y_i$.

Пересчет состава сжиженного газа из одного вида в другой производится следующим образом.

Для жидких смесей:

а) при известном объемном составе массовый и молярный составы определяются по формулам

$$g_i = \frac{y_i \rho_i}{\sum y_i \rho_i}; \quad (1)$$

$$x_i = \frac{y_i \rho_i / \mu_i}{\sum y_i \rho_i / \mu_i}; \quad (2)$$

б) при заданном массовом составе компонентов объемный и молярный составы находятся по формулам

$$y_i = \frac{g_i / \rho_i}{\sum g_i / \rho_i}; \quad (3)$$

$$x_i = \frac{g_i / \mu_i}{\sum g_i / \mu_i}; \quad (4)$$

в) при известном молярном составе массовый и объемный составы рассчитываются по формулам

$$g_i = \frac{x_i \mu_i}{\sum x_i \mu_i}; \quad (5)$$

$$y_i = \frac{x_i \mu_i / \rho_i}{\sum x_i \mu_i / \rho_i}; \quad (6)$$

где ρ_i , μ_i – соответственно плотность ($\text{кг}/\text{м}^3$) и молярная масса ($\text{кг}/\text{кмоль}$) i -го компонента.

Для газовых смесей пересчет из объемного (молярного) состава в массовый производится по формуле (5), а из массового в объемный и молярный – по (3) и (4).

СУГ в баллонах, цистернах и резервуарах находится в двухфазном состоянии. По составу жидкой фазы можно определить состав паровой и наоборот.

При термодинамическом равновесии системы, (когда скорость испарения жидкости равна скорости конденсации ее паров) парциальные давления паров компонентов в жидкой и паровой фазах, определяемые по законам Рауля и Дальтона, равны:

$$r_i P_{\text{см}} = x_i P_{\text{нас}}, \quad (7)$$

где $P_{\text{см}}$ – давление смеси, МПа;

$P_{\text{нас}}$ – упругость насыщенных паров i -го компонента при температуре смеси, МПа.

При равновесном состоянии двухфазной системы (жидкость – пар) над жидкостью находятся насыщенные пары. Давление насыщенных паров является основной величиной для расчета состава газа в различных сезонных условиях.

Уравнение (7) является основным для расчета состава двухфазных систем СУГ. При этом необходимо знать давление смеси $P_{\text{см}}$, которое при известном составе жидкой фазы находят по формуле

$$P_{\text{см}} = \sum x_i P_{\text{нас}}; \quad (8)$$

и при известном составе паровой фазы по формуле

$$P_{\text{см}} = \frac{1}{\sum r_i / P_{\text{нас}}}. \quad (9)$$

Примеры расчета СУГ в баллонах и резервуарах

Пример 1

В резервуаре находится СУГ со следующим массовым составом паровой фазы: этан – 5 %, пропан – 25 %, н-бутан – 70 %. Определить массовый состав жидкой фазы смеси при температуре 25 °С.

Решение

Пересчитываем массовый состав паровой фазы в молярный по выражению (4). Молярная масса пропана $\mu_{C_3H_8} = 44,097$ кг/кмоль, $\mu_{C_4H_{10}} = 58,124$ кг/кмоль, $\mu_{C_2H_6} = 30,068$ кг/кмоль [6].

$$r_{C_2H_6} = \frac{\frac{5}{30,068}}{\frac{5}{30,068} + \frac{25}{44,097} + \frac{70}{58,124}} = \frac{0,167}{1,937} = 0,086;$$

$$r_{C_3H_8} = \frac{\frac{25}{44,097}}{1,937} = 0,293;$$

$$r_{C_4H_{10}} = \frac{\frac{70}{58,124}}{1,937} = 0,621.$$

Находим упругость насыщенных паров компонентов при $t = 25$ °С: $P_{C_2H_6}^{нас} = 4,17$ МПа; $P_{C_3H_8}^{нас} = 0,951$ МПа; $P_{C_4H_{10}}^{нас} = 0,24$ МПа и определяем давление смеси по формуле (9):

$$P_{см} = \frac{1}{\frac{0,086}{4,17} + \frac{0,293}{0,951} + \frac{0,621}{0,24}} = 0,343 \text{ МПа.}$$

Рассчитываем молярный состав жидкой фазы из выражения (7):

$$x_{C_2H_6} = \frac{0,086 \cdot 0,343}{4,17} = 0,007;$$

$$x_{C_3H_8} = \frac{0,293 \cdot 0,343}{0,951} = 0,106;$$

$$x_{C_4H_{10}} = \frac{0,621 \cdot 0,343}{0,24} = 0,887.$$

Массовый состав СУГ рассчитываем по формуле (5):

$$g_{C_2H_6} = \frac{0,007 \cdot 30,068}{0,007 \cdot 30,068 + 0,106 \cdot 44,097 + 0,887 \cdot 58,124} = \frac{0,21}{56,44} = 0,004;$$

$$g_{C_3H_8} = \frac{0,106 \cdot 44,097}{56,44} = 0,083;$$

$$g_{C_4H_{10}} = \frac{0,887 \cdot 58,124}{56,44} = 0,913.$$

Пример 2

В резервуаре при температуре 30 °С находится СУГ со следующим составом жидкой фазы: пропан – 50 %, н-бутан – 50 %.

Определить массовый состав паровой фазы.

Решение

Пересчитаем массовый состав СУГ в молярный по выражению (4):

$$x_{C_3H_8} = \frac{\frac{50}{44,097}}{\frac{50}{44,097} + \frac{50}{58,124}} = \frac{1,134}{1,994} = 0,57;$$

$$x_{C_4H_{10}} = \frac{\frac{50}{58,124}}{1,994} = 0,43.$$

Находим упругость насыщенных паров компонентов при $t = 30$ °С: $P_{C_3H_8}^{\text{нас}} = 1,08$ МПа; $P_{C_4H_{10}}^{\text{нас}} = 0,28$ МПа и по формуле (8) определяем давление смеси:

$$P_{\text{см}} = 0,57 \cdot 1,08 + 0,43 \cdot 0,26 = 0,736 \text{ МПа.}$$

Используя выражение (7), рассчитываем молярный состав паровой фазы смеси:

$$r_{C_3H_8} = \frac{0,57 \cdot 1,08}{0,736} = 0,836;$$

$$r_{C_4H_{10}} = \frac{0,43 \cdot 0,28}{0,736} = 0,164.$$

Пересчитываем полученный молярный состав на массовый состав по формуле (5):

$$g_{C_3H_8} = \frac{r_i \mu_i}{\sum r_i \mu_i} = \frac{0,836 \cdot 44,097}{0,836 \cdot 44,097 + 0,164 \cdot 58,124} = 0,794;$$

$$g_{C_4H_{10}} = \frac{0,164 \cdot 58,124}{0,836 \cdot 44,097 + 0,164 \cdot 58,124} = 0,206.$$

Варианты заданий для решения задач

1. Определить массовый состав жидкой фазы смеси при заданной температуре и известном составе паровой фазы.

Заданные параметры	Вариант									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$t, ^\circ\text{C}$	15	15	15	20	20	25	25	30	30	30
$C_2H_6, \%$	3	0	0	5	2	0	0	3	0	0
$C_3H_8, \%$	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70
$C_4H_{10}, \%$	72	70	65	55	53	50	45	37	35	30

2. Определить массовый состав паровой фазы смеси при заданной температуре и известном составе жидкой фазы.

Заданные параметры	Вариант									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$t, ^\circ\text{C}$	20	20	20	30	30	30	25	25	25	30
$C_3H_8, \%$	15	20	25	30	35	40	45	55	60	65
$C_4H_{10}, \%$	85	8	75	70	65	60	55	45	40	35

Определение расхода сжиженных газов

Расчетный расход сжиженных газов, G_p , кг/ч, при газоснабжении жилых зданий от резервуарной установки определяют по формуле

$$G_p = \frac{n K_n Q_{\text{год}}}{365 Q_n^T} K_n^H, \quad (10)$$

где n – количество жителей, пользующихся газом от резервуарной установки, чел.;

K_n – коэффициент суточной неравномерности потребления газа в течение года (при наличии в квартирах газовой плиты $K_n = 1,4$; при установке плит и проточных водонагревателей $K_n = 2,0$);

$Q_{\text{год}}$ – годовой расход газа на одного потребителя, кДж/год;

K_n^H – показатель часового максимума суточного расхода $K_n^H = 0,12$;

Q_n^T – теплота сгорания газа (массовая), кДж/кг.

Годовые расходы газа приводятся в ТКП [3]. При определении расчетных расходов сжиженного газа в населенных пунктах с застройкой усадебного типа следует учитывать затраты на приготовление кормов и подогрев воды для животных, содержащихся в личных хозяйствах.

Количество резервуаров в резервуарной установке с естественным испарением СУГ или тип и количество испарителей в установке с искусственным испарением определяются по величине объемного расхода газа, $\text{м}^3/\text{ч}$:

$$V_p = \frac{G_p}{\rho_{\text{см}}}, \quad (11)$$

где $\rho_{\text{см}}$ – плотность газообразной смеси СУГ, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Расчетный расход газа V_p , $\text{м}^3/\text{ч}$, на нужды отопления:

$$V_p^{\text{от}} = \frac{3600 \Phi_o}{\eta Q_n}, \quad (12)$$

где Φ_o – максимальный тепловой поток на отопление жилого здания (квартиры), Вт;

η – коэффициент полезного действия отопительного аппарата;
 Q_n – теплота сгорания газа, Дж/м³.

Тип отопительного аппарата следует выбирать с учетом его мощности. Размещая в помещениях плиты, водонагреватели проточные и аппараты отопительные, следует руководствоваться рекомендациями нормативных документов.

Планирование отпуска газа потребителям осуществляется по показателям годового потребления.

Расходы сжиженного газа различного рода газопотребляющими аппаратами (котлами, технологическими печами, сельскохозяйственными агрегатами) определяются по техническим характеристикам этих агрегатов, которые приводятся в технических паспортах.

Число баллонов в групповой установке для газоснабжения жилых зданий определяется исходя из часового расхода газа и расчетной испарительной способности одного баллона:

$$N = \frac{3600 n \Phi_{\text{пр}} K_o}{Q_n V_6}, \quad (13)$$

где N – число рабочих баллонов в групповой установке;

n – число газоснабжаемых квартир;

$\Phi_{\text{пр}}$ – номинальная тепловая мощность газовых приборов одной квартиры, кВт;

K_o – коэффициент одновременности работы газовых приборов;

Q_n – низшая теплота сгорания газа, кДж/м³;

V_6 – расчетная испарительная способность одного баллона, м³/ч (для баллонов объемом 50 л принимается в пределах 0,22...0,436 м³/ч).

Для обеспечения бесперебойного газоснабжения потребителей в групповой установке предусматриваются резервные баллоны, количество которых равно числу рабочих баллонов.

Пример расчета СУГ для газоснабжения жилого поселка

Пример 1

Определить расчетные расходы сжиженного газа для жилого поселка с числом потребителей 400 человек, расположенного в Минской

области. Застройка усадебного типа, в личных хозяйствах жителей содержится 50 коров и 100 свиней.

Используется сжиженный газ со следующими параметрами: $Q_n^r = 46\,020$ кДж/кг, плотность паровой фазы $\rho_{0\text{см}} = 2,313$ кг/м³, расчетная температура наружного воздуха $t_{\text{но}} = -24$ °С, продолжительность отопительного периода $n_{\text{от}} = 198$ суток, средняя температура отопительного периода $t_{\text{ср.о}} = -0,9$ °С.

Решение

Расходы газа определим из условия, что в жилых домах устанавливаются газовые плиты, проточные водонагреватели и аппараты отопительные.

На пищеприготовление и санитарно-гигиенические нужды жителей расход газа определяем по формуле (10), в которой $K_n = 2$:

$$G_p = \frac{400 (7300 \cdot 10^3) 2}{365 \cdot 46\,020} 0,12 = 41,7 \text{ кг/ч.}$$

Расчетный объемный расход паровой фазы СУГ:

$$V_p = \frac{41,7}{2,313} = 18,0 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Определяем расход газа на приготовление кормов и подогрев воды для 50 коров [5], причем учитываем расход газа с октября по апрель, когда коровы находятся в стойле, что составляет 212 дней в году:

$$G_p = \frac{50 (8400 \cdot 10^3 + 420 \cdot 10^3) 2 \cdot 0,12}{212 \cdot 46\,020} = 10,9 \text{ кг/ч.}$$

Соответственно

$$V_p = \frac{10,9}{2,313} = 4,7 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Расчетный расход газа на приготовление кормов и подогрев воды для свиней определяют из условия потребления его в течение года:

$$G_p = \frac{100 (4200 \cdot 10^3 + 420 \cdot 10^3) 2 \cdot 0,12}{365 \cdot 46\,020} = 6,6 \text{ кг/ч;}$$

$$V_p = \frac{6,6}{2,313} = 2,9 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Суммарные расходы газа на бытовые нужды составляют:

$$\sum G_p = 41,7 + 10,9 + 6,6 = 59,2 \text{ кг/ч};$$

$$\sum V_p = 18,0 + 4,7 + 2,9 = 25,6 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Определим расчетный расход теплоты на отопление жилых домов из предположения, что на одного жителя приходится 18 м^2 жилой площади. Для расчета используем величину укрупненного показателя, отнесенного к единице жилой площади ($j_0 = 173 \text{ Вт/м}^2$):

$$\Phi_p = 173 \cdot 400 \cdot 18 \cdot 10^{-3} = 1245,6 \text{ кВт}$$

Расчетный расход сжиженного газа:

$$G_p = \frac{3,61245600}{0,8 \cdot 46020} = 121 \text{ кг/ч};$$

$$V_p = \frac{121}{2,313} = 52,3 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Годовой расход сжиженного газа определяем из выражения

$$G_{\text{год}} = \frac{Q_{\text{год}}}{\eta Q_{\text{н}}^{\text{т}}} = \frac{3,6 \cdot 1245600 (20 - (-0,9)) 198 \cdot 24}{(20 - (-24)) 0,8 \cdot 46020} =$$

$$= 274925 \text{ кг/год} = 275 \text{ т/год}.$$

Варианты заданий для решения задачи

Определить расчетные расходы сжиженного газа для жилого поселка с числом потребителей n человек, расположенного в области (по заданию). Застройка усадебного типа, в личных хозяйствах жителей содержатся домашние животные.

Количество	Области по вариантам									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Брестская	Витебская	Гомельская	Гродненская	Минская	Могилевская	Брестская	Витебская	Гомельская	Минская
<i>n</i> , чел.	400	300	200	250	350	450	400	350	300	250
Коровы, гол.	40	20	10	15	35	45	45	20	30	20
Свиньи, гол.	80	70	50	50	60	60	50	60	50	50
Лошади, гол.	–	20	–	20	–	–	20	20	–	–
Козы (овцы), гол.	10	–	20	–	30	20	–	–	10	30

Технологическое оборудование газораспределительных станций и сетей

Газораспределительные станции (ГРС) обеспечивают подачу потребителям (предприятиям и населенным пунктам) газа обусловленного количества с определенным давлением, степенью очистки и одоризации.

На ГРС осуществляются следующие основные технологические процессы:

- очистка газа от твердых и жидких примесей;
- снижение давления (редуцирование);
- одоризация (придание газу запаха);
- учет количества (расхода) газа перед подачей его потребителю.

Основное назначение ГРС – снижение давления газа и поддержание его на заданном уровне. Газ с давлением 0,3 и 0,6 МПа поступает на городские газораспределительные пункты, газорегулирующие пункты потребителя и с давлением 1,2 и 2 МПа – к специальным потребителям (ТЭЦ, ГРЭС, АГНКС и т. д.). На выходе ГРС должна обеспечиваться подача заданного количества газа с поддержанием рабочего давления с точностью до 10 %.

Для вновь разрабатываемого оборудования ГРС система автоматического управления должна обеспечивать включение в работу резервной редуцирующей нитки при выходе из строя одной из рабочих; отключение вышедшей из строя редуцирующей нитки; сигнализацию о переключении редуцирующих ниток.

На рис. 31 представлена технологическая схема ГРС, где обозначены основные узлы ГРС, каждый из которых имеет свое назначение.

Основные узлы ГРС:

- I – узел переключения;
- II – узел очистки газа;
- III – узел предотвращения гидратообразования;
- IV – узел редуцирования;
- V – узел учета газа;
- VI – узел одоризации газа.

Узел переключения ГРС предназначен для переключения потока газа высокого давления с автоматического на ручное регулирование давления по обводной линии, а также для предотвращения повышения

давления в линии подачи газа потребителю с помощью предохранительной арматуры.

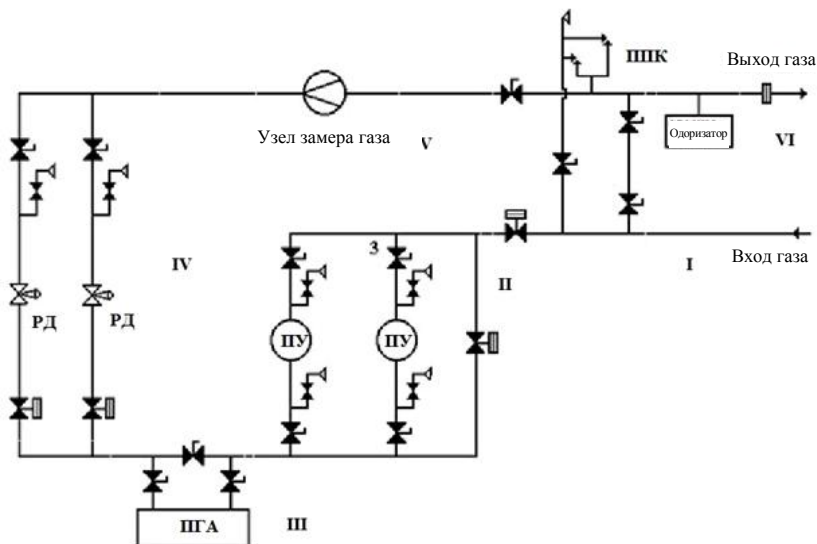


Рис. 31. Технологическая схема ГРС

Узел очистки газа ГРС предназначен для предотвращения попадания механических (твердых и жидких) примесей в технологическое и газорегуляторное оборудование и средства контроля и автоматики ГРС и потребителя.

Узел предотвращения гидратообразования предназначен для предотвращения обмерзания арматуры и образования кристаллогидратов в газопроводных коммуникациях и арматуре.

Узел редуцирования газа предназначен для снижения и автоматического поддержания заданного давления газа, подаваемого потребителю.

Узел учета газа предназначен для учета количества расхода газа с помощью различных расходомеров и счетчиков.

Узел одоризации газа предназначен для добавления в газ веществ с резким неприятным запахом (одорантов). Это позволяет своевременно обнаруживать утечки газа по запаху без специального оборудования.

Для снабжения газом населенных пунктов и промышленных предприятий от магистрального газопровода сооружаются отводы, по которым газ поступает на газораспределительную станцию.

Газ по входному газопроводу – отводу от магистрального газопровода поступает в блок очистки. Далее он направляется в подогреватели. После подогревателей газ поступает на редуцирование (снижение давления) в редуцирующие клапаны (регуляторы давления).

Далее он поступает в расходомерные нитки для замера. На выходе из АГРС он одоризируется. Применяют два типа одоризационных установок – барботажные и капельные, которые обеспечивают подачу одоранта в газопровод в количествах, пропорциональных расходу газа.

Барботажный одоризатор работает по принципу насыщения части отведенного потока газа парами одоранта в барботажной камере. Капельный одоризатор служит для ввода одоранта в газопровод в виде капель или тонкой струи.

Одорированный газ со сниженным давлением подается через распределительные сети коммунальных хозяйств в контрольно-распределительные пункты (КРП), где его давление понижается еще раз, и поступает бытовым или промышленным потребителям.

Каждая ГРС останавливается 1 раз в год для выполнения ремонтно-профилактических работ. Устанавливается порядок допуска на ГРС посторонних лиц и въезда транспорта. При въезде на территорию ГРС должен устанавливаться знак с названием (номером) ГРС, указанием ее принадлежности подразделению и производственному объединению, должности и фамилии лица, ответственного за эксплуатацию ГРС. Именуемая на ГРС охранный сигнализация должна содержаться в исправном состоянии.

На каждую ГРС подразделения должна быть следующая техническая документация:

- акт отвода земельного участка;
- акт приемки газопровода-отвода к ГРС и исполнительная техническая документация;
- схема технического обслуживания газопровода-отвода и ситуационный план местности;
- принципиальные схемы (технологическая, автоматики, управления и сигнализации, электроосвещения, отопления и вентиляции, молниезащиты и заземления и т. п.);

- технический паспорт;
- паспорта на оборудование, приборы и заводские инструкции;
- инструкции по эксплуатации ГРС;
- другая нормативно-техническая документация, установленная объединением.

Непосредственно на ГРС находится следующая документация:

- принципиальная технологическая схема;
- инструкция по эксплуатации ГРС;
- журнал оператора;
- другая документация по усмотрению подразделения.

Основные системы ГРС:

- контроля и автоматики;
- связи и телемеханики;
- электроосвещения, молниезащиты, защиты от статического электричества;
- электрохимзащиты;
- отопления и вентиляции;
- охранной сигнализации;
- контроля загазованности.

ГРС оснащается автоматическими системами контроля, управления и защиты.

Средства связи ГРС с диспетчером линейно-производственного управления магистрального газопровода и потребителем должны быть надежными и обеспечивать бесперебойную работу. Система телемеханики должна передавать информацию о режиме работы ГРС на диспетчерский пункт и обеспечивать контроль, управление, регулирование основных параметров газа и сигнализацию о режиме работы оборудования ГРС.

Электрические сети должны удовлетворять требованиям ПУЭ и правилам пожарной безопасности.

Питание ГРС электроэнергией напряжением 380/220 В должно быть обеспечено по III категории надежности электроснабжения, а при надлежащем технико-экономическом обосновании для ответственного потребителя может быть обеспечено по II категории. Во избежание кратковременного прекращения подачи электроэнергии предусматривают аварийный блок питания.

На ГРС предусматривается рабочее и аварийное освещение. Освещенность рабочих мест во всех помещениях и на открытой

территории должна удовлетворять санитарным нормам. Аварийное освещение на ГРС осуществляется переносным фонарем во взрывобезопасном исполнении или от резервных аккумуляторов. На площадке ГРС должно быть предусмотрено наружное электроосвещение при помощи прожекторов. Прожектора и светильники устанавливаются либо на отдельно стоящих опорах, либо на мачтах молниеприемников. Наружная осветительная аппаратура надежно защищается от попадания атмосферных осадков. Включение и выключение осветительной аппаратуры на территории ГРС производится автоматическим.

Здание ГРС и наружные установки должны быть защищены от прямых ударов молний молниеотводами. Заземлители молниеотводов отделяют от заземлителей других систем. Наружные установки (пылеуловители, свечи, емкости, одоризационные установки) и оборудование внутри здания защищают от вторичных проявлений молний и разрядов статического электричества путем заземления по контуру по I категории.

На ГРС предусматривают комплексную защиту от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимзащиты. В состав электрохимзащиты входят установки электрохимической защиты и контрольно-измерительные пункты.

Температура воздуха в помещениях ГРС должна соответствовать техническим требованиям заводов-изготовителей по эксплуатации оборудования, систем, устройств и приборов, но не ниже +5 °С. Кратность воздухообмена в помещениях ГРС принимается в соответствии с действующими нормами:

- в помещении редуцирования – 3;
- в помещении с приборами, срабатывающими газ – 3;
- в одоризационной – 10;
- в щитовой, операторной и других помещениях с нормальной средой – не нормируется.

Допускается размещение котельной в отдельном помещении единого здания ГРС. При этом перегородка, разделяющая помещения котельной и узла редуцирования, должна быть герметичной, несгораемой, без проемов, с герметизацией трубных проходов.

Выбор систем газоснабжения для сельскохозяйственных объектов

Система газоснабжения – производственный комплекс, состоящий из технологически, организационно и экономически взаимосвязанных и централизованно управляемых производственных и иных объектов, предназначенных для транспортировки, хранения газа и снабжения газом [2].

Выбор системы распределения, давления газа, числа ГРП и принципа построения распределительных газопроводов (кольцевые, тупиковые, смешанные) производят с учетом объемов газопотребления, плотности расположения потребителей, требований по надежности газоснабжения, а также затрат на строительство и эксплуатацию. Выбор площадки для размещения ГРС и ГРП должен обеспечивать максимальное их приближение к центру нагрузок.

Газопроводы газораспределительной системы в зависимости от рабочего (избыточного) давления транспортируемого газа подразделяются:

- на газопроводы высокого давления I категории – при рабочем давлении газа: свыше 0,6 до 1,2 МПа – для природного газа и газоз воздушных смесей; до 1,6 МПа – для СУГ;
- газопроводы высокого давления II категории – при рабочем давлении газа свыше 0,3 до 0,6 МПа;
- газопроводы среднего давления – при рабочем давлении газа свыше 500 даПа до 0,3 МПа;
- газопроводы низкого давления – при рабочем давлении газа до 500 даПа.

Классификация газопроводов, входящих в систему газоснабжения согласно ТКП [3] представлена в табл. 1.

Распределительными следует считать наружные газопроводы, обеспечивающие подачу газа от источников газоснабжения до газопроводов-вводов, а также газопроводы высокого и среднего давления, предназначенные для подачи газа к одному объекту (ГРП, промышленное предприятие, котельная и т. п.).

Межпоселковыми газопроводами следует считать распределительные газопроводы, прокладываемые вне территории населенных пунктов.

Классификация газопроводов системы газоснабжения

Газопроводы	Классификационный показатель
Наружные (уличные, внутриквартальные, межцеховые) и внутренние (расположенные внутри зданий и помещений)	Местоположение относительно планировки населенных пунктов
Подземные (подводные), надземные (надводные), наземные	Местоположение относительно поверхности земли
Распределительные, газопроводы-вводы, продувочные, сбросные, импульсные, а также межпоселковые	Назначение в системе газоснабжения
Высокого давления I категории, высокого давления II категории, среднего давления, низкого давления	Давление газа
Металлические (стальные, медные и др.) и неметаллические (полиэтиленовые и др.)	Материал труб
Природного газа, попутного газа и СУГ	Вид транспортируемого газа

Газ в сельской местности расходуется на хозяйственные (приготовление пищи и нагрев воды в жилых домах), коммунально-бытовые (бани, прачечные, общественные, лечебные, детские и прочие учреждения) нужды, отопление и вентиляцию жилых, общественных и производственных сельскохозяйственных зданий и сооружений, а также для технологических целей.

Наиболее крупные потребители газа в сельскохозяйственном производстве – тепличные комбинаты, птицеводческие и животноводческие предприятия, где газ используется для обогрева помещений, подогрева воды, приготовления кормов.

Проектируемые газораспределительные системы должны обеспечивать бесперебойное и безопасное снабжение газом потребителей, а также возможность оперативного отключения отдельных участков

системы и потребителей газа [3]. Суммарная величина потребления газа за год различными потребителями является основой для разработки систем газоснабжения.

Газоснабжение сельских населенных пунктов может осуществляться от централизованных систем при наличии природного газа, и от децентрализованных – при использовании СУГ.

При снабжении *природным газом* могут быть приняты следующие системы:

- 1-ступенчатая, при которой газ подают потребителям по газопроводам одного давления;

- 2-ступенчатая, при которой газ подают потребителям по газопроводам двух давлений: высокого – до 0,6 МПа (или среднего – до 0,3 МПа) и низкого – до 500 даПа.

При снабжении *сжиженным газом* применяют индивидуальные газобаллонные установки, а также групповые установки, состоящие из подземных резервуаров.

Выбор системы газоснабжения зависит, как указывалось выше, от многих факторов:

- объема газопотребления и плотности застройки сельского населенного пункта;

- местоположения источника газоснабжения;

- наличия и размещения производственной зоны.

Принятая система газоснабжения должна быть технико-экономически обоснована.

1. Наибольшее распространение в сельских населенных пунктах получили **2-ступенчатые системы**, в которых газ под давлением 0,3...0,6 МПа подается по газопроводам 1 ступени крупным сельскохозяйственным потребителям, отопительным котельным и ГРП. Через ГРП он поступает в газопроводы низкого давления (2-я ступень) и затем в жилые дома, коммунально-бытовые предприятия и на сельскохозяйственное производство.

2. При небольшом объеме газопотребления с низкой плотностью застройки широко используют **1-ступенчатые системы газоснабжения среднего давления**. Они позволяют снизить металлоемкость, создать благоприятные условия для сжигания газа и повысить КПД газовых приборов. Основным элементом такой системы является домовый регулятор давления. Согласно нормам проектирования [3]

газоснабжение жилых домов в городах и сельских населенных пунктах следует, как правило, осуществлять от газопроводов среднего давления с применением комбинированных домовых регуляторов давления.

3. 1-ступенчатые системы газоснабжения низкого давления применяют лишь в небольших поселках, расположенных вблизи ГРС. Редко используют сети низкого давления для транспортирования транзитного газа.

Система газоснабжения со шкафным ГРП и газораспределительной сетью низкого давления более экономична по сравнению с ГРП, расположенным в отдельно стоящем здании.

Шкафные ГРП следует предусматривать для газоснабжения:

- населенных пунктов в сельской местности;
- сельскохозяйственных агрегатов и других потребителей;
- кварталов (районов) жилой застройки.

При выборе системы газоснабжения на сжиженном газе руководствуются следующими положениями:

– индивидуальные газобаллонные установки целесообразно применять при жилой застройке малоквартирными домами. При этом предпочтение отдается установкам, расположенным в помещении. Наружные газобаллонные установки применяются в том случае, если внутреннее расположение невозможно;

– для жилых домов более двух этажей, многосекционных зданий применяются резервуарные установки.

Система газоснабжения выбирается исходя из технико-экономического сопоставления различных вариантов.

При сравнении необходимо учитывать весь энергетический цикл – от добычи энергоресурсов, их транспортирования, внутрипоселкового распределения до получения конечной продукции (теплоты), а также весь топливный баланс сельского населенного пункта.

Гидравлический расчет наружных газопроводов

Согласно ТКП [3] гидравлический расчет газопроводов следует выполнять, как правило, на электронно-вычислительной машине с оптимальным распределением расчетной потери давления между участками сети.

Расчетные потери давления в газопроводах высокого и среднего давления принимают исходя из максимального использования давления в газопроводе и обеспечения бесперебойного газоснабжения всех потребителей в часы максимального потребления газа.

Расчетные потери давления газа в распределительных газопроводах низкого давления принимают не более 180 даПа. Распределение потери давления между уличными, внутриквартальными, вводами и внутренними газопроводами следует принимать: суммарная потеря давления газа от ГРП или другого регулирующего устройства до наиболее удаленного прибора – 180 даПа, в том числе в уличных и внутриквартальных газопроводах – 120 даПа, во вводах и внутренних – 60 даПа.

В тех случаях, когда газоснабжение СУГ является временным (с последующим переводом на снабжение природным газом), газопроводы проектируют из условия возможности их использования в будущем на природном газе. При этом количество газа определяют как эквивалентное (по теплоте сгорания) расчетному расходу СУГ.

Значения расчетной потери давления газа при проектировании газопроводов всех давлений для промышленных, сельскохозяйственных, бытовых предприятий и учреждений коммунального хозяйства принимаются в зависимости от давления газа в месте подключения с учетом технических характеристик принимаемых к установке газовых горелок, устройств автоматики безопасности и автоматики регулирования технологического режима тепловых агрегатов.

Падение давления в местных сопротивлениях (колена, тройники, запорная арматура и др.) допускается учитывать путем увеличения расчетной длины газопроводов на 5–10 %.

Гидравлический расчет газопроводов паровой фазы СУГ следует выполнять в соответствии с указаниями по расчету газопроводов природного газа соответствующего давления.

Гидравлический расчет кольцевых сетей газопроводов следует выполнять с увязкой давлений газа в узловых точках расчетных колец при максимальном использовании допустимой потери давления газа. Неувязка потерь давления в кольце допускается до 10 %.

При выполнении гидравлического расчета надземных и внутренних газопроводов с учетом степени шума, создаваемого движением газа, следует принимать скорости движения газа не более 7 м/с для газопроводов низкого давления, 15 м/с – для газопроводов среднего давления, 25 м/с – для газопроводов высокого давления.

Особенности расчета газопроводов:

– давление по длине трубопровода падает, что приводит к уменьшению плотности газа. Только газопроводы низкого давления можно рассчитывать, предполагая, что по ним движется несжимаемая жидкость;

– движение газа по трубопроводам принимается изотермическим, а его температура – равной температуре грунта, в который уложен газопровод;

– движение газа является нестационарным (переменность режимов работы компрессорных станций, потребления газа), но этим пренебрегают, считая, что расход постоянен.

Основное уравнение для расчета распределительных газопроводов среднего и высокого давлений имеет вид

$$P_n^2 - P_k^2 = 1,62 \lambda \frac{Q_o^2}{d^5} \rho_o P_o l, \quad (14)$$

где P_n , P_k – начальное и конечное давление в газопроводе, Па;

λ – коэффициента трения.

Q_o – объемный расход, приведенный к нормальным условиям, м³/ч;

d – диаметр газопровода, мм;

ρ_o – плотность газа, приведенная к нормальным условиям, кг/м³;

P_o – абсолютное давление газа, приведенное к нормальным условиям, Па;

l – длина участка, м.

Коэффициента трения λ зависит от режима движения газа:
– в области ламинарного режима при величинах $Re < 2000$

$$\lambda = \frac{64}{Re};$$

– в переходной (критической) области при величинах $2000 < Re < 4000$

$$\lambda = 0,025 \sqrt[3]{Re};$$

– при турбулентном режиме при величинах $Re > 4000$

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k_s}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}.$$

Уравнение для расчета распределительных газопроводов низкого давления:

$$P_n^2 - P_k^2 = 0,81 \lambda \frac{Q_o^2}{d^5} \rho_o l. \quad (15)$$

Наружные системы газоснабжения не имеют аккумулирующих емкостей, а емкость самих газовых сетей очень мала. Поэтому существует жесткая связь между подачей газа в населенный пункт и расходом его потребителями. Если потребление окажется меньше подачи, сети не примут лишний газ. Если же потребление будет больше подачи, тогда начнет падать давление газа в сетях и будет нарушено нормальное газоснабжение. Поэтому пропускную способность газовых сетей необходимо рассчитывать на пиковые, максимально-часовые расходы газа.

Максимально часовые расходы для газопроводов определяются по годовым расходам и коэффициентам неравномерности потребления.

Годовые расходы газа для жилых домов, предприятий бытового обслуживания населения, общественного питания, предприятий по производству хлеба и кондитерских изделий, а также для учреждений здравоохранения следует определять по нормам расхода теплоты [3], приведенным в табл. 2.

Таблица 2

Нормы расхода теплоты для различных категорий потребителей

Потребители газа	Показатель потребления газа	Норма расхода теплоты, МДж
Жилые дома		
При наличии в квартире газовой плиты и централизованного горячего водоснабжения (ГВС) при газоснабжении: природным газом СУГ	1 чел. в год	2800
	То же	2540
При наличии в квартире газовой плиты и газового водонагревателя (при отсутствии централизованного ГВС) при газоснабжении: природным газом СУГ	1 чел. в год	8000
	То же	7300
При наличии в квартире газовой плиты и отсутствии централизованного ГВС и газового водонагревателя при газоснабжении: природным газом СУГ	1 чел. в год	4600
	То же	4240
Предприятия бытового обслуживания населения		
Фабрики-прачечные: стирка белья в механизированных прачечных стирка белья в немеханизированных прачечных с сушильными шкафами стирка белья в механизированных прачечных, включая сушку и глажение	1 т сухого белья	8800
	То же	12 600
	То же	18800
Бани: мытьё без ванн мытьё в ваннах	1 помывка	40
	То же	50

Потребители газа	Показатель потребления газа	Норма расхода теплоты, МДж
Предприятия общественного питания		
Столовые, рестораны, кафе: приготовление обедов (вне зависимости от пропускной способности предприятия) приготовление завтраков или ужинов	1 обед	4,2
	1 завтрак/ужин	2,1
Учреждения здравоохранения		
Больницы, родильные дома: приготовление пищи приготовление горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд и лечебных процедур (без стирки белья)	1 койка в год	3200
	То же	9200
Предприятия по производству хлеба и кондитерских изделий		
Хлебозаводы, комбинаты, пекарни: выпечка формового хлеба выпечка подового хлеба, батонов и т. д. выпечка кондитерских изделий	1 т изделий	2500
	То же	5450
	То же	7750

Нормы расхода газа для потребителей, не перечисленных в табл. 2, принимают по нормам расхода других видов топлива или по данным фактического расхода используемого топлива с учетом КПД при переходе на газовое топливо.

При применении газа для лабораторных нужд школ, вузов, колледжей и других специальных учебных заведений норму расхода теплоты следует принимать в размере 50 МДж в год на одного обучающегося.

При составлении проектов генеральных планов городов и других населенных пунктов допускается принимать укрупненные показатели потребления газа, м³/год на 1 чел., при теплоте сгорания газа 34 МДж/м³:

100 – при наличии централизованного горячего водоснабжения;

250 – при горячем водоснабжении от газовых водонагревателей;

125 (165 в сельской местности) – при отсутствии горячего водоснабжения.

Годовые расходы газа на нужды предприятий торговли, предприятий бытового обслуживания непроизводственного характера и т. п. принимают в размере до 5 % суммарного расхода теплоты на жилые дома, приведенного в табл. 2.

Годовые расходы газа на технологические нужды промышленных и сельскохозяйственных предприятий определяют по данным топливопотребления (с учетом изменения КПД при переходе на газовое топливо) этих предприятий с перспективой их развития или на основе технологических норм расхода топлива (теплоты).

Годовые расходы теплоты на приготовление кормов и подогрев воды для животных следует принимать по табл. 3.

Таблица 3

Нормы расхода теплоты на содержание животных

Назначение расходуемого газа	Домашнее животное	Норма расхода теплоты на нужды животных, МДж
Приготовление кормов для животных с учетом запаривания грубых кормов, корнеплодов и клубнеплодов	1 лошадь	1700
	1 корова	8400
	1 свинья	4200
Подогрев воды для питья и санитарных целей	1 животное	420

Объекты газораспределительной системы и газопотребления городов и других населенных пунктов следует рассчитывать на максимальный часовой расход газа на период, определенный в утвержденных генеральных планах, а при их отсутствии – в региональных планах развития промышленности, коммунально-бытового и сельскохозяйственного производства, разработанных органами местного самоуправления и др.

Максимальный расчетный часовой расход газа Q_d^h , м³/ч, при 0 °С и абсолютном давлении газа 0,1 МПа на хозяйственно-бытовые и производственные нужды следует определять как долю годового расхода по формуле

$$Q_d^h = K_{\max}^h Q_y, \quad (16)$$

где K_{\max}^h – коэффициент часового максимума (коэффициент перехода от годового расхода к максимальному часовому расходу газа);

Q_y – годовой расход газа, м³/год.

Коэффициент часового максимума расхода газа следует принимать дифференцированно по каждому району газоснабжения, сети которого представляют самостоятельную систему, гидравлически не связанную с системами других районов.

Значения коэффициентов часового максимума расхода газа на хозяйственно-бытовые нужды, в зависимости от численности населения, снабжаемого газом, приведены в табл. 4; для бань, прачечных, предприятий общественного питания и предприятий по производству хлеба и кондитерских изделий – в табл. 5.

Расчетный часовой расход газа для предприятий различных отраслей промышленности и предприятий бытового обслуживания производственного характера (за исключением предприятий, приведенных в табл. 5) следует определять по данным топливопотребления (с учетом изменения КПД при переходе на газовое топливо) или по формуле (16), исходя из годового расхода газа с учетом коэффициентов часового максимума по отрасли промышленности, приведенных в ТКП 45-4.03-267–2012 (приложение Б) [3].

Таблица 4

Значения коэффициентов часового максимума расхода газа на хозяйственно-бытовые нужды

Число жителей, снабжаемых газом, тыс. чел.	Коэффициент часового максимума расхода газа (без отопления) K_{\max}^h
1	1/1800
2	1/2000
3	1/2050
5	1/2100
10	1/2200
20	1/2300
30	1/2400

Число жителей, снабжаемых газом, тыс. чел.	Коэффициент часового максимума расхода газа (без отопления) K_{\max}^h
40	1/2500
50	1/2600
100	1/2800
300	1/3000
500	1/3300
750	1/3500
1000	1/3700
2000 и более	1/4700

Таблица 5

Значения коэффициентов часового максимума расхода газа для различных категорий потребителей

Предприятия	Коэффициент часового максимума расхода газа K_{\max}^h
Бани	1/2700
Прачечные	1/2900
Общественного питания	1/2000
По производству хлеба и кондитерских изделий	1/6000

Для отдельных жилых домов и общественных зданий расчетный часовой расход газа Q_d^h , м³/ч, следует определять по сумме номинальных расходов газа газовыми приборами с учетом коэффициента одновременности их действия по формуле (16):

$$Q_d^h = \sum_{i=1}^m K_{\text{sim}} q_{\text{nom}} n_j, \quad (17)$$

где $\sum_{i=1}^m$ – сумма произведений значений K_{sim} , q_{nom} и n_j от i до m ;

K_{sim} – коэффициент одновременности, значение которого следует принимать для жилых домов, как приведено в табл. 6;

$q_{\text{ном}}$ – номинальный расход газа прибором или группой приборов, принимаемый по паспортным данным или техническим характеристикам приборов, м³/ч;

n_j – количество однотипных приборов или групп приборов;

m – количество типов приборов или групп приборов.

Таблица 6

Значения коэффициентов часового максимума расхода газа на хозяйственно-бытовые нужды

Число квартир	Коэффициент одновременности K_{sim} в зависимости от установки в жилых домах газового оборудования			
	Плита 4-конфорочная	Плита 2-конфорочная	Плита 4-конфорочная и газовый проточный водонагреватель	Плита 2-конфорочная и газовый проточный водонагреватель
1	1	1	0,700	0,750
2	0,650	0,840	0,560	0,640
3	0,450	0,730	0,480	0,520
4	0,350	0,590	0,430	0,520
5	0,290	0,480	0,400	0,375
6	0,280	0,410	0,392	0,360
7	0,274	0,360	0,370	0,345
8	0,265	0,320	0,360	0,335
9	0,258	0,289	0,345	0,320
10	0,254	0,263	0,340	0,315
15	0,240	0,242	0,300	0,275
20	0,235	0,230	0,280	0,260
30	0,231	0,218	0,250	0,235
40	0,227	0,213	0,230	0,205
50	0,223	0,210	0,215	0,193
60	0,220	0,207	0,203	0,186
70	0,217	0,205	0,195	0,180
80	0,214	0,204	0,192	0,175
90	0,212	0,203	0,187	0,171
100	0,210	0,202	0,185	0,163
400	0,180	0,170	0,150	0,135

Значение коэффициента одновременности для емкостных водонагревателей, отопительных котлов или отопительных печей рекомендуется принимать равным 0,85 независимо от числа квартир.

Годовые и расчетные часовые расходы теплоты на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения следует определять в соответствии с требованиями ТКП 45-4.02-182, СНБ 4.02.01 и СНиП 2.04.01.

Формулы для расчета тепловых мощностей систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения приведены в разделах 2.2, 2.3 [5].

Расчетные часовые расходы газа на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения определяются с учетом КПД газоиспользующего агрегата:

$$Q^h = 3600 \frac{\Phi_o + \Phi_v + \Phi_{гв}^{cp}}{\eta Q_n}, \quad (18)$$

где $\Phi_o, \Phi_v, \Phi_{гв}^{cp}$ – тепловые мощности систем отопления и вентиляции, средняя тепловая мощность системы горячего водоснабжения, кВт;

η – КПД газоиспользующего агрегата;

Q_n – теплота сгорания газа, кДж/м³.

Гидравлические режимы работы распределительных газопроводов низкого, среднего и высокого давления необходимо принимать из условий создания при максимально допустимых потерях давления газа наиболее экономичной и надежной в эксплуатации системы, обеспечивающей устойчивость работы ГРП и ГРУ, а также работы горелок потребителей.

Расчетные внутренние диаметры газопроводов необходимо определять гидравлическим расчетом из условия обеспечения бесперебойного газоснабжения всех потребителей в часы максимального потребления газа.

Примеры расчета расхода газа для сосредоточенных потребителей

Пример 1

Определить максимальный расчетный расход газа для хлебозавода при выпечке 1250 т хлебобулочных изделий и 40 т кондитерских

изделий в год. Используется газ с теплотворной способностью $Q_n = 35,9 \text{ МДж/м}^3$.

Решение

На хлебозаводе газ используется для выпечки хлебобулочных и кондитерских изделий. Нормативный расход газа зависит от вида изделия (табл. 2). Принимаем, что выпечка формового хлеба составляет 30 % от общего количества хлебобулочных изделий.

Тогда на выпечку формового хлеба затрачивается газа

$$Q_{\text{ф}} = (1250 \cdot 0,3 \cdot 2500) / 35,9 = 26114 \text{ м}^3/\text{год}.$$

На выпечку подового хлеба и булочных изделий затрачивается газа

$$Q_{\text{п}} = (1250 \cdot 0,7 \cdot 5450) / 35,9 = 132834 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Итого на выпечку хлебобулочных изделий затрачивается газа

$$26114 + 132834 = 158948 \text{ м}^3/\text{год}.$$

На выпечку кондитерских изделий затрачивается газа

$$Q_{\text{к}} = (40 \cdot 7750) / 35,9 = 8635 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Всего на хлебозаводе расходуется газа

$$158948 + 8635 = 167583 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Максимальный расчетный часовой расход газа составляет

$$Q_d^h = 1/6000 \cdot 167583 = 27,9 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Пример 2

Определить максимальный расчетный расход природного газа для приготовления пищи в поселке на 1000 человек, при условии, что в квартирах жителей установлены газовые плиты, и снабжение горячей водой осуществляется от централизованной системы горячего водоснабжения. Используется газ с теплотворной способностью $Q_n = 35900 \text{ кДж/м}^3$.

Решение

Годовой расход газа для жилых домов определим по нормам расхода теплоты, приведенным в табл. 2:

$$Q_{\text{пос}} = (1000 \cdot 2800) / 35,9 = 78000 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Максимальный расчетный часовой расход газа составляет

$$Q_d^h = 1 / 3700 \cdot 78\,000 = 21,1 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Варианты заданий для решения задач

1. Определить максимальный расчетный расход газа для хлебопечки при выпечке хлебобулочных и кондитерских изделий с заданной долей выпечки формового хлеба. Используется газ с теплотворной способностью $Q_H = 35,9 \text{ МДж/м}^3$.

Изделия	Вариант									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Хлебобулочные, т	150	200	300	400	600	800	900	1000	1100	1200
Кондитерские, т	30	50	80	90	60	70	20	100	60	70
Доля выпечки формового хлеба, %	25	35	30	10	30	40	25	35	40	25

2. Определить максимальный расчетный расход природного газа для приготовления пищи в поселке при заданном числе жителей, а также на отопительную котельную, обеспечивающую покрытие нужд отопления, вентиляции и горячего водоснабжения поселка. Используется газ с теплотворной способностью $Q_H = 35,9 \text{ МДж/м}^3$.

Количество	Области по вариантам									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Брестская	Витебская	Гомельская	Гродненская	Минская	Могилевская	Брестская	Витебская	Гомельская	Минская
n, чел.	400	500	600	700	800	900	1000	800	700	600

Гидравлический расчет газопроводов котельной

Гидравлический расчет производится после решения вопроса о прокладке газопроводов и выборе места для размещения ГРУ.

При поступлении к котлам газа низкого давления используется методика расчета тупиковых систем газоснабжения низкого давления. Если же для сжигания используется газ среднего давления, то расчету газопроводов предшествует расчет горелочного устройства с целью выявления величины рабочего давления газа перед горелкой (P_k).

По величине P_k определяют величину давления в начале участка (P_n) для принятого диаметра газопровода по следующей формуле:

$$P_n^2 = P_k^2 + 14,5 \cdot 10^{-3} \left(\frac{K_s}{D} + 1922 \frac{n D}{V} \right)^{0,26} \frac{V}{D^5} \rho_0 l, \quad (19)$$

где K_s – эквивалентная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, см;

n – коэффициент кинематической вязкости газа, м²/с;

D – внутренний диаметр газопровода, см;

V – расчетный объемный расход газа на участке, м³/ч;

l – длина участка, м.

При определении расчетного расхода газа на котельную учитываются условия газоснабжения квартир: если в квартирах жилых домов устанавливается только газовая плита, то расход газа на котельную складывается из суммы расходов на отопление и горячее водоснабжение; при установке газовых плит и водонагревателей расчетный расход определяется расходом газа на нужды отопления жилых и общественных зданий, а также на вентиляцию общественных зданий.

Максимальный часовой расход газа на отопление жилых и общественных зданий определяется по формулам

$$V_{\text{ж}}^{\circ} = \frac{\Phi_{\text{ж}}^{\circ}}{Q_n}; \quad V_{\text{общ}}^{\circ} = \frac{\Phi_{\text{общ}}^{\circ}}{Q_n}, \quad (20)$$

где $\Phi_{\text{ж}}^{\circ}$; $\Phi_{\text{общ}}^{\circ}$ – тепловая мощность систем отопления жилых и общественных зданий (рассчитывается по укрупненным показателям), кВт;

Q_n – низшая теплота сгорания газа, кДж/м³.

Максимальный часовой расход газа на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий:

$$V_{гв} = \frac{(2 \div 2,4) \Phi_{гв}^{cp}}{Q_n}, \quad 21)$$

где $\Phi_{гв}^{cp}$ – средняя тепловая мощность системы горячего водоснабжения, кВт.

Для сельских населенных пунктов расход газа может быть определен по укрупненным данным, отраженным в нормативной документации.

Расход газа на технологические нужды производственных предприятий может быть определен на основании теплотехнического расчета, либо по удельным показателям расхода газа на единицу выпускаемой продукции, либо по тепловой мощности установки на основании паспортных характеристик.

Для расчета газопроводов низкого и среднего давлений используются вспомогательные таблицы и номограммы, приведенные в приложении.

Диаметры газопроводов в котельной выбираются таким образом, чтобы потери давления в них составляли не более 50...60 % от расчетного номинального давления газа перед горелкой.

Диаметры продувочных газопроводов назначают конструктивно.

Пример гидравлического расчета газопроводов

Пример 1

Произвести гидравлический расчет газопроводов в котельной (рис. 32) для газоснабжения четырех котлов с расходом газа каждым из них $V_k = 112 \text{ м}^3/\text{ч}$; $\rho_0 = 0,8 \text{ кг/м}^3$.

Решение

Первым расчетным участком назначается участок газопровода от точки разделения потока газа к котлам до задвижки перед горелкой у котла 1.

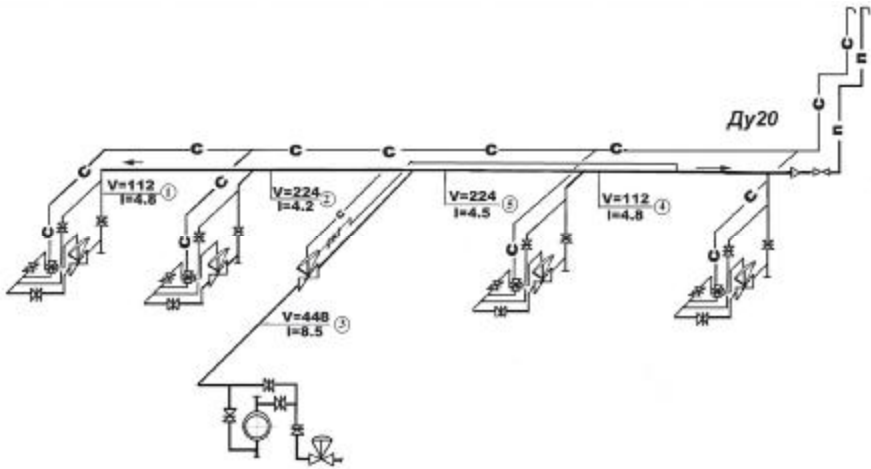


Рис. 32. Расчетная схема газопроводов котельной

За основное направление газа в обвязке котла принимается путь его движения через регулятор расхода газа. Диаметр обводного участка газопровода принимается равным диаметру расчетного участка l . Он, в свою очередь, должен быть не менее диаметра коллектора горелки.

Производим гидравлический расчет и данные записываем в табл. 7.

Таблица 7

Гидравлический расчет трубопроводов в котельной

№	l , м	V , м ³ /ч	D_y , мм	$\sum \zeta$	l_s , м	$l_{np} = l + l_s$, м	R^T , Па/м	$R = R^T \frac{\rho_o}{\rho_T}$, Па/м	Rl_{np} , Па	$\sum Rl_{np}$, Па
1	4,8	112	80	2,65	7,3	12,1	3,9	4,27	57	57
2	4,2	224	100	1,5	5,5	12,6	5,6	6,1	77	134
3	8,6	448	125	1,35	9,4	18,0	6,7	7,34	132	266

Длину расчетного участка l определяем с учетом внешних размеров котла и условий монтажа газопроводов, длины всех последующих участков принимаем также из плана и разреза котельной.

Потери давления в местных сопротивлениях в данном случае также определяем по суммарной величине соответствующих им коэффициентов [4]. Так, на участке 1 учитываем:

четыре отвода гнутых – $\zeta = 0,3 \cdot 4 = 1,2$;

три задвижки – $\zeta = 0,15 \cdot 3 = 0,45$;

тройник на проходе – $\zeta = 1,0$;

$$\sum \zeta = 2,65.$$

Потери давления в регуляторе расхода газа составляют примерно 80 Па и могут быть учтены в конце гидравлического расчета системы.

По участку 2 направляется поток газа для двух котлов, по участку 3 – для четырех котлов. Коэффициент местного сопротивления тройника на ответвлении $\zeta = 1,5$.

Участок 3 берет начало от регулятора давления газа. Расчетным является направление потока газа через счетчик, следовательно, на участке 3 учитываем три задвижки $\zeta = 3 \cdot 0,15 = 0,45$; три отвода $\zeta = 3 \cdot 0,3 = 0,9$; $\sum \zeta = 1,35$.

Потери давления на участках 4 и 5 будут равны потерям давления на участках 1 и 2, так как в данном случае равны их нагрузки и протяженность. При других условиях необходимо произвести гидравлический расчет всех ответвлений с соответствующей их увязкой по потерям давления.

Диаметры ответвлений к котлам принимаются одинаковые при одинаковой тепловой мощности котлов.

Гидростатическим давлением в участках системы можно пренебречь ввиду незначительной протяженности вертикальных участков.

Определяем потери давления в принятом к установке газовом счетчике РГ-600:

$$\Delta P_{\text{сч}} = \Delta P_{\text{в}} \frac{\rho_{\text{о}}}{\rho_{\text{в}}},$$

где $\Delta P_{\text{в}}$ – потери давления в счетчике при отсчете объемов воздуха с учетом фактической его загрузки по отношению к пропускной способности, Па.

В расчетном режиме счетчик будет загружен на 75 % его возможной номинальной пропускной способности $\frac{448}{600} 100 = 75 \%$, чему соответствуют потери давления $\Delta P_{\text{в}} = 220$ Па.

Действительные потери давления в счетчике:

$$\Delta P_{\text{сч}} = 220 \frac{0,8}{1,293} = 136 \text{ Па.}$$

Суммарные потери давления в системе газоснабжения с учетом потерь в регуляторе расхода газа составляют

$$\Delta P = 266 + 80 + 136 = 482 \text{ Па.}$$

Варианты заданий для решения задачи

1. Произвести гидравлический расчет газопроводов котельной (рис. 32). Расположение котлов по отношению к газопроводу, идущему от ГРУ, принять по заданию. Плотность газа $\rho_0 = 0,8 \text{ кг/м}^3$.

Показатель	Вариант									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Количество котлов, шт.	1	2	3	4	5	6	5	4	3	2
Расход газа одним котлом, м ³ /ч	150	140	130	120	110	100	90	80	70	60
Расположение котлов относительно газопровода ГРУ	Один справа	Два справа	Один справа	Два справа	Два справа	Три справа	Три справа	Три справа	Один справа	Один справа

Учет расхода газа бытовыми приборами. Компоновочные решения установки

Учет расхода газа предусматривается по всем потребителям независимо от объемов газопотребления и ведомственной принадлежности с помощью стационарных средств измерения и измерительных систем, разрешенных к применению в установленном порядке.

Бытовые приборы учета газа должны обеспечивать осуществление расчетов между газоснабжающей организацией и потребителями газа.

Установка газовых счетчиков предусматривается на вводном газопроводе низкого давления с соблюдением нормативных ограничений.

При газоснабжении многоквартирных жилых домов, как и для домов индивидуальной застройки, учет расхода газа производится поквартирно.

Из газопотребляющих приборов в каждой квартире имеется плита, поэтому выбор счетчика газа для поквартирного учета определяется максимальным газопотреблением 4-горелочной плиты с духовым шкафом. В зависимости от типа плиты максимальный расход газа составляет 1,2–1,6 м³/ч.

Если в квартире установлен проточный водонагреватель, то его максимальный расход составляет 2,1–2,9 м³/ч.

Для серийно выпускаемых отопительных агрегатов, а также для аппаратов двухфункционального назначения – отопления и горячего водоснабжения – максимальный расход газа может быть в пределах 2,2–3 м³/ч.

Исходя из этих расходов, применяются газовые счетчики, основные технические характеристики которых приведены в табл. 8.

Указанные домовые счетчики при большом расходе газа (более 10–15 м³/ч) устанавливать на индивидуальный жилой дом нецелесообразно.

Варианты установки счетчиков могут быть следующие: внутри дома (на кухне) и снаружи на стене дома.

Таблица 8

Технические характеристики бытовых счетчиков газа

Техническая характеристика	Величина					
	СГД-3ТГ4 левый (правый) с термокомпенсатором (уличный)	СГД-3ТГ6 левый (правый) с термокомпенсатором (уличный)	«Берестье» Г 1,6 Типоразмер (правый, левый)	«Берестье» Г 2,5 Типоразмер (правый, левый)	СГМ-1,6 малогабаритный	СГМ-4 малогабаритный
Максимальный расход, м ³ /ч	6	10	2,5	4	1,6	4
Номинальный расход, м ³ /ч	4	6	1,6	2,5	–	–
Минимальный расход, м ³ /ч	0,04	0,06	0,016	0,025	0,030	0,04
Диапазон рабочих температур, °С	–90	–90	–40+50	–40+50	–10+50	–10+50
Максимальное рабочее давление, кПа	60	60	10	10	5	5
Погрешность счетчика, %	±1,5/+3	±1,5/+3	±1,5/+3	±1,5/+3	±1,5	±1,5/+2,5
Гарантийный срок службы, лет	20	20	20	20	12	12
Вес, кг	3,8(4,4)	3,8(4,4)	2,3	2,3	0,6	0,8
Материал корпуса	Алюминий					
Габариты, мм:						
высота Н	265	265	200	200	110	120
толщина Д	185	185	170	170	79	84
ширина Ш	250	250	225	225	79	90

Компоновочные решения установки счетчиков газа внутри помещения

При размещении внутри помещения газовый счетчик обычно устанавливается на кухне. Счетчики могут также устанавливаться в нежилых помещениях, примыкающих к кухням: коридорах, передних и т. д. Место установки счетчика должно исключать возможность его повреждения от механических воздействий, быть удобным для осмотра и снятия показаний.

Газовый счетчик внутри помещений следует устанавливать на высоте не менее 0,5 м от пола до низа прибора и на расстоянии по горизонтали от края бытового прибора учета расхода газа до оси ближайшей горелки газовой плиты не менее 0,4 м.

Преимущественно следует устанавливать газовые счетчики, имеющие возможность их применения в системах дистанционного сбора информации о количестве потребленного газа.

Рекомендации по размещению узлов поквартирного учета расхода газа следующие:

– перед входным штуцером газового счетчика должно устанавливаться отключающее устройство (кран);

– газовый счетчик рекомендуется устанавливать возле газового стояка на отводе к плите. Место установки и габариты монтажного узла счетчика должны занимать минимальный полезный объем помещения;

– газовые счетчики размещаются, как правило, на капитальных стенах на высоте 1,3 м от пола до низа прибора;

– место размещения счетчика на кухне определяется в основном взаиморасположением газового стояка, плиты и водонагревателя (рис. 33). Наиболее предпочтителен вариант размещения, когда газовый счетчик находится слева от плиты. В этом случае снижаются до минимума габариты монтажного узла за счет размещения прибора между стояком и стеной, монтаж прост и наименее трудоемок (рис. 34). Возможны и другие варианты установки газовых счетчиков.

Перечень основных элементов схем установки газовых счетчиков СГД-3ТГ6 в помещениях приведен в табл. 9.

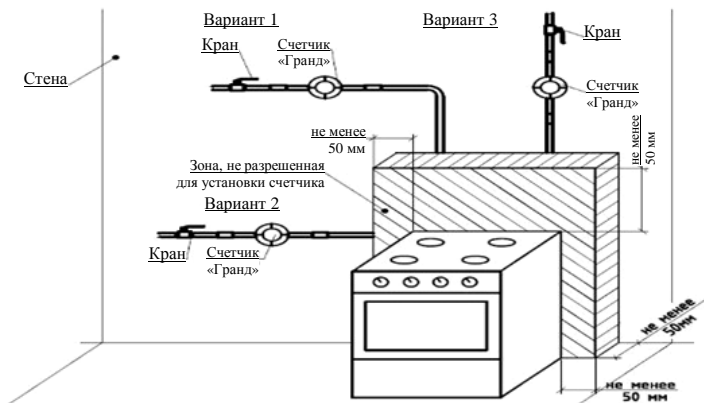


Рис. 33. Возможные варианты установки газового счетчика

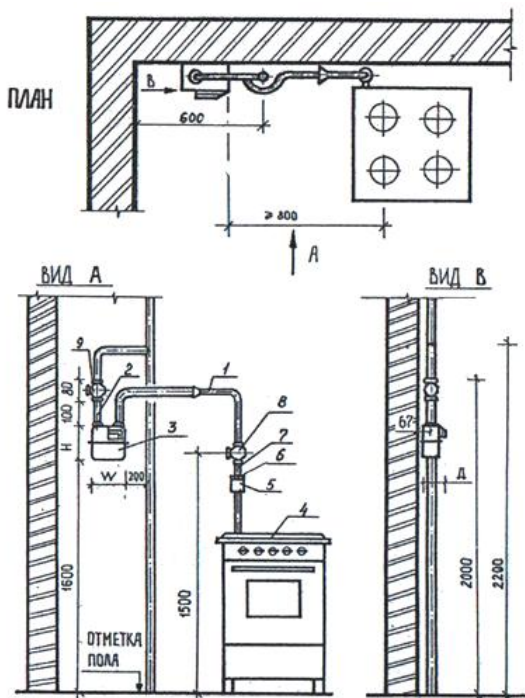


Рис. 34. Установка газового счетчика слева от плиты

Перечень основных элементов схем установки
газовых счетчиков внутри помещения

№ п/п	Наименование
1	Труба
2	Патрубок
Стандартные изделия	
3	Счетчик квартирный газовый СГД-3ТГ6
4	Плита газовая бытовая
5	Муфта Д _у 15 ГОСТ 8966–75
6	Контргайка Д _у 15 ГОСТ 8966–75
7	Сгон Д _у 15 ГОСТ 8969–75
8	Кран Д _у 15 ТУ 26-07-1396–87
9	Кран Д _у 20 ТУ 26-07-1396–87

Установка газового счетчика на стене дома

При размещении счетчика снаружи помещения он устанавливается на стене дома. При этом необходимо руководствоваться нормативными расстояниями до оконных или дверных проемов, принятыми для газопроводов низкого давления.

При установке счетчика снаружи на стене жилого дома высота установки должна быть не менее 1,4 м от земли до низа защитного кожуха, а расстояние по горизонтали – 0,5 м от края кожуха до дверного или оконного проема.

При наружном размещении газового счетчика для его защиты применяют защитный кожух. Конструкция кожуха должна обеспечивать доступность и удобство при обслуживании счетчика. Возможна установка в специально предусмотренных запирающихся нишах в стене зданий.

При размещении счетчика внутри защитного кожуха в этом же кожухе устанавливается отключающее устройство (до счетчика) и изолирующее фланцевое соединение.

Компоновочное расположение газовых счетчиков при различных схемах газоснабжения приведено в примерах.

Пример 1

Установить счетчик внутри помещения кухни, если газовый стояк расположен слева от плиты на стене, смежной с той, где установлена газовая плита.

Решение

Компоновочное расположение показано на рис. 35. Условные обозначения основных элементов обвязочной схемы представлены в табл. 9.

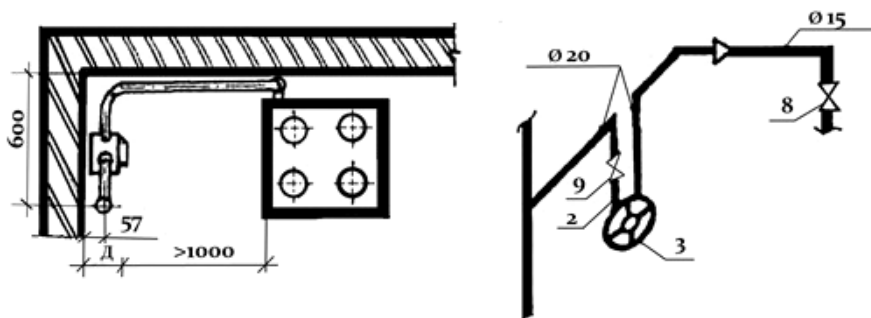


Рис. 35. Схема установки газового счетчика слева от плиты

Пример 2

Установить счетчик внутри помещения кухни, если газовый стояк находится справа от плиты на одной с ней стене.

Решение

Компоновочное расположение показано на рис. 36.

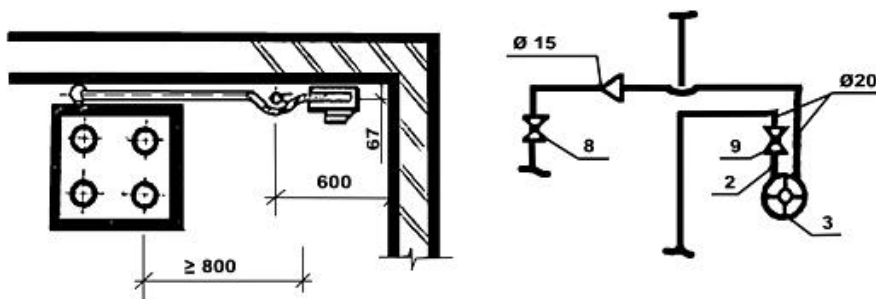


Рис. 36. Схема установки газового счетчика справа от плиты

Пример 3

Установить газовый счетчик в индивидуальном доме на наружной стене.

Решение

Компоновочный вариант наружной установки счетчика представлен на рис. 37. Условные обозначения основных элементов обвязочной схемы приведены в табл. 10.

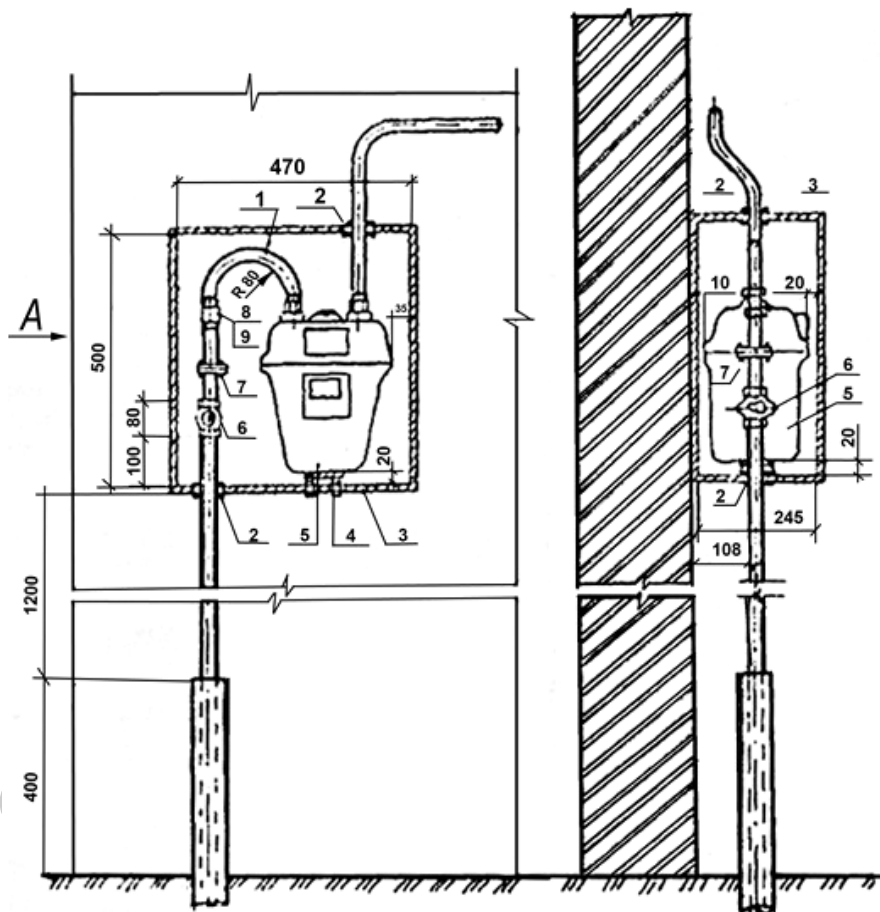


Рис. 37. Установка газового счетчика на стене дома

Таблица 10

Перечень основных элементов схемы установки газового счетчика на стене дома

№ п/п	Наименование
Деталь	
1	Калач
2	Кольцо уплотнительное
3	Кожух защитный
4	Кронштейн
Стандартное изделие	
5	Счетчик домовой газовый
6	Кран D_v ТУ 26-07-1396-87
7	Соединение изолирующее фланцевое D_v 25
8	Муфта D_v ГОСТ 8966-75
9	Контргайка D_v 15 ГОСТ 8966-75

Настройка параметров работы оборудования ГРП и ГРУ

Работы по пуску ГРП (ГРУ) выполняют в соответствии с правилами производства газоопасных работ.

Приемку и ввод в эксплуатацию ГРП (ГРУ) производят в такой последовательности:

- проверяют исполнительно-техническую документацию и соответствие монтажа оборудования проекту;
- проводят ревизию ГРП (ГРУ);
- проверяют газопроводы и оборудование на прочность и плотность;
- проводят ввод в эксплуатацию.

Величина испытательного давления на прочность и плотность приведена в табл. 11.

Таблица 11

Нормы давления при испытании ГРП (ГРУ)

Давление газа в ГРП, МПа	Испытательное давление	
	на прочность	на плотность
До 0,005	0,3	0,1
Более 0,005 до 0,3	0,45	0,3
Более 0,3 до 0,6	0,75	0,6
Более 0,6 до 1,2	1,5	1,2

Испытания на прочность производят 1 ч, а на плотность – 12 ч. Падение давления в последнем случае не должно превышать 1 % начального давления.

До ввода в эксплуатацию ГРП (ГРУ) трубы и арматуру необходимо продуть газом. Воздух вытесняется под давлением газа 1,0–1,5 кПа путем сброса газозадушной смеси в атмосферу через свечу, гидрозатвор или сбросной клапан.

После продувки приступают к настройке оборудования.

Настройка регулятора давления

Настройку регулятора давления (рис. 38) производят при полностью ослабленной пружине регулятора управления (пилота). При

этом открывают ПЗК (рис. 39), вводят в соединение рычаги клапана для удержания его в открытом состоянии.

Проверяют плотность закрытия задвижки на обводной линии и открывают кран на импульсной (сбросной) линии газопровода. Затем плавно приоткрывают входную задвижку, и в результате возникает движение газа через регулятор на сброс в атмосферу.

После этого регулятор давления настраивают на требуемое давление, изменяя массу грузов или степень натяжения пружины и следя за показаниями манометра. Затем медленно открывают входную задвижку, а после нее, постепенно открывая выходную задвижку, ставят регулятор под нагрузку. Прекращают сброс газа в атмосферу.

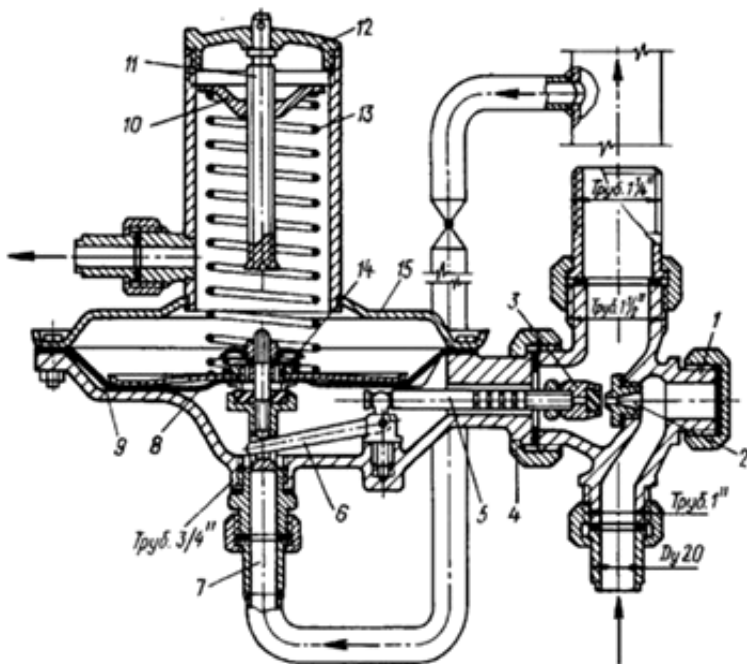


Рис. 38. Схема регулятора низкого давления РД-32М

- 1 – крестовина; 2 – дроселирующее отверстие (седло); 3 – плунжер;
 4 – накидная гайка; 5 – шток; 6 – коленчатый рычаг; 7 – импульсный трубопровод;
 8 – мембранный привод; 9 – корпус; 10 – нажимная гайка;
 11 – регулировочный винт; 12 – заглушка; 13 – пружина;
 14 – предохранительное сбросное устройство; 15 – крышка

После включения регулятора давления производят продувку выходного газопровода и настраивают предохранительные клапаны.

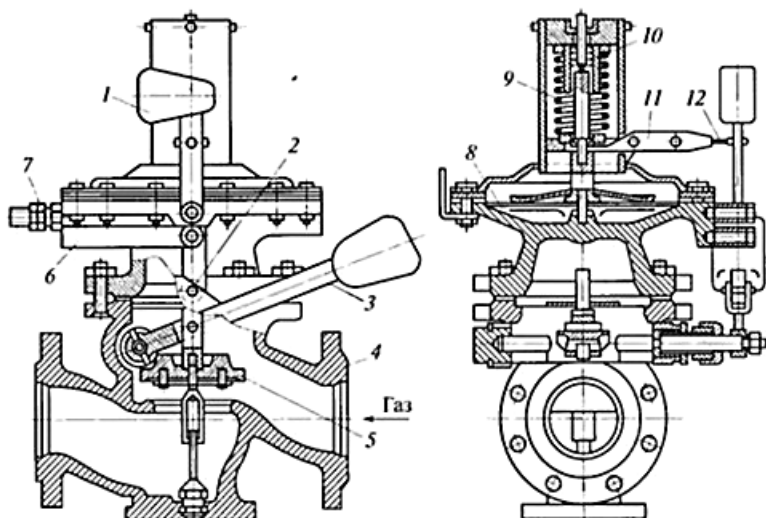


Рис. 39. Предохранительно-запорный клапан:

1 – ударный молоточек; 2 – штифт рычага; 3 – рычаг с грузом; 4 – корпус; 5 – клапан;
6 – рычаг анкерный; 7 – штуцер; 8 – мембрана; 9 – большая настроечная пружина;
10 – малая настроечная пружина; 11 – коромысло; 12 – штифт

Настройка предохранительных клапанов

ПЗК настраивают на давление, превышающее рабочее не более, чем на 25 %, ПСК (рис. 40) – на давление, превышающее рабочее не более, чем на 15 %.

Сначала производят настройку ПЗК. Для его срабатывания при минимальном давлении кладут груз на шток мембраны, с помощью пилота снижают давление газа и по манометру определяют то давление, при котором клапан срабатывает. Если клапан опускается при давлении более высоком, чем положено, то груз уменьшают. Настройку ПЗК на срабатывание при максимальном давлении производят аналогично, но вместо груза используют упругость пружины.

Для настройки ПСК постепенно повышают давление за регулятором путем открывания запорного устройства на обводной линии.

Регулировка давления производится также путем подбора требуемого груза или степени натяжения пружины.

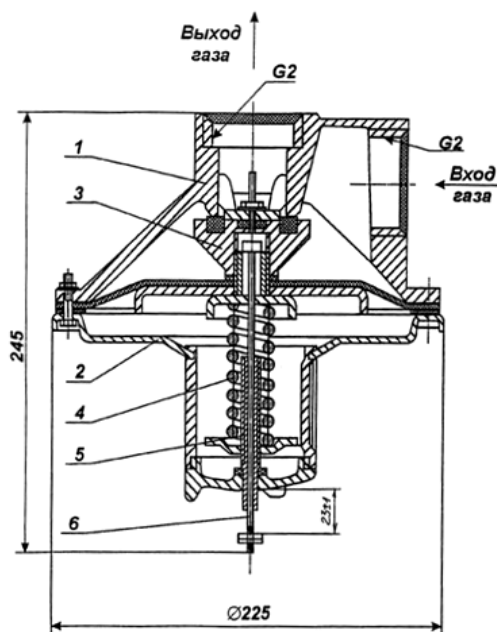


Рис. 40. Клапан пружинный сбросной ПСК-50:

1 – литой корпус; 2 – крышка; 3 – мембранный узел с клапаном; 4 – пружина; 5 – регулировочный винт с тарелкой; 6 – шток для контрольной продувки клапана

После окончания работ в акте-наряде на пуск газа указывают давление на выходе газа и пределы настройки сбросных и предохранительных устройств.

Техническое обслуживание оборудования ГРП (ГРУ)

Для обеспечения нормальной и бесперебойной работы за ГРП (ГРУ) устанавливают систематический надзор и проводят техническое обслуживание.

В состав работ по техническому обслуживанию входят следующие работы:

– обход ГРП и устранение выявленных неисправностей (профилактическое обслуживание);

- плановая проверка состояния и работы оборудования;
- профилактический ремонт оборудования (ревизия);
- проверка контрольно-измерительных приборов, а также приборов телемеханики (при их наличии).

Профилактическое обслуживание ГРП (ГРУ), оборудованных регистрирующими контрольно-измерительными приборами, проводят 1 раз в два дня; оборудованных приборами телемеханики, а также шкафного типа – не реже 1 раза в месяц.

Плановая проверка состояния и работы оборудования проводится не реже двух раз в год (проверка настройки ПЗК, ПСК – не реже одного раза в два месяца).

Ревизия выполняется не реже одного раза в год.

Проверка контрольно-измерительных приборов сводится к проверке правильности показаний манометров. У пружинных манометров проверяют возврат стрелки на нуль после сообщения его с атмосферой и сброса давления через трехходовой кран. Может быть установлен контрольный манометр для сравнения показаний с рабочим манометром.

Если перепад давлений на фильтре выше допустимого (1 кПа), то фильтр подлежит очистке.

Выключение ГРП (ГРУ)

Выключение оборудования ГРП (ГРУ) производят в следующей последовательности:

1. Осторожно выводят из зацепления молоточки ПЗК и закрывают кран на его импульсной линии.
2. Закрывают запорное устройство на вводе в ГРП и убеждаются в понижении давления до «0».
3. Закрывают запорное устройство перед регулятором давления, в регуляторе управления выворачивают винт пилота.
4. Опускают тарелку ПЗК.
5. Выключают манометры и открывают сбросной трубопровод после регулятора давления.
6. Закрывают регулирующие устройства на вводе и выводе, а также на обводной линии.

Выбор и расчет газовых горелок

При выборе рациональной конструкции газовых горелок учитываются многие факторы: назначение газоиспользующего агрегата; его тепловая мощность; технология нагрева и тепловой режим; требования по длине и светимости факела; особенности устройства топочной камеры.

Правильно выбранная горелка должна обеспечивать подвод и хорошее перемешивание требуемых количеств газа и воздуха, полное сжигание газа при минимальном коэффициенте избытка воздуха, устойчивую работу в необходимом диапазоне изменения теплопроизводительности.

По методу сжигания газа горелочные устройства делятся на 4 группы:

1. Горелки полного предварительного смешения газа и воздуха, работающие по кинетическому принципу. Суммарная скорость процесса в них определяется скоростью подогрева и горения смеси.

2. Горелки предварительного смешивания газа с частью воздуха, необходимого для горения. Газ смешивается с первичным воздухом до поступления в зону горения. Вторичный воздух поступает либо из окружающей среды (у горелок с открытым пламенем – атмосферных), либо подается в топку к корню факела.

3. Горелки с незавершенным предварительным смешением газа с воздухом, которые осуществляют диффузионно-кинетический принцип сжигания газа.

4. Горелки без предварительного смешения газа с воздухом, работающие по диффузионному принципу.

По способу подачи воздуха газогорелочные устройства подразделяются:

– на эжекционные (инжекционные), в которые воздух засасывается энергией газовой струи;

– бездутьевые, в которые воздух поступает в топку вследствие разрежения;

– дутьевые, когда подача воздуха в топку производится с помощью вентилятора.

По давлению газа горелки подразделяются на 2 группы:

– горелки низкого давления (до 5 кПа);

– горелки среднего давления (5...300 кПа).

В чугунных секционных котлах, сушилках и других агрегатах, имеющих резервное топливо – уголь, могут быть использованы диффузионные подовые горелки низкого давления ПГ–Н, а также форкамерные горелки низкого и среднего давления. Для быстрого перевода котлов с газового топлива на твердое и обратно используются вертикальные щелевые горелки с принудительной подачей воздуха.

Инжекционные горелки низкого давления широко применяются в бытовых газовых приборах, теплоустановках предприятий общественного питания и коммунально-бытового назначения, малых секционных отопительных котлах и т. д.

Инжекционные горелки, имеющие два смесителя, присоединенных к общему распределительному коллектору, используются в проточных водонагревателях, кипятильниках, варочных котлах, дистилляторах, стиральных машинах.

В топках пищеварочных котлов, ресторанных плит, хлебопекарных и кондитерских печей, сушилок и других агрегатов, работающих под разрежением, устанавливаются горелки газовые инжекционные типа ГГИ.

Инжекционные горелки среднего давления используют в небольших и средних промышленных и коммунальных установках при небольших колебаниях расхода газа и равномерной температуре в рабочем пространстве топки. При этом расход газа не должен превышать $100 \text{ м}^3/\text{ч}$, иначе горелки становятся громоздкими и металлоемкими.

Для тепловой обработки изделий и материалов, отопления теплиц, обогрева молодняка крупного рогатого скота, а также обогрева птицеводческих помещений с напольным содержанием птицы применяются горелки инфракрасного излучения.

При сжигании газа с коротким факелом в промышленных и котельных установках производительностью от 60 кВт до 60 МВт широко используются горелки с принудительной подачей воздуха.

Горелки турбулентного смешения предназначены для сушилок и малых котлов. Их использование нецелесообразно лишь в тех случаях, когда оправдана установка инжекционных горелок.

Установка газомазутных горелок целесообразна при необходимости совместного сжигания газа с мазутом для получения факела

высокой светимости или обеспечения быстрого перехода агрегата с газа на мазут и обратно.

Газомазутные горелки среднего давления ГМ и ГМП устанавливаются в топке водотрубных котлов.

После выбора вида газогорелочного устройства принимается необходимый типоразмер горелок и определяется их количество для агрегата. Затем выполняется конструктивный или поверочный расчет горелки. Методика расчета подовой горелки низкого давления приведена ниже.

Пример 1

Рассчитать подовую горелку низкого давления без принудительной подачи воздуха для водогрейного секционного котла с поверхностью нагрева $52,7 \text{ м}^2$. Котел работает на природном газе с $Q_p^H = 36\,000 \text{ кДж/м}^3$, $\rho_r = 0,73 \text{ кг/м}^3$. Максимальный расход газа котлом $V_k = 86,8 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Расчет горелки сводится к определению размеров коллектора и огневой части, диаметра выходных отверстий, их количества и расположения на коллекторе, а также необходимого давления газа перед горелкой. Схема размещения горелки в топке котла приведена на рис. 41.

Расчет выполняется в определенной последовательности:

1. Определяется расход газа на один коллектор:

$$V_{\text{кол}} = \frac{86,2}{2} = 43,4 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

2. Диаметр коллектора горелки находится с учетом скорости газового потока в нем. При низком давлении $W_{\text{кол}} = 5 \dots 15 \text{ м/с}$. Из уравнения расхода:

$$d_{\text{кол}} = \sqrt{\frac{V_{\text{кол}}}{\frac{\pi}{4} 3600 W_{\text{кол}}}} = \sqrt{\frac{43,4}{19\,782}} = 0,047 \text{ м}.$$

Для коллектора может быть использована цельнотянутая труба с наружным диаметром $d_n \times \delta_{\text{ст}} = 57 \times 3$.

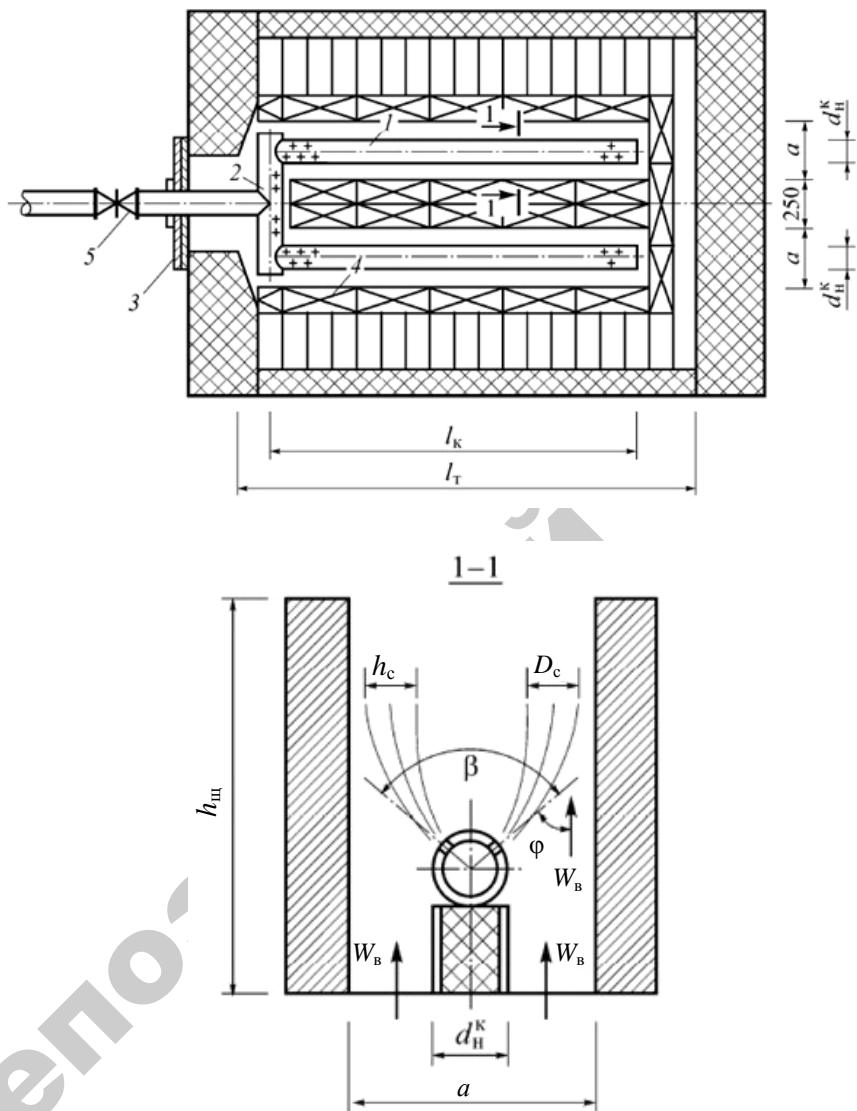


Рис. 41. Схемы размещения двухколлекторной подовой горелки в топке котла и коллектора в огневой щели:
 1 – горелка; 2 – поперечный патрубок; 3 – фронтный лист;
 4 – кладка из огнеупорного кирпича; 5 – рабочее отключающее устройство

3. Уточняется действительная скорость движения газа в коллекторе с внутренним диаметром 51 мм:

$$W_{\text{кол}} = \frac{V_{\text{кол}}}{\frac{\pi}{4} 3600 d_{\text{вн}}^2} = \frac{43,4}{\frac{3,14}{4} 3600 \cdot 0,051^2} = 5,9 \text{ м/с.}$$

4. Задается длина коллектора горелки. Она должна быть на 100...600 мм меньше длины колосниковой решетки топки. Для котла с поверхностью нагрева 52,7 м² длина топки составляет 2120 мм:

$$l_{\text{кол}} = l_{\text{т}} - (100 \div 600) = 2120 - 520 = 1600 \text{ мм.}$$

5. Определяется величина теплового напряжения на 1 м длины щели подовой горелки:

$$q_l = \frac{V_{\text{кол}} Q_{\text{н}}}{l_{\text{кол}}} = \frac{43,4 \cdot 36\,000}{1,6 \cdot 3600} = 271 \text{ кВт/м,}$$

что соответствует допустимым значениям.

6. В этом варианте размещения горелки в топке котла расстояние от коллекторов горелки до внутренних поверхностей топки находится в рекомендуемых пределах ($\geq 350 \dots 400$ мм). Длина огневой щели принимается на 30...50 мм больше длины коллектора с учетом возможного теплового расширения:

$$l_{\text{щ}} = l_{\text{кол}} + (30 \div 50) = 1600 + 40 = 1640 \text{ мм.}$$

7. Определяется ширина огнеупорных щелей «а» для размещения в них коллекторов горелки:

$$a = \frac{\alpha V_{\text{о}} V_{\text{кол}} (273 + t_{\text{в}})}{W_{\text{в}} l_{\text{кол}} 3600 \cdot 273} + d_{\text{кол}},$$

где $W_{\text{в}}$ – скорость воздуха, м/с, в самом узком сечении щели (между наружной поверхностью коллектора и внутренней поверхностью щели):

$$W_{\text{в}} = \mu_{\text{в}} \sqrt{\frac{2\Delta P_{\text{т}}}{\rho_{\text{в}}}},$$

где ΔP_T – разрежение в топке, Па;

μ_B – коэффициент расхода, $\mu_B = 0,6 \dots 0,7$;

W_B принята равной $2 \dots 2,5$ м/с. Для создания такой скорости в топке котла должно быть обеспечено соответствующее разрежение ($8 \dots 20$ Па);

α – коэффициент избытка воздуха, величина которого зависит от угла раскрытия отверстий в сечении коллектора, при $\beta = 90^\circ$ $\alpha = 1,1$; при $\beta = 180^\circ$ $\alpha = 1,05$;

V_o – теоретическое количество воздуха, необходимого для горения, $\text{м}^3/\text{м}^3$ газа;

t_b – температура воздуха в помещении котельной, $^\circ\text{C}$;

$$a = \frac{1,1 \cdot 9,49 \cdot 43,4}{2,5 \cdot 1,6 \cdot 3600} \cdot \frac{273 + 18}{273} + 0,057 = 0,0905 \text{ м.}$$

Принимаем ширину щели $a = 100$ мм.

8. Минимальное разрежение в топке котла составляет:

$$\Delta P_T = \frac{1}{\mu_B^2} \frac{W_B^2}{2} \rho_B = \frac{1}{0,7^2} \cdot \frac{2,5^2}{2} \cdot 1,29 = 8,23 \text{ Па,}$$

что соответствует необходимому.

9. Определяется глубина проникновения струй газа, вытекающих из отверстий коллектора в поток воздуха в самом узком сечении щели, где происходит смесеобразование, или дальнобойность струй газа:

$$h_c = (0,85 \div 0,9) \frac{a - d_{\text{кол}}^H}{2} = 0,85 \frac{100 - 57}{2} = 18,28 \text{ мм.}$$

10. Диаметр газовых отверстий, их число и давление газа рассчитываются из условия наиболее равномерного распределения струй газа по сечению воздушного потока. При этом скорость газа на выходе из отверстий должна быть в $10 \dots 15$ раз больше скорости воздуха в щели, т. е.:

$$W_c = (10 \div 15) W_B = 15 \cdot 2,5 = 37,5 \text{ м/с.}$$

Диаметр выходных газовых отверстий (сопел коллектора) можно определить как

$$d_c = \frac{h_s W_B}{K_s W_c \sin j} \sqrt{\frac{\rho_B}{\rho_r}},$$

где K_s – опытный коэффициент, зависящий от шага отверстий S в коллекторах (наиболее благоприятные условия для смесеобразования создаются при $S/d_c = 6 \dots 10$, так как при этом обеспечивается «бегущая дорожка» огня от начальных отверстий при воспламенении газозоудшной смеси от запальника).

Относительный шаг S/d_c	4	8	16	∞
K_s	1,6	1,7	1,9	2,2

При двухрядном расположении отверстий в коллекторе с углом раскрытия 90°

$$\varphi = \frac{\beta}{2} = 45^\circ; \sin \varphi = 0,707,$$

где φ – угол атаки – угол встречи потоков газа и воздуха.

Тогда

$$d_c = \frac{18,28 \cdot 2,5}{1,8 \cdot 37,5 \cdot 0,707} \sqrt{\frac{1,29}{0,73}} = 1,27 \text{ мм.}$$

Принимаем $d_c = 2$ мм, так как при меньших размерах отверстий в процессе эксплуатации происходит засорение их сажистыми отложениями, что приводит к нарушению режима работы горелки.

11. Уточняется скорость выхода газа из отверстий:

$$W_c = \frac{h_s W_B}{K_s d_c \sin \varphi} \sqrt{\frac{\rho_B}{\rho_r}} = \frac{18,28 \cdot 2,5}{1,8 \cdot 2 \cdot 0,707} \sqrt{\frac{1,29}{0,73}} = 23,87 \text{ м/с.}$$

12. Определяется расстояние между отверстиями в коллекторе (шаг сопел):

$$S = 0,75h_c + (2 \div 5) = 0,75 \cdot 18,28 \cdot 5 = 18,71 \text{ мм.}$$

Принимаем шаг отверстий $S = 19$ мм.

13. Количество отверстий в одном коллекторе при двухрядном их расположении

$$n = 2 \left(\frac{l_{\text{кол}} - (30 \div 40)}{S} + 1 \right) = 2 \left(\frac{1600 - 40}{19} + 1 \right) = 166 \text{ шт.}$$

14. Уточняется действительный расход газа через 166 отверстий диаметром $d_c = 2$ мм при скорости его истечения $W_c = 23,87$ м/с:

$$V_{\text{кол}}^{\text{дейст}} = \frac{\pi d_c^2}{4} 10^{-6} 3600 W_c n = 0,785 \cdot 2^2 \cdot 10^{-6} \cdot 3600 \cdot 23,87 \cdot 166 = 44,79 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

15. Определяется невязка:

$$\frac{V_{\text{кол}}^{\text{дейст}} - V_{\text{кол}}}{V_{\text{кол}}} 100 = \frac{44,7 - 43,4}{43,4} 100 = 3,2 \% < 5 \%,$$

что допустимо, и корректировку проводить не требуется. Фактический расход газа горелкой будет несколько больше расчетного за счет запальных сопел на соединительной трубе.

16. Размеры отверстий для выхода газа из коллектора и их количество должны быть подобраны для равномерной загрузки всех сопел таким образом, чтобы отношение их суммарной площади к площади сечения коллектора не превышало 20...25 %:

$$\sum f_c = \frac{\pi d_c^2}{4} n = \frac{3,14 \cdot 2^2}{4} 166 = 521,24 \text{ мм}^2;$$

$$f_{\text{кол}} = \frac{\pi d_{\text{кол}}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 51^2}{4} = 2041,79 \text{ мм}^2;$$

$$\frac{\sum f_c}{f_{\text{кол}}} 100 = 25 \%,$$

что удовлетворяет условию.

17. Необходимое давление газа перед горелкой

$$P_{\text{гор}} = \left(\frac{1}{\mu_c^2} + \sum \xi \left(\frac{\sum f_0}{f_{\text{кол}}} \right)^2 \right) \frac{W_c^2}{2} \rho_r,$$

где $\sum \xi$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений от последней задвижки перед горелкой, включая ее, до выходных отверстий

горелки; задвижка $\xi = 0,5$; тройник поворот $\xi = 1,5$; отвод $\xi = 0,3$; истечение из отверстия $\xi = 1$. Итого $\xi = 3,3$;

$\sum f_0$ – суммарная площадь всех выходных отверстий (в рассматриваемом случае $\sum f_0 = 2 \sum f_c$);

μ_c – коэффициент расхода ($\mu_c = 0,6 \dots 0,7$).

Тогда

$$P_{\text{гор}} = \left(\frac{1}{0,6^2} + 3,3 \left(\frac{521,24 \cdot 2}{2041,785} \right)^2 \right) \frac{23,87^2}{2} 0,73 = 1068 \text{ Па},$$

что соответствует рекомендуемому значению (100...2000 Па).

Пересчет газовых горелок на новые условия работы

В процессе эксплуатации газопотребляющих тепловых агрегатов иногда необходима переделка горелок в связи с изменением условий работы. Теплота сгорания и плотность используемого газа могут не соответствовать тем, которые были приняты при расчете эксплуатируемых горелок. Это приводит к изменению тепловой мощности, ухудшению условий сгорания и, в конечном счете, нарушает стабильную и экономичную работу газовых горелок.

Для горелок различных типов варианты пересчета их на новые условия работы имеют свои особенности.

Рассмотрим в качестве примера инжекционные горелки низкого давления ($\alpha_r < 1$). Если теплота сгорания не соответствует расчетной на 10...30 %, то для сохранения неизменной тепловой мощности горелки можно изменить диаметр газового сопла или давление газа перед соплом.

В первом случае, когда изменяются состав газа и давление перед горелкой, диаметр нового сопла d_1 , мм, будет определяться по формуле

$$d_1 = d \sqrt{\frac{Q_{\text{н}}}{Q'_{\text{н}}}} \sqrt{\frac{p p'_0}{p_1 \rho_0}}, \quad (22)$$

где d – диаметр газового сопла при работе на газе первоначальной теплоты сгорания, мм;

p, p_1 – соответственно расчетное и действительное давление газа перед горелкой, Па;

ρ_0, ρ'_0 – расчетная и действительная плотность газа, кг/м³;

Q_n, Q'_n – соответственно расчетная теплота сгорания и теплота сгорания газа нового состава, МДж/м³.

Во втором случае при сохранении конструктивных размеров (неизменном диаметре сопла) давление газа перед горелкой следует изменить до величины

$$p_1 = p \frac{\rho'_0 \left(\frac{Q_n}{Q'_n} \right)^2}{\rho_0}. \quad (23)$$

Однако в этом случае необходимо поверочным расчетом убедиться, что диапазон устойчивой работы горелки не будет меньше установленного значения.

Диапазон устойчивой работы горелки характеризуется коэффициентом предельного регулирования горелки по тепловой мощности, то есть отношением максимальной тепловой мощности к минимальной. Коэффициент предельного регулирования горелки по тепловой мощности является важной эксплуатационной характеристикой горелки, показывающей ее форсировочные возможности. Для газа низкого давления его можно определить по формуле

$$n = \sqrt{\frac{0,9 p_r^{\max}}{1,1 p_r^{\min}}} = 0,95 \sqrt{\frac{p_r^{\max}}{p_r^{\min}}}. \quad (24)$$

Таким образом, чтобы иметь в горелке предел регулирования $n = 3$, необходимо увеличить давление примерно в 10 раз.

Пример пересчета горелки при переводе ее с природного на сжиженный газ

Пример 1

Инжекционная горелка низкого давления рассчитана для сжигания природного газа с теплотой сгорания $Q_n = 35,6$ МДж/м³

и плотностью $\rho_0 = 0,75 \text{ кг/м}^3$ при номинальном давлении $p = 1275 \text{ Па}$. Диаметр сопла, установленного в горелке, 3,2 мм.

Необходимо рассчитать, какое сопло следует установить в горелку при работе на сжиженном газе с теплотой сгорания $Q'_H = 92,12 \text{ МДж/м}^3$ и плотностью $\rho'_0 = 2,0 \text{ кг/м}^3$ при номинальном давлении $p_1 = 2940 \text{ Па}$.

Решение

По формуле (22):

$$d_1 = 3,2 \sqrt{\frac{35,6}{92,12} \sqrt{\frac{1275 \cdot 2,0}{2940 \cdot 0,75}}} = 2,06 \text{ мм.}$$

Если бы мы попытались, не изменяя диаметр сопла, сохранить тепловую мощность горелки при работе ее на сжиженном газе, то необходимо было бы поддерживать давление

$$p_1 = 1275 \frac{2,0}{0,75} \left(\frac{35,6}{92,12} \right)^2 = 508 \text{ Па.}$$

Проверка диапазона устойчивой работы горелки в этом случае показывает, что он значительно уменьшается. Если при работе на номинальном давлении 2940 Па диапазон устойчивой работы составляет $n = 4$, то при работе на новом давлении он равен 1,6, то есть совершенно неприемлем.

Схемы обвязок газогорелочных устройств котлов и печей

Схема подачи газа (обвязка) должна обеспечивать безопасную эксплуатацию агрегата. Обвязка котла включает в себя подводящий газопровод, регулируемую и запорную арматуру, продувочную свечу, необходимые измерительные приборы, а также запальные устройства и систему автоматики регулирования и безопасности горения.

Обвязочные схемы зависят от тепловой мощности котлов, типа устанавливаемых газовых горелок и их числа, давления газа в системе, а также типа применяемой автоматики регулирования и безопасности.

Схемы обвязки газоиспользующих агрегатов с горелками различных типов представлены на рис. 42...44.

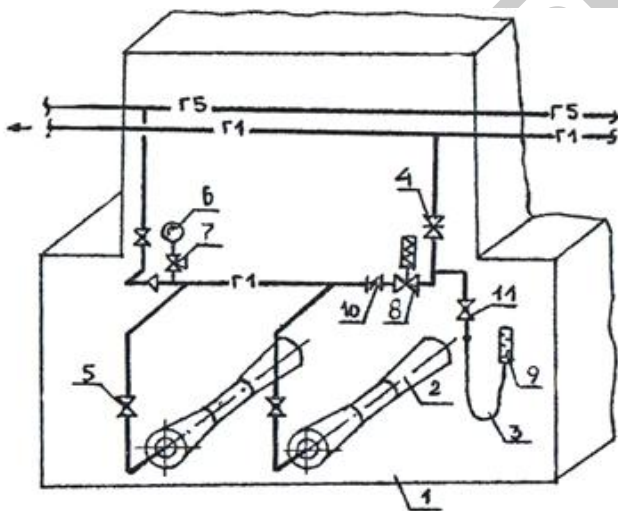


Рис. 42. Схема обвязки агрегата с инжекционными горелками низкого давления:
1 – котел; 2 – инжекционная горелка; 3 – резиноканевый шланг;
4 – отключающая задвижка; 5 – рабочее отключающее устройство; б – манометр;
7 – трехходовой кран; 8 – клапан отсекающий; 9 – запальник переносной;
10 – поворотная регулирующая заслонка; 11 – кран запальника

Схема на рис. 42 не является вполне безопасной при использовании задвижек в качестве отключающих устройств, так как при продувке газопровода перед включением горелок возможно попадание газа в топку. Поэтому в схему может быть введено контрольное устройство

с дополнительным трубопроводом между рабочим и контрольным устройством.

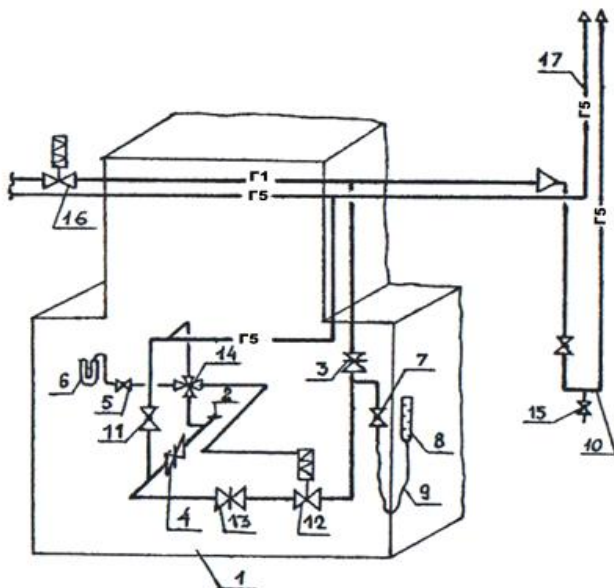


Рис. 43. Схема обвязки агрегата с подовой горелкой:

- 1 – котел; 2 – вход газа в подовую горелку; 3 – общее запорное устройство на котел;
- 4 – регулировочное запорное устройство горелки; 5 – кран к манометру;
- 6 – манометр; 7 – кран на запальник; 8 – запальник; 9 – резино-тканевый шланг;
- 10 – продувочный газопровод; 12 – котловой блок автоматики и безопасности;
- 13 – рабочее отключающее устройство; 14 – четырехходовой кран;
- 15 – кран с пробкой для взятия пробы на качество продувки;
- 16 – регулятор-стабилизатор системы автоматики;
- 17 – трубопровод безопасности

Наиболее сложна схема обвязочных газопроводов для агрегатов, оборудованных горелками с принудительной подачей воздуха (рис. 44).

Она отличается тем, что на газопроводе между главным и контрольным отключающим устройством устанавливают клапан блокировки газа и воздуха. Импульсный трубопровод от клапана присоединен к воздухопроводу до шибера, чтобы можно было разжечь горелки.

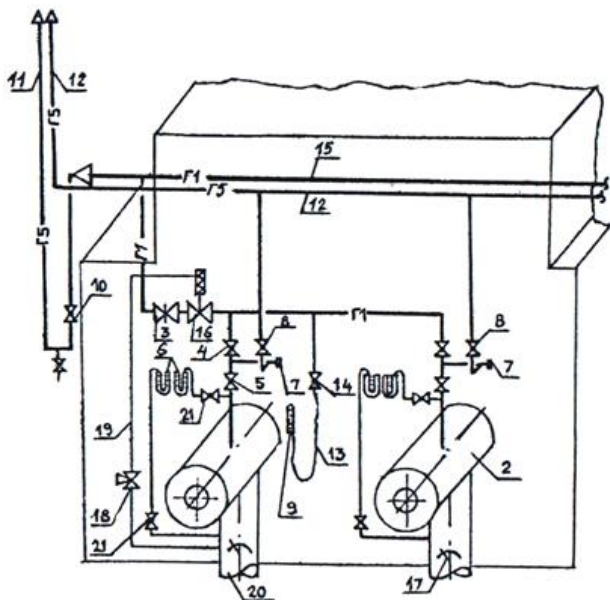


Рис. 44. Схема обвязки агрегата со смешивательными горелками:

- 1 – котел; 2 – смешивательная горелка; 3 – главное отключающее устройство; 4 – контрольное отключающее устройство; 5 – рабочее отключающее устройство; 6 – манометр; 7 – штуцер с пробкой для проверки плотности запорных устройств; 8 – кран трубопровода безопасности; 9 – переносной запальник; 10 – кран на продувочной линии; 11 – продувочный газопровод; 12 – объединенный трубопровод безопасности; 13 – резиноканевый шланг; 14 – кран запальника; 15 – газовый коллектор; 16 – клапан блокировки газа и воздуха; 17 – дроссельная заслонка; 18 – трехходовой кран; 19 – импульсная линия; 20 – воздуховод; 21 – кран на манометр

Перед пуском котла производится вентиляция топki и газоходов, после чего открывается общая задвижка, открывается вручную клапан-отсекатель, открывается кран на продувочном газопроводе и начинается продувка системы. После этого зажигается переносной запальник и вводится в топку. Если пламя запальника устойчиво, кран на трубопроводе безопасности горелки закрывается, открывается контрольная задвижка и приоткрывается рабочая. После воспламенения газа приоткрывается шибер, и в горелку подается воздух.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная

1. О газоснабжении : Закон Республики Беларусь от 4 января 2003 г. № 176-3 // Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь. – 2003.

2. Правила промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь : постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь 03 мая 2014 № 14 // Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь. – 2014.

3. ТКП 45-4.03-267–2012. Газораспределение и газопотребление : строительные нормы проектирования. – Введ. 18.07.2012 г. – Минск : Минстройархитектуры, 2012.

4. Брюханов, О. Н. Газоснабжение : учебное пособие / О. Н. Брюханов, В. А. Жила, А. И. Плужников. – М. : Издательский центр «Академия», 2008. – 448 с.

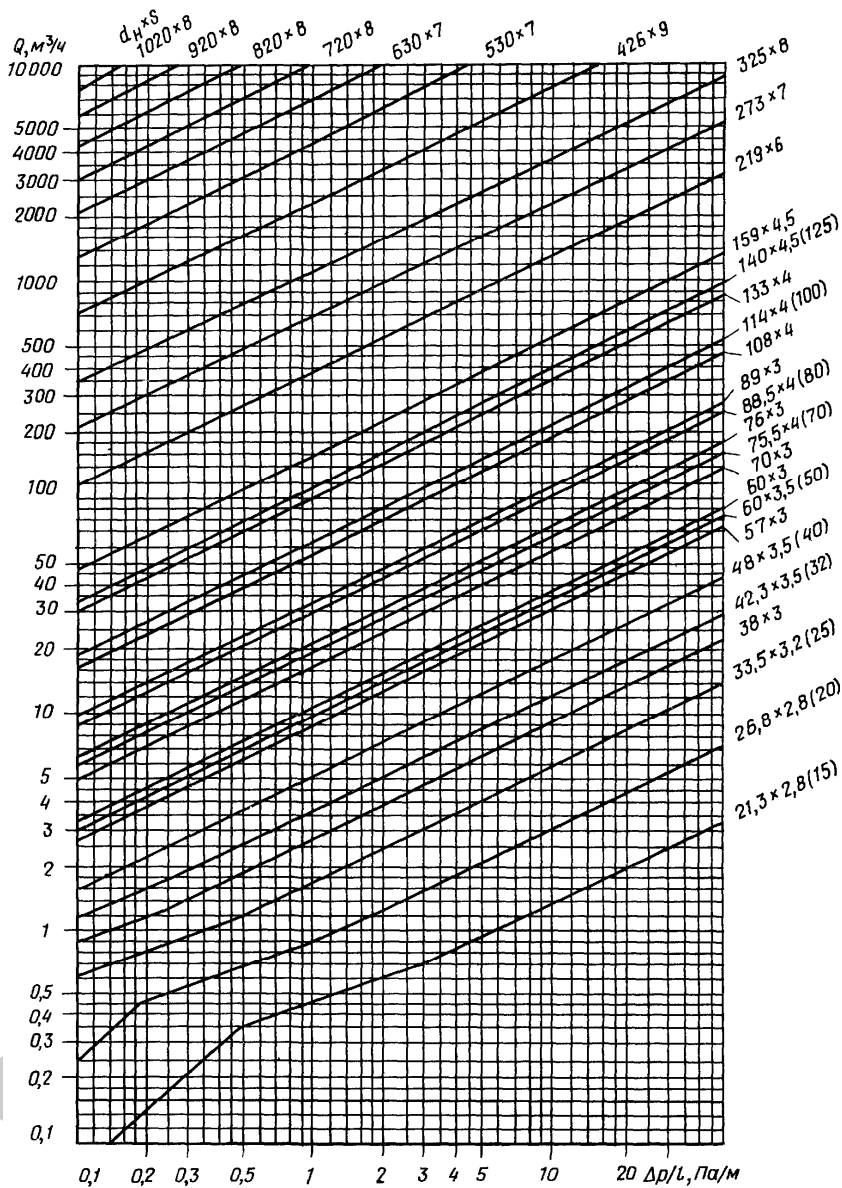
Дополнительная

5. Герасимович, Л. С. Справочник по теплоснабжению сельского хозяйства / Л. С. Герасимович и др. – Минск : Ураджай, 1993. – 368 с.

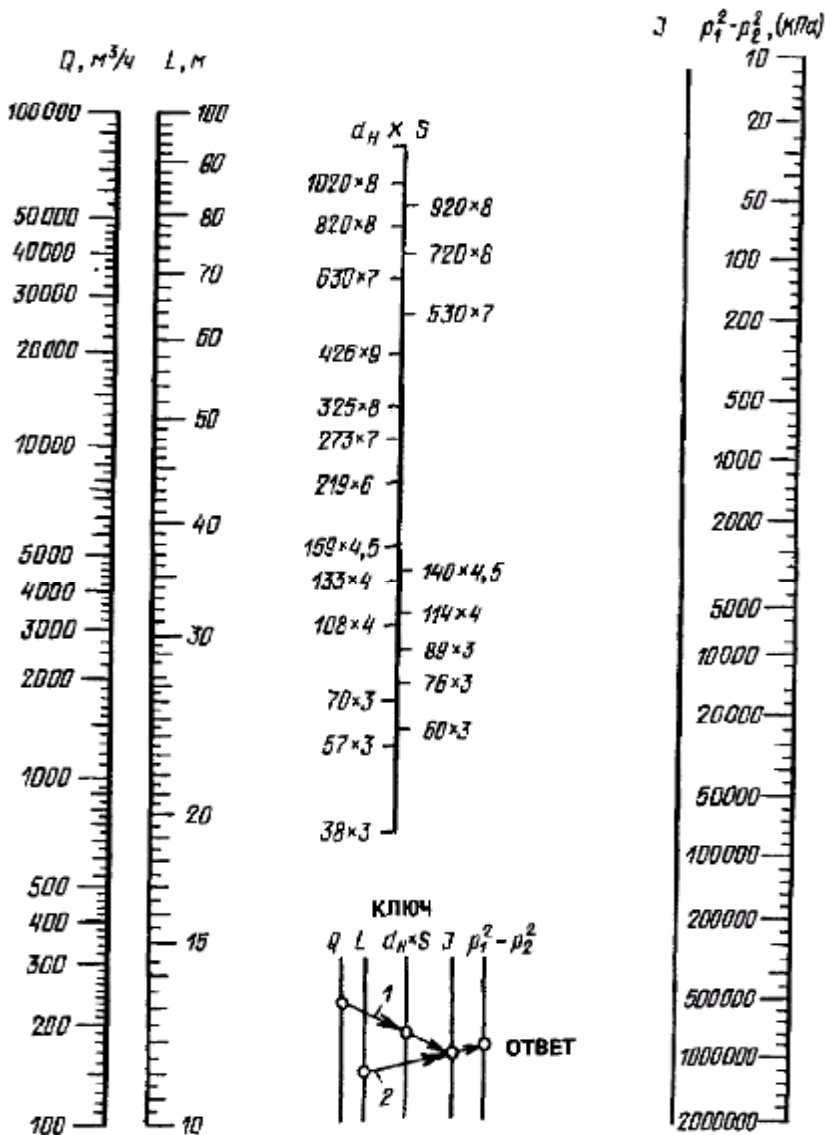
6. Стаскевич, Н. Л. Справочник по газоснабжению и использованию газа / Н. Л. Стаскевич, Г. Н. Северинец, Д. Я. Вигдорчик. – Л. : Недра, 1990. – 762 с. : ил.

ПРИЛОЖЕНИЕ

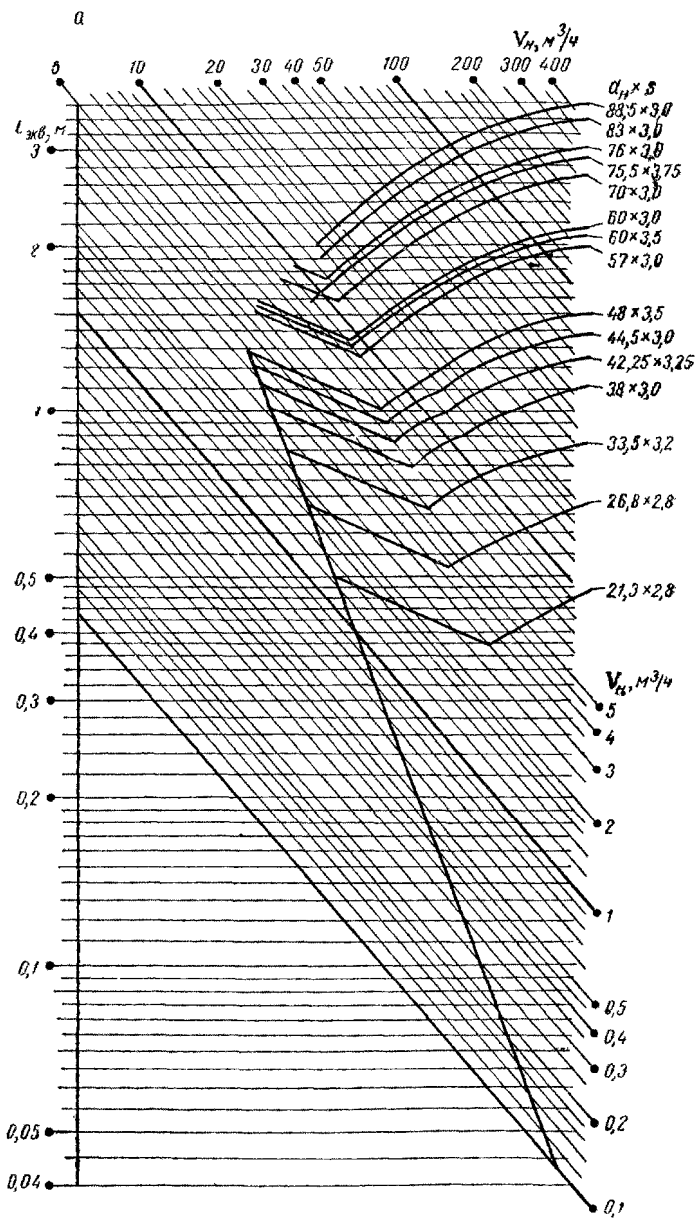
Репозиторий БГАТУ

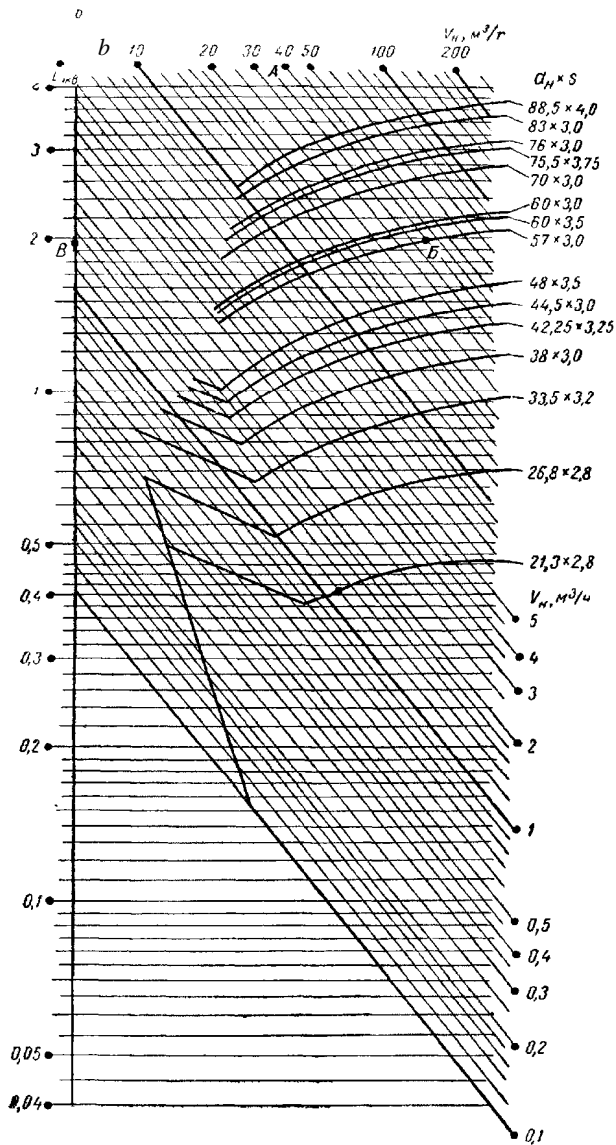


Номограмма для определения потерь давления в газопроводах низкого давления (до 5 кПа). Пропан $\rho = 2 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 3,7 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ (при 0°C и $101,3 \text{ кПа}$)



Номограмма для определения потерь давления в газопроводах среднего и высокого давления (до 1,2 МПа)





Номограмма для определения эквивалентных длин:
a – природный газ, $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{сек}$;
б – газовая фаза пропана, $\rho = 2 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 3,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{сек}$

Учебное издание

**Гаркуша Карина Эдуардовна,
Ожелевский Александр Васильевич,
Клинцова Валентина Федоровна**

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

Учебно-методическое пособие

Ответственный за выпуск *В. А. Коротинский*
Редактор *Д. О. Бабакова*
Корректор *Д. О. Бабакова*
Компьютерная верстка *Д. О. Бабаковой*
Дизайн обложки *Д. О. Бабаковой*

Подписано в печать 14.04.2017 г. Формат 60×84¹/₁₆.
Бумага офсетная. Печать ризография.
Усл. печ. л. 7,21. Уч.-изд. л. 5,64. Тираж 50 экз. Заказ 78.

Издатель и полиграфическое исполнение:
Учреждение образования
«Белорусский государственный аграрный технический университет».
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя,
распространителя печатных изданий
№ 1/359 от 09.06.2014.
№ 2/151 от 11.06.2014.
Пр-т Независимости, 99–2, 220023, Минск.