В.А. ВЕРШИЛОВИЧ

ВНУТРИДОМОВОЕ ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Учебное пособие

Инфра-Инженерия
Москва-Вологда
2017

УДК 696.2
ББК 38.763
В 37

ФЗ №436-ФЗ	Издание не подлежит маркировке в соответствии с п. 1 ч. 4 ст. 11

Вершилович В.А.

В37 Внутридомовое газовое оборудование: учеб.пособие / В.А. Вершилович. – М.: Инфра-Инженерия, 2017. – 320 с.
ISBN 978-5-9729-0187-6

Рассмотрены устройство и эксплуатация внутридомового газового оборудования (ВДГО), в состав которого входят газопроводы с установленной на них трубопроводной арматурой, приборы учета расхода газа и газоиспользующее оборудование. Изложены значительные изменения в организации технического обслуживания и ремонта сетей газопотребления жилых домов. Уделено внимание безопасной эксплуатации внутридомового газового оборудования.

Для подготовки и повышения квалификации слесарей по эксплуатации и ремонту внутридомового газового оборудования. Пособие может быть полезно для учащихся и преподавателей учреждений среднего профессионального образования по специальности 08.02.08 «Монтаж и эксплуатация оборудования и систем газоснабжения».Пособие может использоваться для подготовки к первичной и периодической проверке знаний у рабочих, занятых технической эксплуатацией газопроводов и газового оборудования жилых зданий, с последующим допуском к выполнению газоопасных работ. Книга будет интересна специалистам, занятым проектированием, строительством и эксплуатацией ВДГО.

© Вершилович В.А., автор, 2017
© Издательство «Инфра-Инженерия», 2017

ISBN 978-5-9729-0187-6

ВВЕДЕНИЕ

Горючие углеводородные газы являются высокоэффективными энергоносителями, значение которых в энергоснабжении России возрастает с каждым годом. Расширяется сеть магистральных и распределительных газопроводов, газификация городских и сельских поселений является одной из основных задач социально-экономического развития страны. Она обеспечивает улучшение условий труда и быта населения. С позиции экологии газ – самое чистое топливо, так как при его сжигании образуется намного меньше вредных веществ, чем при сжигании угля, нефти или ее производных. Использование газового топлива повышает уровень комфорта, создает благоприятные современные условия для граждан, проживающих в индивидуальных и многоквартирных жилых домах.

ВДГО – это комплекс технических средств, обеспечивающих подачу и использование в быту газового топлива. Термин «внутридомовое газовое оборудование» (ВДГО) включает в себя газопроводы, по которым подается газ, технические устройства, которые установлены на этих газопроводах, само газоиспользующее оборудование.

В пособии рассмотрены требования к прокладке газопроводов в жилых зданиях, установке бытового газоиспользующего оборудования, описаны способы сжигания газа и отвода продуктов сгорания. В раздел, посвященный оборудованию, включены как давно находящиеся в эксплуатации аппараты, так и недавно появившиеся в продаже. В Российской Федерации находится в эксплуатации значительное количество бытового газоиспользующего оборудования (плиты, колонки, котлы и др.). Газовые плиты предназначены для приготовления пищи, проточные водонагреватели (колонки) – для горячего водоснабжения, отопительные водонагреватели, конвекторы, печные горелки – для отопления. В последнем разделе книги подробно рассмотрены вопросы технической эксплуатации бытового газоиспользующего оборудования и внутренних газопроводов, освещены вопросы обеспечения безопасности граждан, использующих газовое топливо в быту.

Службы внутридомового газового оборудования (СВДГО) специализированных организаций производят техническую эксплуатацию газоиспользующего оборудования, а также газопроводов, подающих газ к этому оборудованию. Основная задача обслуживания и ремонта ВДГО – обеспечение его исправного состояния и безопасной работы. В последнее время увеличилось количество несчастных случаев, связанных с применением природного газа в быту. Прежде всего это касается отравлений оксидом углерода – угарным газом. Не в последнюю очередь они происходят по причине ухудшения качества обслуживания и ремонта оборудования и газопроводов в жилых зданиях. Техническая грамотность лиц, осуществляющих работы по эксплуатации ВДГО, является одним из основных условий безаварийной работы бытового газового оборудования. Вторым фактором, влияющим на безопасность потребителей газа, является знание ими и обязательное выполнение правил эксплуатации газопроводов, оборудования, дымоотводящих и вентиляционных систем.

Пособие не является справочником, содержащим полную информацию обо всем, что относится к понятию внутридомовое газовое оборудование. В настоящее время на рынке Российской Федерации обращается разнообразное газоиспользующее оборудование. В книге представлены основные типы применяемого оборудования, изучение которых позволит работникам газораспределительных и иных специализированных организаций понять принципы устройства и работы различных аппаратов, научит анализировать признаки неисправностей и находить способы их устранения.

ГЛАВА 1. **ГАЗОВОЕ ТОПЛИВО**

В Российской Федерации для газоснабжения многоквартирных и индивидуальных жилых домов, общественных и административных зданий используется природный газ или сжиженный углеводородный газ (СУГ). Эти два вида газового топлива значительно отличаются друг от друга. У них разные составы, физико-химические свойства, способы получения и транспортировки. Этими различиями обусловлены разные способы доставки газового топлива до мест использования, некоторые различия в процессах эксплуатации и обслуживания, ряд отличий в мерах обеспечения безопасности. Но для сжигания двух различных видов газового топлива требуется лишь незначительная переналадка газоиспользующего оборудования, для большинства аппаратов – только горелочных устройств.

1.1. СОСТАВ И СВОЙСТВА ПРИРОДНОГО ГАЗА

Природный газ добывается из подземных месторождений. Самые крупные из них расположены в Западной Сибири (Уренгойское, Медвежье, Ямбургское, Бованенковское и другие), в Коми (Вуктыльское), а также на юге (Оренбургское, Астраханское и другие). Вблизи месторождений строятся установки комплексной подготовки газа, в некоторых случаях газ из скважин сразу попадает на газоперерабатывающий завод. Добытый газ очищается от механических и вредных примесей, осушается и поступает в магистральные газопроводы. Большинство крупных месторождений расположено вдали от основных потребителей, поэтому поставка газа является серьезной задачей, успешно реализуемой газотранспортной сетью России.

От месторождений газ транспортируется по магистральным газопроводам, сеть которых покрывает значительную часть территории России. По ним газ поставляется потребителям в Российской Федерации и за ее пределы. Для прокачки газа по трубопроводам используют компрессорные станции, которые повышают давление газа. При подаче газа в населенные пункты от магистрального газопровода делаются ответвления, на которых строят газораспределительные станции (ГРС), из которых газ поступает в газораспределительные сети. На ГРС давление снижается, газ очищается, в него добавляют одорант, производится учет газа, поступающего в межпоселковые газопроводы и газопроводы поселений. Помимо подачи газа по трубопроводам, существуют другой способ транспортировки природного газа – в сосудах, работающих под давлением. Но такой вариант доставки в настоящее время не находят широкого применения для подачи

топлива бытовым потребителям, газопроводы являются самым дешевым и безопасным способом.

Основной компонент природного газа – метан CH4. В зависимости от месторождения содержание метана может быть различным – от 85 до 99%. Газ западносибирских газовых месторождений на 98 – 99% состоит из метана. В природных газах также содержится некоторое количество более тяжелых углеводородных газов: этан (до 0.6%), пропан, бутан. Водород и оксид углерода CO содержатся в незначительных количествах. В газе могут быть негорючие компоненты: азот, кислород, углекислый газ CO_2, а также механические примеси – не более 0,001 г/м^3.

К основным свойствам природного газа относятся следующие характеристики:

1. Природный газ легче воздуха. Его плотность зависит от состава, если содержание метана составляет 98-99%, плотность газа – 0,68 – 0,72 кг/м^3. Плотность воздуха – 1,29 кг/м^3, то есть природный газ почти в два раза легче воздуха.

2. Природный газ, добываемый из месторождений, не имеет запаха. Газу придают специфический запах, что позволяет обнаруживать при не герметичности газопроводов и оборудования его утечку по запаху. В газ добавляют одорант, чаще всего этилмеркаптан, который представляет собой жидкость с резким неприятным запахом. Одоранта добавляют совсем немного, 16-19 грамм на 1000 м^3 газа. При наличии в воздухе 1% природного газа его запах должен отчетливо ощущаться.

3. Температура воспламенения составляет 645 ^{0}C. Температура воспламенения – это температура топливовоздушной смеси, при которой смесь начинает гореть без источника воспламенения. Она зависит от состава газа. С увеличением доли более тяжелых углеводородов (этана, пропана, бутана) температура воспламенения понижается.

4. Низшая теплота сгорания Q_H природного газа составляет около 8000 ккал/м^3. Теплота сгорания газа – это количество тепла, которое выделяется при полном сгорании 1 м^3 газа. Различают высшую и низшую теплоту сгорания. Низшая теплота сгорания Q_H не учитывает теплоту конденсации водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания. Высшая теплота сгорания Q_B учитывает всю теплоту, выделяющуюся при сгорании газа. Исторически сложилось так, что для практических расчетов в России используется низшая теплота сгорания, так как лишь отдельные виды оборудования – конденсационные котлы – использует тепло, образующееся при конденсации водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания.

5. Природный газ не токсичен и не оказывает на организм отравляющего действия.

6. Жаропроизводительность метана составляет 2043 ^{0}С. Жаропроизводительность – это максимальная температура, которая может быть достигнута при полном сгорании газа, если количество воздуха, необходимого для горения, точно отвечает формуле горения, а начальная температура воздуха и газа равны нулю.

Качество природного газа должно соответствовать ГОСТ 5542-2014 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия»:

– низшая теплота сгорания - не менее 7600 ккал/м^3;

– объемная доля кислорода – не более 1%;

– масса механических примесей – не более 0,001 г/м^3;

– интенсивность запаха – не менее 3 баллов (интенсивность запаха определяется по 5-балльной шкале, 3 балла – запах умеренный).

Контроль качества газа на соответствие требованиям государственного стандарта производится один раз в месяц газотранспортной организацией на газораспределительных станциях, по результатам оформляется паспорт контроля качества газа. Контроль интенсивности запаха (одоризации) в конечных точках газопровода проводит газораспределительная организация (ГРО).

1.2. ОПАСНЫЕ СВОЙСТВА ПРИРОДНОГО ГАЗА

При транспортировании и сжигании природного газа необходимо учитывать его опасные свойства: удушающее действие, взрывопожароопасность, а также образование угарного газа при неполном сгорании.

Удушающее действие выражается в том, что при заполнении замкнутого объема (помещение, колодец и др.), природный газ вытесняет воздух, уменьшая содержание в нем кислорода. Воздух содержит 21% кислорода, снижение его содержания до 16% и ниже является смертельно опасным.

Природный газ взрывопожароопасен в смеси с воздухом. Пределы воспламенения природного газа при стандартных условиях (20 ^{0}С, 760 мм.рт.ст.) составляют от 5% до 15% (рис.1). Минимальное количество газа в воздухе, при котором происходит процесс самопроизвольного горения, составляет 5%. Максимальное содержание газа в воздухе, выше которого газовоздушная смесь не горит, составляет 15%. При повышении температуры газовоздушной смеси пределы воспламенения расширяются: нижний предел уменьшается, а верхний растет. При нагреве газовоздушной смеси выше температуры воспламенения горение идет при любых концентрациях до полного выгорания одного из компонентов смеси.

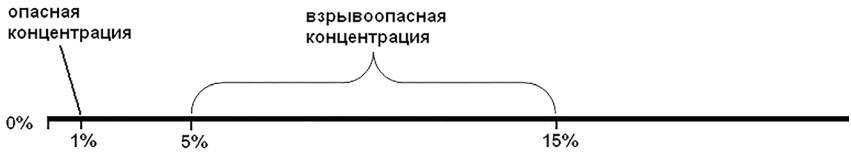


Рис.1. Опасная и взрывоопасная концентрации природного газа

Взрыв газа – мгновенное сгорание газовоздушной смеси, сопровождающееся образованием сжатых газов и выделением тепла.

Условиями взрыва являются:

- замкнутый объем;
- наличие взрывоопасной концентрации;
- наличие источника воспламенения.

Взрыв происходит в замкнутых объемах, в которых природный газ содержится во взрывоопасной концентрации, при наличии источника воспламенения. Давление на ограждающие конструкции, возникающее при взрыве природного газа, может достигать 0,85 МПа. При взрыве внутри помещений такое воздействие вызывает разрушение строительных конструкций. Замкнутым объемом, в котором возможен взрыв, может быть помещение, подвал, топка котла, колодец и др. Источником воспламенения может послужить открытый огонь, искра либо нагретое тело с температурой выше температуры воспламенения природного газа.

Нижний концентрационный предел распространения пламени (НКПР) – минимальное содержание горючего газа в смеси, при котором происходит самопроизвольное горение. Для природного газа НКПР составляет 5%. Опасная концентрация горючего газа (рис.1) – это объемная доля газа в воздухе, превышающая 20% от НКПР. Для природного газа опасная концентрация составляет 1%.

При неполном сгорании газа образуется оксид углерода CO (угарный газ), который оказывает отравляющее действие. Угарный газ имеет плотность 1,25 кг/м^3, которая очень близка к плотности воздуха (1,29 кг/м^3), поэтому он легко распространяется в воздухе. Угарный газ не имеет цвета и запаха, горюч, его пределы воспламенения составляют от 12,5% до 74,2%. Оксид углерода в 200-300 раз быстрее соединяться с гемоглобином крови, чем кислород, и образует с ним устойчивое соединение – карбоксигемоглобин. В результате кровь теряет способность переносить кислород к тканям организма. После отсоединения окида углерода от гемоглобина (диссоциации) он выводится через легкие. Диссоциация оксида углерода из крови происходит в течение 10 – 12 часов, что приводит к накоплению карбоксигемоглобина в крови.

Действие угарного газа на человека зависит от концентрации и продолжительности воздействия. Концентрация в воздухе в 0,01% в течение нескольких часов не оказывает заметного воздействия. При концентрации в 0,1% в течение 30 минут появляются признаки отравления - учащенное сердцебиение, стук в висках, головная боль, тошнота, человека клонит в сон. Воздействие концентрации в 0,5% в течение 30 минут приводит к смертельному отравлению.

Природный газ в сравнении с другими видами топлива имеет целый ряд преимуществ: низкая стоимость добычи и транспортировки, высокая степень автоматизации процессов сгорания, высокий коэффициент полезного действия газоиспользующего оборудования, минимальное содержание вредных веществ в продуктах сгорания. Вместе с тем в связи с наличием у природного газа опасных свойств его транспортирование и использование в качестве топлива должны вестись с соблюдением необходимых мер безопасности.

1.3. СЖИЖЕННЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ГАЗЫ

Сжиженные углеводородные газы (СУГ) представляют собой смесь пропана C_3H_8 и бутана C_4H_{10}. В СУГ содержится в небольших количествах метан, этан и пентан. Метан и этан не сжижаются при температуре, при которой используется СУГ. В небольших количествах они полезны, так как улучшают процесс испарения сжиженного газа. Вместе с тем, при значительном содержании они повышают давление в сосуде, в котором хранится и транспортируется СУГ, выше допустимого, что может привести к его разрушению. Пентан при температуре использования СУГ практически не испаряется и находится в жидком осадке.

Сжиженные углеводородные газы (СУГ) получают тремя основными способами:

- из попутных нефтяных газов, которые представляют собой смесь из легких (метан, этан) и тяжелых углеводородов (пропан, бутан, пентан), а также азота и углекислого газа. При производстве происходит разделение смеси на три фракции, одной из которых является СУГ – смесь пропана и бутана;
- из природных газов чисто газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих кроме метана некоторое количество более тяжелых углеводородов. В этом случае из природного газа выделяют пропан и бутан;
- при переработке нефти на нефтехимических производствах. В том случае пропан и бутан входит в состав газовой смеси, получаемой из нефти, а основными получаемыми продуктами являются бензин, дизельное топливо, мазут.

СУГ находится в двухфазном состоянии, он имеет жидкую и паровую (газообразную) фазы. Из жидкой фазы в паровую пропан и бутан переходят при испарении, а из пара в жидкость - при конденсации. Преимущества жидкого состояния СУГ проявляются при хранении и транспортировке, а газообразного – при использовании в качестве топлива. Хранение и транспортировка сжиженных углеводородных газов производиться в сосудах, работающих под давлением – резервуарах, цистернах, баллонах.

При атмосферном давлении пропан кипит при температуре минус 42 ^{0}C, бутан – минус 0,5 ^{0}C. По этой причине использование СУГ с большим содержанием бутана в зимнее время затруднено, для его превращения в газ необходима положительная температура. Это возможно при нахождении баллонов с газом в отапливаемом помещении или, при хранении СУГ в резервуарах, посредством использования специальных испарительных установок – регазификаторов.

Марки применяемых сжиженных углеводородных газов устанавливаются ГОСТ Р 52087-2003 «Газы углеводородные сжиженные топливные. Технические условия». Для газоснабжения коммунально-бытовых потребителей применяют следующие марки СУГ:

- пропан технический ПТ, который содержит не менее 75% пропана;
- пропан автомобильный ПА, содержание пропана 85±10%;
- пропан-бутан автомобильный ПБА, содержание пропана 50±10%;
- пропан-бутан технический ПБТ с содержанием не более 60% бутана;
- бутан технический БТ, который содержит не менее 60% бутана.

Области применение различных марок СУГ зависят от физико-химических свойств компонентов, прежде всего температуры кипения. Чем больше содержание пропана, тем при более низких температурах можно использовать сжиженный углеводородный газ. Области применения СУГ в зависимости от назначения представлены в таблице 1.

Таблица 1

Назначение сжиженного газа	Применяемый сжиженный газ для микроклиматического района по ГОСТ 16350			
	умеренного		холодного	
	Летний период	Зимний период	Летний период	Зимний период
Коммунально-бытовое потребление: газобаллонное				
- с наружной установкой баллонов	ПБТ, ПБА	ПТ, ПА	ПБТ, ПБА	ПТ, ПА
- с внутриквартирной установкой баллонов	ПБТ, ПБА	ПБТ, ПБА	ПБТ, ПБА	ПБТ, ПБА
- портативные баллоны	БТ	БТ	БТ	БТ

групповые установки: - без испарителей	ПБТ, ПБА	ПТ, ПА	ПТ, ПА, ПБТ. ПБА	ПТ, ПА
- с испарителями	ПБТ, ПБА, БТ	ПТ, ПА, ПБТ, ПБА, БТ	ПТ, ПА, ПБТ, ПБА	ПТ, ПА, ПБТ, ПБА

Так как сжиженный углеводородный газ находится в двухфазном состоянии, то необходимо рассмотреть отдельно свойства жидкой и паровой фазы. В баллоне (резервуаре) СУГ находится в виде жидкости в нижней части сосуда и газа (паровая фаза) в верхней части. В качестве топлива, подаваемого по газопроводам к оборудованию, используется паровая фаза. Баллон с газом при использовании должен располагаться вертикально, с тем, чтобы испарившийся газ находился в верхней части и мог поступать к вентилю баллона.

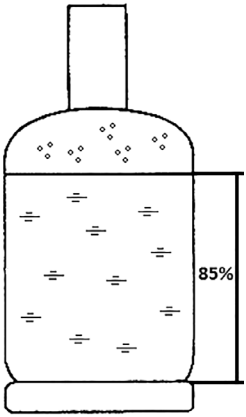


Рис.2. Заполнение баллона СУГ

Основные свойства жидкой фазы СУГ:

1. Плотность жидкой фазы пропана 528 кг/м^3, бутана – 601 кг/м^3.

2. Высокий коэффициент объемного расширения при нагревании. Например, у пропана он в 16 раз больше, чем у воды, у бутана – в 11 раз больше. По этой причине баллоны со сжиженным углеводородным газом необходимо защищать от нагрева. Их нельзя оставлять под солнцем, устанавливать рядом с отопительными приборами. Максимальная температура нагрева баллона с СУГ составляет 45 ^{0}С. Именно при такой температуре давление паров пропана составляет 1,6 МПа, что является максимальным рабочим давлением баллонов СУГ. По этой же причине сосуды со сжиженными углеводородными газами наполняют жидкой фазой не более чем на 85% (рис.2). Переполнение может привести к разрыву при нагреве.

3. При испарении жидкая фаза СУГ оказывает значительное охлаждающее действие. При попадании в атмосферу в результате утечки из трубопровода или сосуда она начинает интенсивно испаряться. При этом отбирается тепло у объектов, с которыми она соприкасается, что приводит к их резкому охлаждению. Попав на кожу человека, жидкая фаза может вызвать обморожение. При сильном обморожении образуются пузыри, которые лопаются, раны долго не заживают. Отрицательная температура испаряющегося сжиженного углеводородного газа не зависит температуры окружающей среды. Обморожение возможно как зимой, так и летом, на открытом воздухе и в отапливаемом помещении. Из-за значительного охлаждающего действия СУГ материалы, применяемые для изготовления резинотканевых рукавов, уплотнительных прокладок, мембран и уплотнений регуляторов, запорных и сбросных клапанов, должны быть морозостойкими. Кроме того, СУГ может разлагать резину. По этим причинам резинотканевые рукава, резиновые прокладки изготавливаются из маслобензостойкой морозоустойчивой резины.

4. При трении слоев жидкой фазы между собой, при трении жидкости о металл стенок сосудов и труб накапливается статическое электричество. По этой причине цистерны для перевозки СУГ заземляют.

Основные свойства паровой фазы СУГ:

1. Сжиженный углеводородный газ тяжелее воздуха, плотность пропана 2 кг/м^3, бутана – 2,7 кг/м^3. При утечках СУГ скапливается в нижней части помещения, проникает в подвалы, погреба, колодцы коммуникаций, плохо проветривается. Датчики, контролирующие загазованность помещений сжиженным углеводородным газом, устанавливают в нижней зоне, на высоте 0,2-0,3 м от пола. По этой же причине не допускается установка баллонов СУГ в подвальных и цокольных этажах.

2. Сжиженный углеводородный газ бесцветен и не имеет сильного собственного запаха, следовательно, в случае утечки в помещении может образоваться взрывоопасная газовоздушная смесь, которая не обнаруживается человеком органолептическими методами. Для придания СУГ запаха - одоризации, так же как и в случае с природным газом, используют этилмеркаптан. На заводах-изготовителях его добавляют в СУГ в количестве 42-90 граммов на тонну жидкого газа. Запах СУГ должен отчетливо ощущаться при наличии в воздухе 0,3% от объема газовоздушной смеси.

3. Температура воспламенения пропана составляет 470 ^{0}С, бутана – 405 ^{0}С.

4. Низшая теплота сгорания пропана составляет 22300 ккал/м^3, бутана – 29500 ккал/м^3. Теплота сгорания смеси пропана и бутана – СУГ – зависит от процентного содержания компонентов. Чем больше содержание бутана, тем больше тепла выделяется при сгорании СУГ. В сравнении с другими

горючими газами сжиженные углеводородные газы являются более высококалорийным видом топлива. Теплота сгорания СУГ выше, чем у природного газа, примерно в 3 раза.

5. СУГ не ядовит, но оказывает слабое наркотическое действие из-за содержащегося в нем пропилена и бутилена. Признаками наркотического действия являются недомогание и головокружение, затем наступает состояние опьянения, сопровождаемое беспричинной веселостью, потерей сознания. Пары сжиженных газов при вдыхании быстро накапливаются в организме и столь же быстро выводятся через легкие, в организме человека не кумулируются.

Опасные свойства СУГ аналогичны опасным свойствам природного газа. Заполняя замкнутые объемы, он оказывает удушающее действие, в сравнении с природным газом намного труднее удаляется в процессе вентиляции. В атмосфере с небольшим содержанием СУГ человек испытывает кислородное голодание, при значительных концентрациях может погибнуть от удушья.

Сжиженный углеводородный газ взрывопожароопасен. Пределы взрываемости пропана при стандартных условиях от 2,1 до 9,5 %, бутана – от 1,5 до 8%. Для практических целей принято, что предел взрываемости смеси этих газов составляет от 1,5 до 9,5%.

При неполном сжигании сжиженного углеводородного газа образуется угарный газ, который оказывает отравляющее действие.

Исходя из вышеизложенного можно сделать вывод, что в сравнении с природным газом СУГ является более опасным веществом. У него ниже температура воспламенения, он скапливается и хуже проветривается. СУГ имеет нижний предел взрываемости 1,5%, тогда как природный газ – 5%, то есть при меньшей утечке вероятность воспламенения и взрыва СУГ выше.

Преимуществом использования сжиженного углеводородного газа является возможность автономной газификации, когда для подачи топлива не нужен распределительный газопровод большой протяженности. Также необходимо учесть, что теплота сгорания СУГ выше теплоты сгорания природного газа, что при равных объемах позволяет получить больше тепла при сжигании. Для Сибири и Дальнего Востока, для сельской местности северных регионов России, где расстояния между небольшими поселениями могут достигать нескольких десятков километров, строительство газопроводов природного газа является экономически нецелесообразным. При невозможности или дороговизне подключения к газопроводу природного газа для газоснабжения жилых домов используется СУГ. Обычно такая газификация применяется для загородных коттеджей, где расстояние до ближайшего газопровода с природным газом велико. На земельном участке, относящемся к жилому дому, закапывается резервуар СУГ, от которого в

здание идет газопровод. Топливо в резервуар доставляется в автомобильных цистернах, поэтому к нему должен быть путь для подъезда. При относительно небольших расходах газа газоиспользующим оборудованием (газовые плиты, проточные водонагреватели) используют поставку сжиженного углеводородного газа в баллонах.

Вопросы для повторения

1. Какие станции строят на ответвлениях от магистральных газопроводов к населенным пунктам?
2. Каков основной компонент природного газа?
3. Какие негорючие компоненты содержатся в природном газе?
4. Какое вещество добавляют в газ для придания ему запаха?
5. Какова теплота сгорания природного газа?
6. Что такое жаропроизводительность?
7. Кто контролирует качество одоризации?
8. Перечислите опасные свойства природного газа.
9. В чем выражается удушающее действие природного газа?
10. Каковы пределы воспламенения природного газа?
11. Дайте определение понятию «Нижний концентрационный предел распространения пламени».
12. Дайте определение понятию «Взрыв».
13. Каковы условия взрыва?
14. Какое действие на организм человека оказывает оксид углерода?
15. Какова плотность угарного газа?
16. Каковы преимущества природного газа?
17. Каким государственным стандартом устанавливаются марки СУГ?
18. Какие марки СУГ применяют для газоснабжения коммунально-бытовых потребителей?
19. Какую часть объема баллона СУГ допускается заполнять жидкой фазой?
20. Какова максимальная температура нагрева баллона СУГ?
21. По какой причине не допускается установка баллонов СУГ в подвальных и цокольных этажах?
22. Каковы пределы взрываемости компонентов СУГ?
23. Какова температура воспламенения пропана?
24.Какова низшая теплота сгорания бутана?

ГЛАВА 2. **СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ И АВТОМАТИЗАЦИИ**

Внутридомовое газовое оборудование в процессе использования, обслуживания и ремонта требует измерения различных параметров, характеризующих его работу. Для контроля работы газопроводов и газоиспользующего оборудования необходимо знать давление среды: газового топлива или воды. Для контроля удаления продуктов сгорания требуется измерение разрежение.

Современное газовое и газоиспользующее оборудование оборудовано средствами управления и защиты, которые обеспечивают его автоматическую работу. Для обозначения таких устройств производители используют термин «автоматика». Работа большинства устройств автоматизации невозможна без использования электрической энергии, поэтому в этой главе книги даны основные понятия, относящиеся к электроизмерениям.

В соответствии с Федеральным законом №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» перед потребителями и газораспределительными организациями поставлена задача оснащения жилых зданий узлами учета расхода газа. Расчеты с поставщиком газа по показаниям узлов учета расхода газа позволяет потребителям обеспечить экономичное использование газа и платить только за реально потребленные энергоресурсы.

В целях обеспечения безопасности при использовании газового топлива необходимо контролировать загазованность помещений, в которых установлено газоиспользующее оборудование. С этой целью используются сигнализаторы загазованности горючими газами: природным газом и СУГ, а также оксидом углерода. Системы контроля загазованности при достижении опасных концентраций также позволяют автоматически производить действия, предупреждающие несчастные случаи: прекращать подачу газа, включать аварийную вентиляцию. При техническом обслуживании и ремонте помимо других работ устраняются утечки газа, для обнаружения которых используются течеискатели.

Современное газоиспользующее оборудование имеет в своем составе устройства, обеспечивающие его автоматическую работу. Если некоторые газовые плиты эконом-класса еще могут изготавливаться для работы только с ручным управлением, то водонагреватели обязательно имеют автоматические устройства.

Автоматизация предполагает, что управление каким-либо объектом происходит без непосредственного участия человека. Автоматические

устройства на бытовом газоиспользующем оборудовании осуществляют следующие функции:

– контроль и измерения;
– сигнализацию;
– защиту;
– регулирование;
– управление.

Контроль и измерения позволяют при помощи контрольно-измерительных приборов следить за различными показателями процессов, происходящих при работе аппаратов. Например, у настенных котлов имеется показывающий манометр для измерения давления теплоносителя в системе отопления. Автоматическая сигнализация предназначена для передачи потребителю информации о состоянии оборудовании. Для информирования используются светодиоды или жидкокристаллические дисплеи. Обычно поступают сигналы о включении оборудовании, параметрах работы, например, о температуре нагретой воды для горячего водоснабжения, причинах отказов (коды ошибок) и т.д.

Автоматическая защита служит для отключения подачи газа на горение при возникновении аварийных ситуаций. Автоматика безопасности контролирует целый ряд параметров, выход которых за допустимые пределы может привести к поломке оборудования или несчастному случаю. Автоматическое регулирование позволяет поддерживать заданные режимы работы оборудования без участия человека. Например, на современных проточных водонагревателях можно установить температуру воды на выходе, которая в дальнейшем будет поддерживаться аппаратом на заданном уровне.

Устройства управления позволяют в автоматическом режиме производить розжиг оборудования, изменение режимов работы в соответствии с заданной программой. Современные устройства управления основываются на микропроцессорных электронных блоках, они также руководят работой сигнализации, автоматики безопасности и регулирования.

2.1. ИЗМЕРЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ

Основным показателем, характеризующим сеть газопотребления, является давление газа в газопроводе. Обеспечение нормативного давления газа перед газоиспользующим оборудованием позволяет обеспечить качественное сжигание топлива и устойчивую работу горелок.

Давление – отношение силы к площади, на которую она действует, а для газа – сила, с которой он действует на единицу площади поверхности сосуда. Давление, отсчитываемое от абсолютного нуля, называется абсолютным, давление, оказываемое атмосферой – атмосферным. Избыточное

давление больше атмосферного, оно отсчитывается от уже имеющегося атмосферного давления:

$$P_{изб} = P_{абс} - P_{атм}, \quad (1)$$

где $P_{изб}$ – избыточное давление;
$P_{абс}$ – абсолютное давление;
$P_{атм}$ – атмосферное давление.

При измерении разрежения определяют, насколько давление в каком-либо ограниченном объеме меньше атмосферного. Это давление называют вакуумметрическим:

$$P_{вак} = P_{атм} - P_{абс}, \quad (2)$$

где $P_{вак}$ – вакуумметрическое давление.

При обслуживании и ремонте внутридомового газового оборудования контролируется избыточное давление газа или воды, а также вакуумметрическое давление при измерении разрежения в системах удаления дыма.

В системе СИ основной единицей измерения давления является паскаль (Па). Один паскаль – это давление, оказываемое силой в 1 ньютон (Н) на площадь в 1 квадратный метр ($м^2$).

$$1 \text{ Па} = 1 \text{ Н}/1м^2, \quad (3)$$

Для измерения давления газа в газопроводах жилых домов как единицу измерения зачастую используют миллиметр водяного столба (мм.вод. ст.). Эта единица наглядна и понятна, особенно при использовании жидкостного манометра.

В Западной Европе для измерения давления применяется бар (bar). Один бар равен 100.000 Па, что приблизительно равно 1 $кгс/см^2$. Один миллибар (mbar) составляет 100 Па, он приблизительно равен 10 мм.в.ст (1 mbar ≈ 10 мм.в.ст.). Основной единицей, используемой в настоящей книге при описании газоиспользующего оборудования, является бар. Для характеристик состояния газового топлива применяется единица измерения Паскаль (даПа).

Паскаль очень мал, на практике применяют кратные ему единицы:

1 декапаскаль (1даПа) = 10 Па ≈ 1 мм.в.ст;

1 гектопаскаль (1 гПа) = 100 Па ≈1 mbar;

1 килопаскаль (1 кПа) = 1000 Па ≈100 мм.в.ст.;

1 Мегапаскаль (1 МПа) = 1000000 Па ≈ 10 $кгс/см^2$ или 1$кгс/см^2$ ≈ 0,1 МПа.

Необходимо заметить, что точное значение 1 мм.в.ст = 9,81 Па, а 1 $кгс/см^2 = 9{,}81 \times 10^4$ Па, но для практических целей достаточно запомнить, что 1 мм.в.ст ≈10 Па (1 даПа), а 1 $кгс/см^2$ ≈ 0,1 МПа.

При измерении избыточного давления или разрежения происходит

определение его величины с помощью специальных приборов – манометров, напоромеров, тягонапоромеров. Точность измерения характеризуется погрешностью – отклонением результата измерения от истинного значения измеряемой величины. Класс точности прибора характеризуется пределом допускаемой погрешности – наибольшей погрешностью прибора, при которой он может быть признан годным и допущен к применению. У показывающих пружинных манометров бывают следующие классы точности: 0,4; 0,6; 1; 1,5; 2,5; 4. У манометра с классом точности 1,5 результат измерения может отличаться от истинного значения не более чем на 1,5%.

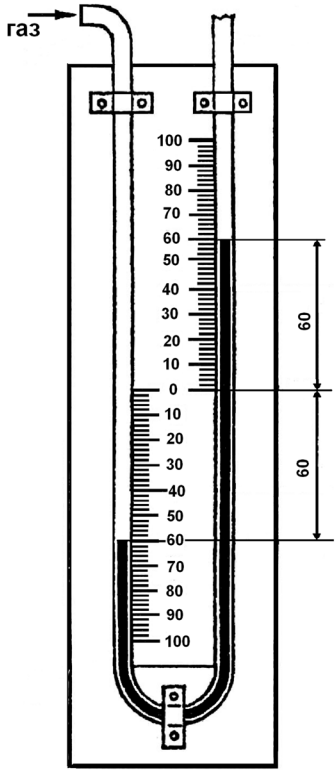


Рис.3. Жидкостной манометр

Жидкостные U-образные манометры применяются для измерения небольших величин давления, чаще всего – низкого (до 500 даПа). Их применяют для измерения давления газа, а также давления воздуха, идущего на горение в горелках с принудительной подачей воздуха. Жидкостной манометр (рис.3) - это стеклянная или прозрачная пластиковая U-образная труб-

ка, которая прикреплена к деревянной или пластмассовой панели. На панели имеется шкала с делениями в миллиметрах, от нуля вверх и от нуля вниз. У современных манометров шкала может иметь деления в паскалях (Па).

Для определения давления необходимо сложить высоту столба жидкости от нуля вверх – 60 мм.вод.ст. и от нуля вниз – 60 мм.вод.ст. Сумма двух значений – 120 мм.вод.ст. – даст величину измеренного давления. В настоящее время несмотря на простоту конструкции жидкостные манометры находят ограниченное применение из-за больших габаритов.

Пружинные манометры применяются в настенных котлах для измерения избыточного давления воды в системах отопления и горячего водоснабжения. В отдельных котлах применяются термоманометры, которые одновременно измеряют давление и температуру воды у настенных котлов.



Рис.4. Цифровой манометр TESTO 312-3

Для наладочных и ремонтных работах на газопроводах и газоиспользующем оборудовании применяют цифровые манометры, которые позволяют вести измерение давления газа с выводом его величины на жидкокристаллический дисплей. Цифровые манометры TESTO 312 (рис.4) производства немецкой фирмы Testo AG предназначены для настройки и обслуживания сетей газопотребления. Принцип действия TESTO 312 основан на преобразовании поступающего на его вход давления в электрический сигнал, пропорциональный измеряемому давлению. Электропитание приборов осуществляется от аккумуляторной батареи напряжением 9 В. Манометры TESTO 312-2 могут измерять давление в диапазонах ± 40 гПа (± 40 mbar) и ± 200 гПа (± 200 mbar), манометры TESTO 312-3 в диапазонах ± 300 гПа

(± 300 mbar) и ± 6000 гПа (± 6000 mbar). Цифровые манометры TESTO 312-2 также могут измерять разрежение в диапазоне ± 40 гПа (± 40 mbar). На дисплее отражается время, измеряемый параметр, измеренная величина с указанием единицы измерения. При превышении максимального давления на входе прибора он подает световую и звуковую индикацию перегрузки.

2.2. ЭЛЕКТРОИЗМЕРЕНИЯ

Современное бытовое газоиспользующее оборудование работает с применением устройств управления и защиты, требующих при обслуживании и ремонте знания основ электротехники. Для поиска и устранения неисправностей требуется измерение величины электрического тока, напряжения и сопротивления. Электропитание аппаратов может осуществляться от аккумуляторных батарей постоянного тока или сети переменного тока напряжением 220 В.

Электрический ток - это движение отрицательно заряженных элементарных частиц – электронов от одного полюса электрической цепи к другому. Перемещение электронов возможно в определённых веществах - проводниках. Вещества, не проводящие электрический ток, называются диэлектриками. Для перемещения свободных электронов в проводнике от одного полюса к другому необходимо, чтобы между полюсами была разность потенциалов, которая называется напряжением. Количество электронов, проходящее через поперечное сечение проводника в единицу времени, может быть различным, их может быть больше или меньше. Интенсивность, с которой электроны перемещаются по проводнику, определяет силу тока. Проводник оказывает прохождению тока сопротивление, которое зависит от материала, длины и сечения. При измерении электрических величин определяются три основных параметра, которым соответствуют названные ниже единицы измерения в системе СИ:

- напряжение в вольтах (В);
- сила тока в амперах (А);
- сопротивление в Омах (Ом).

При измерении силы тока в газоиспользующих аппаратах могут использоваться дольные единицы:

1 микроампер (мкА) – 10^{-6} А;

1 миллиампер (мА) – 10^{-3} А.

При измерении сопротивления могут использоваться кратные единицы:

1 килоом (кОм) – 1000 Ом;

1 мегаом (Мом) – 1000000 Ом.

Напряжение, сила тока и сопротивление связаны между собой основным соотношением – законом Ома: сила тока в однородном участке цепи

прямо пропорциональна напряжению на концах этого участка и обратно пропорциональна его сопротивлению. Закон Ома описывается следующей формулой:

$$I = U/R, \quad (4)$$

где I – сила тока;
U – напряжение;
R – сопротивление.

Для измерения силы тока, напряжения и сопротивления используются мультиметры – комбинированные электроизмерительные приборы, объединяющий в себе несколько функций – вольтметра, амперметра и омметра. Существуют аналоговые и цифровые мультиметры. У аналогового мультиметра (тестера) показания считываются со шкалы со значениями, относительно которой перемещается стрелка, показывающая результат измерения. У цифрового мультиметра результат измерения отображается на жидкокристаллическом дисплее в виде чисел, символов, графиков.

2.3. УЧЕТ РАСХОДА ГАЗА

Учет расхода газа производится для определения объема газового топлива, используемого потребителем. По результатам учета ведутся коммерческие расчеты по правилам, которые регулируют взаимоотношения между поставщиком газа и потребителем. С 2003 г. каждый объект, на котором устанавливается газоиспользующее оборудование, должен быть оснащен счетчиком расхода газа. Это обязательное требование было введено СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы». При отсутствии приборов учета газа абоненты в жилых и многоквартирных домах оплачивают потребленное топливо поставщику газа по нормативам потребления. Норматив – это объем газа, за который абонент платит независимо от его фактического расхода. Для приготовления пищи и горячего водоснабжения нормативы устанавливаются в зависимости от количества прописанных жильцов, для отопления – в зависимости от площади или объема отапливаемых помещений.

С 2009 г. после вступления в силу Федерального закона от 23.11.2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности» государством проводилась политика по обязательному оснащению всех газифицированных жилых домов и квартир в многоквартирных домах счетчиками газа. Задача оказалась сложно выполнимой, в настоящее время обязательному оснащению приборами учета газа подлежат дома или квартиры, в которых природный газ используется для отопления, при этом максимальное потребление газа составляет не менее 2 $м^3$/ч.

Расход газа – это количество газа, протекающее через поперечное сечение в единицу времени. Объемный расход измеряется в единицах объема, используемая единица измерения - $м^3/ч$.

К приборам для коммерческого учета предъявляют следующие требования:

– средства измерений, применяемые для коммерческого учета, должны быть внесены в государственный реестр средств измерений и иметь свидетельства о поверке;

– независимость результатов измерения от изменения плотности газа, которая зависит от давления и температуры;

– высокая точность измерения – погрешность измерения должна быть не более 0,5 – 1 %;

– высокая надежность;

– широкий диапазон измерения (Q_{max} /Q_{min}) – он необходим, когда расход может изменяться в значительных пределах.

По пропускной способности устройства учета расхода газа можно разделить на следующие группы:

– бытовые – с пропускной способностью до 10 $м^3/ч$;

– коммунально-бытовые - с пропускной способностью от 10 до 40 $м^3/ч$;

– промышленные – с пропускной способностью свыше 40 $м^3/ч$.

В книге будут рассмотрены счетчики газа, используемые у бытовых потребителей.

Объем газа измеряется при различных температурах и давлениях. В связи с тем, что при разных давлении и температуре объем, занимаемый газом, существенно отличается, необходимо результаты измерений приводить к единым параметрам (нормальным или стандартным условиям). Нормальными физическими условиями считаются давление 760 мм.рт.ст. (1,033 $кгс/см^2$) и температура 0^0 С. Стандартные условия – давление 760 мм.рт.ст, температура +20 ^{0}С. В настоящее время существует большая группа бытовых счетчиков, которые имеют устройства температурной коррекции, автоматически учитывающие изменение в количестве протекающего газа при изменении его температуры. Температурная коррекция может производиться:

- механически, посредством использования биметаллических элементов в конструкции счетчика (например, счетчики ВК изготовитель ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника»);

- путем пересчета объема газа специализированной микросхемой с датчиком температуры, входящей в состав счетчика (например, счетчики Гранд, изготовитель ООО НПО «Турбулентность – ДОН»).

Требования к размещению счетчиков устанавливаются СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспре-

делительных систем из металлических и полиэтиленовых труб». При этом необходимо учитывать требования, содержащиеся в заводской документации предприятий-изготовителей.

Приборы учета расхода газа можно устанавливать:

- в газифицируемом помещении;
- в нежилом помещении газифицируемого жилого здания, имеющем естественную вентиляцию;
- вне здания.

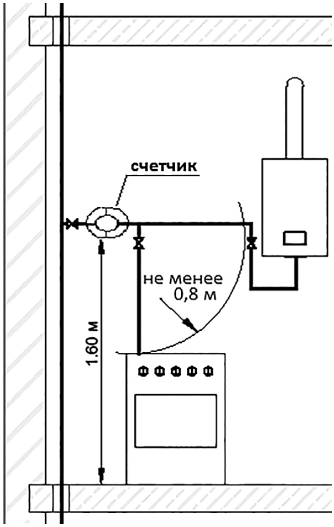


Рис.5. Установка счетчика согласно СП 42-101-2003

Счетчики устанавливают исходя из условий удобства их монтажа, обслуживания и ремонта. Высота установки счетчиков - 1,6 м от уровня пола помещения или земли (при установке вне здания). Счетчик необходимо устанавливать вне зон, где возможно выделение тепла и влаги от плиты, раковины в проветриваемых местах. Расстояние от счетчиков до газового оборудования принимают согласно требований предприятий-изготовителей. При отсутствии в паспортах изготовителей таких требований приборы учета газа, как правило, следует устанавливать на расстоянии по радиусу не менее 0,8 м от бытовой газовой плиты и газовых водонагревателей (рис.5). Отдельные изготовители, например ООО «Эльстер газэлектроника», не предъявляют жестких требований к расстоянию от газоиспользующего оборудования до счетчика, считая, что оно определяется удобством монтажа. Данный изготовитель запрещает располагать счетчик над открытым пламенем, он не должен нагреваться выше температуры 55 – 60 ^{0}C.

Для защиты от коррозии при установке счетчика необходимо, чтобы между его корпусом и конструкцией здания или опоры был зазор 2 – 5 см. Вне здания счетчики можно устанавливать под навесом или в шкафу, которые будут защищать счетчик от внешних воздействий. Конструкция шкафа для размещения счетчика должна обеспечивать естественную вентиляцию. Дверцы шкафа должны иметь запоры. Правилами допускается открытая установка счетчика.

Вне здания счетчики размещают:

- на отдельно стоящей опоре на территории потребителя газа;
- на стене газифицируемого здания на расстоянии не менее 0,5 м от дверей и окон.

Размещать счетчики под проемами в стенах не рекомендуется.

Монтаж газопроводов к счетчику необходимо производить так, чтобы после установки он не подвергался механическим воздействиям в результате возникших напряжений от изгиба или растяжения. Это может привести к повреждению прибора и утечкам газа. Для счетчиков, устанавливаемых между присоединительными фланцами, необходимо обеспечить соосность входной и выходной трубы.

2.4. БЫТОВЫЕ ГАЗОВЫЕ СЧЕТЧИКИ

К основным показателям, характеризующим счетчики, относятся:

- номинальный расход, Q_{nom} м^3/ч;
- максимальный расход, Q_{max} м^3/ч;
- минимальный расход, Q_{min} м^3/ч;
- порог чувствительности, м^3/ч;
- межповерочный интервал.

При номинальном расходе газа счетчик работает в оптимальном режиме, когда его показания имеют наименьшую погрешность. Типоразмерный ряд бытовых счетчиков представлен следующими номинальными расходами: 1,6 м^3/ч; 2,5 м^3/ч; 4,0 м^3/ч; 6,0 м^3/ч. Номинальный расход указывается в наименовании счетчика. Например, если в названии счетчика имеются символы G4, то номинальный расход у него составляет 4 м^3/ч. Максимальный расход учитывает возможность работы газоиспользующего оборудования с максимальным расходом. Например, для счетчиков G1,6 максимальный расход составляет 2,5 м^3/ч, для G2,5 – 4 м^3/ч, для G4 - 6 м^3/ч, для G6 - 10 м^3/ч. Подбор счетчиков производится исходя из максимальных расходов газа, указанных изготовителями газоиспользующего оборудования в паспортах. При установке двух и более аппаратов их расходы складывают. Например, при установке одной газовой плиты устанавливается счетчик G1,6, при установке плиты и проточного водонагревателя – G4.

Счетчики G6 устанавливаются при газификации индивидуальных домов, имеющих большую отапливаемую площадь. Минимальный расход газа характеризует наименьший объем газа, измеряемый счетчиком в пределах установленной погрешности.

Порог чувствительности счетчик определяет наименьший расход газа через счетчик, при котором начинается отсчет его потребления. Межповерочный интервал – это период времени между поверками счетчика. Поверка позволяет определить работоспособность счетчика и его соответствие заявленным метрологическим характеристикам, прежде всего погрешности. Межповерочный интервал у бытовых газовых счетчиков может составлять от 4 до 12 лет. Чем он больше, тем лучше для потребителя. Необходимо учитывать, что межповерочный интервал отсчитывается не с момента установки счетчика, а с даты первичной поверки на заводе-изготовителе, указанной в паспорте прибора. Если поверка счетчика своевременно не проведена, то поставщик газа выставляет счет за потребленный газ исходя из нормативов потребления.

Поверка счетчика может проводиться со снятием с газопровода и доставкой в лабораторию или с использованием переносных стендов, позволяющих определить его работоспособность и характеристики на газопроводе, без снятия счетчика. Установка для поверки счетчиков газа «КРАБ-М» позволяет поверять приборы на месте, в квартире или жилом доме. Она предназначена для счетчиков от G1,6 до G6. Принцип работы состоит в монтаже последовательно существующему счетчику эталонного счетчика, входящего в состав установки «КРАБ-М». После включения газоиспользующего оборудования оба счетчика считают один и тот же расход газа. Далее показания поверяемого и эталонного счетчиков сравниваются, и определяется погрешность установленного в газифицированном помещении счетчика.

Счетчики, применяемые для учета расхода газа в жилых домах, в зависимости от конструкции подразделяются на следующие типы:

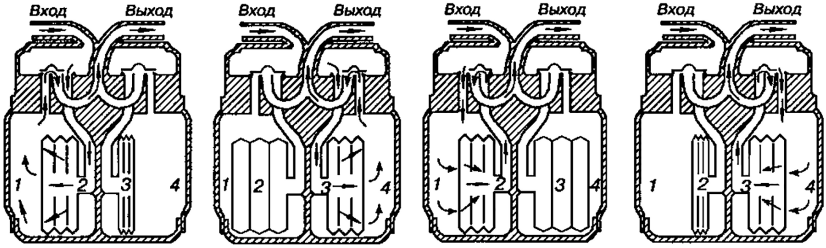
- диафрагменные (мембранные);
- ротационные;
- импульсные.

Принцип действия диафрагменного (мембранного) счетчика состоит в том, что при помощи различных подвижных преобразовательных элементов газ разделяют на доли объема, а затем производят их циклическое суммирование. Счетчик состоит из корпуса и крышки. Внутри расположены измерительный механизм, кривошипно-рычажный механизм, который связывает подвижные части диафрагм (мембран) с верхними клапанами газораспределительного устройства, седел клапана и счетного механизма. Детали измерительного механизма для мембранных счетчиков изготав-

ливают из пластмасс. Применение пластмассы уменьшает коэффициент трения в движущихся частях счетчика, а также защищает счетчик от воздействия магнитов, которые могут использоваться для искажения его показаний.

В зависимости от конструкции и объемов измеряемого газа измерительный механизм может состоять из двух или четырех камер. Счетчик работает следующим образом (рис.6):

а) измеряемый поток газа через входной патрубок поступает в верхнюю полость корпуса и далее через открытый клапан в камеру 2. Увеличение объема газа в камере 2 вызывает перемещение диафрагмы и вытеснение газа из камеры 1 на выход из щели седла клапана и далее в выходной патрубок счетчика. После приближения рычага диафрагмы к стенке камеры 1 диафрагма останавливается в результате переключения клапанных групп. Подвижная часть клапана камер 1 и 2 полностью перекрывает седла клапанов этих камер, отключая этот камерный блок.



Положение камер счетчика	Камера 1	Камера 2	Камера 3	Камера 4
а	Опустошается	Наполняется	Пуста	Наполнена
б	Пуста	Наполнена	Наполняется	Опустошается
в	Наполняется	Опустошается	Наполнена	Пуста
г	Наполнена	Пуста	Опустошается	Наполняется

Рис.6. Работа мембранного счетчика

б) Клапан камер 3 и 4 открывает вход газа из верхней полости счетчика в камеру 3, наполняет ее, что вызывает перемещение диафрагмы и вытеснение газа из камеры 4 в выходной патрубок через щели в седле клапана. После приближения рычага диафрагмы к стенке камеры 4 диафрагма останавливается в результате отключения клапанного блока камер 3 и 4.

в) Клапан камер 1,2 открывает вход газа из верхней полости счетчика в камеру 1. При подаче газа в камеру диафрагма 1,2 перемещается, вытесняя газ из камеры 2 в выходной патрубок через щели в седле клапана. После приближения рычага диафрагмы к стенке камеры 2 диафрагма останавливается в результате отключения клапанного блока камер 1,2.

г) Клапан камер 3,4 открывает вход газа из верхней полости корпуса счетчика в камеру 4. При подаче газа в камеру 4 диафрагма 3,4 перемещается и вытесняет газ из камеры 3 в выходной патрубок через щели в седле клапана. После приближения рычага диафрагмы к стенке камеры 3 диафрагма останавливается в результате отключения клапанного блока 3,4.

Процесс повторяется периодически. Счетный механизм подсчитывает число ходов диафрагмы (или число циклов работы измерительного механизма). За каждый цикл вытесняется объем газа V, равный сумме объемов камер 1,2,3,4. Один полный оборот выходной оси измерительного механизма соответствует 16-ти циклам.

Диафрагменный счетчик должен устанавливаться в удобном для обслуживания и считывания показаний месте. Газопроводы к счетчику и от него не должны иметь уклон к счетчику, чтобы конденсат не мог попасть внутрь счетчика. Прибор устанавливается вертикально и подсоединяется к газопроводу без напряжений. При заказе счетчика необходимо учитывать направление, в котором идет поток газа: слева направо или справа налево.

Счетчики газа ВК G1.6, G2.5, G4 мембранные бытовые изготавливает ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» г. Арзамас по лицензии фирмы «ELSTER GmbH», Германия. Они производятся в левом и правом исполнении. Имеется возможность дистанционной передачи информации по низкочастотным сигналам от системы магнит-геркон. Счетчики ВК G1.6T, G2.5T, G4T имеют температурную коррекцию, которая осуществляется встроенным биметаллическим компенсатором. Биметаллическая компенсация при температурах газа, отличных от стандартной по ГОСТ 2939 (20 С°), изменяет объём измерительных камер и тем самым, осуществляет приведение объёма потребляемого газа к стандартным условиям.

Технические характеристики диафрагменных счетчиков газа ВК ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» приведены в таблице 2.

Таблица 2

Параметры	**G1,6**	**G2,5**	**G4**
Номинальный расход, м^3/ч	1,6	2,5	4
Максимальный расход, м^3/ч	2,5	4	6
Минимальный расход, м^3/ч	0,016	0,025	0,04
Максимальное рабочее давление, кПа	50		
Температура окружающей среды	-40...+55		
Межповерочный интервал	10 лет		

Средний срок службы диафрагменного счетчика производства ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» – не менее 24 лет. Такие счетчики имеют

большие габариты в сравнении с другими типами счетчиков. Например, ВК G4T имеет размеры 241 × 327 × 163 мм, что значительно усложняет монтаж в стесненных условиях.

В ротационных счетчиках преобразовательными элементами служат восьмиобразные роторы. Такой счетчик (рис.7) состоит из корпуса, в полуцилиндрах которого размещены два взаимно перпендикулярных ротора, которые имеют вид восьмерок, плотно пригнанных к стенкам корпуса и друг к другу. Пространство между стенками корпуса и роторами является измерительным объемом. Роторы вращаются под действием разности давлений газа, поступающего через верхний патрубок и выходящего через нижний патрубок.

При вращении роторов за каждый полный оборот дважды происходит наполнение измерительного объема и дважды – выталкивание газа через выходной патрубок. При вращении роторы обкатываются своими боковыми поверхностями. Они вращаются синхронно благодаря двум парам одинаковых зубчатых колес. Конец вала одного из роторов через редуктор соединен со счетным механизмом, которому передается вращение ротора.

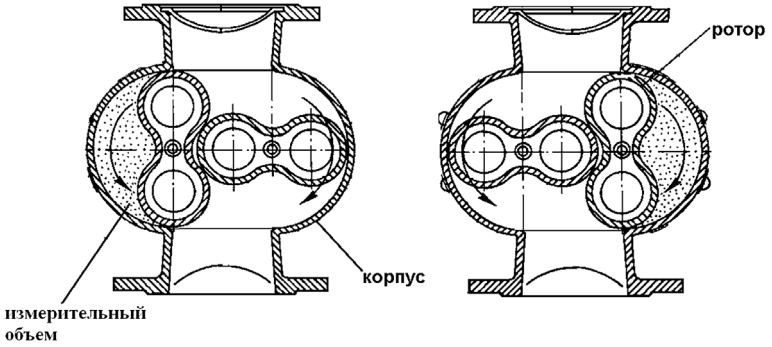


Рис.7. Ротационный счетчик

До пуска счетчика неподвижные роторы могут быть заклинены частицами окалины, ржавчины, падающими сверху из неочищенного газопровода. Участки газопровода, непосредственно присоединяемые к счетчику, должны быть перед монтажом тщательно прочищены ершом. После прочистки газопровод необходимо продуть.

Ротационный счетчик Омега РЛ изготавливается Ямпольским приборостроительным заводом. Они имеют два типоразмера: G4 и G6. Основные технические характеристики счетчиков Омега РЛ приведены в таблице 3.

Таблица 3

Исполнение счетчика	Q_{min} м³/ч	Q_{nom} м³/ч	Q_{max} м³/ч	Порог чувствительности, м³/ч	Максимальное рабочее давление, кПа	Температура эксплуатации, °С
G4 РЛ	0,06	4,0	6,0	0,012	50	- 20… +50
G6 РЛ	0,08	6,0	10,0	0,016		

Счетчик имеет небольшие габаритные размеры 130 × 100 × 92 мм, что позволяет его монтировать в стесненных условиях кухонь. Межповерочный интервал составляет 8 лет. Средний срок службы – не менее 20 лет. Счетчик устанавливается в верхней части газопровода на вертикальном участке. Поток газа должен быть направлен сверху вниз в соответствии со стрелкой на корпусе. Нельзя устанавливать счетчик в нижней части газопровода, где он может быть засорен падающими с потоком газа окалиной, пылью и др. Во входном патрубке счетчика имеется сетчатый фильтр, но при сильно загрязненном газе рекомендуется установка дополнительного фильтра.

Импульсные счетчики Гранд изготавливает ООО НПО «Турбулентность – ДОН» Ростовская область. Принцип действия счетчика основан на зависимости частоты колебаний струи в струйном генераторе от расхода газа. Колебания струи в струйном генераторе преобразуются пьезоэлементом в электрический импульсный сигнал, пропорциональный величине объема газа, прошедшего через счетчик. Импульсный сигнал преобразуется в аналогово-цифровом блоке в значение прошедшего через счетчик объема газа и регистрируется с нарастающим итогом. Счетчик имеет встроенное программное обеспечение, которое хранится в энергонезависимой памяти. Изменение программного обеспечения пользователем невозможно.

Счетчик Гранд состоит из следующих узлов:

– преобразователя расхода газа;

– струйного генератора и пьезоэлемента;

– аналого-цифрового блока;

– элемента питания - литиевой батареи с номинальным напряжением 3,6 В. Срок службы батареи - не менее 12 лет;

- отсчетного устройства - 9-ти символьного жидкокристаллического индикатора;

– корпуса счетчика с присоединительными патрубками.

Бытовые счетчики Гранд имеют следующий типоразмерный ряд максимальных расходов: 1,6 м³/ч; 2,4 м³/ч; 3,2 м³/ч; 4 м³/ч; 6 м³/ч. Интервал между поверками – 12 лет. Средний срок службы счетчика – 24 года. Счетчики имеют небольшие габаритные размеры, что позволяет устанавливать их в стесненных условиях. Например, счетчик Гранд 4 имеет размеры

193 × 110 × 112 мм (для сравнения, диафрагменный счетчик ВК G4T - 241 × 327 × 163 мм).

Требования изготовителя к установке счетчиков Гранд приведены на рисунке 8.

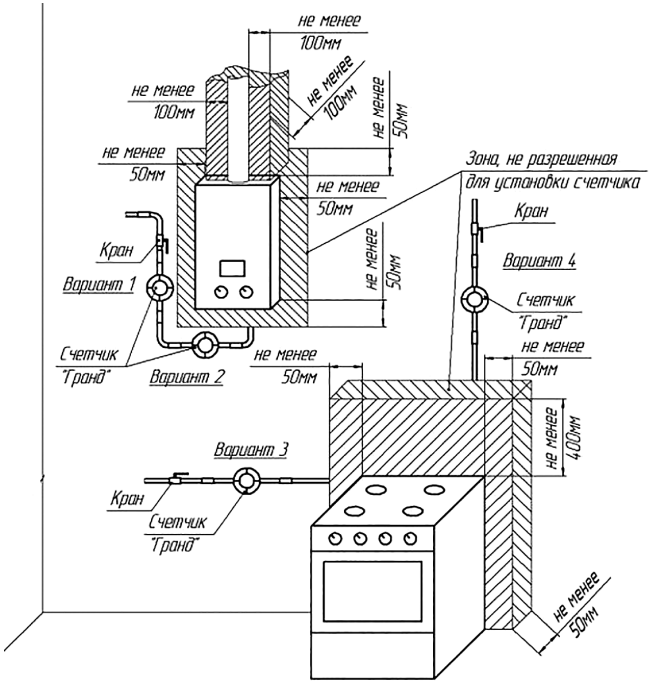


Рис.8. Установка счетчиков Гранд

Счетчик нельзя устанавливать над источником тепла или открытого пламени. Расстояние от счетчика до газовой плиты, другого газоиспользующего оборудования должно быть:

- от плиты (напольного газоиспользующего оборудования) сбоку - не менее 50 мм, над плитой (оборудованием) – не менее 400 мм;
- от настенного газоиспользующего оборудования сбоку и снизу – не менее 50 мм;
- от соединительной трубы газоиспользующего оборудования сбоку – не менее 100 мм.

2.5. КОНТРОЛЬ ЗАГАЗОВАННОСТИ ПОМЕЩЕНИЙ

В газифицированных помещениях возможно образование взрывоопасных концентраций горючих газов (природного газа или СУГ), а также недопустимых концентраций оксида углерода (угарного газа). Целью контроля загазованности может быть подача сигналов, свидетельствующих о достижении опасных концентраций газов. В этом случае устанавливаются только сигнализаторы загазованности. Жильцы получают сигнал о возникновении опасности и принимают меры для предотвращения опасных последствий: закрывают кран на газопроводе, открывают окна для вентиляции, вызывают аварийно-диспетчерскую службу.

При использовании систем контроля загазованности не только контролируется загазованность в помещениях, но и обеспечивается работа механизмов, предотвращающих развитие опасной ситуации. При достижении сигнальных концентраций системы выдают световую и звуковую сигнализацию, при достижении опасных концентраций автоматически приводят в действие исполнительные механизмы - клапаны, прекращающие подачу газа к оборудованию. Возможно включение принудительной вентиляции, передача сигнала на удаленный пульт, на котором дублируются сигналы опасности. Некоторые системы управляют работой запорных клапанов не только по сигналу датчиков загазованности, но и пожарной сигнализации – пожарных извещателей. У многих систем пороги срабатывания по достижении сигнальной и опасной концентрации газа совпадают. Важная особенность большинства систем – прекращение подачи газа в случае отключения электропитания или выхода сигнализатора из строя.

Системами контроля загазованности оснащают жилые дома при установке отопительного, водогрейного и климатического оборудования:

- мощностью свыше 60 кВт – независимо от места установки;
- в подвальных, цокольных этажах и в пристройке к зданию – независимо от мощности.

Системы индивидуального контроля загазованности СИКЗ изготавливаются НПЦ «Газотрон-С», г. Саратов. В состав системы входят (рис.9):

- сигнализатор загазованности природным газом СИКЗ;
- сигнализатор загазованности оксидом углерода БУГ;
- электромагнитный клапан КЭГМ -М;
- блоки питания;
- переходник для подключения клапана КЭМГ-М».

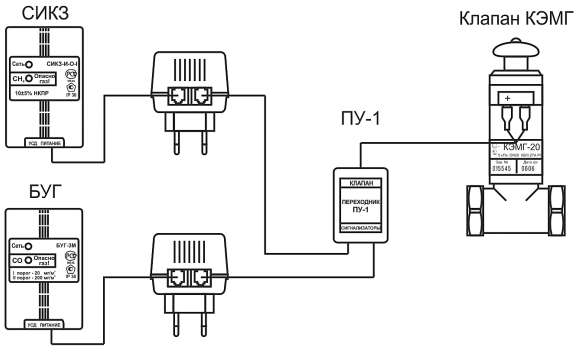


Рис.9. Состав системы контроля загазованности по метану и оксиду углерода

Сигнализатор загазованности природным газом СИКЗ может быть в двухблочном или моноблочном исполнении. В первом случае в его состав входят блок датчика и блок питания, включаемый в сеть напряжением 220 В. На датчике имеются два светодиода: зеленый сигнализирует о включении в сеть, красный – о срабатывании сигнализатора.

Моноблочные сигнализаторы непосредственно включаются в сеть напряжением 220 В. На них имеются три светодиода: зеленый «Сеть», желтый «Отказ» (неисправность сигнализатора), красный «Опасно газ!» - срабатывание сигнализатора.

Сигнализаторы СИКЗ предназначены для выдачи звуковой и световой сигнализации и отключения подачи газа при возникновении концентрации горючего газа на уровне 10% НКПР для сигнализаторов с одним порогом срабатывания. Для природного газа система срабатывает при содержании около 0,5% газа в воздухе (10% НКПР). Для сигнализаторов с двумя порогами срабатывание происходит:

- I порог – 10% НКПР;
- II порог – 20% НКПР.

Сигнализаторы СИКЗ с одним порогом срабатывания при достижении 10 % НКПР обеспечивают выдачу прерывистых световых сигналов красного светодиода и прерывистых звуковых сигналов, а также выдачу управляющих сигналов на исполнительные механизмы (при наличии). Сигнализаторы СИКЗ с двумя порогами срабатывания обеспечивают:

- на I пороге - прерывистые световые сигналы красного светодиода, прерывистые звуковые сигналы;
- на II пороге непрерывно горит красный светодиод, раздается непрерывный звуковой сигнал.

На обоих порогах срабатывания сигнализатор обеспечивает выдачу управляющих сигналов на исполнительные механизмы.

Система СИКЗ может комплектоваться сигнализатором загазованности оксидом углерода БУГ, который имеет два порога срабатывания:

- I порог – 20 мг/м³;
- II порог – 100 мг/м³.

На I пороге сигнализатор БУГ подает сигналы предупредительной сигнализации: прерывистые световые сигналы красного светодиода, прерывистые звуковые сигналы. На II пороге подается сигналы аварийной сигнализации: непрерывно горит красный светодиод, раздается непрерывный звуковой сигнал, а также обеспечивается подача управляющих сигналов на исполнительные механизмы. Сигнализатор БУГ при срабатывании на I пороге только сигнализирует, а на II пороге сигнализирует и подает команду на электромагнитный клапан, который прекращает подачу газа на оборудование.

Сигнализаторы СИКЗ и БУГ могут использоваться отдельно, без использования электромагнитного клапана. В этом случае они подают сигнал о достижении опасного уровня загазованности.

Электромагнитные клапаны КЭМГ-М служат для прекращения подачи газа. Максимальное рабочее давление электромагнитных клапанов - 500 даПа, они могут применяться только на газопроводах низкого давления. Условный проход – 15; 20; 25; 32 мм.

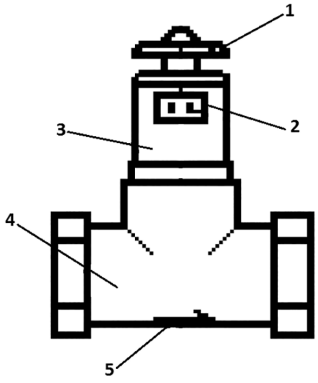


Рис.10. Клапан КЭМГ-М

Клапан КЭМГ-М (рис.10) имеет кнопку ручного включения 1, контакты 2 электромагнита 3, на который подается сигнал, закрывающий клапан. На корпусе 4 нанесена стрелка 5, указывающая направление потока газа. Открытие клапана производится вытягиванием кнопки ручного включе-

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ **3**

ГЛАВА 1. **ГАЗОВОЕ ТОПЛИВО** **5**

1.1. СОСТАВ И СВОЙСТВА ПРИРОДНОГО ГАЗА 5

1.2. ОПАСНЫЕ СВОЙСТВА ПРИРОДНОГО ГАЗА 7

1.3. СЖИЖЕННЫЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ ГАЗЫ 9

ГЛАВА 2. **СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ И АВТОМАТИЗАЦИИ** **15**

2.1. ИЗМЕРЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ 16

2.2. ЭЛЕКТРОИЗМЕРЕНИЯ 20

2.3. УЧЕТ РАСХОДА ГАЗА 21

2.4. БЫТОВЫЕ ГАЗОВЫЕ СЧЕТЧИКИ 24

2.5. КОНТРОЛЬ ЗАГАЗОВАННОСТИ ПОМЕЩЕНИЙ 31

2.6. ПРИБОРЫ ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК ГАЗА 35

2.7. ДАТЧИКИ ГАЗОИСПОЛЬЗУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ 39

ГЛАВА 3. **СЖИГАНИЕ ГАЗОВ** **49**

3.1. ПОЛНОЕ И НЕПОЛНОЕ СГОРАНИЕ 49

3.2. ГАЗОВЫЕ ГОРЕЛКИ 50

3.3. ИНЖЕКЦИОННЫЕ ГОРЕЛКИ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ 53

3.4. СТАБИЛИЗАЦИЯ ПЛАМЕНИ, ОТРЫВ И ПРОСКОК 56

ГЛАВА 4. **ОТВОД ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ** **58**

4.1. ЕСТЕСТВЕННАЯ И ИСКУССТВЕННАЯ ТЯГА 58

4.2. КОНСТРУКЦИЯ ДЫМОХОДОВ 60

4.3. СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ТРУБЫ 64

4.4. ДЫМОУДАЛЕНИЕ ОТ ОБОРУДОВАНИЯ С ЗАКРЫТОЙ КАМЕРОЙ СГОРАНИЯ 67

4.5.ПРОВЕРКА И РЕМОНТ ДЫМОХОДОВ И ВЕНТКАНАЛОВ 72

4.6. ОТРАВЛЕНИЯ ОКСИДОМ УГЛЕРОДА 74

ГЛАВА 5. **ГАЗОПРОВОДЫ ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ** **80**

5.1. ПРОКЛАДКА ГАЗОПРОВОДОВ 80

5.2. ТРУБОПРОВОДНАЯ АРМАТУРА 87

5.3. ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА 88

5.4. ОТКЛЮЧАЮЩАЯ И РЕГУЛИРУЮЩАЯ АРМАТУРА 92

5.5. ГИБКИЕ РУКАВА 98

5.6. ГАЗОСНАБЖЕНИЕ СУГ 101

ГЛАВА 6. **УСТАНОВКА ГАЗОИСПОЛЬЗУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ** **109**

6.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 109

6.2. УСТАНОВКА ГАЗОВЫХ ПЛИТ 112

6.3. УСТАНОВКА ПРОТОЧНЫХ ВОДОНАГРЕВАТЕЛЕЙ 115

6.4. УСТАНОВКА ОТОПИТЕЛЬНЫХ ВОДОНАГРЕВАТЕЛЕЙ 119

ГЛАВА 7. **ГАЗОИСПОЛЬЗУЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ** **124**
7.1. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ПИЩИ **125**
ГЛАВА 8. **АППАРАТЫ ДЛЯ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ** **135**
8.1. КОЛОНКА КГИ-56 ..... **142**
8.2. КОЛОНКА ВПГ-23 ..... **145**
8.3. КОЛОНКА NEVA 4011 ..... **150**
8.4. КОЛОНКА NECKAR **154**
8.5. КОЛОНКА FAST **157**
8.6. КОЛОНКА NEVALUX 6011 ..... **160**
8.7. КОЛОНКА IDRABAGNO 13 e.s.i **165**
8.8. НАКОПИТЕЛЬНЫЕ ВОДОНАГРЕВАТЕЛИ ДЛЯ ГВС **168**
ГЛАВА 9. **ОТОПИТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ** **171**
9.1. НАПОЛЬНЫЕ ОТОПИТЕЛЬНЫЕ ВОДОНАГРЕВАТЕЛИ **175**
9.2. АВТОМАТИЧЕСКИЕ ГАЗОВЫЕ ВОДОНАГРЕВАТЕЛИ **181**
9.3. АВТОМАТИЧЕСКИЙ ГАЗОВЫЙ ВОДОНАГРЕВАТЕЛЬ АГВ – 80 ..... **182**
9.4. АВТОМАТИЧЕСКИЙ ОТОПИТЕЛЬНЫЙ ГАЗОВЫЙ ВОДОНАГРЕВАТЕЛЬ АОГВ – 23 ..... **189**
9.5. АППАРАТ КОМБИНИРОВАННЫЙ ГАЗОВЫЙ ВОДОНАГРЕВАТЕЛЬНЫЙ АКГВ – 17,4 ЭКОНОМ **193**
9.6. АППАРАТ ОТОПИТЕЛЬНЫЙ ГАЗОВЫЙ ВОДОНАГРЕВАТЕЛЬНЫЙ АОГВ – 17,5 ..... **196**
9.7. АППАРАТ ОТОПИТЕЛЬНЫЙ ГАЗОВЫЙ ВОДОНАГРЕВАТЕЛЬНЫЙ АОГВ-11,6 (SIBERIA) **200**
ГЛАВА 10. **ГАЗОВЫЕ КОТЛЫ** **204**
10.1. КОТЕЛ СТАЛЬНОЙ КС **204**
10.2. КОТЕЛ СТАЛЬНОЙ КСГ (В) «ОЧАГ» **207**
10.3. КОТЕЛ ЧУГУННЫЙ КЧМ **214**
10.4. КОТЕЛ ЧУГУННЫЙ КЧМ МИКРО **216**
ГЛАВА 11. **НАСТЕННЫЕ КОТЛЫ** **223**
11.1. НАСТЕННЫЙ КОТЕЛ EGIS PLUS 24 FF **235**
ГЛАВА 12. **АППАРАТЫ ДЛЯ КОНВЕКТИВНОГО ОТОПЛЕНИЯ** **245**
12.1. ПЕЧНЫЕ ГОРЕЛКИ **249**
ГЛАВА 13. **ОРГАНИЗАЦИЯ БЕЗОПАСНОГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ЖИЛЫХ ДОМОВ** **253**
13.1. ПОРЯДОК ПОСТАВКИ ГАЗА НАСЕЛЕНИЮ **253**
13.2. ВНУТРИДОМОВОЕ И ВНУТРИКВАРТИРНОЕ ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ **258**
13.3. ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ВДГО (ВКГО) **261**
13.4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ ДОГОВОРОВ НА ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ВДГО (ВКГО) **263**
13.5. ИСПОЛНЕНИЕ ДОГОВОРОВ НА ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ВДГО (ВКГО) **266**
13.6. ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ВДГО (ВКГО) **276**
ГЛАВА 14. **ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВДГО (ВКГО)** **283**
14.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ **283**

14.2. ОРГАНИЗАЦИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ГАЗООПАСНЫХ РАБОТ 284
14.3. ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ 288
14.4. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ГАЗОПРОВОДОВ 291
14.5. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ГАЗОИСПОЛЬЗУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ 296
14.6. ОТКЛЮЧЕНИЕ ВДГО (ВКГО) 300
14.7. ПЕРЕУСТРОЙСТВО СЕТИ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ ЖИЛЫХ ДОМОВ 302
14.8. ЭКСПЛУАТАЦИЯ БАЛЛОННЫХ УСТАНОВОК СУГ 304
14.9. СМАЗКА КРАНОВ ГАЗОИСПОЛЬЗУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ, КРАНОВ НА ОПУСКЕ 305
14.10. ЗАМЕНА КРАНА НА ОПУСКЕ И НА ВВОДЕ 307
14.11. ПРОПАГАНДА БЕЗОПАСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗА В БЫТУ 309
14.12. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С ОРГАНИЗАЦИЯМИ, УПРАВЛЯЮЩИМИ МНОГОКВАРТИРНЫМИ ДОМАМИ 311
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 315