

Куб. № 1035

А. А. ДАНИЛОВ

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ

СПРАВОЧНИК

ООО "Самаратрансгаз"
ТЕХБИБЛИОТЕКА
Технический отдел



Санкт-Петербург
ХИМИЗДАТ
2004

УДК 69+696.2(083.74)
ББК 6П1.6
Д 183

Данилов А. А.

Д 183 Автоматизированные газораспределительные станции: Справочник. – СПб.: ХИМИЗДАТ, 2004. – 544 с., ил.
ISBN 5-93808-074-6

Рассмотрены назначение, устройство, условия эксплуатации, требования к помещениям и особенности обслуживания газораспределительных станций (ГРС) индивидуального проектирования и автоматизированных АГРС.

Описаны автоматика защиты и сигнализации ГРС, формы обслуживания и ремонтная служба. Представлены конструкции регуляторов давления газа, предохранительных сбросных устройств, запорной арматуры, аппаратуры по очистке и подогреву газа перед подачей на редуцирование, контрольно-измерительные приборы (КИП), сборные и шкафные газорегуляторные установки (ШГРУ). Включены сведения по защите газопроводов от коррозии, конструкции газовых котлов для подогрева газа, а также котлов для отопления помещений ГРС и ДО с автоматикой КСУ (комплекты средств управления).

Особую ценность представляют сведения о новых разработках АГРС, регуляторов давления газа и изоляции газопроводов.

Приведены гидравлические расчеты магистральных газопроводов, газопроводов низкого и среднего давления, средства автоматизации и телемеханики ГРС.

Для инженерно-технических работников, занимающихся эксплуатацией, обслуживанием и ремонтом газораспределительных станций, а также студентов.

Д 2503010500-004 Без объявл.
050(01)-04

ISBN 5-93808-074-6

© А. А. Данилов, 2004
© ХИМИЗДАТ, 2004

СОДЕРЖАНИЕ

1. Назначение ГРС	5
2. Газораспределительные станции индивидуального проектирования	6
2.1. Генплан и дороги	6
2.2. Технологическая часть	8
2.3. Архитектурно-строительная часть ГРС	163
2.4. Отопление и вентиляция зданий	165
2.5. Газорегуляторные пункты (ГРП) и газорегуляторные установки (ГРУ)	180
2.6. Контрольно-измерительные приборы (КИП)	228
2.7. Электротехническая часть ГРС	274
2.8. Газоснабжение ГРС и ДО	274
2.9. Телемеханика ГРС	275
2.10. Контроль и автоматизация ГРС	277
2.11. Телефонизация и радиофикация	278
2.12. Охранная сигнализация территории ГРС	279
2.13. Пассивная защита газопроводов	279
2.14. Электрохимическая защита газопроводов	291
2.15. Автоматика защиты и сигнализации ГРС	310
2.16. Формы обслуживания ГРС	324
2.17. Ремонтная служба	329
2.18. Эксплуатация ГРС	330
2.19. Дом операторов (ДО)	332
2.20. Рекультивация нарушенных земель	343
2.21. Охрана природы и атмосферного воздуха от загрязнения	345
2.22. Мероприятия по технике безопасности, промышленной санитарии и пожарной безопасности	345
3. Автоматизированные ГРС (АГРС)	348
3.1. АГРС-1/3	351
3.2. АГРС-1	360
3.3. АГРС-3	362
3.4. АГРС-10	366
3.5. АГРС „Энергия-1М”	369
3.6. АГРС „Энергия-2”	373
3.7. АГРС „Энергия-3”	376
3.8. АГРС „Ташкент-1” и „Ташкент-2”	379
3.9. АГРС „Исток”	383

4. Блочно-комплектные ГРС (БК-ГРС)	389
4.1. БК-ГРС-I-30	390
4.2. БК-ГРС-I-80	392
4.3. БК-ГРС-I-150	394
4.4. БК-ГРС-II-70	396
4.5. БК-ГРС-II-120	399
4.6. БК-ГРС-II-160	402
5. Возможные неисправности систем и оборудования ГРС и способы их устранения	405
6. Ремонтные работы, проводимые на ГРС	425
7. Новые разработки	429
8. Основные цели и задачи автоматизации и телемеханизации ГРС	464
9. Комплекс «SuperTU-4» – информационно-управляющий вычислительный телемеханический комплекс	466
10. Система катодной защиты на основе телемеханики	471
10.1. Выпрямитель В-ОПЕ-ТМ-1(2) серии Б	471
10.2. Совместная работа станции катодной защиты В-ОПЕ-ТМ-1(2) серии Б с комплексом телемеханики	480
10.3. Совместная работа станции катодной защиты В-ОПЕ-ТМ-1(2) серии В с комплексом телемеханики	482
10.4. Выпрямитель В-ОПЕД-М «Кедр»	486
10.5. «Телур-НГ» – аппаратно-программный радиотелеметрический комплекс	490
10.6. Устройство катодной защиты ИСТ-750М	491
10.7. Изделия для катодной защиты трубопроводов и других металлических сооружений от электрохимической коррозии	492
11. Транспортабельные котельные установки	494
11.1. Установки ТКУ-50, ТКУ-63, ТКУ-80, ТКУ-100, ТКУ-126, ТКУ-160, ТКУ-200, ТКУ-240, ТКУ-300, ТКУ-400, ТКУ-500, ТКУ-1250Б, ТКУ-1500Б, ТКУ-2000Б, ТКУ-2500Б, ТКУ-3000Б, ТКУ-4000Б	494
11.2. Водогрейные котельные агрегаты КВГ-0,7-115 и КВГ-1,1-115	497
11.3. Блок-модульная котельная с котлом КВГМ-1,1	499
11.4. Краны шаровые с пневмоприводом ФБ39 (FB39) фирмы «Фобос» (г. Рыбинск)	500
12. Интеллектуальный электронный измеритель расхода газа «TeleFlow» модель EGM 3530	503
13. Уровнемер радиоволновый «БАРС-301»	504
14. Гидравлический расчет магистрального газопровода и определение его пропускной способности	506
15. Гидравлический расчет газопроводов низкого давления	513
16. Строительство газопроводов из полиэтиленовых труб	519
Приложение	522

1. НАЗНАЧЕНИЕ ГРС

Газораспределительные станции (ГРС) предназначены для снабжения газом от магистральных и промышленных газопроводов следующих потребителей:

- 1) объекты газонефтяных месторождений (на собственные нужды);
- 2) объекты газокompрессорных станций (ГКС) (на собственные нужды);
- 3) объекты малых и средних населенных пунктов;
- 4) электростанции;
- 5) промышленные, коммунально-бытовые предприятия и населенные пункты крупных городов.

ГРС обеспечивают:

- 1) очистку газа от механических примесей и от конденсата;
- 2) подогрев газа;
- 3) редуцирование до заданного давления и постоянное поддержание его с определенной точностью;
- 4) измерение расхода газа с многосуточной регистрацией;
- 5) одоризацию газа пропорционально его расходу перед подачей потребителю;
- 6) подачу газа потребителю минуя ГРС в соответствии с требованием ГОСТ 5542–87.

По конструкции все ГРС подразделяются на:

- станции индивидуального проектирования;
- автоматические (АГРС): АГРС-1/3, АГРС-1, АГРС-3, АГРС-10, „Энергия-1М“, „Энергия-2“, „Энергия-3“, „Ташкент-1 и -2“, „Исток“;
- блочно-комплектные (БК-ГРС) – с одним выходом на потребителя (БК-ГРС-I-30, БК-ГРС-I-80, БК-ГРС-I-150) и двумя выходами на потребителя (БК-ГРС-II-70, БК-ГРС-II-130, БК-ГРС-II-160).

Все ГРС предназначены для эксплуатации на открытом воздухе в районах с сейсмичностью до 7 баллов по шкале Рихтера, с умеренным климатом (в условиях, нормализованных до исполнения V, категории размещения I по ГОСТ 15150–69*), с температурой окружающего воздуха от –40 до 50 С, с относительной влажностью 95 % при 35 °С.

2. ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

2.1. ГЕНПЛАН И ДОРОГИ

Проектированием ГРС занимаются специализированные проектные организации в соответствии с действующими нормами, правилами технологического проектирования и разделами СНиП. Документация проекта должна быть выполнена в объеме, достаточном для проведения всех подготовительных, строительных и монтажных работ.

При проектировании площадки под ГРС следует учитывать климатические условия, рельеф местности и наличие внешних инженерных коммуникаций и дорог. Площадка должна быть расположена на расстоянии не менее 500 м от промышленных, коммунально-бытовых предприятий и жилых домов в соответствии с противопожарными нормами и требованиями санитарных норм проектирования промышленных предприятий, с наветренной стороны для ветров преобладающего направления по отношению к жилой или промышленной застройке. Вокруг площадки необходимо предусмотреть охранную зону (по 100 м с каждой стороны от ГРС), свободную от промышленного и жилищного строительства.

При определении размеров площадки под строительство ГРС следует соблюдать нормы отвода земель. Размер площадки: под АГРС от 70 × 70 до 100 × 100 м, а под ГРС индивидуального проектирования от 100 × 100 до 150 × 150 м.

Для разработки проекта площадок под ГРС и дом оператора (ДО) необходимы следующие данные:

а) отчет по инженерно-геологическим и гидрогеологическим изысканиям с планом расположения геологических выработок, колонками изученных разрезов и профилями. В комплекс инженерно-геологических изысканий должно входить бурение скважин (шурфов), отбор керн и проб грунта равномерно через каждые 0,5 м по глубине скважины, лабораторные исследования грунтов и грунтовых вод, статистическое зондирование и обработка результатов всех выполненных изыскательских работ;

б) план площадки под ГРС и ДО, разрезы с инженерно-геологическими и гидрогеологическими данными;

в) лабораторные и полевые данные физико-механических характеристик грунтов;

г) акты отвода земель и выбора площадок под ГРС, ДО и подъездных дорог, согласованные со всеми заинтересованными организациями.

Площадку под строительство ДО, как правило, выбирают на окраине жилого массива.

Вертикальная планировка площадок должна быть решена с учетом рельефа и гидрологических условий местности, необходимости отвода поверхностных вод и прокладки инженерных сетей. Планировочную отметку площадки под ГРС принимают на 0,5 м выше уровня расчетного наивысшего горизонта вод, учитывая подпор и уклон водотока с вероятностью превышения уровня 1 раз в 100 лет. Плодородный слой снимают и транспортируют на сельскохозяйственные угодья, а также частично используют для озеленения территории ГРС.

Гравий или щебень подсыпают слоем 20–30, песок – 10–20 см. Оборудование ГРС и блоки АГРС должны быть установлены на фундаментах из железобетонных плит, уложенных на песчаную подушку. Допускается устройство монолитных бутобетонных фундаментов. Подземную и полуподземную отключающую арматуру устанавливают на железобетонные плиты. Технологические площадки и тротуары выкладывают бетонными плитами. Территория площадки, свободная от бетонного покрытия и сооружений, должна быть засеяна многолетними травами.

Наименьшие расстояния между зданиями, сооружениями и технологическими установками, размещаемыми на площадке ГРС, следует предусматривать в соответствии с требованиями инструкции по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности, а также по пожарной безопасности в газовой промышленности. Наружные (внеплощадочные) и внутриплощадочные инженерные сети и коммуникации следует проектировать как единую систему, размещаемую в специально отведенных технических полосах (коридорах).

Оборудование ГРС и блоки АГРС должны быть надежно заземлены. Площадку следует оборудовать молниеотводом требуемой расчетной высоты и наружным электрическим освещением.

Площадка ГРС и АГРС должна быть обнесена ограждением высотой 2,4 м из металлической сетки (по железобетонным столбам) и иметь ворота 3,5 × 2,3 м из этой сетки по каркасу из уголков.

В проекте необходимо предусмотреть по периметру площадки охранную сигнализацию, сигналы которой должны быть введены в дом оператора (ДО) и диспетчерский пункт (ДП). У наружной ограды ГРС следует разместить площадку для разворота автомобилей. От площадки ГРС (АГРС) до ДО, а также до поселковой или городской автомобильной дороги необходимо проложить подъездную однополосную автомобильную дорогу V категории с твердым покрытием. Ширина полосы движения 4,5; ширина обочины 1,75; ширина земляного полотна 8 м. Обочины должны быть укреплены 10–12-сантиметровым слоем щебня. Для разъезда встречного транспорта необходимо предусмотреть карманы. Участки пересечения водотоков постоянного и периодического действия следует выложить железобетонными плитами.

2.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Блок очистки газа

Блок очистки газа на ГРС позволяет предотвратить попадание механических примесей и конденсата в оборудование, технологические трубопроводы, приборы контроля и автоматики станции и потребителей газа. Импульсный и командный газ автоматического регулирования и управления должен быть осушен и дополнительно очищен в соответствии с ОСТ 51.40–83.

Для очистки газа на ГРС применяют пылевлагоулавливающие устройства различной конструкции, обеспечивающие подготовку газа в соответствии с действующими нормативными документами по эксплуатации. Главное требование к блоку очистки газа – автоматическое удаление конденсата в сборные емкости, откуда по мере накопления он вывозится с территории ГРС.

Этот блок должен обеспечить такую степень очистки газа, когда концентрация примеси твердых частиц размером 10 мкм не должна превышать 0,3 мг/кг, а содержание влаги должно быть не больше величин, соответствующих состоянию насыщения газа.

Наибольшая трудность при очистке газа – образование гидратов углеводородных газов: белых кристаллов, напоминающих снегообразную кристаллическую массу. Твердые гидраты образуют метан (их формула $8\text{CH}_4 \cdot 46\text{H}_2\text{O}$ или $\text{CH}_2 \cdot 5,75\text{H}_2\text{O}$) и этан ($8\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 46\text{H}_2\text{O}$ или $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 5,75\text{H}_2\text{O}$); пропан образует жидкие гидраты ($8\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 136\text{H}_2\text{O}$ или $\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 17\text{H}_2\text{O}$). При наличии в газе сероводорода формируются как твердые, так и жидкие гидраты.

Гидраты – нестабильные соединения, которые при понижении давления и повышении температуры легко разлагаются на газ и воду. Они выпадают при редуцировании газа, обволакивая клапаны регуляторов давления газа и нарушая их работу. Кристаллогидраты откладываются и на стенках измерительных трубопроводов, особенно в местах сужающих устройств, приводя тем самым к погрешности измерения расхода газа. Кроме того, они забивают импульсные трубки, выводя из строя контрольно-измерительные приборы (КИП).

На ГРС предусмотрена одноступенчатая очистка газа. От механических примесей и конденсата природный газ очищают с помощью газосепараторов по ОСТ 26–02645–72 (с полыми скрубберами или с насадками) типа ГС-II-64, ГСР-64, ГЖ-64. Насадки в скрубберах применяют сетчатые, жалюзийные и из колец Рашига. На монтажной площадке ГРС устанавливают не менее двух газосепараторов, работающих параллельно. Скорость движения газа в них не должна быть более 0,5–0,6 м/с. Газосепараторы подбирают с таким расчетом, чтобы при остановке одного из них скорость газа в работающем не превышала 1 м/с. Газосепараторы

должны быть теплоизолированы и установлены на отдельных фундаментах. Расстояние между ними – не менее их диаметра с теплоизоляцией.

Очистка газа от механических примесей и конденсата в газосепараторе происходит за счет:

- 1) изменения направления движения газа на 180° ;
- 2) снижения скорости движения газа до 0,5–0,6 м/с (в этом случае $v_b < v_0$, где v_b – скорость витания механических частиц в газосепараторе; v_0 – скорость оседания механических частиц в газосепараторе);
- 3) движения газа в насадке, где отбиваются (выделяются) механические примеси и капли конденсата, которые падают на коническое дно газосепаратора. Как показывает практика, наименьший каплеунос конденсата происходит в газосепараторах с сетчатыми насадками.

Газовый конденсат и механические примеси скапливаются на дне газосепаратора. По мере накопления происходит автоматический сброс конденсата в подземную емкость при помощи дифференциального уровнемера жидкостного пневматического (ДУЖП), установленного на газосепараторе, и регулирующего клапана непрямого действия типа Кр-50-64-ВО, где Кр – тип клапана, 50 – условный диаметр клапана, мм; 64 – условное давление, кгс/см²; ВО – газ(воздух) открывает. В отапливаемом помещении устанавливают два регулирующих клапана типа Кр, один из которых является рабочим, а другой – резервным.

Основные узлы клапана – мембранно-пружинный привод и двухседельное дроссельное устройство. Мембранно-пружинный привод клапана питает газ давлением 1–1,2 кгс/см², расход газа 0,5–0,6 м³/ч. Когда уровень газового конденсата в газосепараторе поднимается до верхнего допустимого уровня, срабатывает ДУЖП и через реле мембранно-пружинный привод под действием давления газа перемещается вниз, открывая клапан для прохода конденсата в подземную емкость. Уровень газового конденсата в газосепараторе опускается до нижнего допустимого. При этом через реле подается сигнал на прекращение подачи газа на клапан Кр-50-64-ВО, и мембранно-пружинный привод под действием пружины перемещается вверх, закрывая клапан для пропуска конденсата из газосепаратора в подземную емкость.

По мере накопления конденсата в подземной емкости он перекачивается насосом топливозаправочной колонки в автомобильную цистерну и вывозится для дальнейшего использования.

Кроме газосепараторов ОСТ 26–02645–72 для очистки газа применяют пылеуловители мультициклонные (рис. 1 и 2). Эффективность очистки в них зависит от дисперсного состава механических примесей в газе, скорости газа в циклонах, прилипаемости и влажности механических частиц и ряда других величин.

Мультициклонный пылеуловитель представляет собой сосуд, внутреннего пространства которого разделена на три части: верхнюю, свободную от каких-либо устройств; среднюю, где находятся циклонные элементы; нижнюю, где собираются конденсат и механические примеси.

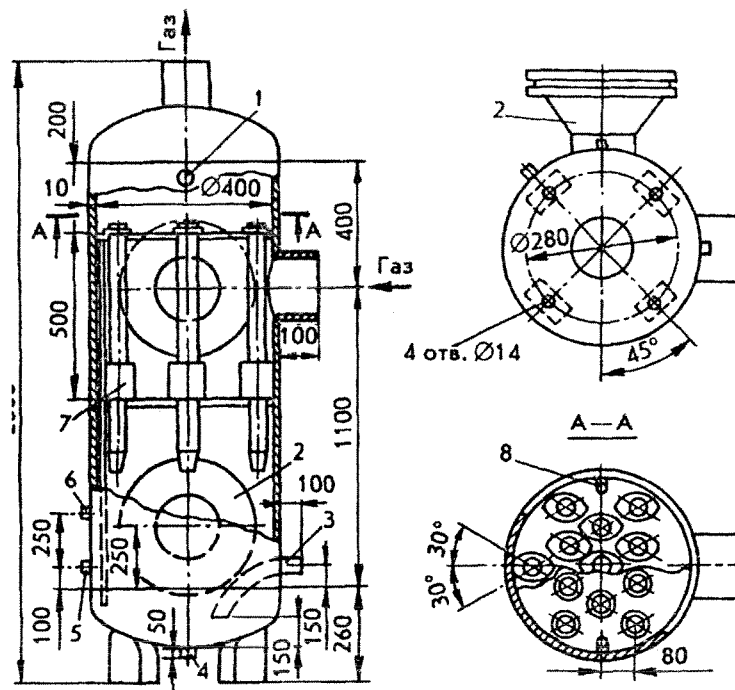


Рис. 1. Пылеуловитель мультициклонный:

1 – муфта; 2 – люк для чистки; 3, 4 – дренажи; 5 – штуцер автоматического сброса конденсата; 6 – штуцер датчика уровня жидкости; 7 – циклонный элемент; 8 – переливная труба Ø18 × 2

Очищаемый газ поступает в среднюю часть мультициклона. Через вихревые устройства циклонов газ поступает в нижнюю часть мультициклона, где происходит оседание всех примесей.

Газ, освобожденный от частиц пыли и жидкости, проходит по внутренним трубкам циклонов, попадает в верхнюю часть и далее направляется в газопроводы.

Мультициклоны можно оборудовать установкой автоматического сброса конденсата в подземную сборную емкость.

Мультициклоны эффективно очищают газы, содержащие сухие механические примеси. Очистка в мультициклонах природных газов от механических примесей и конденсата малоэффективна, так как они быстро забивают конусную часть циклонных элементов, при этом образуя наросты и даже пробки. Циклонные элементы выходят из строя, нарушая аэродинамику мультициклона. Поэтому мультициклоны приходится часто останавливать для чистки и промывки циклонных элементов. Эта работа трудоемкая и требует больших эксплуатационных затрат.

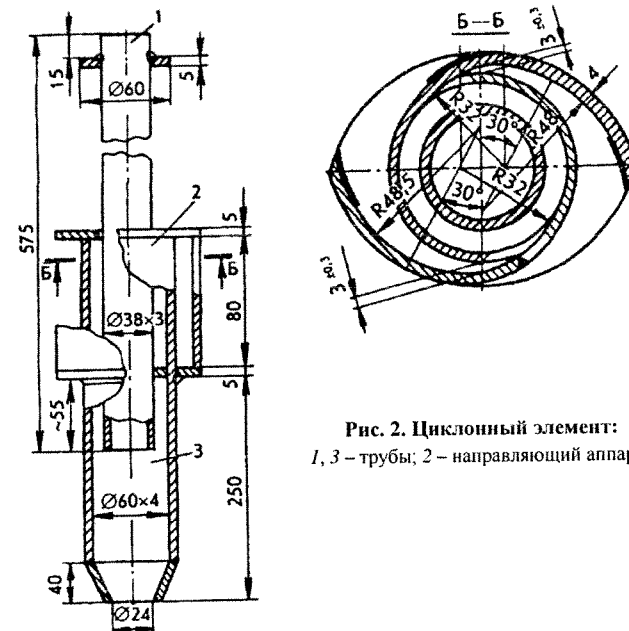


Рис. 2. Циклонный элемент:

1, 3 – трубы; 2 – направляющий аппарат

На ГРС малой пропускной способности для очистки газа от механических примесей применяют висциновые фильтры (рис. 3). Они изготавливаются диаметром 500, 600, 800 и 1000 мм с одной или двумя насадками. Такой фильтр состоит из корпуса, внутри которого смонтирована кассета (насадка), заполненная кольцами Рашига. Эти кольца бывают металлические и керамические. В основном применяют металлические размером $15 \times 15 \times 0,5$ мм. Кольца Рашига смазывают висциновым маслом по ГОСТ 7611-55 (60 % цилиндрического масла плюс 40 % солярового).

Принцип работы висцинового фильтра следующий: частички механических примесей, попадая с потоком газа в фильтр, проходят через смоченные висциновым маслом кольца Рашига, меняя свое направление, и прилипают к поверхности колец.

Как только перепад давления газа на входе в фильтр и на выходе из него возрастает, что свидетельствует о загрязненности насадки, кольца фильтра очищают паром, промывают содовым раствором, после чего их смазывают чистым висциновым маслом.

Процесс очистки и восстановления работоспособности висцинового фильтра весьма трудоемок, так как осуществляется вручную. Частые очистка и восстановление работоспособности фильтра обусловлены тем, что масляная активная пленка с колец Рашига быстро растворяется и смывается конденсатом, находящимся в природном газе.

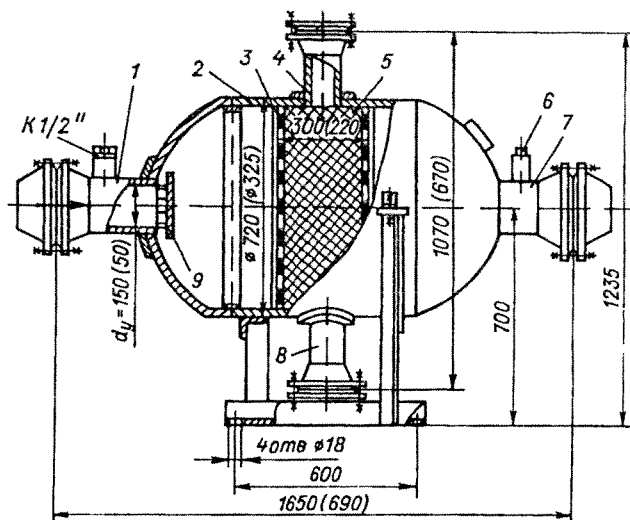


Рис. 3. Висциновый фильтр D_{700} (D_{300}):

1 – патрубок входной; 2 – корпус фильтра; 3 – перфорированная сетка; 4 – люк загрузочный; 5 – засыпка (мелкие металлические или керамические кольца 15×15 мм); 6 – штуцер; 7 – патрубок выходной; 8 – люк разгрузочный; 9 – отбойный лист

В качестве растворителя применяют керосин или горячий содовый раствор.

Висциновые фильтры предназначены для очистки газа только от механических примесей, так как их конструкция не позволяет оборудовать фильтры автоматическим сбросом конденсата в подземную емкость.

На некоторых ГРС для очистки газа используют масляные пылеуловители (рис. 4) с внутренними диаметрами 1000, 1200, 1400, 1600 мм. Число устанавливаемых на ГРС пылеуловителей зависит от расхода газа, но их должно быть не менее двух.

Масляные пылеуловители состоят из трех секций: нижней, промывочной, в которой все время поддерживается постоянный уровень солярового масла; средней, осадительной, где газ освобождается от взвешенных частиц солярового масла; верхней, отбойной, или скрубберной, где и происходит окончательная очистка газа. В нижней секции размещена насадка из пучка трубок, верхние концы которых закреплены в решетке. Нижние концы трубок открыты и имеют 16 продольных прорезей-щелей. Расстояние между концами трубок и поверхностью солярового масла 25–30 мм. Средняя секция пылеуловителя свободна от элементов конструкции. В верхней секции расположена скрубберная насадка, состоящая из жалюзийных листов с волнообразным профилем или металлической сетки, которые образуют лабиринт для прохода газа.

Газ через газоподводящий патрубок поступает в нижнюю секцию, ударяется об отбойный козырек и изменяет направление движения. Наиболее крупные взвешенные механические частицы падают в нижнюю часть пылеуловителя, заполненную маслом. Затем газ проходит над поверхностью масла, далее через пучок труб и через открытые нижние концы их, а также через прорези.

Далее по контактному трубкам газ поступает в среднюю, осадительную, секцию, где его скорость резко снижается. В результате чего механические частицы и капельки масла оседают на разделительную сетку в виде шлама и по дренажным трубкам стекают в нижнюю секцию. Средняя скорость газа в свободном сечении средней секции 0,5–0,6, в контактных трубках 2,5–3,0 м/с.

Из средней секции газ поступает в верхнюю, отбойную, где за счет изменения направления его движения на 90° и наличия скрубберной насадки происходит дальнейшая очистка газа. Капельки солярового масла и мелкие механические частицы по специальным дренажным трубкам стекают в нижнюю секцию.

Очищенный газ из пылеуловителя через выходной патрубок направляется или в блок подогрева, или в блок редуцирования. Загрязненное масло из нижней секции продувкой периодически удаляется по трубке для слива грязного масла в сборную емкость. Свежая порция масла заливается в пылеуловитель по специальной трубе для заполнения.

Для очистки газа используют соляровое масло марки Л, имеющее следующие показатели: температура застывания -20°C , температура вспышки – не ниже 125°C ; кинематическая вязкость по Энглера 1,39–1,76 $^\circ\text{ВУ}$.

Для очистки и осушки командного газа для редуктора ВР-1 до остаточной относительной влажности 2–3 % при температуре окружающего воздуха $15\text{--}20^\circ\text{C}$ применяют фильтр-осушитель (рис. 5). Он состоит из корпуса (трубы диаметром 500 или 700 мм), $\frac{3}{4}$ объема которого заполнены влагопоглотителем (цеолитом или силикагелем), размещенным в верхней части между двумя сетками и двумя решетками. Нижняя часть незаполненного объема фильтра предназначена для сбора конденсата, который периодически сливается через дренажный штуцер.

Принцип действия фильтра-осушителя основан на способности влагопоглотителя поглощать большое количество влаги при малом объеме. Для автоматического сброса из газосепаратора в подземную емкость уловленного конденсата применяют регулирующие клапаны непрямого действия типов К (рис. 6) 25с48нж, 25с50нж (КР-50-64 или КЛР-01), вида ВО (воздух открывает). При подаче командного давления (газа) на мембрану исполнительного механизма клапан открывается.

Регулирующие клапаны состоят из регулирующего органа (клапана) и мембранно-исполнительного механизма (МИМ). Перемещение золотника относительно седла клапана осуществляется под действием командного газа на мембрану исполнительного механизма, который соединен

с золотником посредством штока. Если давление командного газа на МИМ увеличивается, мембрана опускается, пружина сжимается и шток с золотником опускается, открывая проходное сечение седла клапана для сброса конденсата из газосепаратора в подземную емкость. Из подземной емкости конденсат перекачивается в передвижную надземную емкость для дальнейшей транспортировки.

На газосепараторе устанавливается уровнемер пневматический типа ДУЖП. При повышении уровня конденсата до верхнего допустимого уровня ДУЖП срабатывает и подает управляющий газ на клапан, через который производится сброс конденсата в подземную емкость. При

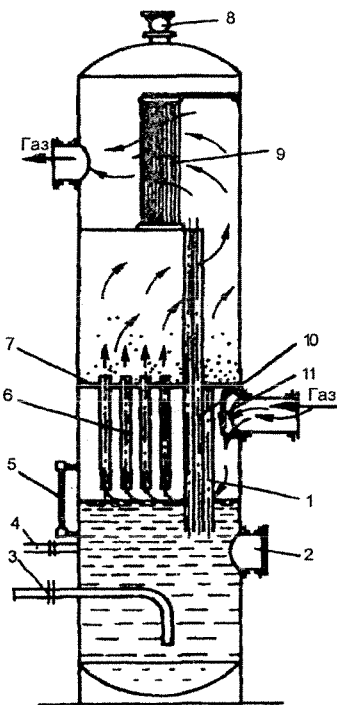


Рис. 4. Масляный пылеуловитель:

1 – трубки для слива грязного масла; 2 – люк; 3 – трубка для слива грязного масла в сборную емкость; 4 – трубка для залива масла; 5 – уровнемер; 6 – насадка из пучка труб; 7 – разделительная сетка; 8 – предохранительный клапан; 9 – скрубберная насадка; 10 – трубки для стока загрязненного масла в нижнюю часть пылеуловителя; 11 – отбойный козырек

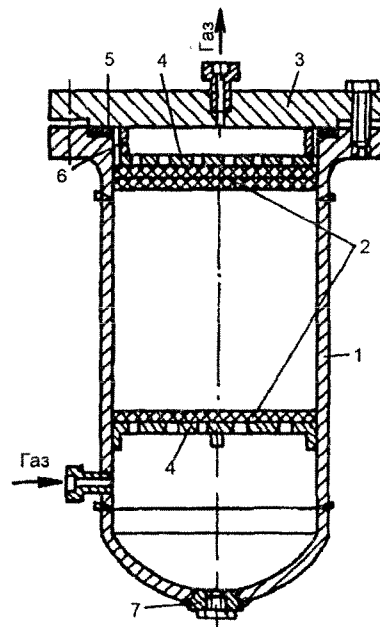


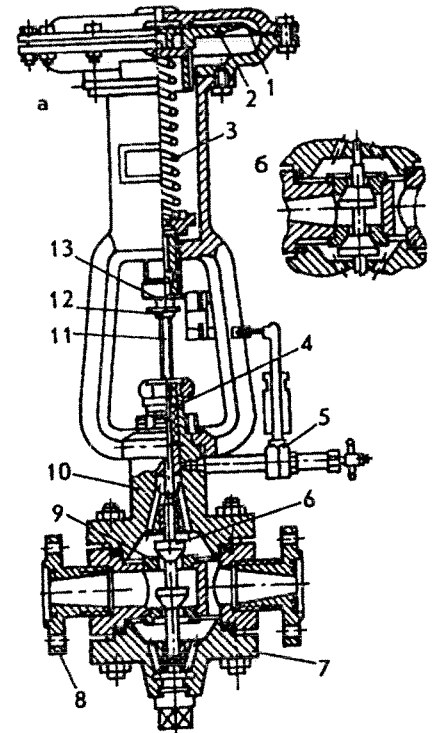
Рис. 5. Фильтр-осушитель:

1 – корпус; 2 – сетки; 3 – крышка; 4 – решетка; 5 – прокладка уплотнительная; 6 – распорное кольцо; 7 – штуцер слива конденсата

Рис. 6. Клапан регулирующий стальной типа К:

Положение золотника в клапане: а – вида ВЗ; б – вида ВО;

1 – мембрана; 2 – мембранный диск; 3 – нагружающая пружина; 4 – сальник; 5 – смазочное устройство; 6 – золотник; 7 – нижняя крышка; 8 – корпус клапана; 9 – седловое кольцо; 10 – верхняя крышка; 11 – шток; 12 – контргайка; 13 – соединительная втулка



понижении уровня конденсата в газосепараторе до определенного нижнего уровня клапан, по сигналу ДУЖП, закрывается. Управляющий газ поступает на привод клапана из узла подготовки импульсного газа ГРС. Для подготовки управляющего газа используется редуктор, понижающий давление, подающееся на привод регулирующего клапана. Давление импульсного газа до и после редуктора контролируется показывающими манометрами.

Блок подогрева газа

Наибольшие трудности при редуцировании газа возникают из-за образования гидратов, которые в виде твердых кристаллов оседают на стенках трубопроводов в местах установки сужающих устройств, на клапанах регуляторов давления газа, в импульсных линиях контрольно-измерительных приборов (КИП). Наиболее благоприятны для образования гидратов падение температуры и давления, что влечет за собой уменьшение как упругости водяных паров, так и влагоемкости газа, в результате чего происходит образование гидратов.

В качестве методов по предотвращению гидратообразования применяют общий или частичный подогрев газа; местный обогрев корпусов регуляторов давления и ввод метанола в коммуникации газопровода.

Наиболее широко применим первый метод, второй – менее эффективен, третий – очень дорогостоящий.

Для общего подогрева газа применяют огневые (ПГА-5, ПГА-10, ПГА-100, ПГА-200 и ПТА-1) и водяные [ПГ-3, ПГ-10, 9ПГ64-2М(3М), ПТПГ-30 и ПТПГ-15] подогреватели. Для эксплуатации ПГ-3 и 9ПГ64-2М(3М) необходимы мощные котельные установки, стационарные или передвижные, а также постоянные инженерные коммуникации по водоснабжению, канализации и электроснабжению. Поскольку химическая подготовка и очистка воды отсутствуют, происходит быстрое нарастание накипи на внутренних стенках водопроводных труб, уменьшающих проходное сечение последних, что приводит к плохому теплообмену между горячей водой и газом, к утрате эффективности подогрева газа теплообменниками. Водяные подогреватели ПГ-3 (рис. 7) и 9ПГ64-3М (ЗПГ64-2М) (рис. 8) представляют собой теплообменные аппараты кожухотрубного типа.

В этих подогревателях в качестве теплоносителя применяется вода, которая подогревается в котлах различных модификаций, обеспеченных автоматикой безопасности.

Техническая характеристика подогревателей 9ПГ64-3М и ЗПГ64-2М приведена в табл. 1.

Подогреватели состоят из основных узлов: корпуса, трубного пучка и распределительной камеры.

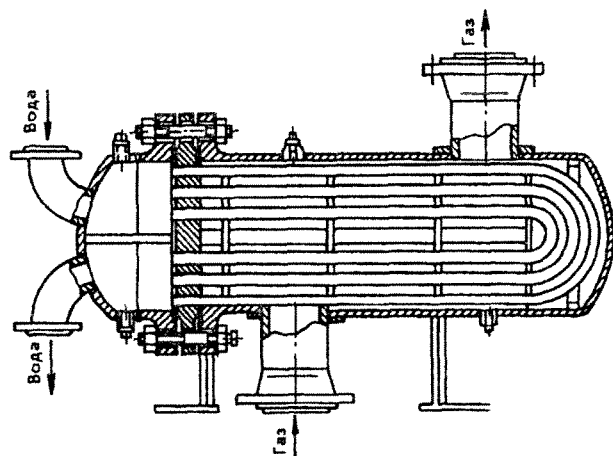


Рис. 7. Схема водяного подогревателя газа ПГ-3

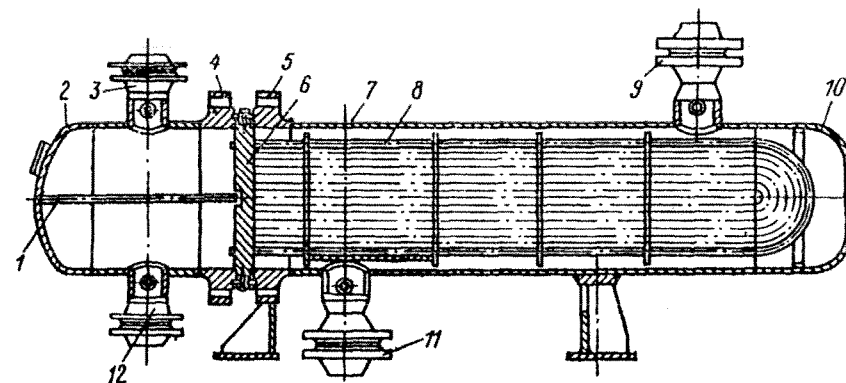


Рис. 8. Подогреватель газа 9ПГ64-3М (ЗПГ64-2М)

Основными деталями корпуса является фланец 5, труба 7 и днище 10 (см. рис. 8). Присоединение подогревателя к газопроводу осуществляется с помощью штуцеров 11 и 9. Теплообменной поверхностью подогревателя служат пучок U-образных трубок 8 и трубная решетка 6. Распределительная камера состоит из фланца 4, днища 2 и продольной перегородки 1, обеспечивающей двухходовое движение горячей воды в трубном пространстве. На днище камеры имеются штуцера 3 и 12, с помощью которых подогреватель присоединяется к линии водогрейных котлов.

Таблица 1

Техническая характеристика подогревателей		
Показатель	9ПГ64-3М	ЗПГ64-2М
Давление, кгс/см ² :		
условное	64	64
рабочее	12 – 55	12 – 55
Площадь теплообмена, м ²	9,6	3
Температура газа, °С:		
минимальная на входе	–5	–5
на выходе	–2 – 15	–2 – 15
Давление воды, кгс/см ²	1	1
Температура воды, °С:		
на входе в подогреватель	+95	+90
на выходе из подогревателя	+70	+35
Диаметр корпуса, мм	426	273
Число трубок	42	15
Диаметр трубок, мм	25	25
Габаритные размеры, мм	2525×590×950	1565×470×850
Масса, кг	960	480

Основные достоинства подогревателей газа типа 9ПГ64-3М и 3ПГ64-2М заключаются в экономичности, простоте, надежности устройства и безопасности работы.

Количество тепла, необходимое для подогрева газа, ккал/ч, определяется по формуле

$$Q = q \rho_0 c_p \Delta t,$$

где c_p – удельная теплоемкость газа при постоянном давлении, для природного газа, равная 0,5 ккал/(кг·°C); ρ_0 – плотность газа, кг/м³; q – расход газа, м³/ч; Δt – температура подогрева газа в теплообменнике.

Поверхность нагрева теплообменника, м²,

$$F = \frac{Q'}{\lambda \Delta t_{cp}},$$

где Q' – количество тепла, необходимое для подогрева, с учетом потерь, ккал/ч; λ – общий коэффициент теплопередачи от воды к газу, принимаемый равным 200 ккал/(м²ч·°C); $\Delta t_{cp} = (t_b - t_n) / [2,3 \lg(t_b/t_n)]$ – средняя логарифмическая разность температур; t_b – разность температур воды на входе в теплообменник и газа на выходе из него; t_n – разность температур воды на выходе из теплообменника и газа на входе в него.

При эксплуатации подогревателя газа 1 раз в году подвергаются осмотру, во время которого производится чистка внутренней полости труб, осмотр труб, фланцев, прокладок, крепежа.

Подогреватели газа подключаются к системе водяного отопления ГРС с естественной циркуляцией. Подогреватель газа и расширительный бачок устанавливаются в помещении регулирующих клапанов, при этом водяные линии и корпус подогревателя теплоизолируются.

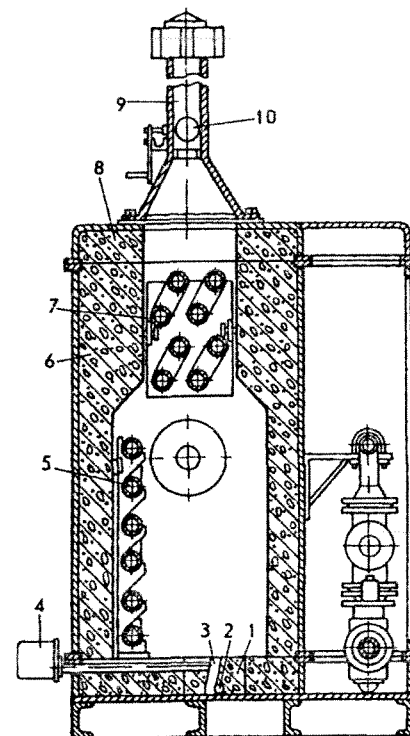
Конструкция огневого подогревателя одинаковая (рис. 9), технически данные различаются. Основные элементы этих подогревателей: газовая камера (состоит из основания, боковых и торцевых стенок, крышки), змеевик, горелка, байпасная линия, установка термобаллонов, контрольно-запальное устройство, дымовая труба, блок автоматики контрольно-запального устройства и автоматика регулирования (включает в себя отсекатель, фильтр, регулятор давления, регулятор температуры, сбросной и электромагнитный клапаны, терморегулятор).

В керамзитобетонном основании (см. рис. 9) газовой камеры находится наклонная горелочная щель, служащая стабилизатором горения газа.

Подовая горелка состоит из газового коллектора – стальной трубы с просверленными отверстиями. Расстояние между отверстиями определяется условиями „беглости огня”, т. е. воспламенения газовых факелов по длине коллектора от соседних горящих факелов. Воздух поступает в туннель через колосниковую решетку из поддувального пространства. Пламя направляется на боковую радиационную стену, которая, раскалившись, излучает тепло, нагревающее змеевик. Часть змеевика, расположенная

Рис. 9. Огневой подогреватель газа ПГА-5:

1 – основание газовой камеры; 2 – горелка; 3 – горелочная щель; 4 – контрольно-запальное устройство; 5 – радиационная часть змеевика; 6 – боковые стенки подогревателя; 7 – конвективная часть змеевика; 8 – крышка; 9 – дымовая труба; 10 – шибер



в верхней части газовой камеры, нагревается теплом отходящих газов. Краны служат для отключения змеевика подогревателя на летний период.

Автоматика регулирования и защиты размещена на сварной раме и закрыта кожухом. В дымовой трубе расположен шибер, с помощью которого можно регулировать тягу в разные периоды года.

Ниже приведена техническая характеристика подогревателей ПГА-5 и ПГА-10.

Температуру газа на выходе из подогревателя в заданных пределах от 5 до 60 °C поддерживают с помощью терморегулятора.

Техническая характеристика газовых подогревателей ПГА-5 и ПГА-10

	ПГА-5	ПГА-10
Номинальная тепловая производительность, Мкал/ч	29	80
Давление газа, кгс/см ² :		
подогреваемого рабочего	12 – 55	
топливного на входе	3 – 12	

Расход газа, м ³ /ч:		
подогреваемого номинальный	5000	10000
топливного при $Q_H^P = 8575$ ккал/м ³	4,5	11
Перепад температуры, подогреваемого газа при номинальном расходе, °С	15	20
Напряжение питания электромагнитного клапана и блока контроля пламени и зажигания, В:		
ток постоянный	12 ± 10 %	
ток переменный	220 ± 10 %	
Максимальная потребляемая мощность блока контроля пламени и зажигания, Вт	24	
Габаритные размеры, мм	2200 × 1580 × 1836	
Масса, кг	2500	2550

Терморегулятор (рис. 10). Термометрическая система его состоит из баллона и сильфона, заполненных жидкостью с большим коэффициентом теплового расширения. Изменение температуры газа на выходе из подогревателя ведет к изменению в термосистеме объема и давления жидкости. При этом сильфон сжимается или разжимается, перемещая шток, который связан с большим и малым фигурными рычагами отсекаателя.

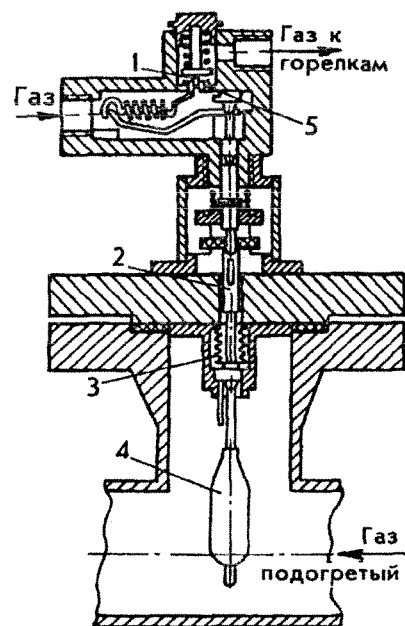


Рис. 10. Терморегулятор:
1 – клапан; 2 – шток; 3 – сильфон; 4 – баллон;
5 – отсекатель

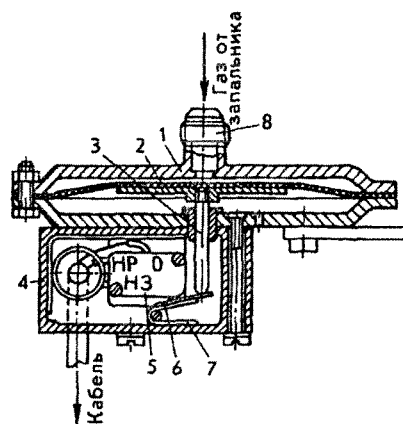


Рис. 11. Датчик:
1 – мембранная головка; 2 – мембрана; 3 – шток; 4 – коробка; 5 – микропереключатель; 6 – рычаг; 7 – пружина; 8 – штуцер; НЗ – нормально открыто; НР – нормально закрыто

Малый фигурный рычаг поднимает или опускает клапан терморегулятора.

Если температура газа выше заданной на выходе из подогревателя, то жидкость в термосистеме расширяется и сжимает сильфон. Вследствие этого шток, преодолевая усилие пружины, поднимается вверх, освобождая конец большого фигурного рычага, что в свою очередь ведет к освобождению клапана, который садится на седло и закрывает проход топливного газа к горелкам.

Датчик (рис. 11) предназначен для подачи сигнала на диспетчерский пункт линейно-производственного управления (ДП ЛПУ) или в дом оператора (ДО) в случае погасания пламени запальника подогревателя газа.

При горении запальника мембрана находится в нижнем положении и удерживает контакт микропереключателя в разомкнутом состоянии. При погасании запальника электромагнитный клапан закрывает подачу газа на газопроводе запальника. При этом давление газа в газопроводе запальника и в датчике падает. Мембрана под действием пружины перемещается вверх. Контакты микропереключателя замыкаются, и на дистанционный пункт (ДП) ЛПУ или в дом оператора (ДО) подается сигнал „Авария”.

Электромагнитный клапан (рис. 12) перекрывает подачу топливного газа к горелке в случае погасания пламени запальника, фиксируя три положения:

- 1) закрытое, когда газ через клапан не проходит;
- 2) промежуточное, когда газ через клапан запальника проходит;
- 3) рабочее, когда газ через клапан поступает и на запальник, и на горелку.

До начала работы подогревателя электромагнитный клапан закрыт. Чтобы включить запальник, необходимо нажать на пусковую кнопку. В этом случае подвижная система штоков и клапанов переместится вниз. Клапан займет нижнее положение, а верхний сядет на седло. При этом топливный газ будет поступать через отверстие к запальнику, но не к горелке. В течение 1 мин пламя запальника нагреет спай термопары, в ней возникнет электродвижущая сила (ЭДС), образующая в электромагните магнитное поле, будет притягивать якорь к торцам электромагнита до тех пор, пока на запальнике будет гореть газ.

Под действием нижней пружины подвижная система из штоков, клапанов и кнопки поднимется вверх. При этом верхний клапан отойдет от своего седла на 2,5 мм и откроет доступ топливному газу к горелке. Нижний клапан не дойдет до своего седла на 2,5 мм, и газ будет продолжать поступать к запальнику.

При погасании пламени на запальнике якорь под действием усилия пружины 16 вместе со всей подвижной системой поднимается вверх. Клапан сядет на седло и прекратит поступление газа к горелке и к запальнику.

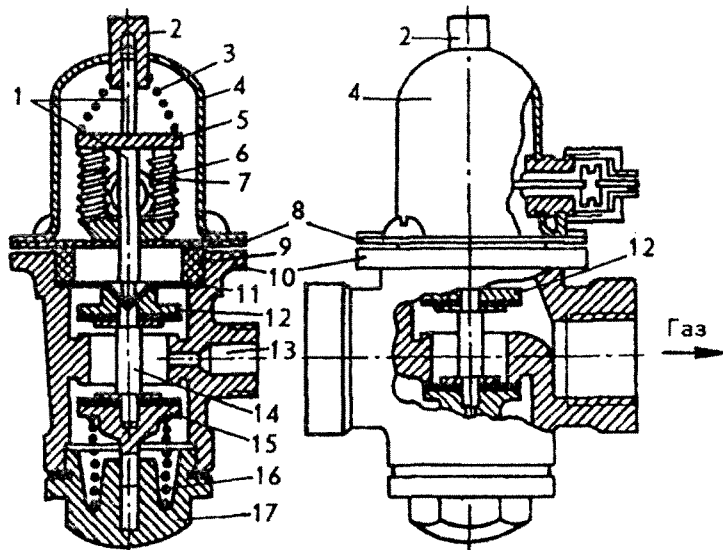


Рис. 12. Клапан электромагнитный:

1, 14 – штоки; 2 – кнопка; 3, 16 – пружины; 4 – кожух; 5 – якорь; 6 – электромагнит; 7 – обмотка электромагнита; 8 – основание; 9 – прижимное кольцо; 10 – корпус; 11 – мембрана; 12, 15 – клапаны (12 – верхний, 15 – нижний), 13 – отверстие; 17 – пробка

Термопара выполнена из двух сплавов: хромеля (никель + хром) и копеля (никель + медь) – и представляет собой хромелевую трубку, в которую вставлен копелевый стержень. Принцип работы термопары заключается в том, что при ее нагревании тепловая энергия преобразуется в электрическую.

Подача топливного газа в подогреватели осуществляется после блока редуцирования. Топливный газ высокого или среднего давления (6 или 3 кгс/см²) редуцируют до низкого (500 мм вод. ст.) в регуляторах давления газа типа РД-32, РД-50М, которые устанавливаются у каждого подогревателя или в отдельной газорегуляторной установке (ГРУ). Эти установки монтируют в помещениях редуцирования или в котельной. ГРУ снабжает газом низкого давления не только котлы, подогреватели на ГРС, но и газовые водонагревательные и отопительные аппараты (4-конфорочные плиты, водонагреватели, газовые холодильники и пр.) домов операторов.

Огневой подогреватель природного газа с жидкостным теплоносителем ПГ-10 предназначен для непрямого нагрева природного газа перед дросселированием в системах регулирования АГРС, ГРС индивидуального проекта и для других потребителей. В подогревателе установлены два теплообменника, которые могут быть соединены последовательно или параллельно по ходу нагреваемого газа.

Подогреватели изготавливают в двух исполнениях (климатическое исполнение – группа VI ГОСТ 15150–69*): ПГ-10 применяют при температуре окружающей среды не ниже –40 °С, используя в качестве промежуточного теплоносителя водные растворы диэтиленгликоля (1200 л воды, 2800 л диэтиленгликоля – ГОСТ 10136–77*, в процентном отношении 30 и 70 %); ПГ-10-01 – при температуре окружающей среды не ниже –30 °С, а в качестве промежуточного теплоносителя – воду (4000 л).

Техническая характеристика подогревателя ПГ-10

Давление газа, кгс/см ² :	
на входе в подогреватель	73,5
перед блоком горелок номинальное	0,785
Температура газа, °С:	
на входе в подогреватель	–15
на выходе из подогревателя максимальная,	
при номинальной пропускной способности	35
Расход газа на блок горелок номинальный, м ³ /ч	41
Пропускная способность, м ³ /ч:	
номинальная при последовательном соединении теплообменников	10000
при параллельном соединении теплообменников и	
температуре газа на выходе 15 °С	48800
КПД, %	80
Разрежение в камере сгорания, кгс/см ²	5–10 ^{–5}
Содержание СО в продуктах сгорания в выходном	
сечении камеры сгорания, %	0,05
Температура поверхностей подогревателя,	
доступных при обслуживании, °С	45
Габаритные размеры, мм:	
длина	5375
ширина	1610
высота (без дымовой трубы)	2450
Масса (без теплоносителя), кг	4950
Срок службы, годы	10

Подогреватель представляет собой металлическую емкость, заполненную промежуточным теплоносителем. В корпусе подогревателя размещены теплогенератор и два теплообменника. Кроме того, подогреватель состоит из блока горелок, трубы отходящих газов, двух разделительных камер, шкафа управления, блока газовой обвязки, газорегулирующего блока, предохранительного люка, серьги, свеч, вставок и взрывного клапана.

Трубу отходящих газов монтируют на опоры и крепят с помощью растяжек. Для контроля за температурой нагреваемого газа используют вставки на входе в теплообменник и на выходе из него. На вставках расположены штуцеры для показывающих термометров. Блоки газорегулирующей и газовой обвязки имеют свечи для продувки газопроводов топливного газа. Продукты сгорания из блока горелок проходят через теплогенератор, где отдают теплоту промежуточному теплоносителю, который, в свою очередь, нагревает природный газ, проходящий по трубкам тепло-

обменников. В корпусе подогревателя имеются профильные листы, образующие для промежуточного теплоносителя как бы шахту и способствующие теплообмену. Нагретый теплоноситель разделяется на два потока и направляется к теплообменникам. Отдав теплоту нагреваемому газу, охлажденные потоки промежуточного теплоносителя по наружным каналам шахты подводятся в зону нагрева.

Как отмечалось ранее, теплообменники подогревателя могут подключаться по ходу нагреваемого газа последовательно или параллельно. В первом случае обеспечивается подогрев газа до более высокой температуры, чем при параллельном подключении, но пропускная способность подогревателя при этом в 2 раза меньше. Отвод продуктов сгорания осуществляется через дымоход, переходящий в жаровую трубу, на которой установлен взрывной клапан.

Газорегулирующий блок состоит из технологической линии редуцирования и байпаса. Технологическая линия включает в себя предохранительный запорный клапан КПЗ-50, регулятор давления газа РДБК1-П-25, счетчик газа ротационный РГ-40, предохранительный сбросной клапан ПСК-50М/0,5, запорную ручную арматуру и манометр МПЗ-У-1,6, установленный на входе газа в подогреватель. Байпас предназначен для подачи топливного газа в блок горелок подогревателя при его пуске в холодное время года и во время ремонта технологической линии. На байпасе установлены кран и запорно-регулирующий клапан.

Регулятор давления газа РДБК1-П-25 обеспечивает редуцирование давления и постоянное поддержание его на заданном уровне.

Предохранительный запорный клапан КПЗ-50 срабатывает как при повышении выходного давления более чем на 1 кгс/см^2 , так и при понижении его менее чем до $0,3 \text{ кгс/см}^2$, а предохранительный сбросной – при повышении выходного давления газа более чем на $0,92 \text{ кгс/см}^2$.

Система автоматики подразделяется на автоматику пуска, безопасности, сигнализации и регулирования температуры и включает в себя следующие элементы:

- электромагнитные вентили, которые устанавливаются на трубопроводах подвода газа к запальной и основной горелкам;
- электроконтактные манометрические термометры для контроля и регулирования температуры нагреваемого газа и промежуточного теплоносителя;
- электроконтактный манометр, контролирующий повышение и понижение давления газа перед блоком горелок за пределы допустимого;
- датчик-реле разрежения в камере сгорания;
- путевой выключатель, устанавливаемый под крышкой люка подогревателя;
- датчик-реле уровня промежуточного теплоносителя в подогревателе;

- электроискровой запальник для розжига запальной горелки;
- контрольный электрод для контроля пламени запальной горелки;
- шкаф управления с аппаратурой, управляющей розжигом блока горелок и обеспечивающей безопасную работу подогревателя.

Система автоматики обеспечивает выполнение следующих функций:

- розжиг основной и запальной горелок;
- блокирование розжига запальной горелки в случае, если создано состояние „кажущегося” пламени;
- блокирование повторного пуска;
- регулирование температуры нагрева газа;
- защитное выключение горелок;
- световую, сигнализацию нормальной работы и защитного выключения горелок;
- выдачу на пульт управления оператора световой сигнализации как при нормальной работе, так и при неисправности подогревателя.

Защитное выключение горелок осуществляется в следующих случаях:

- давление газа перед горелками выше $0,8 \text{ кгс/см}^2$;
- давление газа перед горелками ниже $0,49 \text{ кгс/см}^2$;
- разрежение в камере сгорания подогревателя менее $8-10^{-5} \text{ кгс/см}^2$;
- температура промежуточного теплоносителя выше 95°C ;
- пламя запальной горелки погасло;
- пламя запальной горелки при розжиге не появилось в течение 3 с с момента нажатия кнопки „Розжиг”;
- газ из теплообменника прорвался в корпус подогревателя;
- подача электрической энергии от источника питания прекратилась;
- уровень промежуточного теплоносителя опустился ниже допустимого.

Система автоматики ПГ-10 работает устойчиво при отклонении напряжения питания от номинального $220 \text{ В} \pm 5\%$.

Огневой подогреватель газа автоматический ПГА-100 (рис. 13) предназначен для подогрева природного, попутного нефтяного и искусственного газов, не содержащих агрессивных примесей, до заданной температуры. Подогреватели ПГА-100 могут эксплуатироваться как в комплексе с АГРС, так и автономно на ГРС индивидуального проекта.

Подогреватели ПГА-100 эксплуатируются на открытом воздухе в районах с умеренным климатом, при температуре воздуха от -40 до 50°C с относительной влажностью $(80 \pm 3)\%$ при температуре 20°C .

Подогреватель ПГА-100 представляет собой прямоугольную печь радиационно-конвективного типа с восходящим потоком дымовых газов, снабженную диффузионной горелкой (см. рис. 13). Основание и боковые стенки подогревателя футерованы легким жаростойким бетоном марки 27; горелочный камень изготовлен из жаростойкого бетона марки 16.

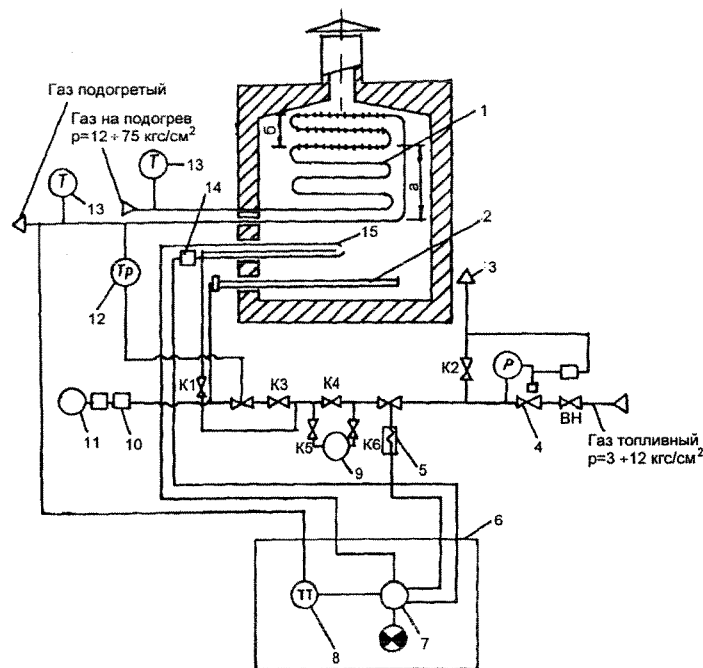


Рис. 13. Схема подогревателя ПГА-100:

1 – змеевик (а – радиационная часть, б – конвективная часть); 2 – горелка; 3 – свечи; 4 – регулятор давления; 5 – клапан электромагнитный; 6 – шкаф КИП и А; 7 – блок розжига и контроля пламени (БРКП); 8 – термометр манометрический ТКП-100ЭК; 9 – счетчик газа; 10 – тумблер; 11 – напоромер; 12 – терморегулятор; 13 – термометры; 14 – катушка зажигания; 15 – контрольно-запальное устройство (КЗУ); ВН – вентиль; К1–К6 – краны

Техническая характеристика подогревателя ПГА-100

Номинальная тепловая производительность, ккал/ч	90 000
Давление газа, кгс/см ² :	
подогреваемого рабочее	12 – 75
топливного перед горелками и запальником, %	200 ± 10
Расход газа, м ³ /ч:	
подогреваемого номинальный	3000 ± 150
топливного	13
Перепад температуры на входе в подогреватель и выходе из него при номинальном расходе газа, °С	75
Напряжение питания от источника, В:	
переменного тока	220 ± (22–23)
постоянного тока	12 ± 1,2
Габаритные размеры:	
длина	2260
ширина	1540

высота (без учета дымовой трубы)	2420
Масса, кг	3000
Установленный срок службы, годы	6

Нагрев газа осуществляется в змеевике, который состоит из нижней (радиационной) и верхней (конвективной) секций. Нагреваемый газ входит в радиационную секцию змеевика, где нагревается диффузионной горелкой. Далее он проходит по оребренному конвективному змеевику, где нагревается за счет теплоты отходящих дымовых газов.

Топливный газ давлением 3–12 кгс/см² поступает в подогреватель через автоматику регулирования, редуцируется регулятором давления газа типа РД-32М до 200 мм вод. ст., после чего проходит через электромагнитный клапан. Одна часть газа через терморегулятор поступает к подошелевой горелке, а другая – к контрольно-запальному устройству. Расход газа на горение измеряется ротационным счетчиком типа РГ40-1; давление топливного газа перед горелкой определяется напоромером типа НМП-52.

Терморегулятор осуществляет защиту подогреваемого газа от перегрева. Принцип его работы основан на изменении положения свободного конца инварового стержня при изменении температуры подогреваемого газа. Действие терморегулятора двухпозиционное: „Открыто” или „Закрыто”. При повышении температуры подогреваемого газа до 58 °С терморегулятор отсекает подачу газа к диффузионной горелке. Это ведет к остыванию огневой камеры, т. е. к понижению температуры газа, проходящего через змеевик. Если температура газа на выходе из змеевика достигает 40 °С, то терморегулятор срабатывает на позицию „Открыто” и подача топливного газа к горелке возобновляется.

Контроль за температурой подогреваемого газа осуществляется манометрическим контактным термометром типа ТКП-100ЭК (ТУ 25–02.100375–84) с пределом измерений 0–100 °С, размещаемым в шкафу КИП и А. При достижении верхнего предела заданной температуры газа (60 °С) происходит замыкание контактов, подключенных к блоку розжига и контроля пламени. В этом случае блок розжига и контроля пламени выдает импульс тока на закрытие электромагнитного клапана и аварийный сигнал. Контакты нижнего предела заданной температуры термометра ТКП-100ЭК подсоединены непосредственно к устройству дистанционной сигнализации, и при замыкании этих контактов выдается только аварийный сигнал.

Автоматическое отсекание (отключение) топливного газа на горелку и запальник подогревателя осуществляется электромагнитным клапаном в случае, когда температура подогреваемого газа превысит заданную. Контроль за наличием пламени на запальнике осуществляет контрольный электрод запального устройства за счет ионизирующего действия пламени. Этот электрод является датчиком блока розжига и контроля пламени, имеет световую сигнализацию и выход для подключения к устройству дистанционной сигнализации.

Для осуществления контроля за давлением топливного газа, поступающего на горелку подогревателя, предназначен напормер типа НМП-52. Включение и выключение напормера осуществляется тумблерами.

Тяга дымовых газов при эксплуатации подогревателя в различные времена года регулируется шибером.

Огневой подогреватель газа автоматический ПГА-200 (рис. 14) предназначен для подогрева природного, попутного нефтяного и искусственного газов, не содержащих агрессивных примесей, до заданной температуры. Подогреватели ПГА-200 могут эксплуатироваться как в комплекте с автоматическими газораспределительными станциями (АГРС), так и автономно на ГРС индивидуального проекта, в тех же климатических условиях, что и подогреватели ПГА-100.

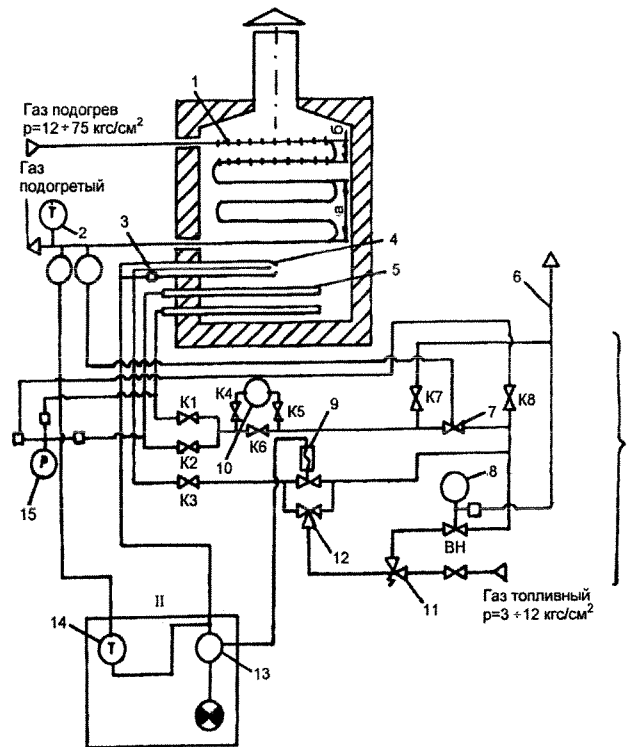


Рис. 14. Схема подогревателя ПГА-200:

1 – автоматика регулирования подогревателя; II – шкаф КИП и А; 1 – змеевик (а – радиационная часть; б – конвективная часть); 2 – термометр; 3 – катушка зажигания; 4 – контрольно-запальное устройство (КЗУ); 5 – горелка; 6 – свеча; 7 – регулятор температуры; 8 – регулятор низкого давления; 9 – клапан электромагнитный; 10 – счетчик расхода газа; 11 – клапан предохранительный; 12 – кран трехходовой; 13 – блок розжига и контроля пламени (БРКП); 14 – термометр ТПП-СК; 15 – напормер; ВН – вентиль; К1–К9 – краны

Техническая характеристика подогревателя ПГА-200

Номинальная тепловая производительность, ккал/ч	200 000
Давление газа, кгс/см ² :	
подогреваемого рабочего	12–75
топливного перед горелками и запальником, %	100 ± 10
Расход газа, м ³ /ч:	
подогреваемого номинальный	10 000 ± 150
топливного	33
Перепад температуры на входе в подогреватель и выходе из него при номинальном расходе газа, °С	75
Напряжение питания от источника, В:	
переменного тока	220 ± 22
постоянного тока	12 ± 1,2
Габаритные размеры, мм:	
длина	3370
ширина	2040
высота (без учета дымовой трубы)	3232
Масса, кг	7450
Установленный срок службы, годы	10

Подогреватель ПГА-200 представляет собой прямоугольную печь радиационно-конвективного типа с восходящим потоком дымовых газов, снабженную диффузионной горелкой. Основание, боковые стенки и крышка подогревателя футерованы легким жаростойким бетоном марки 27. Горелочная щель изготовлена из огнеупорных динасовых изделий. Футеровка горелочной щели с торцов выполнена жаростойким бетоном марки 16 СН 156–79. Однотопочный змеевик ПГА-200, подобно змеевику подогревателя ПГА-100, состоит из двух секций: нижней, радиационной, и верхней, конвективной.

Нагреваемый газ входит в верхнюю, конвективную, секцию змеевика, где нагревается отходящими газами от факела диффузионной горелки, после чего поступает в радиационную секцию, где окончательно нагревается за счет излучения факела горелки. Контроль за температурой газа на входе в змеевик и выходе из него осуществляется манометрическим термометром типа ТКП-100ЭК, установленным в шкафу КИП и А.

Топливный газ давлением 3–12 кгс/см² поступает в подогреватель через автоматику регулирования, состоящую из вентилля, предохранительного клапана ПКН-50, регулятора давления газа РД-32М, регулятора температуры РТ-ДО-40 и крана.

Электромагнитный клапан автоматически отсекает подачу топливного газа при погасании пламени на запальнике. Импульс тока на открытие или закрытие клапана поступает с блока розжига и контроля пламени, который помимо розжига и контроля пламени запальника предназначен также для формирования аварийного сигнала (свет, звук) в случае исчезновения пламени и для управления электромагнитным клапаном.

Контрольно-запальное устройство, включающее в себя запальник и электроды розжига и контроля, служит для первоначального воспламенения газовоздушной смеси запальника с помощью искры от катушки зажигания и последующего розжига горелки. Контроль за наличием пламени на запальнике контрольно-запального устройства осуществляется контрольным электродом, который является датчиком блока розжига и контроля пламени.

Контроль за давлением топливного газа, поступающего на горелку подогревателя, как и в случае подогревателя ПГА-100, осуществляют с помощью напоромера типа НМП-52. Тяга регулируется шибером.

В настоящее время находится в эксплуатации огневой подогреватель типа ПТА-1.

Техническая характеристика подогревателя ПТА-1

Номинальная тепловая производительность, Мкал/ч	185
Давление газа, кгс/см ² :	
подогреваемого рабочего	35–75
топливного перед горелкой	0,5–3
Расход газа, м ³ /ч	
подогреваемого	10 000
топливного при $Q_H^P = 8500$ ккал/м ³	30
Перепад температуры подогреваемого газа, °С	50
Габаритные размеры, мм:	
длина	3110
ширина	1685
высота (с учетом дымовой трубы)	5350
Масса, кг	2000

Водяной подогреватель природного газа с жидкостным теплоносителем ПТПГ-30 (рис. 15) предназначен для непрямого нагрева перед дросселированием природного газа и автоматического поддержания температуры газа на выходе из подогревателя в интервале 15–70 °С.

Климатическое исполнение подогревателя по ГОСТ 15150–69* – VI, тип атмосферы – II. Допускается эксплуатация подогревателя при температуре до –55 °С.

Техническая характеристика подогревателя ПТПГ-30

Пропускная способность (по газу), м ³ /ч:	
максимальная	31 500
номинальная	25 000
минимальная	2870
Входное давление газа, кгс/см ² :	
в подогреватель	73,5
перед блоком горелок	0,69
Температура газа, °С:	
на входе в подогреватель, не менее	–20
на выходе из подогревателя, не более	70
на выходе топливного газа, не менее	25
на выходе пускового газа, не менее	15

Температура поверхностей подогревателя, доступных для обслуживающего персонала, °С	45
Номинальный расход газа на блок горелок, м ³ /ч	145
Напряжение питания (при частоте 50 Гц), В	220±22
Габаритные размеры, мм:	
длина	6100
ширина	1880
высота	6000
Масса, кг	7500

Подогреватель представляет собой корпус, в который встроены пучок труб, теплогенератор и разделительная камера. В корпус подогревателя заливают 2160 л воды и 5100 л диэтиленгликоля по ГОСТ 10136–77*, а также 0,72 кг моноэтаноламина по ТУ 6-02-915–84. В процессе эксплуатации необходимо добавлять моноэтаноламин из расчета 0,1 г на каждый 1 л доливаемой смеси диэтиленгликоль–вода.

Теплогенератор и пучок труб погружены в смесь диэтиленгликоль–вода, уровень которой контролируется по рамке указателя уровня.

Корпус подогревателя установлен и закреплен на жесткой сварной раме. На корпусе размещены шкафная газорегуляторная установка ПШГР-2 с продувочной свечой безопасности; предохранительный люк для аварийного выброса газа в случае прорыва его из пучка труб. Теплогенератор представляет собой выносную топку, в которой сгорает газ.

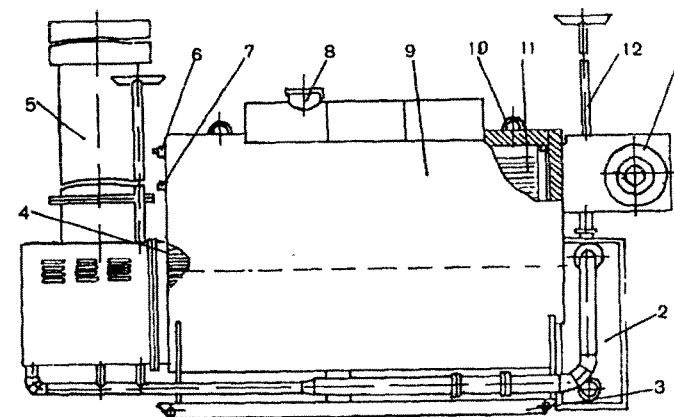


Рис. 15. Общий вид подогревателя ПТПГ-30:

1 – камера разделительная; 2 – шкафная установка газорегуляторная ПШГР-2; 3 – рама; 4 – теплогенератор; 5 – дымоход; 6 – датчик уровня; 7 – датчик отбора температуры; 8 – предохранительный люк; 9 – корпус подогревателя; 10 – серьга грузоподъемная; 11 – пучок труб; 12 – свеча безопасности

Топливный газ под давлением 6 кгс/см² поступает в шкафную газорегуляторную установку ПШГР-2, где его давление снижается и поддерживается на заданном уровне 0,3–0,69 кгс/см². Затем газ сгорает в блоке горелок. Продукты сгорания через теплогенератор поступают в дымоход, откуда удаляются в атмосферу. Высота дымохода обеспечивает их рассеивание до предельно допустимой концентрации (ПДК). Теплота продуктов сгорания через стенки труб теплогенератора передается смеси диэтиленгликоль – вода.

Газ после механической очистки (из блока очистки) давлением 73,5 кгс/см² поступает в один из двух отсеков разделительной камеры, а затем в двухходовой пучок труб, где нагревается, и далее – в блок редуцирования.

Система автоматики включает в себя панель и электрооборудование, установленное в теплогенераторе, а также термометры ТНП-160Сг15, выключатель ВПВ-4124220 и датчик-реле уровня жидкости двухпозиционный ДРУ-1,6. Система автоматики обеспечивает выполнение следующих функций:

- 1) розжиг запальной и основной горелок;
 - 2) блокирование розжига запальной горелки, если создано состояние „кажущегося” пламени;
 - 3) блокирование повторного пуска;
 - 4) регулирование температуры нагрева газа;
 - 5) защитное выключение горелок, осуществляемое в следующих случаях:
 - давление газа перед горелками выше 0,69 кгс/см²;
 - давление газа перед горелками ниже 0,2 кгс/см²;
 - разрежение в камере сгорания ниже 0,00042 кгс/см²;
 - температура смеси диэтиленгликоль–вода выше 95 °С;
 - уровень смеси диэтиленгликоль–вода ниже допустимого;
 - пламя запальной горелки погасло;
 - газ из пучка труб прорвался в корпус подогревателя со смесью диэтиленгликоль – вода;
 - 6) световая сигнализация нормальной работы и защитное выключение горелок;
 - 7) выдача на пульт управления оператора световой сигнализации о выключении основной горелки и о неисправностях подогревателя.
- Срабатывание любого датчика безопасности приводит к защитному выключению теплогенератора, к включению звуковой и световой сигнализации с фиксацией первопричины. При этом закрываются электромагнитные вентили запальной и основной горелок.
- Контроль за процессом горения осуществляется прибором контроля пламени.

Подогреватели на монтажной площадке устанавливают на железобетонных плитах или на фундаментах. Расстояние между подогревателями

должно быть не менее 5 м, а от подогревателей открытого огня до технологических установок, блоков, шкафов категорий А, Б, Е (установки измерения, очистки газа) и отдельно стоящих производственных зданий с производствами категории Д (операторная, помещение КИП и А и другие аналогичные здания) – не менее 15 м (СН 433–79).

На каждом подогревателе смонтирован регулятор давления типа РД-32, который редуцирует давление газа с 3–12 кгс/см² до 200–350 мм вод. ст. Подогреватели открытого огня снабжаются топливным газом от газопровода после узла редуцирования.

Если на ГРС имеется котельная, которая отопляет помещения КИП и А, узла редуцирования, операторной и другие, то топливный газ поступает в подогреватель от шкафной регуляторной установки или ГРУ, которая может быть установлена в помещениях котельной или в узле редуцирования.

Количество теплоты, необходимое для подогрева газа, определяется по формуле

$$Q = C_v m (t_1 - t_2),$$

где Q – количество теплоты для подогрева газа от начальной температуры t_1 до конечной t_2 , ккал/ч; C_v – теплоемкость газа при постоянном объеме, ккал/(м³ · °С); m – масса газа, м³; t_1, t_2 – температура газа на входе в подогреватель и на выходе из него, °С.

Отсюда необходимое число подогревателей n

$$n = Q/Q_{\text{ном}},$$

где $Q_{\text{ном}}$ – номинальная тепловая производительность подогревателя, ккал/ч.

На ГРС принято устанавливать не менее двух подогревателей, один из которых является рабочим, другой – резервным.

Газогорелочные устройства

Газогорелочные устройства предназначены для подачи к месту горения отдельного газа и воздуха или их смеси, частично или полностью подготовленной, обеспечения устойчивого и экономичного процесса горения.

Для обеспечения полноты сгорания газа необходимо, чтобы количество воздуха в газозооной смеси превышало теоретически необходимое количество.

Отношение фактического объема воздуха, участвовавшего в горении $V_{\text{ф}}$, к объему теоретически необходимого воздуха $V_{\text{н}}$ называется коэффициентом избытка воздуха α_r :

$$\alpha_r = \frac{V_{\text{ф}}}{V_{\text{н}}}.$$

Для природного газа $\alpha_r = 1,05-1,15$.

При сжигании мазута $\alpha_m = 1,1-1,3$.

Уменьшение коэффициента избытка воздуха ниже определенных пределов приводит к неполноте сгорания газа, а увеличение – к неоправданным потерям тепла с отходящими газами и к снижению температуры сгорания.

Классификация газовых горелок

1. По способу подачи газа и воздуха в топку котла: диффузионные, инжекторные, горелки с принудительной подачей воздуха (смесители).
 2. По давлению газа:
 - горелки нижнего давления $p_{\text{газа}} \leq 500$ мм вод. ст.;
 - горелки среднего давления $p_{\text{газа}}$ от 500 мм вод. ст. до 1 кгс/см²;
 - горелки высокого давления $p_{\text{газа}}$ больше 1 кгс/см².
 3. По способу установки на котлах: фронтальные, подовые, боковые, переносные (запальники).
 4. По конструкции: комбинированные – газомазутные, пылегазовые, пылегазомазутные.
 5. По степени подготовки газозвушной смеси: без предварительного смещения, с частичным предварительным смещением, с неполным предварительным смещением, с полным предварительным смещением.
- В зависимости от истечения газозвушной смеси горелки бывают однофакельные, в которых смесь выходит через одно отверстие, и многофакельные, в которых смесь выходит через ряд отверстий, расположенных в коллекторе.
- Воздух, подаваемый в горелку для предварительного смещения с топливом, называется первичным. Воздух, подаваемый непосредственно в камеру сгорания, называется вторичным.
- Основные требования, предъявляемые к горелкам, следующие:
1. Горелки должны быть заводского изготовления.
 2. Горелки должны обладать номинальной производительностью, минимальным коэффициентом избытка воздуха (α) и экономичным сжиганием газа.
 3. Уровень шума не более 85 дБ (децибел).
 4. Работать без проскока и отрыва пламени в необходимом диапазоне нагрузок.
 5. Конструкции и компоновка горелки должны полностью предохранять ее от перегрева и обгорания деталей.
 6. Простота изготовления, надежность и безопасность эксплуатации, доступность ремонта и осмотра.
 7. При работе горелки на двух видах топлива оба топлива при раздельном их сжигании должны использоваться с максимальной эффективностью, а переход с одного вида топлива на другой – осуществляться в короткий срок.

8. Минимальные гидравлические сопротивления по газовому и воздушному трактам.

Основная техническая характеристика горелок – тепловая мощность, т. е. количество теплоты, полученное при полном сгорании топлива (ккал/ч). Тепловая мощность подсчитывается умножением расхода газа (м³/ч) на его низшую теплоту сгорания (ккал/м³).

Диффузионные горелки

Простейшие диффузионные горелки представляют собой трубу с высверленными в ее стенках отверстиями.

Эти горелки могут быть прямыми, круглыми, Т-образными, П-образными и т. д.

Газ поступает внутрь горелки и выходит через отверстия многочисленными струйками, образуя отдельные факелы. Количество отверстий и их диаметр зависят от производительности горелки. Шаг между отверстиями принимаем таким, чтобы обеспечивалась беглость огня при зажигании горелки.

Диффузионные горелки работают на газе низкого и среднего давлений. Имеют небольшие тепловые нагрузки по сравнению с другими видами горелок. В горелках весь необходимый воздух для горения газа притекает к пламени из окружающей среды.

Требуют значительного топочного объема для свободного развития факела. Это объясняется малой скоростью перемешивания газа с воздухом, что и приводит к увеличению длины факела. Горелки имеют большой диапазон регулирования.

Диффузионные горелки устанавливают в чугунных секционных котлах, котлах ТВГ, Шухова-Берлина.

Горелка состоит из газового коллектора, изготовленного из стальной трубы с отверстиями, и щелевидного туннеля – стабилизатора (рис. 16).

В коллекторе имеются два ряда газовых отверстий, просверленных в шахматном порядке под углом 45° к вертикальной оси коллектора.

Воздух поступает в туннель через колосниковую решетку из поддувального пространства за счет разрежения в топке или подается дутьевым вентилятором.

На колосниковой решетке с шагом 250 мм установлены на ребро кирпичи, перекрытые рядами кирпича, уложенными плашмя.

Для кладки туннеля применяют шамотный кирпич. Поверхность туннеля нельзя обмазывать раствором, так как в процессе эксплуатации он может отваливаться и засорять отверстия колосников и газовых отверстий горелки.

Газовый коллектор устанавливают строго по оси туннеля.

Полнота сгорания газа в горелках этого типа зависит от соотношения скоростей газа и воздуха, диаметра и расположения газовых отверстий

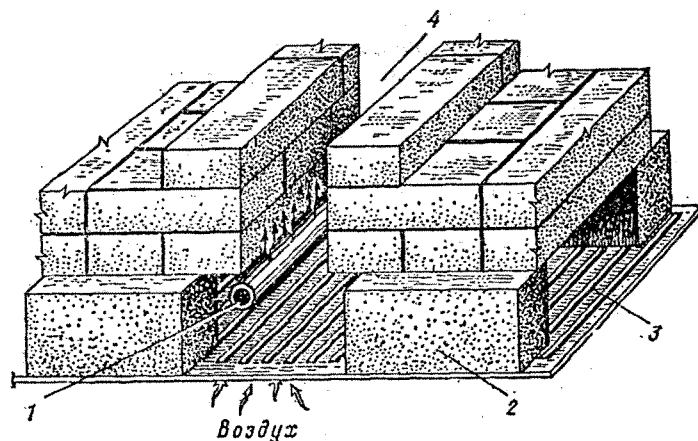


Рис. 16. Установка подовой горелки:

1 – газовый коллектор; 2 – кирпич «на ребре»; 3 – колосниковая решетка; 4 – огневая щель

отверстий, расстояния между отверстиями (от 15 до 30 мм), размеров, формы и качества выкладки щели, разрежения в топке. Особенно важной является равномерность распределения воздуха по длине туннеля.

Инжекционные горелки

Инжекционные (рис. 17 и 18) горелки различают по давлению: горелки низкого давления (до 500 мм вод. ст.) и среднего давления (от 500 мм вод. ст. до 1 кгс/см²); по виду факела – многофакельные и однофакельные; по количеству сопел – односопловые и многосопловые; по расположению сопел – с центральным и периферийным расположением.

В инжекционных горелках образование газозвдушной смеси частично или полностью происходит внутри горелки. Поэтому они делятся на горелки частичного или полного смешения. Газозвдушная смесь в этих горелках образуется подсасыванием воздуха за счет энергии струи газа.

У горелок полного смешения перемешивается с газом весь необходимый для горения воздух. Поэтому факел пламени получается коротким, а горение завершается в минимальном топочном объеме.

В горелках частичного смешения только часть необходимого для горения воздуха (от 40 до 60 %), называемая первичным воздухом, попадает внутрь горелки. Остальной воздух, называемый вторичным, поступает к газовому факелу извне горелки.

Объемные соотношения газа и воздуха, засасываемого инжекционной горелкой, определяются коэффициентом инжекции и коэффициентом избытка воздуха.

Коэффициентом инжекции называют отношение объема первичного воздуха, засасываемого горелкой в единицу времени, к объему газа, прошедшего через горелку за то же время. И чем выше теплота сгорания газа, тем больше требуется воздуха для его сгорания. При этом коэффициент инжекции должен быть больше при том же коэффициенте избытка воздуха. Для обеспечения нормального процесса горения необходимо иметь постоянство состава газового топлива.

Изменение плотности газа приводит к изменению инжектирующей способности горелки. Изменение теплоты сгорания газа требует соответствующего изменения количества подаваемого для горения воздуха.

При небольших колебаниях указанных характеристик газа необходимый коэффициент избытка воздуха можно поддерживать изменением давления газа и воздуха перед горелкой.

Количество поступающего воздуха в горелку изменяется при помощи регулятора первичного воздуха – шайбы, которая вращается на резьбовой поверхности сопла.

Диапазон устойчивости работы инжекционных горелок достигается из равенства скорости истечения газозвдушной смеси из горелки и распространения фронта горения пламени.

Розжиг инжекционных горелок осуществляют с прикрытым регулятором (шайбы) первичного воздуха и на минимальном разрежении в топке, чтобы исключить отрыв пламени от горелки.

Устойчивость пламени горения на инжекционных горелках достигается при отрыве применением стабилизаторов горения в виде огнеупорных туннелей, кольцевых зажигательных поясков или тел плохобтекаемой формы. А при проскоке – более высокой скоростью выхода из горелки газозвдушной смеси.

Наибольшее распространение получили стабилизаторы горения в виде цилиндрических туннелей с внезапно расширяющимся сечением.

Туннели изготавливают из огнеупорных материалов, пригодных для работы при температуре 1500–1600 °С и стойких при резких колебаниях температур, что бывает при каждом включении и выключении горелок.

Туннели изготавливают по шаблону из следующего состава: порошок хромистого железняка 45 %, порошок из обожженного магнезита 45 %, огнеупорная глина 10 %. Полученную массу разбавляют водой до тестообразного состояния. В огнеупорную массу перед применением добавляют 2–3 % жидкого стекла, после чего смесь перемешивают.

Толщина слоя набивной массы должна быть не менее 25 мм.

Стабилизаторы могут быть пластинчатые, состоящие из стальных пластин шириной 16 мм, толщиной 0,5 мм. Они скреплены между собой на расстоянии 1,4–1,6 мм. Пластинчатые стабилизаторы устанавливают на выходе газозвдушной смеси из инжекционной горелки.

Мосгазниипроектом разработана серия горелок типа ГКС для агрегатов, имеющих удлиненную топку (рис. 17, табл. 2). Рекомендуемое давление природного газа от 20 до 160 мм вод. ст.

Характеристики и размеры инжекционных горелок Мосгазниипроекта

№ п/п	Тип горелки	Тепловая нагрузка при $p = 130$ мм вод. ст., тыс. ккал/ч	Размеры, мм						Количество выходных отверстий	Масса, кг
			d_0 при $Q_n = 8500$ ккал/ч	L	L_1	L_2	S	D		
1	ГКС1-3,5-00	20,4	4,2	890	575	115	20	6,0	44	7,6
2	ГКСБ-3,5-00	20,4	4,2	850	535	130	15	6,0	48	6,7
3	ГКС-3,5-00	20,4	4,2	1080	765	90	20	5,0	65	9,0
4	ГКС-4,5-00	23,8	4,6	1315	1005	90	20	5,0	89	11,0
5	ГКС-3-5-00	28,0	5,0	1490	1175	90	20	4,5	106	12,5
6	ГКСБ-4,5-00	28,0	5,0	1010	695	215	15	6,0	64	8,2
7	ГКС-4-5-00	28,0	5,0	1090	775	115	20	6,0	66	9,5

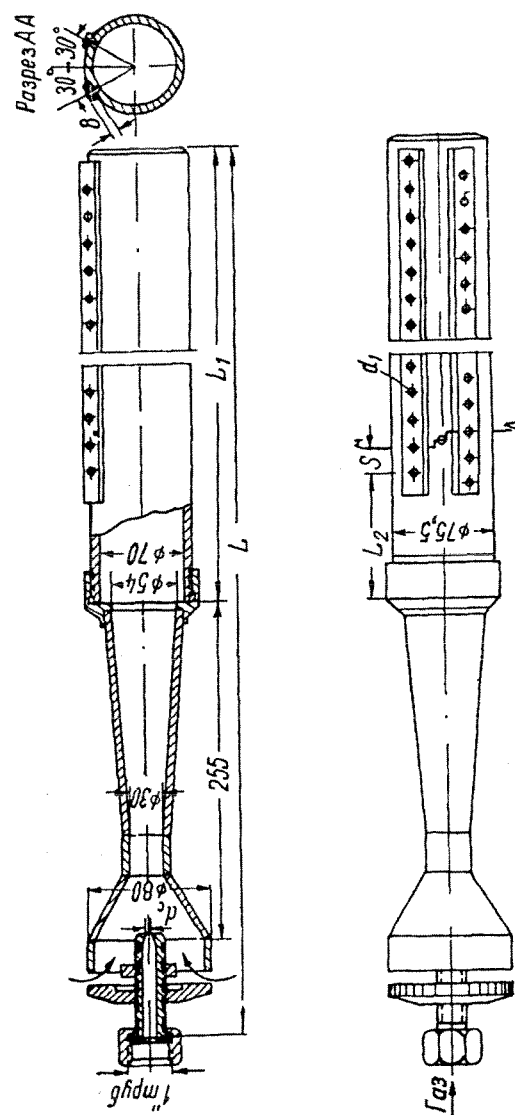


Рис. 17. Инжекционная горелка для тепловых агрегатов, имеющих удлиненную топку

Горелка ИГК (рис. 18) конструкции Мосгазниипроекта состоит из газового сопла, воздушно-регулирующей заслонки, сужающейся части (конфузора), короткой узкой части – горла горелки, расширяющейся части – смесителя, пластинчатого стабилизатора.

Пластины в пакете толщиной 0,5 мм насажены на стержни диаметром 3 мм и расположены с промежутком 1,5 мм, что позволяет снижать давление газа перед горелкой до 300–400 мм вод. ст. без опасения проточка пламени.

Во время работы горелки пластины стабилизатора охлаждаются потоком газозвдушной смеси.

Эти горелки инжектируют весь воздух, необходимый для сгорания газа, при разрежении в топке сопла 1–2 мм вод. ст.

Для снижения шума горелки внутренняя поверхность воздушной заслонки оклеена шумопоглощающим материалом.

Характеристики горелок ИГК приведены в табл. 3.

Горелка имеет несколько модификаций с тепловой мощностью от 60 до 1800 Мкал/ч. Оптимальное давление газа 0,7 кгс/см².

Горелка ИГК1-6 имеет не пластинчатый, а конусный стабилизатор горения пламени.

Инжекционные горелки М-К и М-С работают при разрежении в топке 1–3 мм вод. ст. Различаются между собой тем, что в горелках М-К в качестве стабилизатора горения пламени использован цилиндрический туннель с внезапным расширением, а в горелках М-С использован кольцевой стабилизатор.

Основные характеристики горелок ИГК

№ п/п	Горелка	Номинальные			Длина факела, мм	Размеры, мм				Масса, кг
		тепловая мощность, Мкал/ч	расход газа, м ³ /ч	давление, кгс/см ²		d	L	D _y	a	
1	ИГК1-6	66,3	7,8	0,68	116	3,0	452	15	53	3,6
2	ИГК1-15	189	22,2	0,7	230	4,3	650	15	93,2	6,6
3	ИГК1-25	365	43,0	0,7	700	6,0	930	20	118	10,0
4	ИГК1-35	430	50,5	0,7	1200	6,8	1000	20	134	12,0
5	ИГК4-50	705	83,0	0,7	1500	4,4	1180	25	154	13,6
6	ИГК4-100	1350	159	0,7	1200	6,2	1472	32	200	28,6
7	ИГК4-150	1807	222	0,68	500	7,5	1932	50	264	44,0

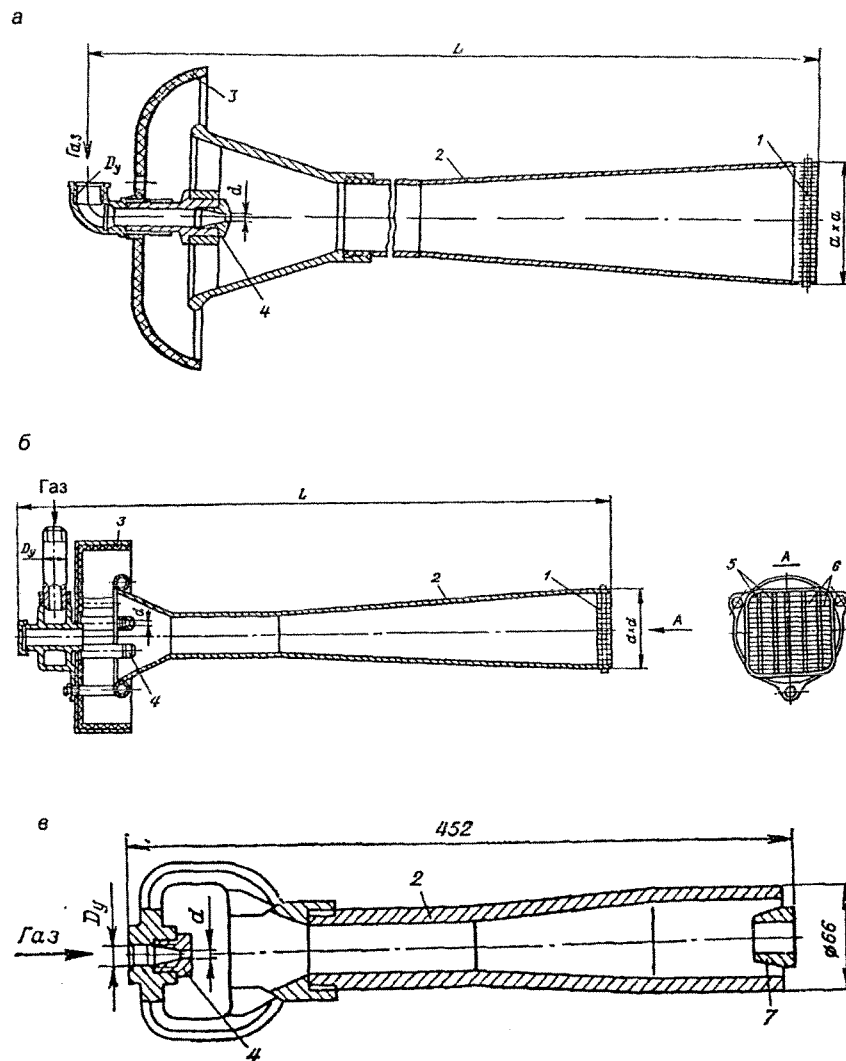


Рис. 18. Горелка инжекционная прямая ИГК:

С пластинчатым стабилизатором: а – односопловая; б – четырехсопловая; в – односопловая с конусным стабилизатором; 1 – пластинчатый стабилизатор; 2 – смеситель; 3 – воздушная заслонка с шумопоглощающей прокладкой; 4 – сопло; 5 – стержень; 6 – пластина; 7 – конусный стабилизатор

Горелки М-К и М-С имеют несколько модификаций прямолинейного и углового исполнения с тепловой мощностью от 64 до 1450 Мкал/ч.

Недостатком этих горелок являются большие габаритные размеры для большой мощности, сильный шум при их работе.

Горелки БИГ (рис. 19). Блочная инжекционная горелка с периферийной подачей газа конструкции Гипроинжпроект и Промэнергогаз представляет собой собранные в блоки элементы-смесители диаметром 48 и длиной 290 мм, объединенные общим газовым коллектором.

Изготавливают горелки однорядными (БИГ-1), двухрядными (БИГ-2) и трехрядными (БИГ-3). Номинальное давление газа 0,5 кгс/см².

Работают горелки с коэффициентом избытка воздуха от 1,02 до 1,05 при разрежении в топке 1,5–2 мм вод. ст.

Тепловая мощность горелок колеблется от 80 до 2000 Мкал/ч.

Газовые сопла в элементах расположены по окружности (периферии) трубки. Такая подача газа улучшает условия инжекции воздуха и обеспечивает более широкий диапазон регулирования тепловой мощности горелки.

Горелки требуют тщательного изготовления и установки, так как отклонения диаметра сопел, угла расположения их относительно оси горелки и размеров стабилизирующего туннеля от расчетных размеров ухудшают инжекционную способность и устойчивость работы.

Пространство между единичными элементами плотно заполняют огнеупорной массой густой консистенции с размером зерен не более 3 мм в два этапа: первоначальная набивка массы с подсушкой ее в атмосферных условиях в течение 24 часов и дополнительная подбивка массы с такой же выдержкой.

Окончательную досушку массы выполняют совместно с туннелем при минимальной тепловой мощности горелки не менее 12 часов.

Основные характеристики горелок БИГ приведены в табл. 4.

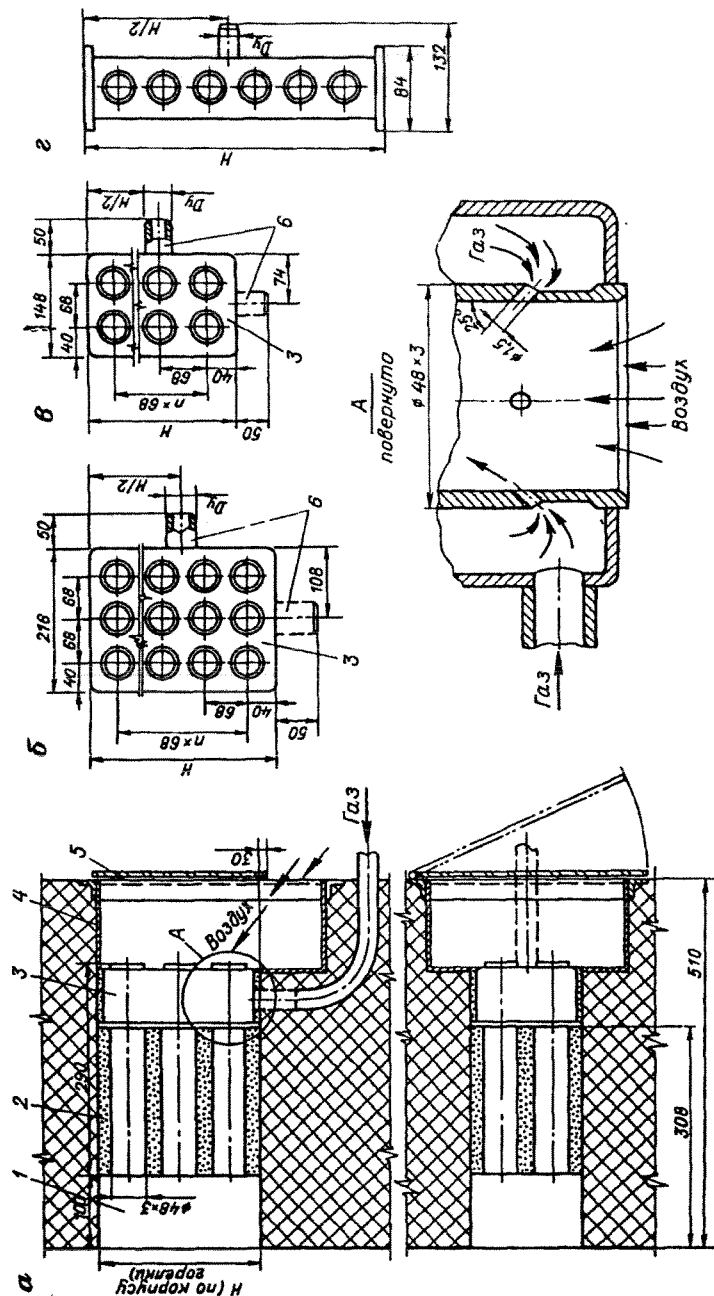


Рис. 19. Инжекционные горелки БИГ конструкции Промэнергогаз и Гипроинжпроект:

а – схема установки горелки в кладке котла, б–г – горелки: б – трехрядная, в – двухрядная, г – однорядная; 1 – керамический стабилизирующий туннель, 2 – набивка из огнеупорной массы между элементами-смесителями, 3 – горелка, 4 – шумопоглощающая прокладка, 5 – шторка из прозрачного материала, 6 – подводящий газопровод

Таблица 4

Основные характеристики горелок БИГ

Тип горелки	Номинальные			Коэффициент рабочего регулирования	Основные размеры, мм		Масса, кг
	тепловая мощность, кВт	давление, кПа	расход газа, м³/ч		H	Dy	
БИГ-1-1	96	80	9,7	3,5	70	15	1,4
БИГ-1-11	1035	80	106,7	3,5	762	40	14,7
БИГ-1-14	1342	80	135,8	3,5	966	40	18,8
БИГ-1-16	1534	80	155,2	3,5	1102	40	21,5
БИГ-1-18	1726	80	174,6	3,5	1238	50	24,0
БИГ-1-22	2110	80	213,4	3,5	1510	50	29,2
БИГ-2-6	577	80	58,2	3,5	218	20	7,7
БИГ-2-8	766	80	77,6	3,5	286	20	10,0
БИГ-2-10	959	80	97,0	3,5	354	40	12,5
БИГ-2-12	1150	80	116,4	3,5	422	40	14,7
БИГ-2-14	1342	80	135,8	3,5	490	40	17,0
БИГ-2-16	1534	80	155,2	3,5	558	40	19,4
БИГ-3-21	2013	80	203,7	3,5	490	50	24,6
БИГ-3-24	2302	80	232,8	3,5	558	50	28,1

Примечания. 1. Для всех горелок α_1 (при номинальном давлении) равен 1,02, а номинальная длина пламени 1500 мм. 2. В обозначении горелок первая цифра – размещение горелок (1 – в один ряд, 2 – в два ряда, 3 – в три ряда), вторая цифра – число смесителей.

Запальные переносные горелки (рис. 20). Для розжига горелок применяют запальные инжекционные горелки, которые бывают однофакельные и многофакельные. У однофакельной горелки газ, выходящий из сопла, подсасывает воздух через отверстия в корпусе инжектора. Газовоздушная смесь образуется в смесителе и выходит из огневого насадка в защитный кожух, где происходит начало горения газа.

При внесении запальника в запальное отверстие котла факел защищается от срыва потоком воздуха кожухом.

Присоединяют запальник к газопроводу при помощи резинового шланга, надеваемого на насадку удлинителя.

При изменении состава газа или его давления в запальнике меняется только диаметр сопла.

Устройство инжекторной части многоканального запальника аналогично однофакельному. Огневой насадок выполнен в виде перфорированного отрезка трубы с 40 отверстиями на боковой поверхности диаметром 4 мм. Кроме того, в центре торцевой стенки имеется еще одно отверстие диаметром 6 мм.



Рис. 20. Запальник инжекционный для топок с разрежением:
а – однофакельный; *б* – многофакельный; *1* – защитный кожух; *2* – огневой насадок; *3* – смеситель; *4* – воздушная обойма; *5* – сопло; *6* – инжектор; *7* – прокладка; *8* – удлинитель; *9* – торцевая пластина с отверстием

7. При работе газовой горелки необходимо следить за процессом горения по цвету и форме факела, по показаниям приборов КИП и А.

В горелках с принудительной подачей воздуха полнота сгорания газа может быть достигнута при минимальном коэффициенте избытка воздуха (рис. 21).

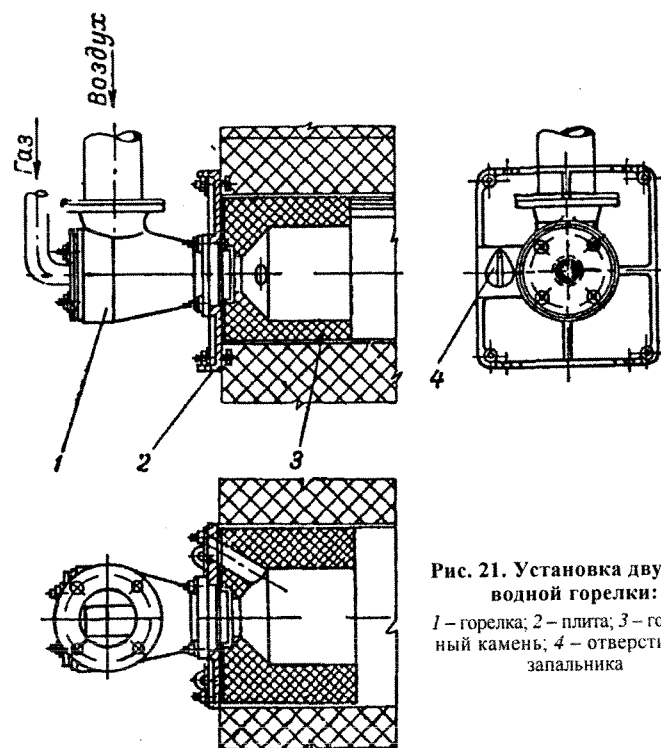


Рис. 21. Установка двухпроводной горелки:
1 – горелка; 2 – плита; 3 – горелочный камень; 4 – отверстие для запальника

Недостатками этих горелок являются расход электроэнергии на работу вентилятора и необходимость своевременного, надежного отключения газа при остановке вентилятора.

Горелка ГА (рис. 22) конструкции Мосгазниипроекта с принудительной подачей воздуха предназначена для сжигания газа низкого давления (130 мм вод. ст.) или среднего давления (3000 мм вод. ст.). Эта горелка является блочной, состоит из нескольких газовых трубок, которые объединены общей воздушной камерой. На каждую газовую трубку навинчивается наконечник с просверленными отверстиями для сопел, также она оборудована ребрами для закрутки воздуха.

Газ, выходя тонкой струей из сопла, поступает под углом в закрученный поток воздуха. Это приводит к смешению газа и воздуха на коротком пути и образованию прозрачного пламени.

Число газовых трубок и сопел зависит от тепловой мощности и давления газа.

Горелки имеют несколько модификаций с тепловой мощностью от 0,34 до 8 Гкал/ч.

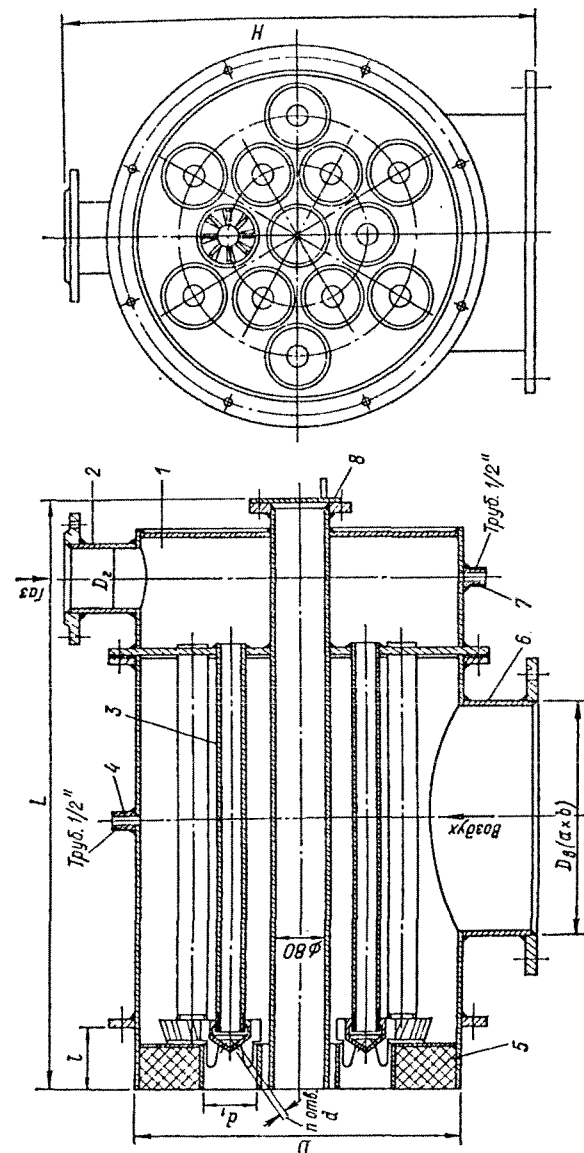


Рис. 22. Горелка ГА:

1 – газовая камера; 2 – газовый патрубок; 3 – газовая трубка с наконечником; 4 – штуцер для манометра (воздух); 5 – футеровка; 6 – воздушный патрубок; 7 – штуцер для манометра (газ); 8 – смотровая труба

В центре горелки расположена трубка диаметром 80 мм, которая предназначена для наблюдения за горением газа, а при сжигании мазута ее используют для установки форсунки с механическим или паровым распылом.

В качестве стабилизатора пламени служит керамический цилиндрический туннель с внезапным расширением.

Розжиг газа на горелке производят запальником через смотровую трубу.

При установке мазутной форсунки для розжига предусматривают сбоку горизонтальный канал диаметром 50 мм, через который вводят запальник.

Полное сгорание газа на этих горелках возможно при избытке воздуха $\alpha = 1,02-1,03$. Основные характеристики горелок приведены в табл. 5.

Горелка ГГВ (рис. 23). Газовая горелка вихревой конструкции Мосгазипроекта может работать на газе низкого (200 мм вод. ст.) и среднего (3000 мм вод. ст.) давлений при соответствующем изменении числа и диаметра газовых выпускных отверстий, просверленных в один ряд.

Номинальное давление воздуха 160 мм вод. ст. Газ поступает в поток воздуха под углом 90° от центра к периферии.

Крутка воздуха осуществляется лопатками, приваренными к наружной поверхности газового коллектора под углом 45° .

Центральная направляющая труба служит для розжига горелки переносным запальником и одновременно устройством наблюдения за горением газа.

Эта труба может быть использована для установки мазутной форсунки. В этом случае для розжига предусматривают сбоку в футеровке горизонтальный канал диаметром 50 мм, через который вводят запальник.

В качестве стабилизатора пламени служит керамический цилиндрический туннель с внезапным расширением.

Полное сгорание природного газа обеспечивается при номинальной тепловой мощности с избытком воздуха $\alpha = 1,02-1,05$.

Основные характеристики горелок ГГВ приведены в табл. 6.

Горелки Г-1,0 и Г-0,4 (рис. 24). Газовая горелка конструкции ЦКТИ предназначена для использования в топке котла Е-1/9-1г.

Горелка с принудительной подачей воздуха имеет две трубы для подвода газа: основную ($76 \times 3,5$) и запальную (10×2) для розжига и стабилизации горения.

Запальная труба смонтирована внутри основной и имеет открытый торец, через который поступает газ в горелку.

Подача газа к запальной трубе осуществляется от отдельного газопровода с блоком солиноидов автоматики.

Конец основной трубы заварен заглушкой, а для выхода газа по периферии трубы имеются три ряда отверстий.

Таблица 5

Основные характеристики горелок (Н — низкого, С — среднего давления) типа ГА

Горелка	Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	Номинальный расход газа, м ³ /ч	Число элементов	Число газовых отверстий и в элементе	Диаметры газовых выпускных отверстий d, мм, при номинальном давлении газа, кгс/м ²		Размеры, мм							Масса, кг
					130	3000	d ₁	L	H	D	i	D _г	D _в (d × b)	
$\frac{C}{1230-005} \frac{H}{H}$	0,34	39	5	8	$\frac{1,3}{3,1}$	$\frac{1,3}{-}$	53	570	400	275	70	60	156	42
$\frac{C}{1229-005} \frac{H}{H}$	0,54	60	8	8	$\frac{1,3}{3,1}$	$\frac{1,3}{-}$	53	666	540	320	70	88,5	181	60
$\frac{C}{1228-005} \frac{H}{H}$	0,80	94	12	8	$\frac{1,3}{3,1}$	$\frac{1,3}{-}$	53	700	570	320	70	88,5	246	78
$\frac{C}{1227-005} \frac{H}{H}$	1,20	140	18	8	$\frac{1,3}{3,1}$	$\frac{1,3}{-}$	53	716	580	440	70	77,5	256	92
$\frac{C}{ГА-102-005} \frac{H}{H}$	1,90	226	8	12	$\frac{2,1}{4,3}$	$\frac{2,1}{-}$	80	835	610	400	90	108	290	112
$\frac{C}{ГА-106-005} \frac{H}{H}$	2,90	340	12	12	$\frac{2,1}{4,3}$	$\frac{2,1}{-}$	80	875	700	490	90	108	360	144
$\frac{C}{ГА-110-005} \frac{H}{H}$	4,32	508	18	12	$\frac{2,1}{4,3}$	$\frac{2,1}{-}$	80	1000	850	530	100	133	500×300	195
$\frac{C}{1702-005} \frac{H}{H}$	8,00	940	34	12	$\frac{2,1}{4,3}$	$\frac{2,1}{-}$	80	1166	1060	752	100	150	615×400	348

Примечание. Номинальное давление воздуха ~100 кгс/м².

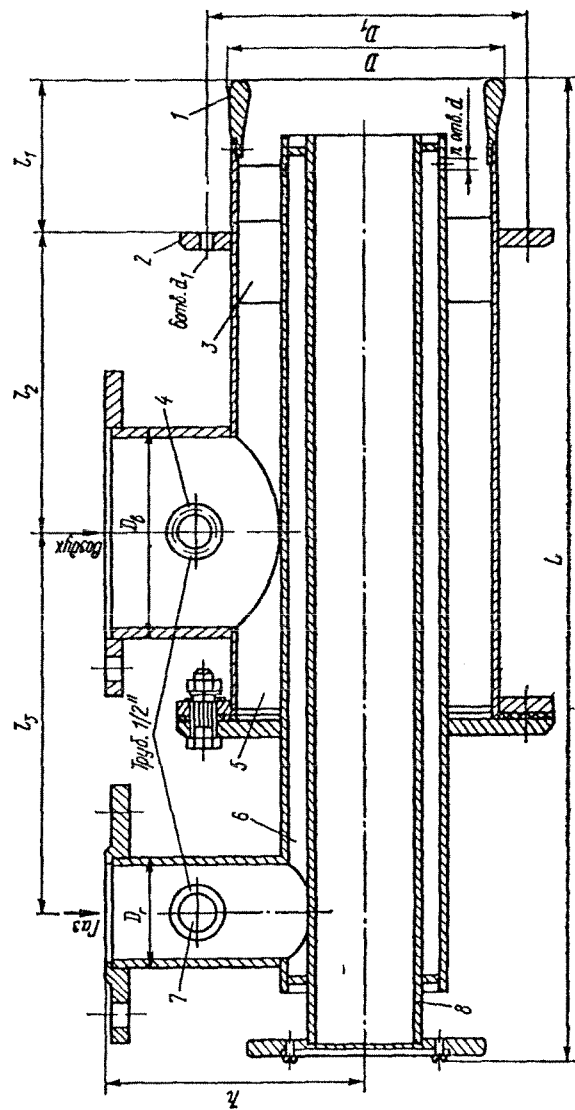


Рис. 23. Горелка ГТВ:

1 – огневой насадок с пережимом; 2 – фланец; 3 – лопатки; 4 – штуцер для манометра (воздух); 5 – штуцер для манометра (газ); 6 – газовая камера; 7 – штуцер для манометра (газ); 8 – смотровая труба

Таблица 6

Основные характеристики горелок ГТВ

№ п/п	Характеристика	ГТВ-10	ГТВ-25	ГТВ-50	ГТВ-75	ГТВ-100	ГТВ-150	ГТВ-200	ГТВ-350	ГТВ-500	ГТВ-750
1	Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	0,104	0,244	0,504	0,8/0,74	1,0	1,49/1,44	2,0/1,98	3,5/3,48	4,8/4,97	7,45
2	Номинальный расход газа, м³/ч	12	29	59	94/87	117	175/169	235/233	412/409	564/585	876
3	Длина факела, м	0,14	0,24	0,45	0,57	0,8	1,1	1,35	1,6	1,7	2,0
4	Число отверстий сопел для выхода газа, n	12/12	24/48	16/36	12/36	12/36	12/36	12/36	12/36	12/36	24/36
5	Размеры, мм:										
	d	2,76/1,4	3,0/1,0	5,0/1,7	7,7/2,2	8,7/2,5	11,0/3,0	12,2/3,5	16,3/4,75	20/5,8	17,3/7,0
	d ₁	7	12	12	12	12	12	14	14	14	14
	D	68	126	152	168	192	210	270	330	386	460
	D ₁	85	150	180	195	215	245	290	370	405	488
	D _r	16	46	60	76	76	103	110	128	154	179
	D _h	62	84	115	140	160	185	218	289	346	422
	L	315	514	525	603	638	725	755	930	1135	1270
	l ₁	80	80	80	80	80	80	120	80	120	120
	l ₂	70	135	160	180	200	245	230	380	445	550
	l ₃	125	210	205	250	260	290	280	348	420	435
	h	100	150	145	170	190	200	220	306	325	360
6	Масса, кг	4,3	18	19	26	29	38	45	65	93	90

Примечания. 1. В числителе даны характеристики горелок при работе на газе с номинальным давлением 200 мм вод. ст., в знаменателе – с давлением 3000 мм вод. ст. 2. Номинальное давление воздуха 160 мм вод. ст. 3. Тепловая мощность ГТВ-150 достигает 1,79 Гкал/ч при давлении газа 280 мм вод. ст. и воздуха 230 мм вод. ст.

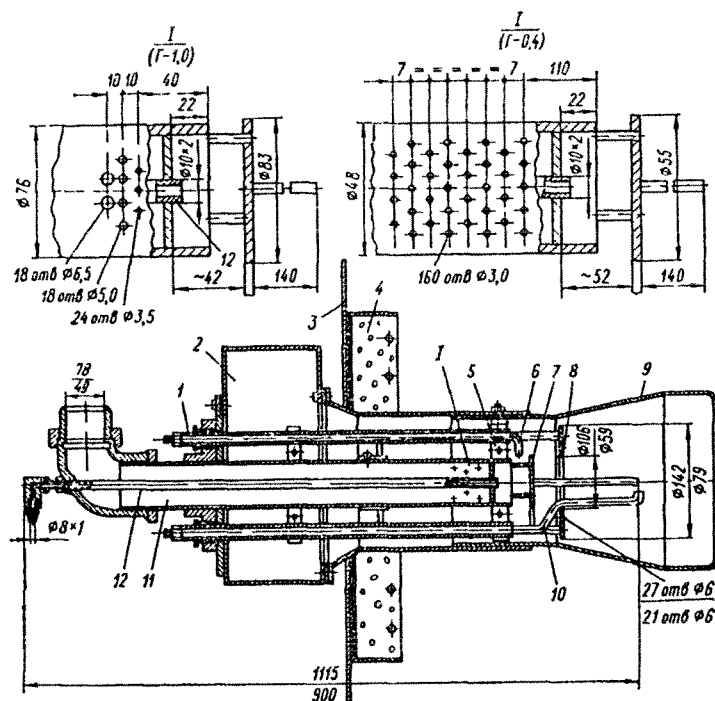


Рис. 24. Горелка типа Г-1,0:

1 – фарфоровая трубка; 2 – воздушный короб; 3 – фронтальный лист; 4 – тепловая изоляция; 5 – фиксирующий хомут; 6 – запальный электрод; 7 – стабилизирующий диск; 8 – стабилизирующая шайба; 9 – смеситель; 10 – контрольный электрод; 11 – коллектор с газовыпускными отверстиями; 12 – газовая запальная трубка

Смешение газа с воздухом начинается внутри горелки и заканчивается в расширяющемся конусе.

В горелке два электрода: один для зажигания газа, который выходит из запальной трубы, а второй для контроля наличия пламени.

Зажигание газа, выходящего из запальной трубы, осуществляется искрой между запальным электродом и корпусом горелки при подаче тока высокого напряжения от трансформатора зажигания. Для стабилизации пламени запальника на расстоянии 3 см от его торца на трех стержнях закреплен плоский диск.

Если контрольный электрод омывается пламенем, то подается сигнал на подачу газа к основной горелке.

Горение газа начинается в расширяющемся конусе, а стабилизация факела обеспечивается за счет постоянного пламени запальной горелки и специальной шайбы.

Горелка работает в двухпозиционном режиме с изменением тепловой мощности на 100 и 40 % от номинального расхода газа.

Основные характеристики горелок Г-0,4 и Г-1,0 приведены в табл. 7.

Таблица 7

Основные характеристики горелок Г-0,4 и Г-1,0		
Характеристика	Г-0,4	Г-1,0
Номинальная тепловая мощность, Мкал/ч	377	963
Номинальный расход газа, м ³ /ч	44	113
Номинальное давление газа, кгс/м ²	30	85
Давление воздуха, кгс/м ²	40	115
Коэффициент избытка воздуха	1,05	1,03
Коэффициент рабочего регулирования	3,7	4,3
Длина факела, м	0,84	1,15
Диаметр подводящих патрубков, мм:		
газ	49	78
воздух $D_{\text{жв}}$	100	100
Масса, кг	12,8	23,8

Примечание. Завод выпускает также горелку Г-1,0к, длина которой меньше на 420 мм.

Горелка ГНП (рис. 25 и 26). Горелка ГНП конструкции Теплопроекта предназначена для сжигания природного газа в различных нагревательных, термических и туннельных печах, сушилах и в других тепловых установках (котлах). Горелка может работать как на холодном, так и на нагретом воздухе до 400 °С. Оборудуется одноструйными или многоструйными соплами, а также лопатками для закрутки воздуха.

Состоит из чугунного литого корпуса, газораспределительного устройства, завихрителя лопаточного типа, насадки, которая служит одновременно смесительной камерой, и фронтальной плиты для крепления горелки.

При сжигании природного газа с коэффициентом избытка воздуха $\alpha = 1,05$ и выпуска его в закрученный поток воздуха через 6 сопел, расположенных под углом 45° к оси горелки, возникает прозрачное пламя, и процесс горения фактически завершается.

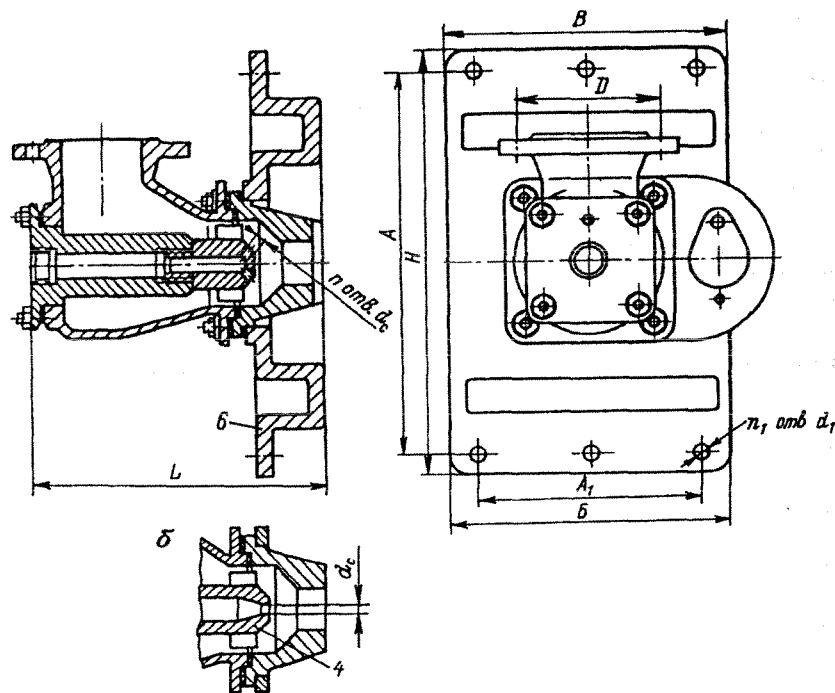
Давление газа и воздуха 60 мм вод. ст.

При выпуске газа через одноструйное сопло со снятым завихрителем пламя становится вялым и ярко светящимся. В этом случае возможна химическая неполнота сгорания.

Стабилизация пламени в отношении отрыва достигается применением туннелей, а в отношении проскока пламени в горелку – значительной скоростью вылета газозвушной смеси в туннель. Горелочный камень (туннель) для горелки ГНП представлен на рис. 26.

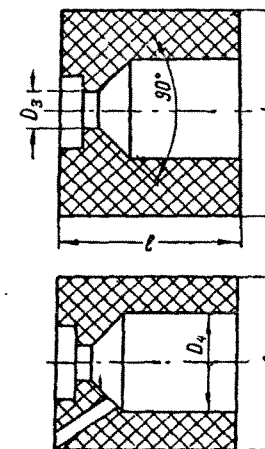
Рис. 25. Горелки ГНП конструкции Теплопроекта:

a – с многосопловым наконечником;
б – с односопловым наконечником;
 1 – насадок; 2 – корпус; 3 – газораспределительное устройство; 4 – наконечник; 5 – завихритель; 6 – фронтальная плита



Достоинством этих горелок является широкий диапазон регулирования тепловой мощности, возможности получения пламени необходимой длины и светимости, небольшой нагрев огневых насадок (до 180 °С), небольшой шум при работе и небольшие размеры при большой тепловой мощности.

Рис. 26. Горелочный камень к горелкам ГНП



Конструктивные размеры горелочных камней к горелкам ГНП приведены в табл. 8; основные технические характеристики горелок ГНП – в табл. 9.

Для предохранения деталей горения от излучения топки вся передняя часть футеруется слоем огнеупорного бетона, состоящего из шамотного порошка класса „А” (80 %) и глиноземного цемента (20 % по массе).

Горелка ГС (рис. 27) – горелка с принудительной подачей воздуха низкого давления типа ГС при номинальном давлении газа 100 мм вод. ст., номинальном давлении воздуха 200 мм вод. ст. Эта горелка внешнего смешения, одноструйная, вихревая, короткофакельная, с керамической

Таблица 8

Конструктивные размеры горелочных камней к горелкам ГНП Теплопроекта

Горелки	Размеры, мм					Масса камня, кг
	ширина <i>b</i>	высота <i>h</i>	длина <i>l</i>	диаметр		
				горловины <i>D</i> ₃	туннеля <i>D</i> ₄	
ГНП-1	112	136	120	25	65	2,8
ГНП-2	228	206	170	32	80	13,5
ГНП-3	228	206	210	46	116	14,0
ГНП-4	228	206	210	55	140	14,0
ГНП-5	344	290	280	74	185	40,0
ГНП-6	344	360	350	92	230	45,0
ГНП-7	460	444	350	112	260	96,0
ГНП-8	460	444	460	130	260	130,0
ГНП-9	460	444	460	145	300	122

Основные технические характеристики горелок ГНП конструкции Теплопроекта

Показатели	ГНП-1	ГНП-2	ГНП-3	ГНП-4	ГНП-5	ГНП-6	ГНП-7	ГНП-8	ГНП-9
Номинальная тепловая мощность, кВт	84,5	130	241	397	636	1370	1870	2280	2970
Номинальное давление, мм вод. ст.: природного газа	400	400	400	400	400	400	400	400	400
воздуха	195	160	170	200	170	325	155	300	240
Длина факела при номинальном режиме, мм	230	260	420	550	1740	1860	1300	1140	2270
Номинальный расход газа, м ³ /ч	8,6	13,2	24,4	40,2	64,4	138,7	189,3	231	301
Размеры, мм:									
$d_c \times n_{оп}$	3,2×4	4,2×4	4,8×6	6,6×6	7,8×6	9,6×6	11,8×6	13,5×6	15,5×6
A	370	370	370	370	520	520	600	600	700
A ₁	210	210	210	210	310	310	430	430	530
B (Б)	340	340	340	340	450	450	560	560	688
D	90	100	130	150	170	200	225	255	255
d	14	14	18	18	18	18	18	18	18
d ₁	20	20	20	20	26	26	26	26	30
H	410	410	410	410	580	580	650	650	760
D ₁	25	33	45	55	73	92	110	128	142
L	205	220	260	290	330	365	410	460	500
L ₁	180	205	260	300	362	397	453	515	568
d ₂	труба 3/4"	труба 3/4"	труба 1"	труба 1"	труба 1 1/4"	труба 1 1/2"	труба 2"	труба 2 1/2"	труба 2 1/2"
Масса горелки с плитой, кг	22,5	24,0	30,0	37,0	71,0	77,0	107,0	127,0	161,0

Примечание. Характеристика приведена для горелок с многосопловыми наконечниками.

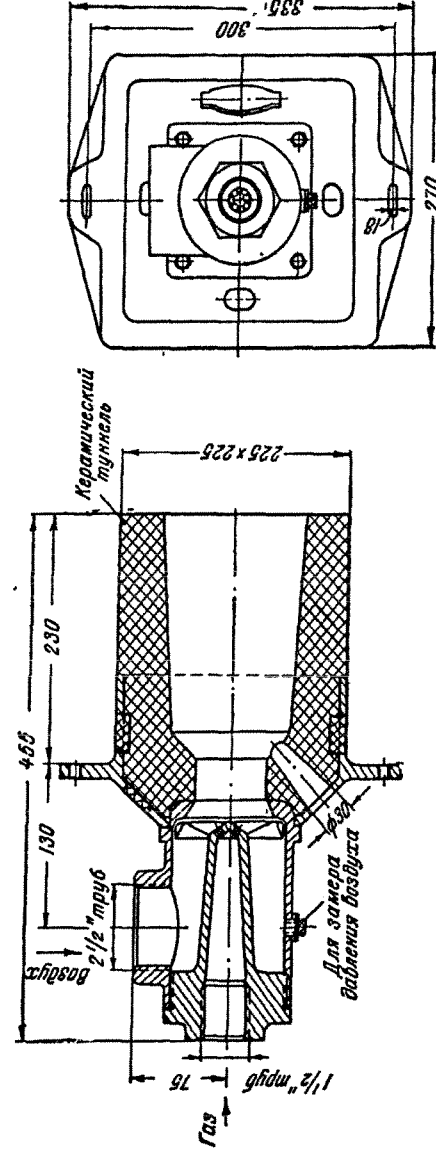


Рис. 27. Горелка с принудительной подачей воздуха теплопроизводительностью 90 000 ккал/ч

цилиндрической насадкой. Она предназначена для установки в нагревательных сушильных печах, в топках малых котлов. В горелке для лучшего смешения газа и воздуха выход газа организован мелкими струями в воздушный поток, который получает завихрение направляющими лопатками.

Газ из газопровода поступает в газоподводящую форсунку, из которой через восемь отверстий (сопел), расположенных под углом 30° к оси, выходит в устье горелки.

Воздух из вентилятора поступает в тройник, где ему придается вращательное движение при помощи лопастей.

Факел в горелке получается светлым и коротким. Техническая характеристика горелки ГС приведена в табл. 10.

Газ на горелке зажигается с помощью переносного ручного запальника через специальное отверстие, предусмотренного в чугунном корпусе.

Керамический туннель служит для стабилизации горения факела.

Корпус горелки крепится болтами к каркасу агрегата (к котлу).

Таблица 10

Техническая характеристика горелки ГС

Обозначение горелок	Тепловая нагрузка горелок		Диаметр выходных газовых отверстий (сопел), мм	Количество газовых отверстий (сопел), шт.	Расход воздуха, необходимого для горения при $\alpha = 1$, $\text{м}^3/\text{ч}$	Масса горелки, кг
	ккал/ч	$\text{м}^3/\text{ч}$				
1937-00	60000	2,73	2,6	8	63,0	30,0
1951-00	90000	4,10	3,1	8	127,0	30,0

Блок редуцирования

Блок редуцирования предназначен для снижения высокого входного давления газа $p_{\text{вх}} = 12\text{--}75 \text{ кгс/см}^2$ до низкого выходного $p_{\text{вых}} = 3\text{--}12 \text{ кгс/см}^2$ и автоматического поддержания заданного давления на выходе из узла редуцирования, а также для защиты газопровода потребителя от недопустимого повышения давления.

Блок редуцирования состоит из двух линий (ниток) редуцирования: рабочей и резервной. Обе линии имеют одинаковое оборудование: последовательно установленные входной пневмоприводной запорный кран, резервный регулятор давления газа, рабочий регулятор и выходной запорный кран с ручным или пневматическим приводом. При повышении давления газа на выходе из блока редуцирования в работу включается резервный регулятор.

Для индивидуальных ГРС количество редуцирующих ниток принимается по расчету, но не менее двух (одна из них резервная). При произ-

водительности ГРС более 100 тыс. м^3 в час может предусматриваться дополнительная линия постоянного расхода 30–40 % от максимальной пропускной способности ГРС, где в качестве редуцирующего органа применяется дроссель или задвижка.

В качестве регуляторов давления газа применяют РД-64, РДУ, РДО-1, РДЭ-100, РГСД, РДП. Регуляторы типа РДО-1, РДЭ-100, РГСД и РДП являются агрегатами новой модификации (подробнее см. раздел „Новые разработки“).

Регуляторы давления газа типа РД-64 (рис. 28). На ГРС с расходом газа от 25 000 $\text{м}^3/\text{ч}$ и более применяют регуляторы давления РД-50-64, РД-80-64, РД-100-64, являющиеся статическими, прямого действия, работающими без использования постороннего источника энергии. Все перечисленные типоразмеры регуляторов РД-64 одинаковой конструкции. Основными элементами их являются регулирующий орган и мембранно-исполнительный механизм.

Регуляторы давления РД-50-64, РД-80-64, РД-100-64 (см. рис. 28) одинаковы по конструкции и состоят из следующих основных элементов:

- регулирующего клапана (литой корпус 11 с верхним и нижним 8 седлами);
- приводной части мембранного привода (корпус со съемной направляющей втулкой 12 и крышка);
- подвижной системы (мембрана 4, шток 6 и плунжер тарельчатого типа 9). Подвижная система плавно перемещается в направляющей втулке и цилиндре нижнего седла 8.

Наличие двух направлений движения этой системы позволяет регуляторам работать без вибраций и сильных шумов. Корпус и мембранный привод регуляторов рассчитан на рабочее давление до 55 кгс/см^2 .

Для создания регулируемого параметра (давления) используется газ высокого давления, отбираемый со стороны ввода его в ГРС и подаваемый в редуктор.

Регулируемое давление подводится в подмембранную полость регулятора по стальной трубе $D_y = 15 \text{ мм}$. Точка отбора регулируемого давления газа находится на газопроводе после регулятора на расстоянии не менее 2,5 м от выходной отключающей задвижки.

Для создания и поддержания давления в надмембранной камере регуляторов РД-50-64, РД-80-64 и РД-100-64, соответствующего выходному давлению, используется двухступенчатый редуктор-задатчик ВР-1, который питается газом от входного газопровода. Настройку на давление от 1,5 до 10 кгс/см^2 осуществляют с помощью редуктора ДР-2, на давление от 12 до 16 кгс/см^2 – редуктора ВР-1; контроль за настройкой регулятора – по манометру при открытом кране.

Таблица 11

Быстронадвигающиеся кольца			
Кольцо резиновое	Число на комплект, шт.		
	РД-50	РД-80	РД-100
016-020-25-2-2	3	3	
028-036-46-2-2	1	1	
045-053-46-2-2	2		1
070-080-58-2-2		2	
085-095-58-2-2			2
022-028-36-2-2			3

восстанавливается до заданного. Если же выходное давление превышает заданное, чувствительный элемент, перемещаясь вверх, уменьшает проходное сечение регулятора, восстанавливая таким образом давление на выходе из регулятора до заданного.

Подвижная система регулятора уравновешена, что достигается воздействием давления газа со стороны входа на золотник как сверху, через верхнее седло, так и снизу, на стенки пологого стакана золотника.

Ниже приведена техническая характеристика регуляторов типа РД-64 (табл. 12).

Таблица 12

Характеристика регуляторов давления типа РД-64

Показатель	РД-25-64	РД-40-64	РД-50-64	РД-80-64	РД-100-64
Диаметр условного прохода D_y , мм	25	40	50	80	100
Давление рабочее на входе в регулятор p_p , МПа	16 – 20	20 – 32	До 6,5 20 – 32	45	70
Диаметр сменного седла D_c , мм	8	12	16	25	30
Тип регулирующего органа	Односедельный				
Полный ход регулирующего органа, мм	Интегральный				
Закон регулирования	Линейная				
Расходная характеристика	Фланцевый				
Тип присоединения к трубопроводу	0,25 – 2,5				
Диапазон настройки, МПа	2,5	2,5	1,6	2,5	3,0
Верхний предел настройки, МПа	4	4	4	8	8
Число отверстий	18	23	23	23	25
Диаметр отверстий d , мм	От -30 до +50				
Температура окружающей и рабочих сред, °C					
Габаритные размеры, мм:					
длина	260	340	260	345	385
высота	340	428	550	616	700
ширина	170	235	410	410	480
Масса, кг	28	54	106	135	215
Зона пропорциональности от верхнего предела настройки, %	5				
Зона нечувствительности от верхнего предела настройки, %	2,5				

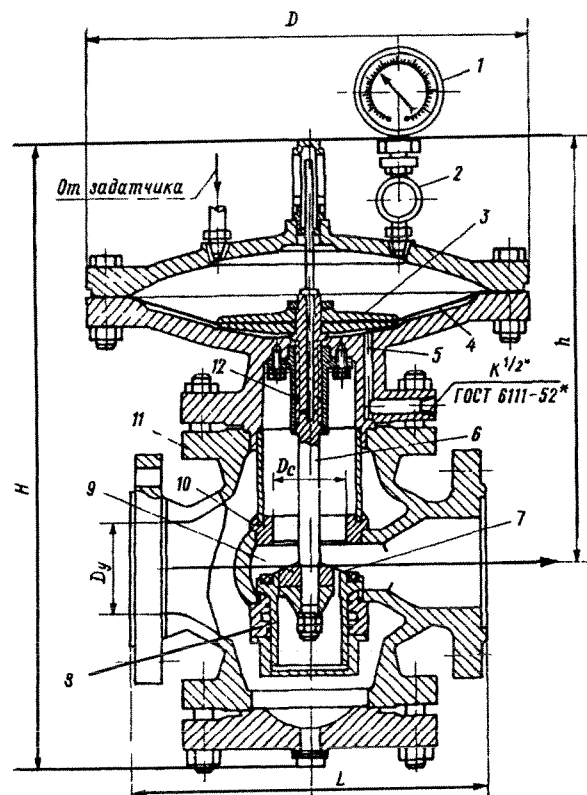


Рис. 28. Регуляторы РД-50-64, РД-80-64 и РД-100-64:

1 – манометр; 2 – кран; 3 – жесткие диски; 4 – мембрана; 5, 7 – отверстия; 6 – шток; 8, 10 – седла (8 – нижнее, 10 – верхнее); 9 – плунжер; 11 – корпус; 12 – направляющие втулки

Регулирующий орган имеет два седла, закрепленных в корпусе регулятора, и золотник. Мембранно-исполнительный механизм состоит из мембранного узла, содержащего мембрану, зажатую между двумя дисками, на которых закреплен шток золотника. Для уплотнения штока и клапана применяют резиновые кольца (табл. 11).

Процесс регулирования давления протекает следующим образом: в надмембранной камере редуктора создается постоянное давление, равное регулируемому на выходе из регулятора. Если давление на выходе из регулятора меньше заданного, то сила, действующая на мембрану сверху, превышает таковую снизу.

Узел чувствительного элемента, связанный с мембраной, перемещаясь вниз, увеличивает проходное сечение регулятора. В результате количество протекающего газа возрастает, а давление на выходе из регулятора

Редуктор типа ВР-1 (рис. 29) состоит из двух регуляторов, обеспечивающих две ступени редуцирования. Давление газа после первой ступени регулируется в пределах 12–16, после второй – 2,8–4,5 кгс/см². Допустимое давление на входе в редуктор до 150 кгс/см².

Оба регулятора, за исключением различия в жесткости задающей пружины, совершенно одинаковые. Каждый из них имеет индивидуальное предохранительное сбросное устройство, срабатывание которого может настраиваться в широких пределах.

Регулятор работает следующим образом. При ввертывании регулировочного винта усилие пружины передается на мембрану, которая нажимает на толкатель, открывая газу проход в надмембранную полость регулирующего устройства. Если давление за регулирующим органом меньше заданного, то мембрана регулирующего устройства вместе со штоком и золотником опустится вниз, открывая путь газу. Если же оно больше заданного, оно устройством передается в подмембранную полость. Мембрана регулирующего устройства поднимается вместе со штоком и золотником, прикрывая проходное сечение регулирующего устройства.

При работе редуктора типа ВР-1 в качестве задатчика регулятора давления типа РД-64 его предохранительное сбросное устройство желательно настраивать на постоянный сброс газа, достигая тем самым качественного регулирования газа на выходе из ГРС. Для сброса газа при этом необходимо предусмотреть сбросную свечу. Контроль за настройкой регулятора ведется по манометру.

Предохранительный клапан редуктора (рис. 30) соединен с полостью первой ступени редуцирования. В случае превышения выходного

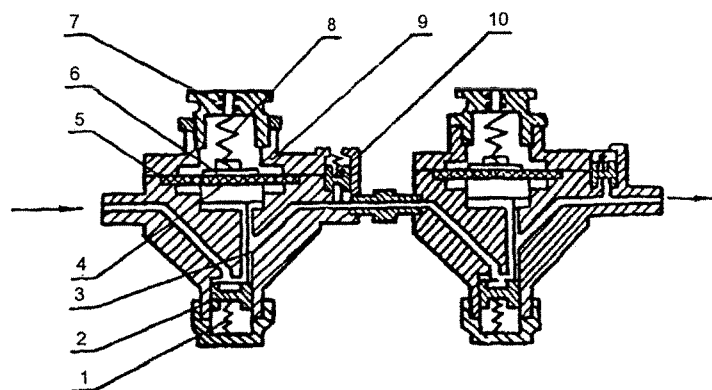


Рис. 29. Воздушный редуктор типа ВР-1:

1 – пружина; 2 – клапан; 3 – толкатель; 4 – шайба; 5 – мембрана; 6 – нажимной диск; 7 – регулировочный винт; 8 – регулировочная пружина; 9 – крышка редуктора; 10 – предохранительный клапан

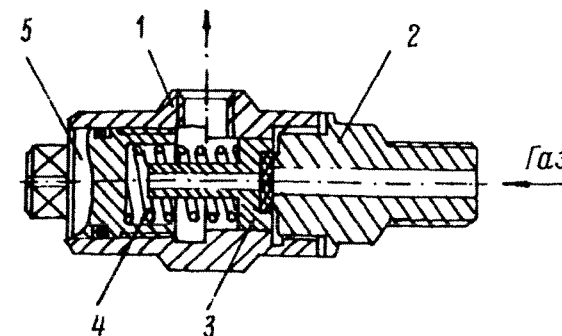


Рис. 30. Клапан предохранительный:

1 – корпус; 2 – седло клапана; 3 – золотник с уплотнительной подушкой; 4 – пружина; 5 – пробка

давления в полости первой ступени над заданным золотник отходит от седла и газ сбрасывается в атмосферу.

Газ, поступающий к редуктору-задатчику по стальной цельнотянутой трубке, должен быть очищен от механических примесей и осушен от влаги, для чего в схеме обвязки должны быть предусмотрены фильтр (обычно висциновый) и вымораживатель.

Двухступенчатый редуктор типа ДР-2 является статическим регулятором прямого действия и предназначен для снижения давления с 10–320 кгс/см² до 0,1–3 или 3–10. Редуктор работает при температуре окружающего воздуха от 0 до 50 °С и температуре регулируемой среды от 5 до 50 °С.

Регулятор ДР-2 состоит из двух последовательно скомпонованных на одном кронштейне редукторов: высокого давления – РДВ-1 (первая ступень регулирования) и низкого давления РНД-1 (вторая ступень регулирования). Каждый из них в свою очередь является регулятором прямого действия и может использоваться самостоятельно. Входным давлением для РНД-1 является выходное давление РДВ-1. Давление газа после РДВ-1 в пределах 1,5–10 кгс/см², после РНД-1 – 0,1–1,5.

Пропускная способность редукторов (по воздуху), м³/ч: ДР-2 – не менее 10 (при $p_{\text{вх}} = 10$ кгс/см², давление после первой ступени 6, после второй – 1 кгс/см²); РДВ-1 – не менее 16 (при $p_{\text{вх}} = 10$ и $p_{\text{вых}} = 3,5$ кгс/см²); РНД-1 – не менее 10 (при $p_{\text{вх}} = 6$ и $p_{\text{вых}} = 1$ кгс/см²).

Регулятор давления газа типа РД-64 монтируют вертикально (мембранным приводом вверх) между двумя отключающими кранами или задвижками на горизонтальном газопроводе в месте, доступном для осмотра (рис. 31). Направление потока газа должно совпадать с направлением стрелки на корпусе.

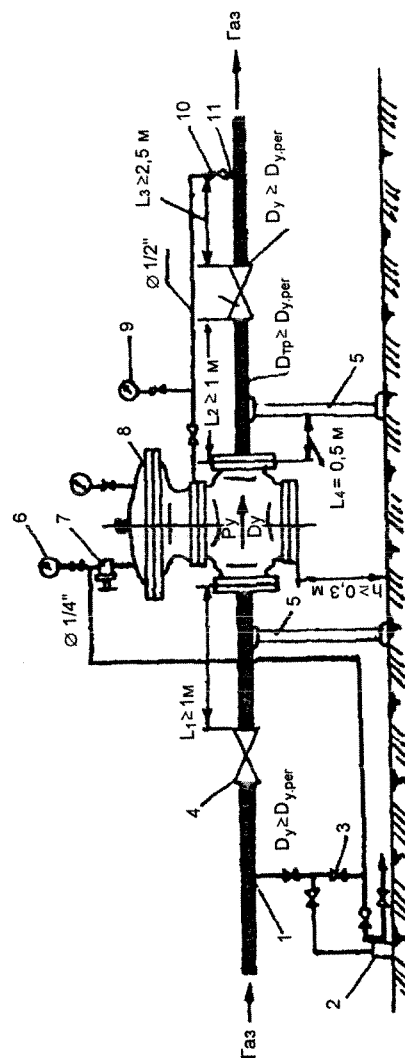


Рис. 31. Схема установки и обвязки регулятора типа РД-64:

1 – отбор газа высокого давления; 2 – фильтр очистки и сушки газа; 3 – вентиль 1/4"; 4 – отключающий край; 5 – опоры; 6 – манометр 0–60 кгс/см²; 7 – редуктор-задатчик; 8 – регулятор РД-64; 9 – манометр 0–16 кгс/см²; 10 – вентиль 1/2"; 11 – отбор регулируемого давления

Обвязка регулятора выполняется стальными цельнотянутыми трубками с толщиной стенки не менее 3 мм, вентилями и соединительными фитингами, рассчитанными на рабочее давление 55 кгс/см².

Участок трубопровода, предназначенный для монтажа регулятора типа РД-64, должен иметь диаметр условного прохода не менее D_y регулятора; длина прямых участков трубопроводов до и после регулятора – не менее 1 м (см. рис. 31); расстояние от пола помещения редуцирования до нижней образующей регулятора – не менее 0,3 м.

Наблюдение за регулируемым давлением ведут по показаниям манометра, установленного на линии подвода этого давления непосредственно у регулятора. Для обслуживания регуляторов типа РД-64 в здании редуцирования должна быть предусмотрена металлическая площадка с лестницами и перилами, а для монтажа и демонтажа регулятора – кран-балка грузоподъемностью 0,5–1 т.

Регуляторы давления типа РД-25-64, РД-40-64 предназначены для автоматического регулирования давления газа „после себя” на объектах магистральных газопроводов высокого давления (ГРС, установках очистки и осушки газа, газовых промыслах и др.). Регуляторы – статические, прямого действия, работают без использования постороннего источника энергии. Основные технические данные этих регуляторов приведены ниже.

Обе модификации регуляторов конструктивно одинаковы и состоят из следующих основных элементов (рис. 32): исполнительного регулирующего органа, чувствительного элемента и нагружающего устройства.

Техническая характеристика регуляторов РД-25-64 и РД-40-64

	РД-25-64	РД-40-64
Условный проход D_y , мм	25	40
Давление условное p_y , кгс/см ²	64	64
Диаметр сменного седла D_c , мм	16; 20	20; 32
Коэффициент пропускной способности $K_v \pm 10\%$ при различном диаметре седла:		
$D_c = 16$ мм	2,5	–
$D_c = 20$ "	6,0	–
$D_c = 32$ "	–	16,0
Полный ход регулирующего органа, мм	8,0	12,0
Верхний предел настройки, кгс/см ² , не более	25	25
Тип присоединения к трубопроводу	Фланцевый (ГОСТ 12881–67)	
Габаритные размеры, мм:		
длина строительная	260	340
высота	340	428
ширина	170	235
Масса, кг, не более	28	54

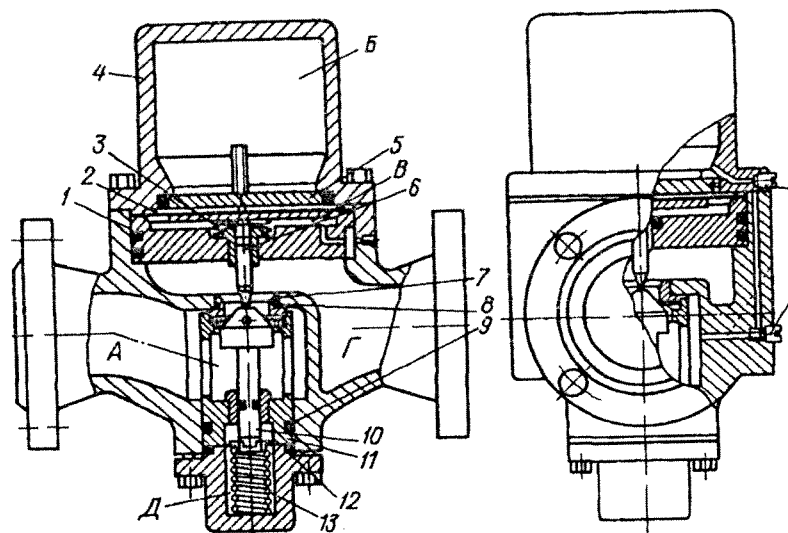


Рис. 32. Общий вид регулятора типа РД-25-64, РД-40-64:

1, 8, 9, 12 — кольца резиновые уплотнительные; 2 — мембрана; 3, 13 — пружины; 4 — нагрузочная камера; 5 — диск опорный; 6 — шток; 7 — седло; 10 — разгруженный клапан; 11 — втулка; 14 — пробка К 1/4" перепускного клапана

Регулирующее устройство состоит из корпуса с выходным и входным фланцами. В нижней части корпуса размещается втулка 11 с направляющей втулкой, в которой ходит клапан 10. Стакан верхним буртом прижимает седло 7. Седло выполнено составным: из эластичного и жесткого материалов. При отсутствии расхода клапан плотно перекрывает отверстие седла под действием пружины 13.

Чувствительный элемент представляет собой резиновую мембрану 2, зажатую между торцом корпуса и фланцем нагрузочной камеры 4. Под мембрану подведен стальной опорный диск 5, удерживаемый в прижатом положении к мембране пружиной 3, которая предотвращает возможные смещения опорного диска во время работы и транспортировки регулятора. Движение мембраны через диск передается штоку 6 и далее седлу 7.

Нагружающее устройство состоит из нагрузочной камеры 4 и пробки перепускного клапана 14. Необходимое давление в нагрузочной камере создается путем подачи газа в нее со стороны входа через отверстия в корпусе регулятора. Подача газа в нагрузочную емкость, сброс газа из нее, а также герметичное ее отклонение осуществляется пробкой перепускного клапана 14.

Принцип действия регуляторов основан на компенсации сил, действующих на чувствительный элемент. Для перемещения разгруженного клапана регулирующего органа используется сила, возникающая на чувствительном элементе от изменения выходного давления.

Газ высокого давления из подводящего газопровода поступает в полость А регулятора. Далее, проходя через переменный дроселирующий зазор, образуемый седлом 7 и клапаном 10, он редуцируется до заданного низкого давления, которое на выходе из регулятора зависит от площади дроселирующего зазора, автоматически устанавливаемого подвижной системой регулятора. Полость А регулятора через отверстие в клапане 10 соединена с камерой Д, чем позволяет достичь разгруженности клапана в любом его положении. Часть газа из полости высокого давления А через отверстия и пробку перепускного клапана 14 перепускается в нагружающую камеру Г, создавая необходимое нагружающее давление, действующее на мембрану 2 со стороны нагрузочной камеры 4. Из камеры Д газ по импульсной трубке попадает в импульсную камеру В регулятора, где оказывает воздействие на мембрану с другой стороны.

Мембрана 2, опорный диск 5, клапан 10 и пружины 13 и 3 составляют подвижную систему регулятора. При постоянном расходе газа она находится в покое, так как действие сил на мембрану со стороны нагружающей и импульсной камер равно. При этом проходное сечение регулятора открыто на расстояние, соответствующее установившемуся расходу газа. Увеличение расхода газа вызывает падение давления за регулятором и в импульсной камере В, что нарушает равновесие сил, действующих на мембрану. Силы, давящие на мембрану сверху, превышают силы, действующие на нее снизу, в результате чего мембрана под действием разности сил перемещается вниз и через опорный диск 5 нажимает на клапан 10, приоткрывает его. В результате увеличения проходного сечения регулятора возрастает поток газа, который, восполнив расход, доведет давление за регулятором и в импульсной камере до первоначального значения. Силы, действующие на мембрану, уравниваются, и подвижная система регулятора остановится в новом равновесном положении, соответствующем новому расходу газа. Уменьшение расхода газа вызывает увеличение давления за регулятором и в импульсной камере В.

В результате изменения соотношения сил, действующих через мембрану на подвижную систему, проходное сечение регулятора начнет уменьшаться до тех пор, пока уменьшение притока газа не вызовет падения давления за регулятором и в импульсной камере В до первоначального. Таким образом, действие регулятора направлено на сохранение выходного давления на определенном заданном уровне вне зависимости от изменения расхода газа.

Для того чтобы получить на выходе из регулятора любое значение выходного давления в пределах характеристики регулятора, необходимо установить соответствующее постоянное давление в нагружающей камере Г путем перепуска газа. Нагружающая камера Г разделена перегородкой с дросельным отверстием на две полости: малую, примыкающую к мембране, и большую.

Если давление газа в выходном газопроводе за счет резкого изменения его отбора газа так же резко изменяется, подвижная система регулятора передвинется в новое положение не мгновенно, а по мере протекания газа из одной полости нагружающей камеры в другую через дроссельное отверстие в перегородке. Этим устраняется возможность возникновения колебаний клапана регулятора.

График для определения максимальной пропускной способности регуляторов типа РД приведен на рис. 33.

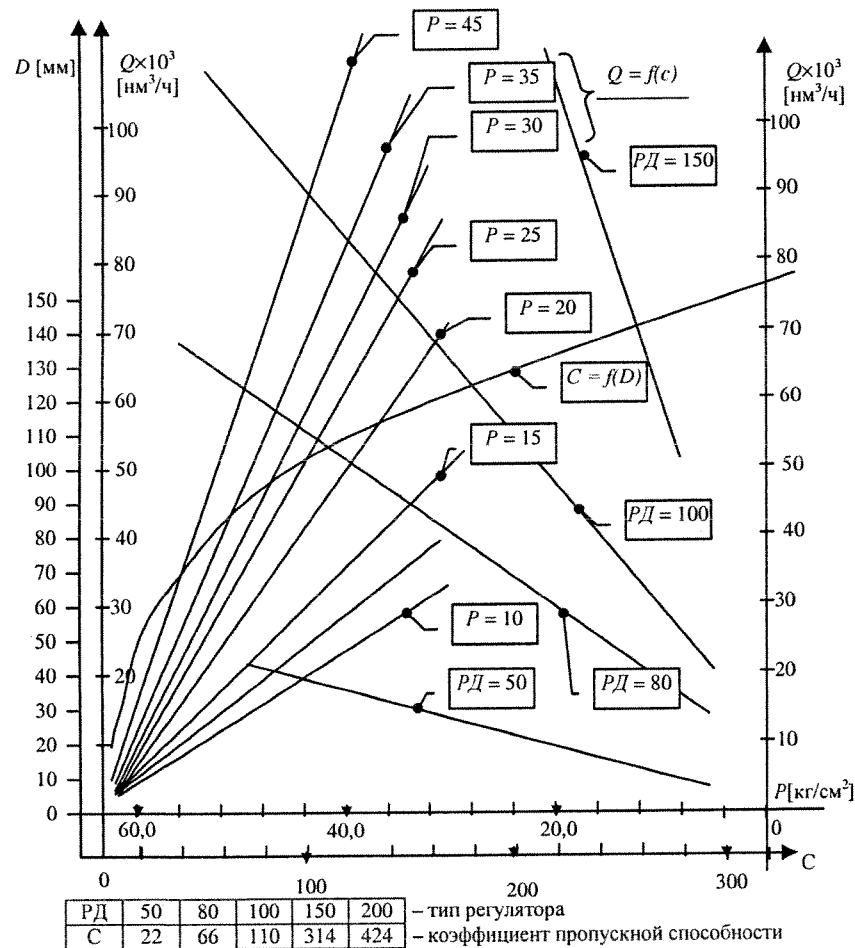


Рис. 33. График для определения максимальной пропускной способности регуляторов

Регуляторы давления газа типа РДУ непрямого действия с усилителем типа РДУ выпускаются следующих модификаций: РДУ-50, РДУ-80, РДУ-100.

Техническая характеристика регуляторов давления типа РДУ

	РДУ-50	РДУ-80	РДУ-100
Условный проход D_y , мм	50	80	100
Давление условное p_y , кгс/см ²		64	
Диапазон изменения входного давления, кгс/см ²		12–55	
Диапазон настройки выходного давления, кгс/см ²		2,5–16	
Перепад давления на регулятор, кгс/см ² :			
максимальный		52,5	
минимальный		3	
Коэффициент пропускной способности $K_v \pm 10\%$, т/ч	50	100	200
Зона нечувствительности регулятора от верхнего предела настройки, %		2,5	
Температура среды, °С			
регулируемой		–40 – 80	
окружающей		–40 – 50	
Тип присоединения к трубопроводам		Фланцевый	
		(ГОСТ 12831–67)	
Габаритные размеры, мм:			
длина	300	380	430
ширина	445	500	560
высота	435	460	490
Масса, кг	48	76	138

Примечание. В настоящее время ТОО „М Лидер“, г. Вольск, Саратовская область, производит выпуск регуляторов давления на p_y 80 кгс/см²: РДУ-80-01 (D_y 50 мм) и РДУ-80-02 (D_y 80 мм) с диапазоном настройки выходного давления 2,5–55 кгс/см².

Регуляторы РДУ каждого типоразмера имеют три основных узла (унифицированные для всех типоразмеров): исполнительное устройство, усилитель и редуктор перепада (рис. 34).

Исполнительное устройство (рис. 35) является конечным звеном системы автоматического регулирования. При перемещении затвора изменяется проходное сечение устройства, а следовательно, количество проходящего газа. Это обеспечивает поддержание выходного давления на заданном значении при колебании газопотребления. Перемещение затвора происходит за счет изменения управляющего давления, поступающего на привод исполнительного устройства от усилителя.

Для обеспечения герметичности исполнительного устройства к седлу винта крепится капролоновая прокладка. Затвор выполнен в виде тонкостенной трубы и связан с мембранным приводом с помощью диска и двух шайб. В исходном положении затвор прижат к седлу возвратной пружиной. В полость А привода через отверстие Б подается выходное давление, а в полость В через отверстие Г — управляющее давление (от усилителя). Отверстие Д во фланце корпуса служит для подачи входного давления к редуктору.

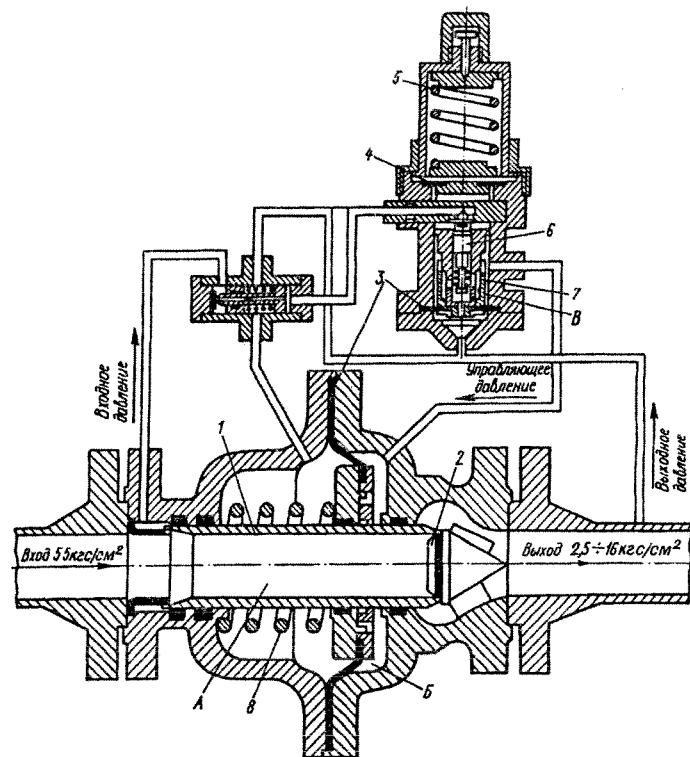


Рис. 34. Схема регулятора давления газа типа РДУ:
1 – затвор; 2 – седло клапана; 3, 4 – мембраны; 5 – пружина; 6 – клапан; 7 – сбросное седло; 8 – возвратная пружина

Усилитель (рис. 36) непрерывно измеряет выходное давление, сравнивает его с заданным при настройке и в случае отклонения от заданного изменяет управляющее давление. Для питания усилителя используется энергия входного давления.

Мембранно-пружинный механизм усилителя включает в себя две эластичные мембраны, жестко связанные с помощью муфты, стакана, втулки и двух дисков, а также пружину сжатия. Натягивается она за счет вращения регулировочного винта.

Клапанное устройство состоит из подающего седла, выполненного в виде отверстия во втулке, клапана двойного действия с пружиной и сбросного седла, зажато между муфтой и втулкой. Через отверстие *A* во втулке давление питания (от редуктора) подается на усилитель, а через отверстие *B* в корпусе – управляющее давление – на привод исполнительного

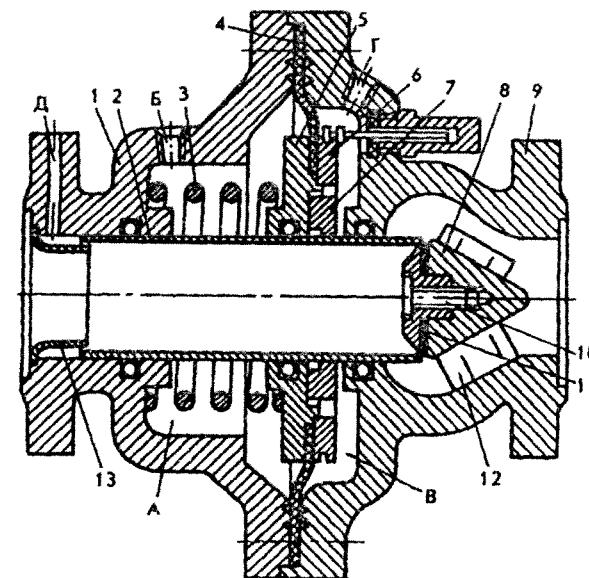


Рис. 35. Исполнительное устройство регулятора давления газа РДУ:
1 – корпус; 2 – затвор; 3 – возвратная пружина; 4 – мембранный привод; 5 – диск; 6, 7 – шайбы; 8 – седло; 9 – крышка; 10 – винт; 11 – капролоновая прокладка; 12 – ребра крышки; 13 – кожух

устройства. В контрольную камеру *B* через отверстие *Г* поступает регулируемое давление из выходного трубопровода.

Редуктор перепада давления (рис. 37) предназначен для снижения высокого входного давления и поддержания постоянного перепада между давлением питания усилителя и выходным давлением.

Газ с входным давлением через отверстие *A* поступает в полость *B*, проходит через зазор, образуемый клапаном и седлом, редуцируется и идет на питание усилителя. Величина давления питания усилителя зависит от усилия сжатия пружины и превышает выходное давление, которое подается в полость *B* редуктора (примерно на 2–3 кгс/см²).

Принцип действия регулятора РДУ следующий. Газ высокого давления (55 кгс/см²) из подводящего газопровода поступает в полость *A* исполнительного устройства, проходит через зазор, образуемый затвором и седлом, и редуцируется. Выходное давление устанавливается за счет настройки усилителя. Отклонение выходного давления в результате изменения газопотребления или входного давления воспринимается чувствительным элементом усилителя (мембраной). С помощью клапана усилителя газ преобразуется в пневматический сигнал, поступающий в полость *B* привода исполнительного устройства.

Автоматическое поддержание выходного давления в заданных пределах осуществляется следующим образом: повышение его вызывает перемещение подвижной системы усилителя, состоящей из двух жестко связанных мембран, вверх за счет нарушения равновесия действующих на нее сил: усилия пружины, с одной стороны, и выходного давления – с другой. При этом сбросное седло отходит от клапана, что приводит к стравливанию некоторого количества газа из полости *В* усилителя и полости *Б* привода исполнительного устройства. Управляющее давление понизится, и затвор под действием возвратной пружины пойдет на закрытие. Расход газа через регулятор уменьшится до восстановления выходного давления в заданных пределах. При уменьшении выходного давления регулятор работает в обратном порядке.

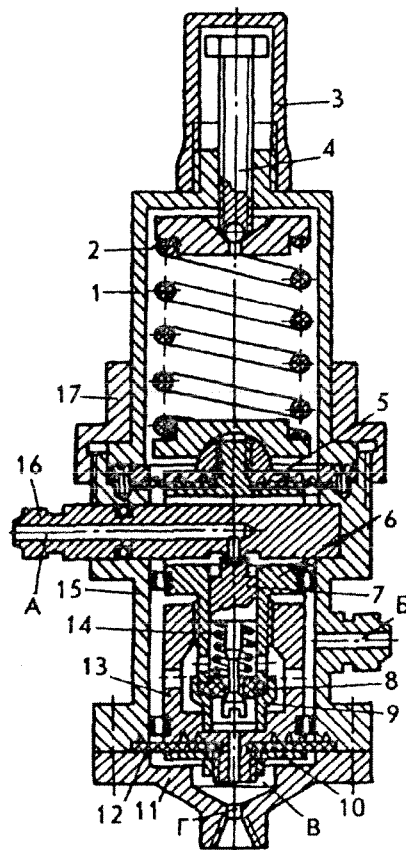


Рис. 36. Усилитель регулятора давления РДУ:
1 – верхняя крышка; 2 – пружина; 3 – колпачок; 4 – регулировочный винт; 5, 10 – диски; 6 – муфта; 7 – клапан двойного действия; 8 – сбросное седло; 9 – втулка; 11 – нижняя крышка; 12 – эластичная мембрана; 13, 17 – стаканы; 14 – пружина; 15 – корпус; 16 – втулка

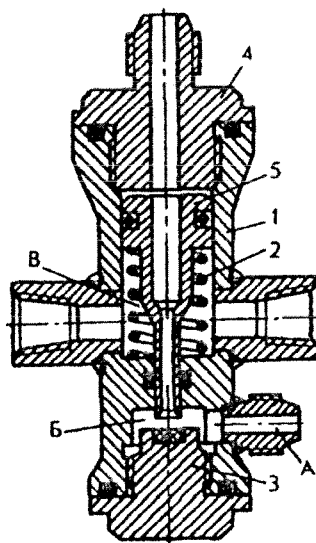


Рис. 37. Редуктор перепада регулятора РДУ:
1 – корпус; 2 – пружина; 3 – седло; 4 – крышка; 5 – клапан

Регуляторы давления газа типа РДПР-3. Все большее распространение на ГРС получают прямоточные регуляторы типа РДПР-3. Регулятор (рис. 38) состоит из прямоточного регулирующего клапана 2, трубопровода обвязки 3 и задающего устройства *Б* в виде герметичной емкости, снабженной перепускным запорным клапаном 7. Регулирующий клапан состоит из фланцевых корпусов 2 и 4, соединенных между собой болтами, подвижного седла 5, мембраны 1, зажатой между дисками 14. В корпусе 2 имеется кольцевая полость *А*, через которую проходит горячая вода. В выходном корпусе 13 крепится клапан 6 с уплотнительной прокладкой 15.

Перепускной запорный клапан предназначен для впуска, выпуска и плотного запирания газа в емкости *Б* и полости перепускного клапана. Он состоит из корпуса 8, плунжера 10 с каналами для прохода газа, колпака 9, рукоятки 12 и манометра 11. Управление перепускным клапаном осуществляется с помощью рукоятки 12. Перевод рукоятки в верхнее положение, обозначенное „Впуск”, повышает задающее давление $p_{зад}$, перевод в нижнее положение, обозначенное „Сброс”, снижает давление. В среднем фиксированном положении рукоятки клапан плотно запирает газ в емкости.

Принцип действия регулятора заключается в поддержании равновесия сил, действующих на мембрану привода регулятора. Изменение соотношения этих сил меняет положение регулирующего органа до восстановления их равновесия. Силы, действующие на мембрану регулятора, создаются давлением $p_{зад}$ газа из емкости задающего устройства и давлением $p_{вых}$ газа с выхода ГРС. При равенстве выходного и задающего давлений мембрана находится в среднем положении, регулирующий орган – в положении, обеспечивающем заданный расход газа.

В случае уменьшения выходного давления сила, действующая на мембрану со стороны давления задания, становится больше силы, действующей со стороны выходного давления, и регулирующий орган переместится в сторону камеры выходного давления, вследствие чего проходное сечение между клапаном 6 и седлом 5 увеличивается. Давление за регулятором повышается. При увеличении регулируемого давления выше заданного силы, действующие на мембрану со стороны камеры выходного давления, становятся больше силы, действующей со стороны давления задания, и седло перекрывает проходное сечение регулирующего органа.

При ревизии регулятор освобождают от шпилек на фланцах, снимают и перевозят в мастерскую, где разъединяют половины корпуса и снимают с трубы-седла половину корпуса, находящуюся сверху. Далее необходимо:

- снять мембранный узел с половины корпуса, находящейся внизу;
- отвернуть и снять фасонный винт, крепящий уплотнительную прокладку 15 на клапане 6, и снять ее;
- снять с трубы-седла зажимные диски и мембрану;

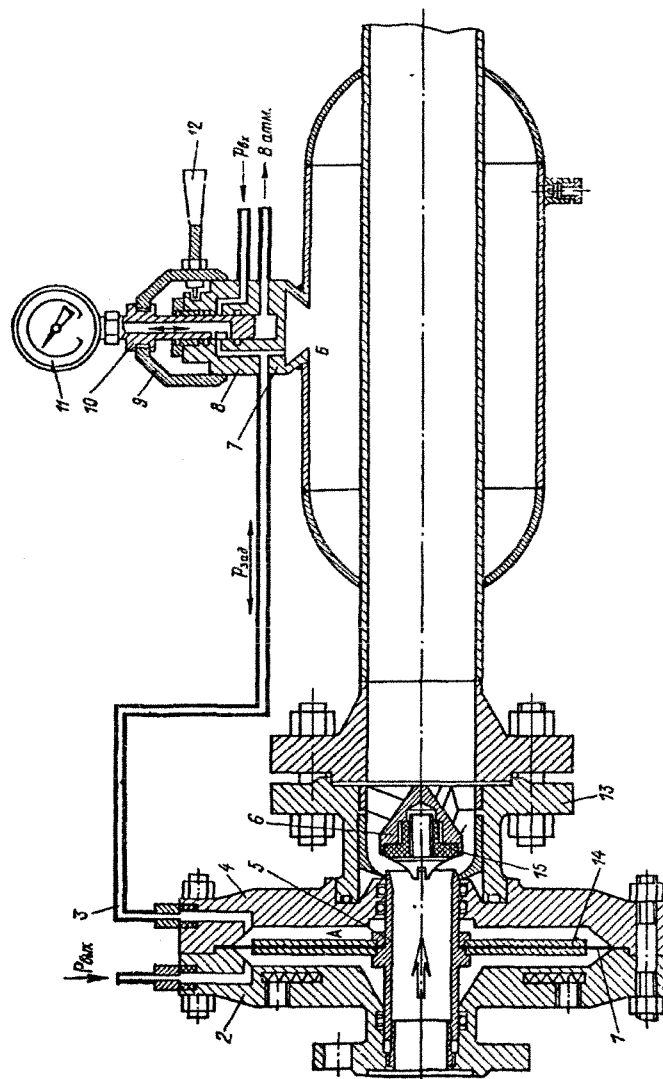


Рис. 38. Регулятор давления РДР-3:

1 – мембрана, 2 и 4 – корпуса фланцевые, 3 – трубопровод импульсный, 5 – седло подвижное, 6 – клапан, 7 – седло подвижное, 8 – клапан запорный, 9 – корпус, 10 – колпак, 11 – плунжер, 12 – рукоятка, 13 – манометр, 14 – диски, 15 – прокладка уплотнительная, А – полость кольцевая, В – емкость герметичная

- извлечь уплотнительные кольца из канавок половин корпуса;
 - промыть все детали в керосине и протереть насухо ветошью.
- При обнаружении дефектов на мембране, уплотняющих кольцах и прокладке затвора эти детали следует заменить. Исправление уплотняющей кромки и поверхности скольжения трубы-седла производить только на токарном станке с помощью бархатного напильника и мелкозернистой наждачной бумаги.
- После ревизии регулятор следует собирать в следующем порядке:
- установить на клапан 6 уплотнительную шайбу 15 и закрепить ее фасонным винтом;
 - вставить в канавки, заполненные солидолом, уплотнительные кольца;
 - собрать мембранный узел на трубе-седле, установив зажимные диски и мембрану между ними;
 - поверхность скольжения трубы-седла смазать тонким слоем солидола и вставить в половину корпуса до упора в уплотняющую прокладку клапана;
 - канавку под уплотнительное кольцо во второй половине корпуса заполнить солидолом и вставить в канавку уплотнительное кольцо;
 - надеть вторую половину корпуса на трубу-седло;
 - совместить отверстие под крепежные шпильки обеих половин корпуса и мембраны, навернуть гайки и закрепить.

При скреплении половин корпуса необходимо помнить о том, что труба-седло при затяжке гаек должна быть плотно прижата к уплотняющему кольцу клапана для обеспечения свободного и полного хода ее из одного крайнего положения в другое.

Линейно-осевой регулятор давления газа ЛОРД ГП „Авиагаз-Союз”, г. Казань

1. Регулятор давления газа типа „ЛОРД” в дальнейшем „регулятор” предназначен для снижения входного давления газа и поддержания его в выходном газопроводе на заданном уровне при изменении расхода газа потребителем.
2. Регулятор применяется в условиях макроклиматического района 114 по ГОСТ 16350-80.
3. Климатическое исполнение V категории 1 по ГОСТ 15150-69 при рабочих температурах воздуха от -45 до 40 °С и относительной влажности 98 % при температуре 25 °С.
4. Техническая характеристика регулятора должна соответствовать следующим параметрам:

Давление газа на входе, МПа (кгс/см ²)	1,2–7,5 (12–75)
Давление газа на выходе, МПа (кгс/см ²)	0,2–1,2 (2–12)

Габаритные размеры, мм:	
длина	560
ширина	300
высота	385
Масса, кг:	
регулятора в сборе	100
редуцирующего устройства	20
Расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$	100–100 000
Точность поддержания давления на выходе, %	± 3

В табл. 13 приведены модификации выпускаемых регуляторов типа ЛОРД.

Таблица 13

Модификации регуляторов типа ЛОРД					
Обозначение	Наименование изделия	Диаметр условного прохода D_y , мм	Условная пропускная способность, $\text{м}^3/\text{ч}$	Относительная протечка, не более, $\text{м}^3/\text{ч}$	Максимальная объемная производительность, $\text{м}^3/\text{ч}$, при $p_{\text{вх}} = 75 \text{ кгс/см}^2$, $p_{\text{вых}} = 12 \text{ кгс/см}^2$ *
СТ2.428.1000.000	Регулятор давления ЛОРД-32	32	20	0,1	8000
СТ2.428.1100.000	Регулятор давления ЛОРД-50	50	25	0,125	20000
СТ2.428.900.000	Регулятор давления ЛОРД-80	80	50	0,250	50000
СТ2.428.400.000	Регулятор давления ЛОРД-100	100	100	0,5	100000
СТ2.428.500.000	Регулятор давления ЛОРД-150	150	200	1,00	200000
СТ2.428.600.000	Регулятор давления ЛОРД-200	200	400	2,00	350000
СТ2.428.700.000	Регулятор давления ЛОРД-300	300	550	3,00	700000
СТ2.428.800.000	Регулятор давления ЛОРД-400	400	700	4,00	900000

* Модификацию регулятора в зависимости от необходимой объемной производительности выбирать в соответствии с графиками расходных характеристик рис. 39–45.

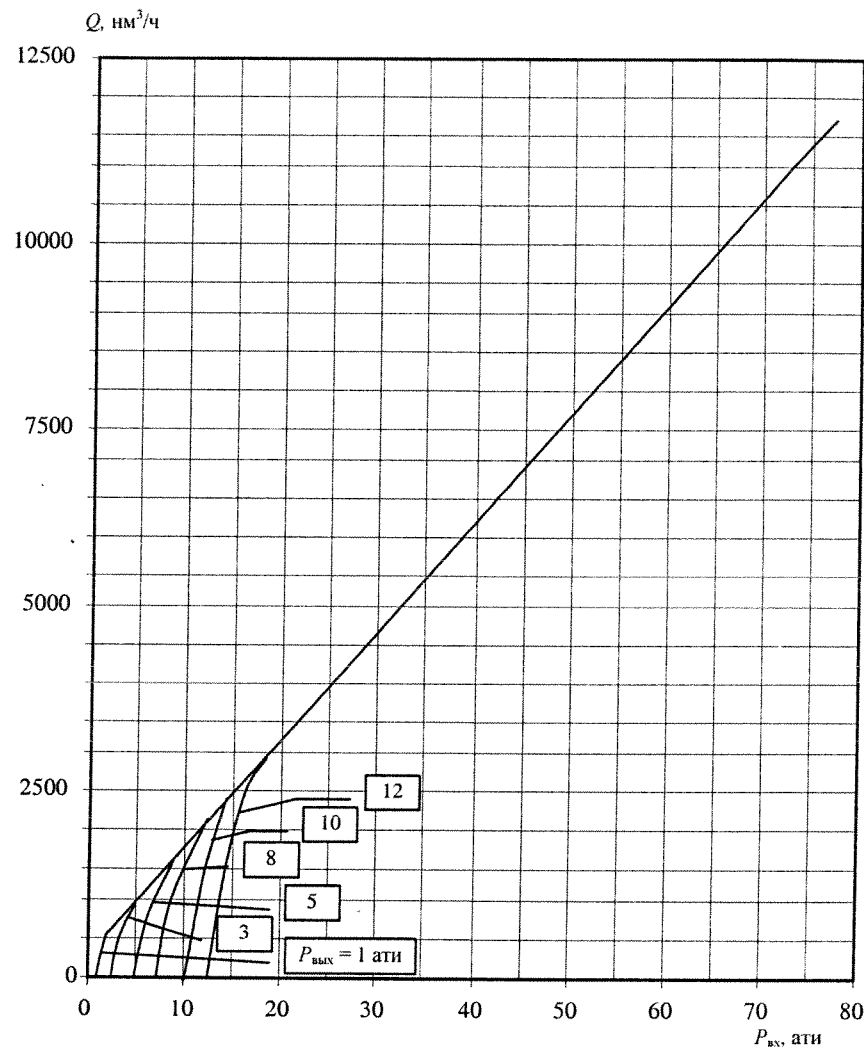
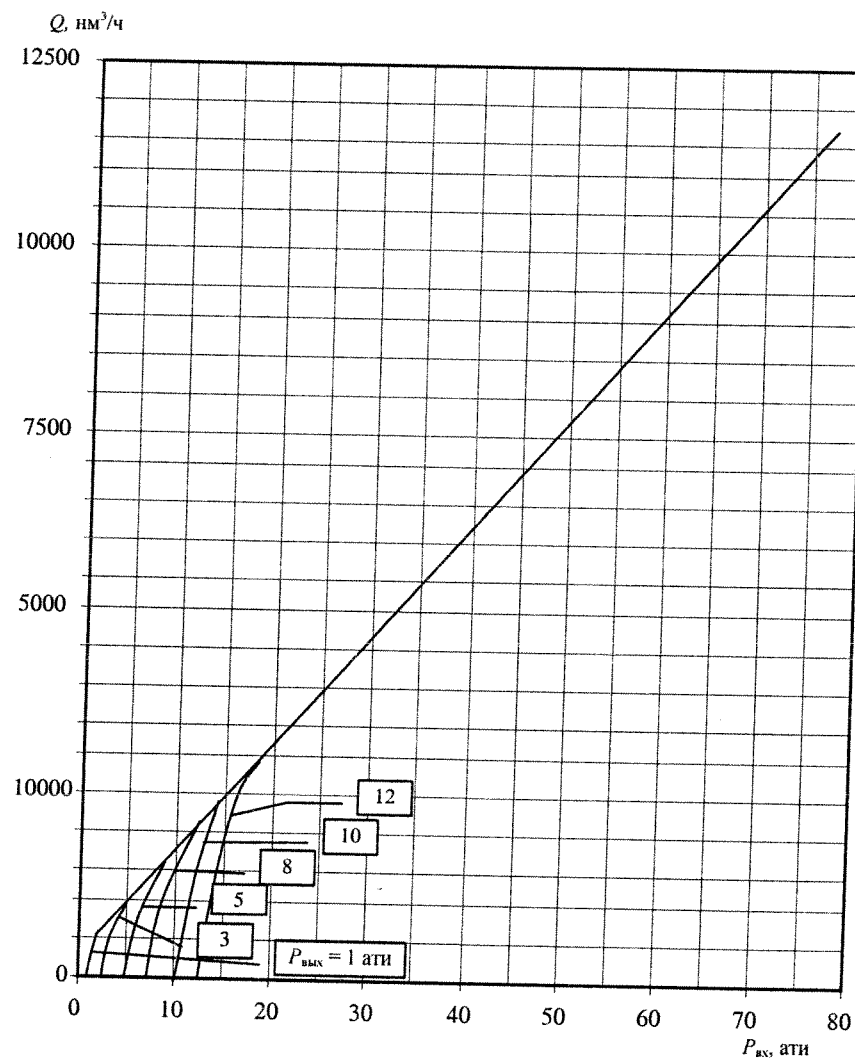
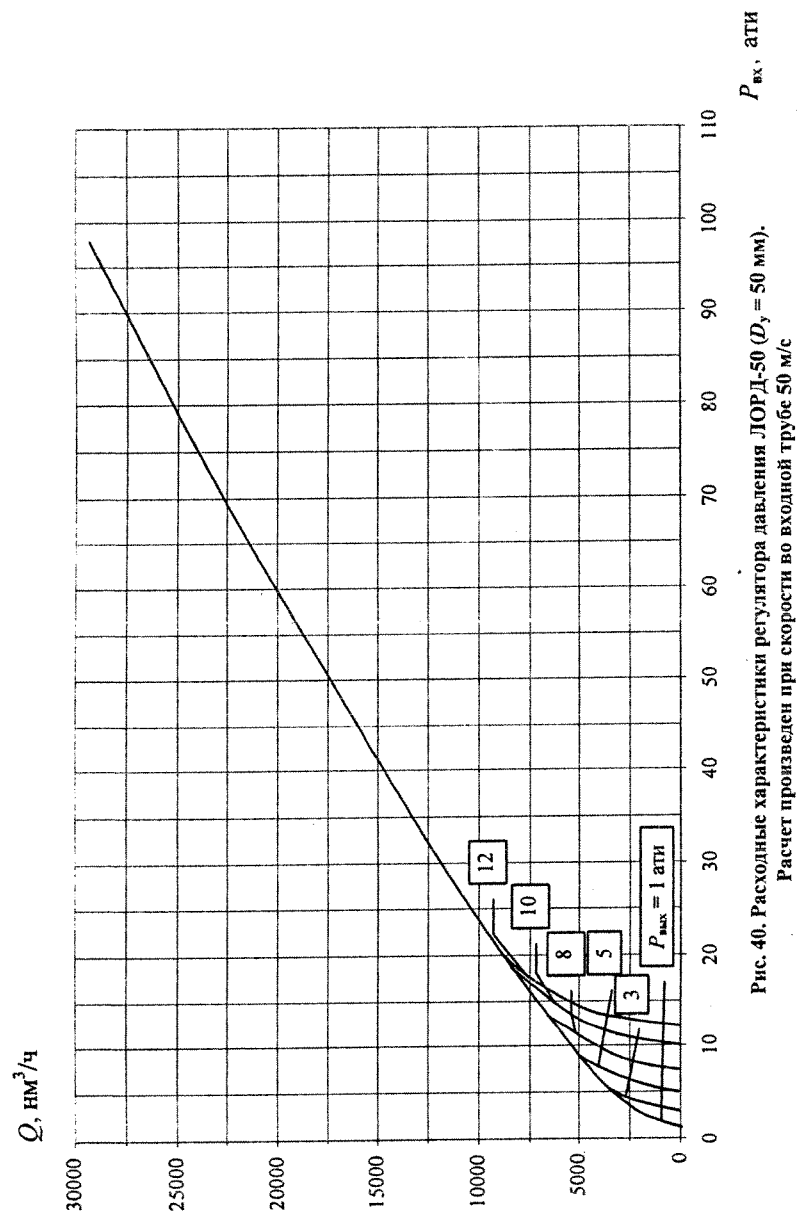


Рис. 39. Расходные характеристики регулятора давления ЛОРД-32 ($D_y = 32 \text{ мм}$). Расчет произведен при скорости во входной трубе 50 м/с



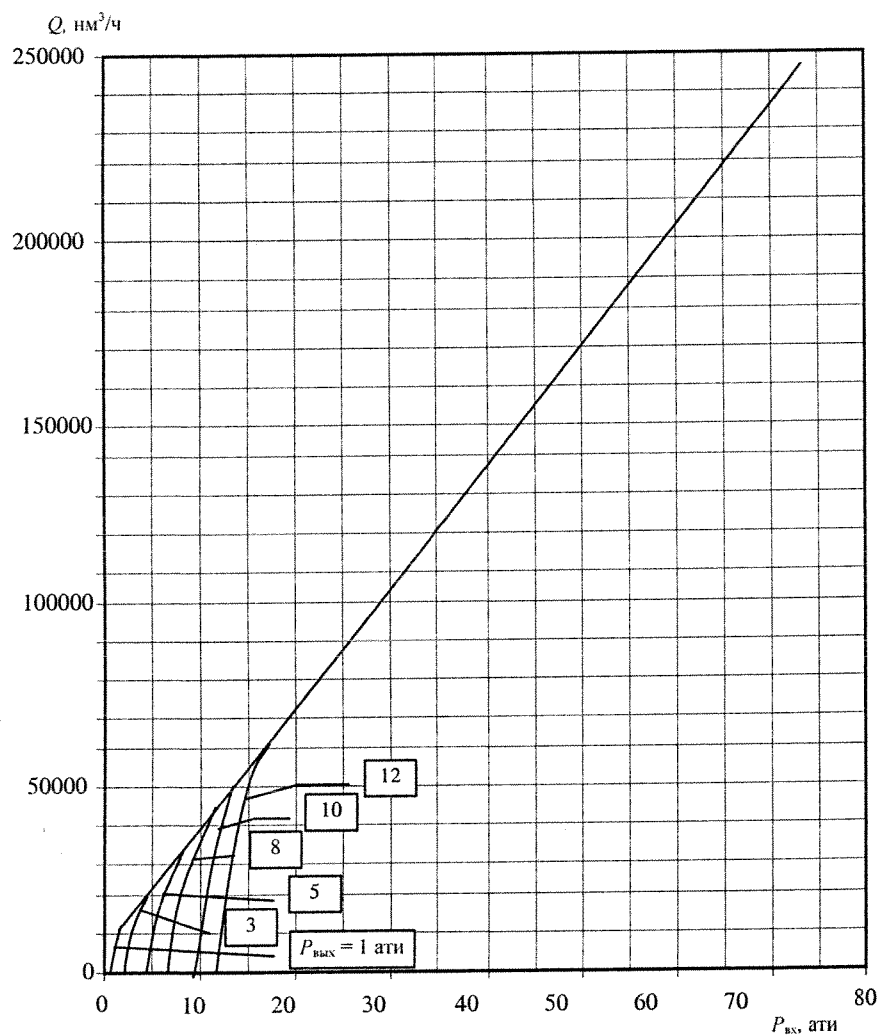


Рис. 42. Расходные характеристики регулятора давления ЛОРД-32 ($D_y = 32$ мм).
Расчет произведен при скорости во входной трубе 50 м/с

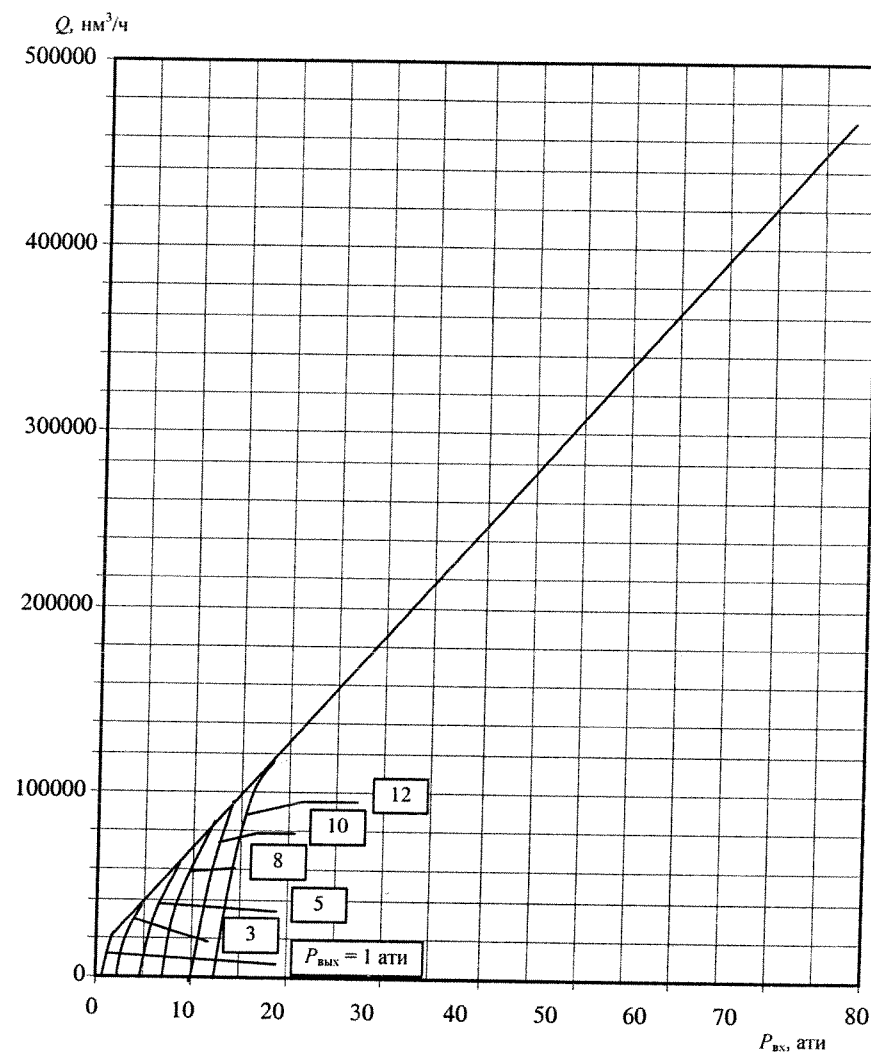


Рис. 43. Расходные характеристики регулятора давления ЛОРД-200 ($D_y = 200$ мм).
Расчет произведен при скорости во входной трубе 50 м/с

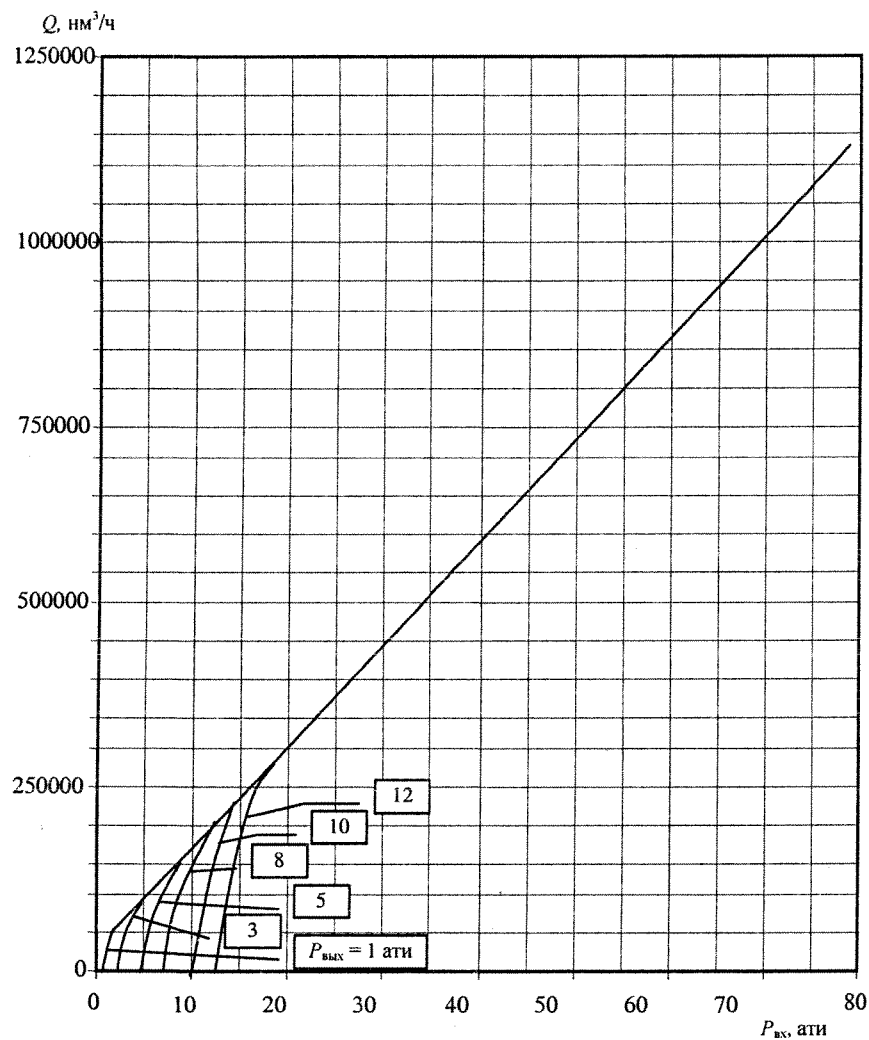


Рис. 44. Расходные характеристики регулятора давления ЛОРД-300 ($D_y = 300$ мм).
Расчет произведен при скорости во входной трубе 50 м/с

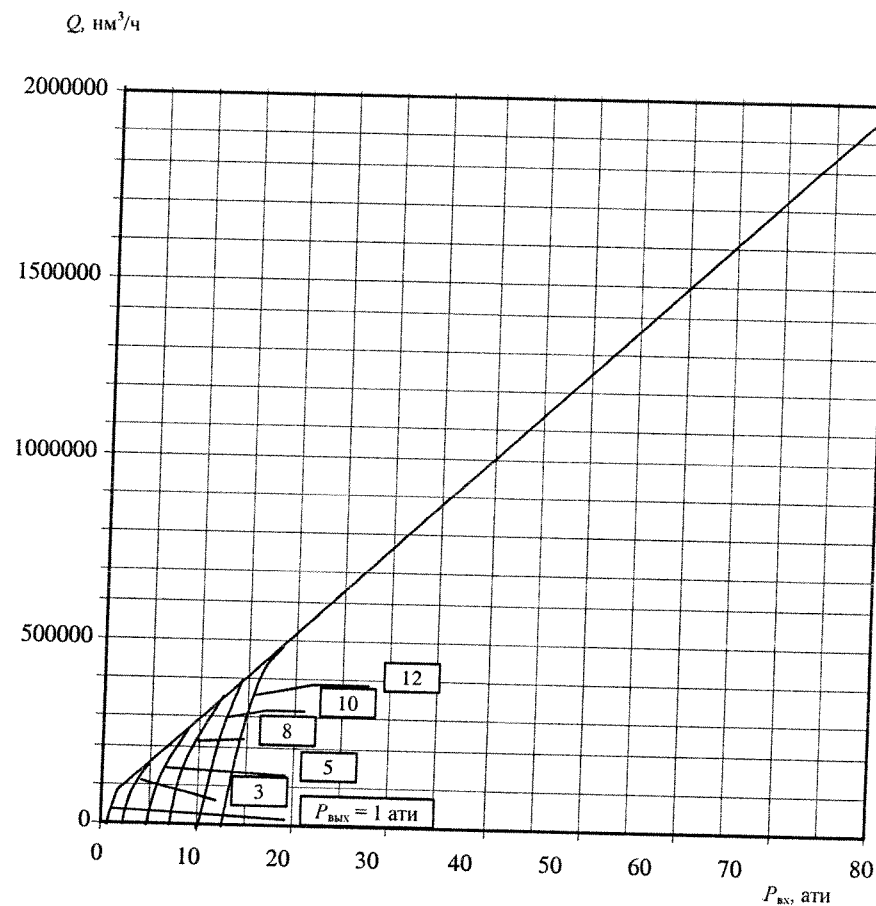


Рис. 45. Расходные характеристики регулятора давления ЛОРД-400 ($D_y = 400$ мм).
Расчет произведен при скорости во входной трубе 50 м/с

Таблица 14

Уплотнительные кольца для регулятора ЛОРД

Обозначение регулятора	Кольца уплотнительные круглого сечения по ГОСТ 9833-73	Количество
СТ2.428.1100.000	015-020-30	5
	075-080-30	5
	070-075-030	1
	125-130-30	4
СТ2.428.400.000	019-024-30	3
	105-110-30	1
	118-124-36	6
	170-175-36	4
СТ2.428.500.000	025-030-73	5
	160-165-36	1
	170-175-36	8
	180-185-36	1
	210-215-36	1

Уплотнительные кольца круглого сечения по ГОСТ 9833-73 для регуляторов давления ЛОРД приведены в табл. 14.

Регулятор давления представляет собой агрегат (рис. 46), монтирующийся непосредственно в газопровод. При этом входной участок регулятора (рис. 46, 47) выполнен в виде проставки 13 с фланцем 17, являющийся одновременно частью трубопровода высокого давления. Проставка 13 представляет собой узел, изготовленный из одной заготовки и состоящий из двух фланцев. Передним фланцем проставка 13 крепится с помощью шпилек 25, шайб 27 и гаек 23 к фланцу 17, который соединяется сваркой с трубопроводом высокого давления. Соединение проставки 13 и фланца 17 производится через пластину 14, имеющую с обеих сторон канавки с уплотнительными резиновыми кольцами 33. Задним фланцем проставка 13 соединяется с помощью болтов 22 и шайб 27 с фланцем 3 (задний фланец регулятора), который сваривается с выходным трубопроводом.

Материал проставки 13, пластины 14, фланцев 3, 17 ст. 10Г2,09Г2С или ст. 20. Передний фланец проставки 13 имеет резьбовое отверстие под штуцер 11, соединяющий с помощью трубы $d_y = 8$ мм со штуцером 12 подвода входного давления в разгрузочную полость редуцирующего устройства, а также резьбовые отверстия под упорные винты 15 для облегчения монтажа регулятора на газопровод.

Регулятор давления ЛОРД-50 (рис. 48) конструктивно выполнен без проставки 13 (см. рис. 46, 47). А монтаж и демонтаж редуцирующего устройства 40 производится вместе с корпусом 13, который крепится болтами 10 и 18 к входному бурту с фланцем 17 и выходному фланцу 3, которые приварены соответственно с входным и выходным трубопроводами.

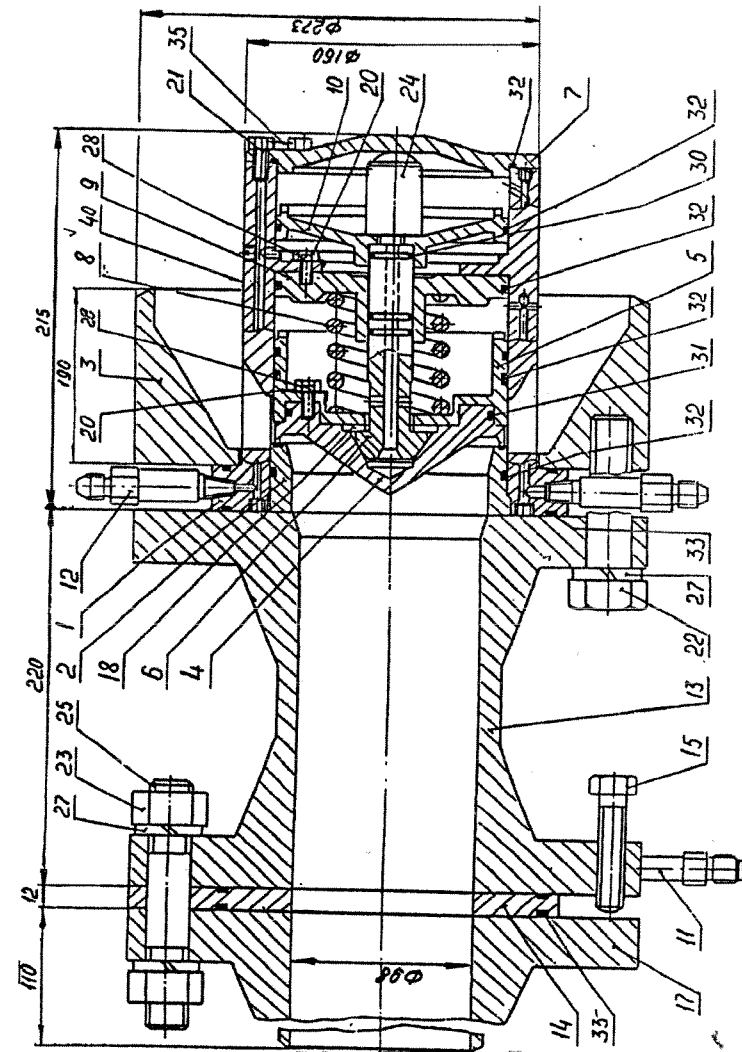


Рис. 46. СТ2.428 400.000 СБ

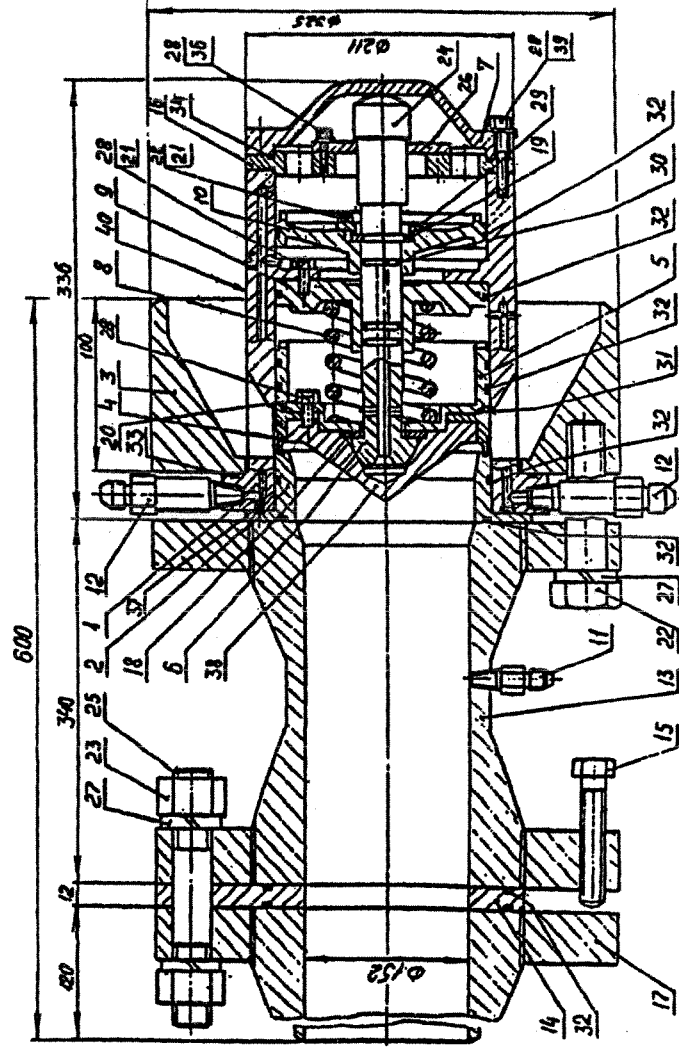


Рис. 47. СТ2.428.500.000 СБ

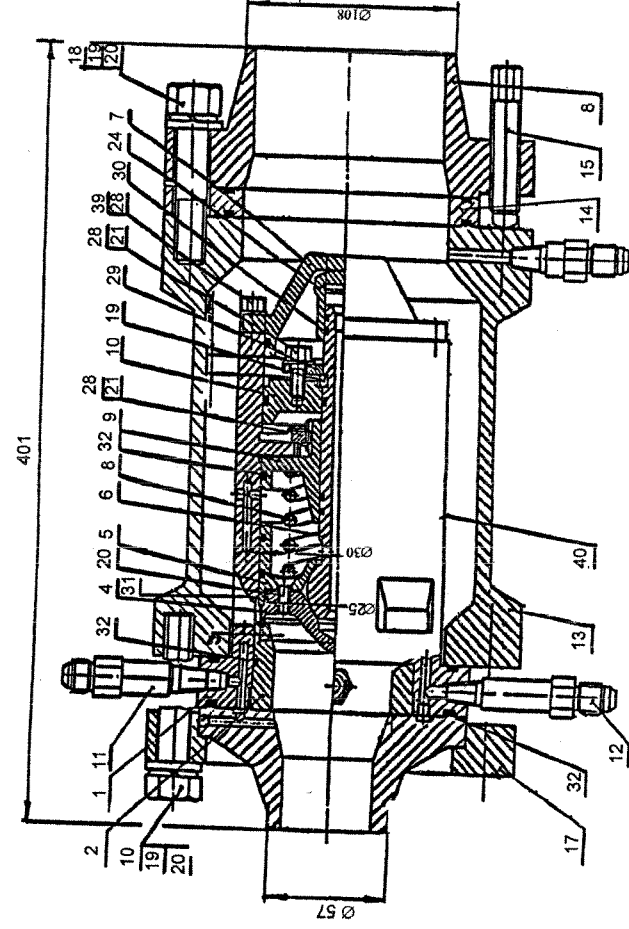


Рис. 48. СТ2.428.1100.000

Редуцирующее устройство 40 (см. рис. 46–48) состоит из следующих элементов:

- корпус 1 с крышкой 7;
- седло 2;
- клапан 4 с поршнем 5;
- шток 6;
- разгрузочное устройство 24;
- пружина 8;
- опора 9;
- поршень 10;
- регулировочное кольцо 18;
- детали крепежа: штуцеры 12, болты 20, 21 шайбы 28, уплотнительные резиновые кольца 31, 32, 33.

Корпус 1 является основной несущей частью редуцирующего устройства. Он выполнен в виде цилиндра с фланцем. Корпус устанавливается между задним фланцем проставки 13 и выходным фланцем 3 с помощью бурта, имеющего с обеих сторон канавки с уплотнительными резиновыми кольцами 32.

Корпус выполнен из стали 38ХА с никель-кобальтовым покрытием. Никель-кобальтовое покрытие по внутренней поверхности устраняет возможность заедания в парах корпус – седло, корпус – опора, корпус – поршень. Корпус имеет покрытие также снаружи.

В корпусе просверлены три отверстия диаметром 6 мм: для подвода газа в полость выходного давления, для подвода в командную полость, для подвода входного давления газа в разгрузочную полость. По периферии корпус имеет фрезерованные выходные окна. К днищу корпуса с помощью болтов 21 и уплотнительного резинового кольца 32 крепится крышка 7.

Поршень 10 является основным регулирующим элементом редуцирующего устройства и свободно перемещается в корпусе 1. Для герметичного разделения командной и выходной полостей установлено уплотнительное резиновое кольцо 32.

Седло 2 вставляется в корпус 1 через уплотнительное резиновое кольцо, герметически разделяющее полости входного и выходного давлений, упирается на внутренний конический поясок корпуса 1 и прижимается к нему после сборки регулятора задним торцом проставки 13. Седло имеет уплотнительный поясок, залитый припоем ПОС-61.

Клапан 4 соединяется со своим корпусом-поршнем 5 с помощью болтов 20 и шайб 28 через уплотнительное резиновое кольцо 31 и совместно образуют регулирующий орган, который перемещается в корпусе 1. Для герметичного разделения входной и выходной полостей в клапане 4 и корпусе-поршне 5 имеются канавки с уплотнительными резиновыми кольцами 31, 32.

Опора 9 вставляется в корпус 1 и крепится к внутреннему бурту корпуса 1 с помощью болтов 20 и шайб 28 и служит для перемещения штока. Для герметичного разделения разгрузочной и командной полостей в штоке 6 и опоре 9 имеются канавки с уплотнительными резиновыми кольцами 30, 32.

Все движущиеся части редуцирующего устройства (клапан 4, поршни 5, 10) соединяются между собой штоком 6.

Для устранения заедания этих движущихся частей в корпусе 1 и опоре 9 конец штока 6 имеет сферическую форму и вставлен в коническую внутреннюю часть клапана 4 с осевым зазором 0,2–0,3 мм, который регулируется с помощью кольца 18 (рис. 46, 47); передний конец штока 6 имеет также радиальный зазор 1 мм относительно внутренней поверхности кольца 18 и поршня 5. Регулировка зазора (рис. 48) производится подгонкой (доводкой) клапана 4 при окончательной сборке.

Разгрузка движущихся частей по входному давлению происходит подачей входного давления в разгрузочную полость (между клапаном 4 и опорой 9) редуцирующего устройства через трубку $d_y = 8$ мм, соединенную со штуцером 11 на переднем фланце проставки 13 и штуцером 12 на фланце корпуса 1 и разгрузочным устройством 24, или через сверления на клапане. Клапан в исходном положении прижимается к седлу 2 пружиной 8.

Материал седла 2, клапана 4, поршней 5, 10, штока 6, опоры 9, крышки 7 – сталь 38ХА.

Все стальные детали редуцирующего устройства имеют никель-кобальтовое покрытие, защищающее от воздействия влаги и сернистых соединений, содержащихся в газе до 1,5 % по объему.

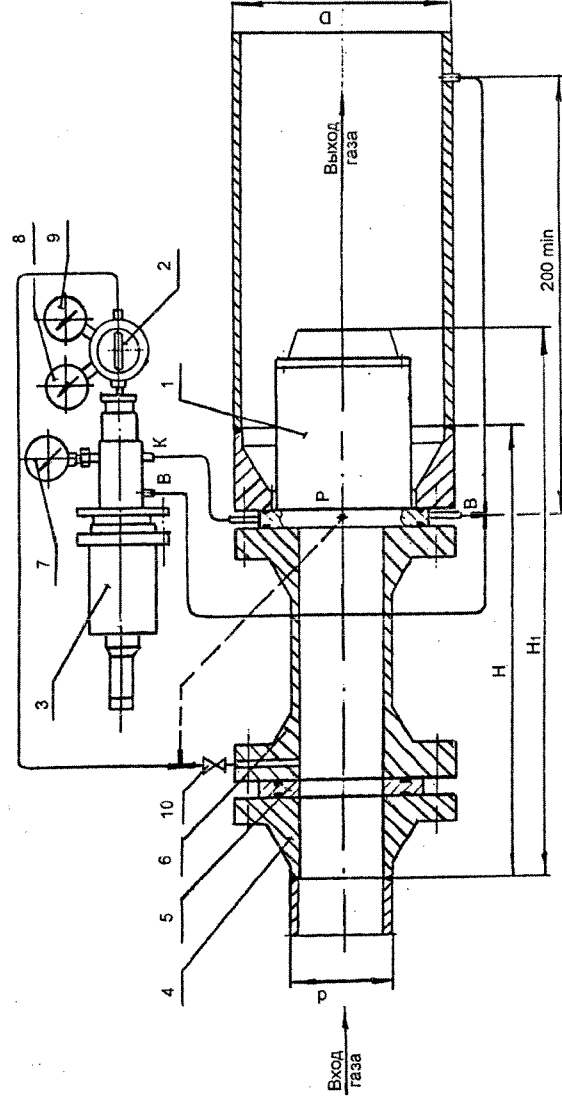
На корпусе редуцирующего устройства рядом со штуцерами выбито „К” (командное давление), „В” (подвод выходного давления), „Р” (разгрузка-подвод входного давления), „Р” также нанесена на переднем фланце проставки 13 около штуцера отбора входного давления в разгрузочную полость редуцирующего устройства.

Схема размещения и монтажа регулятора давления приведена на рис. 31.

К постановке в систему газопровода допускаются регуляторы, прошедшие испытания на прочность, герметичность, работоспособность и имеющие паспорт с отметкой об указанных испытаниях.

Постановка регулятора производится согласно чертежам, представленным на рис. 46–48, и монтажным схемам – рис. 49, 50.

Приварку фланцев 3, 17 производить до постановки редуцирующего устройства. Вместо редуцирующего устройства устанавливаются монтажные втулки. После сварки убрать монтажные втулки, освободить трубопровод от окалины и установить центральное тело (редуцирующее устройство).



Обозначение	d	D	H	H ₁
СТ2.428.400.000	Ø108×6	Ø273×10	466	576
СТ2.428.500.000	Ø159×8	Ø325×12	636	845

Рис. 49. Монтажная схема регулятора давления СТ2.428.400.000 (ЛОРД-100) и СТ2.428.500.000 (ЛОРД-150):

1 – редуцирующее устройство; 2 – редуктор газовый; 3 – усилитель; 4 – бурт входной; 5 – пластина; 6 – проставка; 7 – манометр командного давления; 8 – манометр управляющего давления; 9 – манометр входного давления; 10 – кран; К – командное давление; В – обратная связь; Р – разгрузка

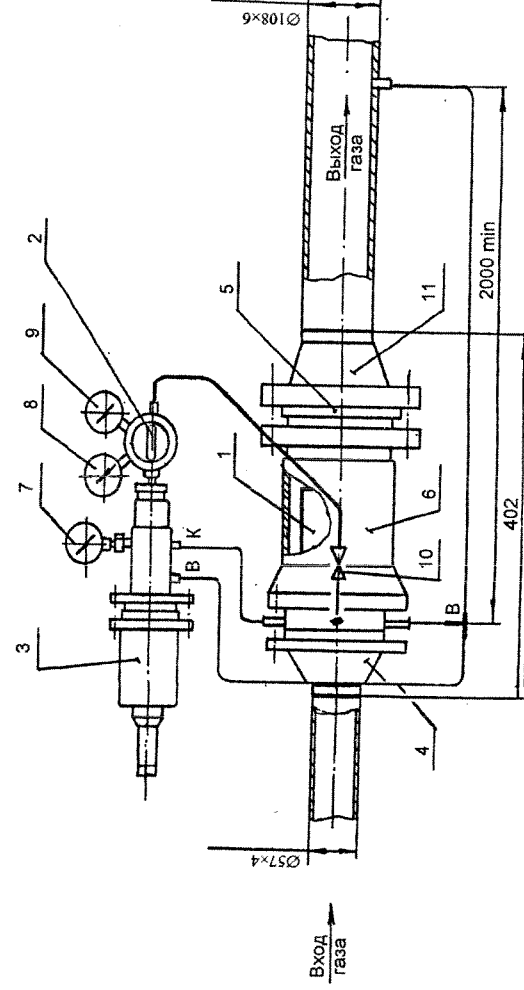


Рис. 50. Монтажная схема регулятора давления СТ2.428.1100.000 (ЛОРД-50):

1 – редуцирующее устройство; 2 – редуктор газовый; 3 – усилитель; 4 – фланец входной; 5 – пластина; 6 – корпус; 7 – манометр командного давления; 8 – манометр управляющего давления; 9 – манометр входного давления; 10 – кран; 11 – фланец; К – командное давление; В – обратная связь

Собранный регулятор проверить по схеме рис. 49, 50 на герметичность подачи командного давления, максимально возможного для данной ГРС (но не более $p_{\text{ком}} = 18 \text{ кгс/см}^2$).

При удовлетворительных результатах проверки на герметичность регулятор допускается к запуску и работе.

Примечание. 1. При наличии в газе механических примесей и влаги в отличие от ГОСТ 5542–87 подачу газа (редуктор 2 и пневмоусилитель 3) производить после дополнительной очистки и осушки.

2. Допускается работа регулятора без пневмоусилителя – с подачей командного газа от отдельной системы, при этом погрешность поддержания давления на выходе возрастает до 5 % при изменении расхода и давления на входе в регулятор.

В исходном положении регулятор давления закрыт. Регулятор работает совместно с редуктором БКО-50-4 и усилителем АГС 55.00.00.000СБ или АГС60.00.00.000 (см. схему рис. 50).

Для открытия регулятора редуктор БКО-50-4 и усилитель по манометрам настраиваются на заданные давления, при этом в командную полость регулятора подается газ. Поршень 10 перемещается вправо и через шток 6 перемещает клапан 4.

Редуцирование газа происходит за счет его дросселирования при прохождении через кольцевую щель между клапаном 4 и седлом 2. После запуска регулятора усилитель поднастраивается на заданный стационарный режим работы по выходному давлению.

В случае снижения потребления газа в выходном трубопроводе несколько повысится давление, при этом поршень 10 перемещается влево. Проходное дросселирующее сечение уменьшается, что снижает расход газа. При этом устанавливается требуемое давление на выходе.

Снижение температуры газа при дросселировании. При дросселировании газа происходит снижение его температуры, что приводит к отложению твердых кристаллогидратов на поверхностях клапана и седла клапана регуляторов давления, вследствие чего они перестают работать. Для определения зоны возможного гидратообразования необходимо знать давление газа и его температуру после редуцирования (рис. 51). Условия образования гидратов природных газов с различной относительной плотностью можно определить по графику (рис. 52).

Гидраты представляют собой белые кристаллы, похожие на плотную снежную кристаллическую массу, при уплотнении напоминающую лед. Кристаллогидраты состоят из одной или нескольких молекул газа (метана, пропана, углекислого газа, сероводорода, изобутана и пр.) и нескольких молекул воды.

Метан и этан образуют газовые гидраты с формулами $8\text{CH}_4 \cdot 46\text{H}_2\text{O}$; $8\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 46\text{H}_2\text{O}$. Пропан и изобутан образуют гидраты: $\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 136\text{H}_2\text{O}$ и

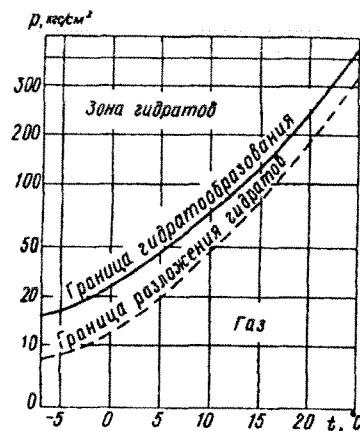


Рис. 51. Зависимость гидратообразования от температуры и давления насыщенного пара воды природного газа

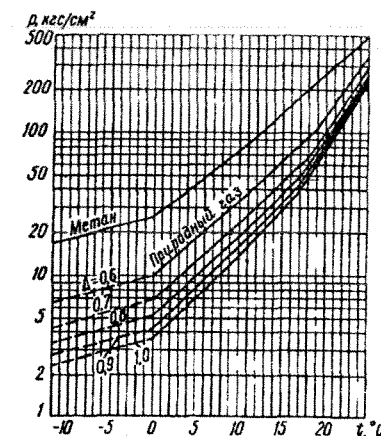


Рис. 52. График гидратообразования для природных газов с различной относительной плотностью Δ

$\text{C}_4\text{H}_{10} \cdot 136\text{H}_2\text{O}$. При наличии в газе сероводорода образуются двойные гидраты, например $8\text{CH}_4 \cdot 16\text{H}_2\text{S} \cdot 136\text{H}_2\text{O}$ и $8\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 16\text{H}_2\text{S} \cdot 136\text{H}_2\text{O}$.

При транспорте газа образуются смешанные гидраты, которые являются нестабильными соединениями и при определенных условиях (понижение давления, повышение температуры) легко разлагаются на газ и воду. Углеводороды характеризуются максимальной температурой, выше которой ни при каком повышении давления нельзя вызвать гидратообразование газов.

Эта температура называется *критической температурой гидратообразования* и равна, °C: для метана – 21,5, этана – 14,5, пропана – 5,5, н-бутана – 2,5, изобутана – 1 (табл. 15). Чем тяжелее углеводородный газ, тем скорее он в присутствии влаги образует гидрат. Высокая скорость и турбулентность потока, пульсация компрессора, быстрые повороты и другие условия, усиливающие перемешивание смеси, также способствуют возникновению гидратов.

Конденсат образуется при понижении температуры воздуха или грунта ниже определенного уровня отрицательных температур. Его образование зависит также от состава сжиженных газов и соответственно от упругости паров. Пропано-бутановая смесь при избыточном давлении 3 кгс/см² образует конденсат при 10 °C.

Мероприятия по борьбе с гидратообразованием различны: подогрев газа выше температуры образования гидратов, ввод в газопровод реагентов (ингибиторов), осушка газа.

Условия образования гидратов

Этан		Пропан	
Температура, °C	Давление, кг/см ²	Температура, °C	Давление, кг/см ²
-9,5	3,2	-11,9	1,0
-6,7	3,6	-9	1,2
-3,9	4,1	-6,3	1,3
-1,1	4,6	-5,6	1,4
0,6	5,1	-3,3	1,5
1,7	5,8	-1	1,7
10,8	17,0	1,7	2,4
13	27,0	2,3	2,7
14,5	34,0	3,3	3,4
-	-	4,4	4,1
-	-	5,5	4,8

Для практических расчетов снижение температуры в результате дросселирования можно принимать равным 0,55 °C на 1 кгс/см² падения давления или определять по графику температура – энтальпия природного газа (рис. 53). Пользоваться этим графиком нужно следующим образом: например, газ дросселирует с $p_n = 56$ до 7 кгс/см². Определить конечную температуру газа t_k , если начальная температура равна $t_n = 8$ °C. От точки a (8 °C) проводим прямую, параллельную оси ординат, до точки b (56 кгс/см²), затем – из этой точки – прямую, параллельную оси абсцисс, до точки c (7 кгс/см²) и снова возвращаемся на ось абсцисс, где получаем искомую температуру газа: -23 °C (точка d).

Блок учета газа

Блок учета газа предназначен для коммерческого учета газа (измерение его расхода или объема).

Измерение может осуществляться двумя способами:

а) с помощью измерения перепада давления на сужающих устройствах (диафрагмах) в соответствии с постановлением Госкомитета РФ по стандартизации метрологии и сертификации № 410 от 11.12.97 г. и ГОСТ 8.563.1–97, ГОСТ 8.563.2–97, ГОСТ 8.563.3–97.

б) с помощью турбинных или ротационных газовых счетчиков в соответствии с ПР50.2.019-96 „Количество природного газа. Методика выполнения измерений при помощи турбинных и ротационных счетчиков”.

Измерительные диафрагмы или счетчики устанавливаются после узла очистки. Замер расхода газа может производиться как на высокой стороне (до редуцирования), так и на низкой (после редуцирования).

Для коммерческого учета необходимо определение объемного расхода или объема газа, приведенных к нормальным условиям, поэтому

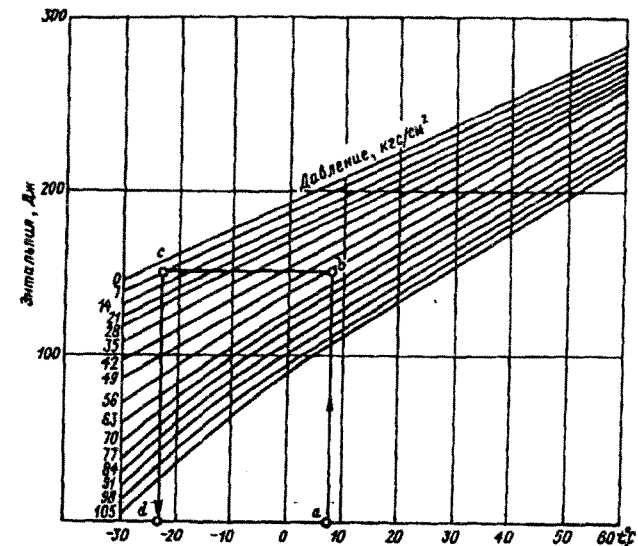


Рис. 53. График температура – энтальпия природного газа

измеренный в рабочих условиях расход корректируется по абсолютному давлению и температуре газа в измерительной линии.

Нормальными условиями являются:

$$t_{\text{ном}} = 20 \text{ °C}, p_{\text{ном}} = 0,101325 \text{ МПа} = 1,03323 \text{ кгс/см}^2,$$

где $t_{\text{ном}}$ – температура газа; $p_{\text{ном}}$ – абсолютное давление газа.

Измерение расхода газа осуществляется дифманометрами, принцип работы которых основан на методе определения перепада давления на сужающих устройствах. В качестве последних используют диафрагмы, представляющие собой диск с отверстием, меньшим диаметра трубопровода D (рис. 54).

При протекании газа через сужающее устройство вследствие перехода части потенциальной энергии в кинетическую средняя скорость потока в сужении повышается. В результате этого статическое давление потока после сужающего устройства (p_{II}) становится меньше, чем перед ним (p_{I}). Разность этих давлений $\Delta p = p_{\text{I}} - p_{\text{II}}$ (перепад давлений) связана с объемным расходом вещества формулой

$$Q_{\text{об}} = 0,01252 \alpha \varepsilon d^2 \sqrt{\Delta p / \rho},$$

где $Q_{\text{об}}$ – объемный расход газа через сужающее устройство, м³/ч; α – коэффициент расхода сужающего устройства; $\Delta p = p_{\text{I}} - p_{\text{II}}$ – перепад давлений на сужающем устройстве, соответствующий расходу $Q_{\text{об}}$, кгс/см²; d – диаметр отверстия сужающего устройства, мм; ρ – плотность газа в рабочих условиях перед сужающим устройством, кг/м³; ε – коэффициент расширения газа.

Подставив в эту формулу значение фактической плотности газа $\rho = \rho_n p T_n / (p_n T K)$, являющейся функцией давления и температуры перед сужающим устройством, получим

$$Q_{об.н} = 0,01252 \alpha \varepsilon d^2 \sqrt{\frac{\Delta p p T_n}{\rho_n p_n T K}},$$

где $Q_{об.н}$ – объемный расход газа, приведенный к нормальным условиям при p_n и T_n , м³/ч; ρ_n – плотность сухого газа в нормальных условиях, кг/м³; p – абсолютное давление газа перед сужающим устройством, кгс/см²; T_n – нормальная температура газа перед сужающим устройством, равная 293 К; p_n – нормальное абсолютное давление газа, равное 1,0332 кгс/см²; T – температура газа перед сужающим устройством, К; K – коэффициент сжимаемости для данного газа.

Как видно из рис. 54, кроме перепада Δp на сужающем устройстве имеется и потеря давления $\Delta p = p'_I - p'_{II}$, вызванная потерей энергии потоком газа в сужающем устройстве и зависящая от степени сужения потока и геометрии сужающего устройства.

Сужающие устройства и предъявляемые к ним требования. В настоящее время практически на всех пунктах замера газа в качестве сужающих устройств используются диафрагмы, устанавливаемые между фланцами трубопровода. Диафрагма 2 (рис. 55) размещается между фланцами в камерах 4 и уплотняется герметизирующими прокладками 5. Шпильки 6 служат для монтажа и демонтажа диафрагм. Отверстия 1 и 3 предназначены для отбора давления. Первое по потоку отверстие служит для отбора плюсового давления (большого), а отверстие за шайбой – для отбора минусового давления (меньшего). Диафрагма может быть установлена двумя способами: с плоскими уплотнениями диафрагмы и дисков и с уплотнением типа „выступ – впадина”.

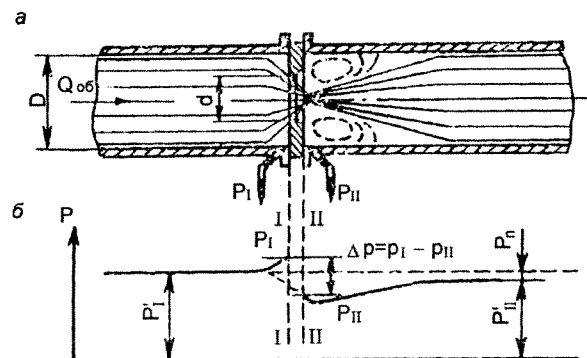


Рис. 54. Схема сужающего устройства с диафрагмой (а) и характер изменения давления на обычной диафрагме (б)

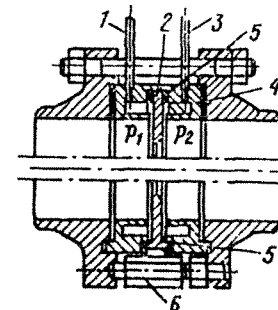


Рис. 55. Диафрагма с камерным отбором перепада давлений:

1, 3 – отверстия; 2 – диафрагма; 4 – камера; 5 – прокладка; 6 – шпильки

Основные требования, предъявляемые к диафрагмам, следующие.

1. Конструкция сужающего устройства и способ его крепления должны обеспечивать возможность периодического осмотра с целью проверки соответствия сужающего устройства требованиям правил.

2. В трубопроводах с диаметром при 20 °С $D_{20} \leq 80$ мм сужающее устройство рекомендуется устанавливать между двумя патрубками с $D = D_{20}$. Длина L_i патрубка до сужающего устройства равна $6D_{20}$, после – $3D_{20}$.

3. Неперпендикулярность входного торца сужающего устройства не должна быть больше 0,5°.

4. Смещение оси отверстия сужающего устройства относительно оси трубопровода не должно превышать 0,6 мм для труб с условным диаметром $D_y = 200$ мм, 1 мм для труб с $D_y = 200-500$ мм и 2 мм для труб с $D_y = 500-1000$ мм.

5. Отклонение цилиндрической части сужающего устройства не должно быть больше 0,05 % d_{20} (диаметр отверстия сужающего устройства при 20 °С).

6. Внутренний диаметр корпуса кольцевой камеры или обоймы должен быть равен (с допустимым отклонением +1 %) диаметру D_{20} , принятому для расчета сужающего устройства.

7. Сужающие устройства камеры должны быть выполнены из материалов, устойчивых против длительного воздействия измеряемой среды.

8. На сужающем устройстве должно быть нанесено следующее:

- типоразмер и заводской номер;
- диаметр отверстия сужающего устройства при 20 °С;
- диаметр трубопровода при 20 °С;
- стрелка, указывающая направление потока;
- марка материала;
- знаки «+» и «-» на корпусе камеры и на торцах сужающего устройства.

Обозначения должны наноситься так, чтобы их можно было прочесть, когда сужающее устройство находится в трубопроводе в рабочем

состоянии (допускается нанесение обозначения на специальной пластине, прикрепленной к сужающему устройству).

9. Измерительный участок трубопровода должен быть прямым и цилиндрическим с круглым сечением. Действительный внутренний диаметр участка трубопровода перед сужающим устройством определяется как среднее арифметическое результатов измерений в двух поперечных сечениях, непосредственно у сужающего устройства и на расстоянии $2D_{20}$ от него, причем в каждом из сечений не менее чем в четырех диаметральных направлениях. Результаты отдельных измерений не должны отличаться от среднего значения более чем на 0,3 %; за сужающим устройством на длине $2D_{20}$ диаметр трубы может отличаться от диаметра ее перед сужающим устройством на ± 2 %.

10. Если сужающее устройство установлено между приваренными встык фланцами, то внутренний диаметр фланца должен быть равен действительному внутреннему диаметру трубопровода.

11. Уплотнительные прокладки между сужающим устройством и фланцами не должны выступать во внутреннюю полость трубопровода. На внутренней поверхности участка трубопровода длиной $2D_{20}$ перед сужающим устройством и за ним не должно быть никаких уступов, а также заметных невооруженным глазом наростов и неровностей от заклепок, сварочных швов и т. п.

12. При установке сужающего устройства между насадными фланцами торец трубопровода должен непосредственно примыкать к сужающему устройству.

13. В трубопроводе допускается отверстие для удаления осадков и конденсата; диаметр такого отверстия, если оно расположено вблизи сужающего устройства, не должен превышать $0,08D_{20}$, а его расстояние от соответствующего отверстия для измерения перепада давления должно быть не менее $0,5 D_{20}$. Оси этих отверстий не должны располагаться в одной плоскости, проходящей через ось трубы.

14. Диафрагма может применяться в трубопроводах не менее 50 мм при одновременном соблюдении условия $0,05 \leq m \leq 0,7$, где $m = \left(\frac{d_{20}}{D_{20}} \right)^2$.

15. Толщина диафрагмы $E \leq 0,05 D_{20}$. Минимальное значение E определяется расчетным путем, исходя из предела механической прочности. Отклонение E в разных точках не должно быть больше $0,005 D_{20}$.

16. На кромках отверстия диафрагмы не должно быть заусенцев и зазубрин.

17. Входная кромка отверстия диафрагмы должна быть острой и не иметь зазубрин. У диафрагм с $d_{20} \leq 125$ мм луч света не должен отражаться от кромки. У диафрагм с $d_{20} > 125$ мм свет может отражаться от кромки, но видимого закругления не должно быть.

Отношение площади отверстия сужающего устройства F_0 к площади поперечного сечения газопровода F_r называется модулем m (или относительной площадью):

$$m = F_0/F_r.$$

На газопроводах в качестве сужающего устройства применяют диафрагму диаметром не менее 50 мм при условии, что ее модуль имеет следующие пределы:

$m = 0,05-0,64$ – для диафрагм с угловым способом отбора периода давления и газопроводов с $D_y = 500-1000$ мм;

$m = 0,04-0,56$ – для диафрагм с фланцевым способом отбора периода давления и газопроводов с $D_y = 50-760$ мм.

Чем меньше модуль, тем выше точность измерения расхода газа, но при этом больше потери давления Δp в диафрагме.

Диаметр отверстия диафрагмы независимо от способа перепада давления принимают $d \geq 12,5$ мм, а отношение абсолютного давления на выходе из диафрагмы и на входе в нее $\geq 0,75$.

В газопроводе вблизи диафрагмы необходимо соблюдать следующие условия:

1) должно быть обеспечено турбулентное и стационарное движение потока газа на прямых участках;

2) не должны иметь место изменения фазового состояния потока газа, например конденсация паров с последующим выпадением конденсата;

3) не должны скапливаться внутри прямых участков газопровода осадки в виде пыли, песка и т. п.;

4) не должны образовываться на диафрагме отложения (например, кристаллогидраты), изменяющие ее конструктивные параметры.

Однако на внутренней стенке газопровода, в месте установки сужающего устройства, отложение твердых кристаллогидратов вполне возможно. И это приводит к появлению существенной погрешности измерения расхода газа и снижению пропускной способности трубопровода, а также к закупорке импульсных линий.

При проектировании узла учета газа ГРС, работающего в режиме гидратообразования, необходимо предусмотреть меры, исключающие гидратообразование. Предупредить их возникновение можно с помощью подогрева газа, ввода в газопровод ингибиторов, продувки сужающего устройства. В газопроводе следует предусматривать отверстие для удаления осадков или конденсата. Диаметр такого отверстия не должен превышать $0,08D_{20}$, а расстояние от него до отверстия для измерения перепада давления должно быть не менее D_{20} или найдено по табл. 16. Оси этих отверстий не следует располагать в одной плоскости, проходящей через ось трубы.

Между местным сопротивлением на газопроводе и диафрагмой должен быть прямой участок, под длиной которого понимают расстояние между торцевыми поверхностями диафрагмы и местного сопротивления (рис. 56). Границей местных сопротивлений считают:

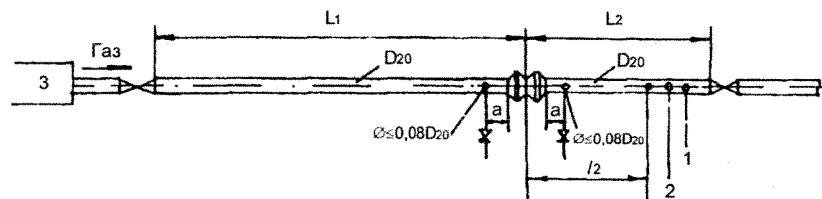


Рис. 56. Схема установки диафрагмы:
1 – манометр; 2 – термометр; 3 – местное сопротивление

- 1) для колена – сечение, проходящее перпендикулярно к оси газопровода через центр радиуса изгиба;
- 2) для сварных сужений и расширений – сварной шов;
- 3) для тройника под острым углом или разветвляющегося потока – сечение, расположенное на расстоянии двух диаметров от точки пересечения осей трубопроводов;
- 4) для сварной группы колен – сечение, находящееся на расстоянии одного диаметра от сварного шва, ближайшего к диафрагме колена.

В соответствии с требованиями измерительный участок газопровода должен быть прямым и цилиндрическим, с круглым сечением. Действительный

Таблица 16

Типовой ряд измерительных линий, предложенный ВНИИгазом

$D_{20},$ мм	$0,05 \leq m \leq 0,50$			$0,50 \leq m \leq 0,70$			$a, \text{ м}$			
	$L_1, \text{ м}$	$L_2, \text{ м}$	$l_2, \text{ м}$	$L_1, \text{ м}$	$L_2, \text{ м}$	$l_2, \text{ м}$				
50	2,0	1,5	0,8	4,0	1,5	0,8	0,15			
80	2,0	1,5	0,8	4,0	1,5	0,8	0,15			
100	2,0	1,5	0,8	4,0	1,5	0,8	0,15			
150	4,0	2,5	1,5	8,0	2,5	1,8	0,15			
200	4,0	2,5	1,5	8,0	2,5	1,8	0,15			
$D_{20},$ мм	$0,05 \leq m \leq 0,30$			$0,30 \leq m \leq 0,50$			$0,50 \leq m \leq 0,70$			$a, \text{ м}$
	$L_1, \text{ м}$	$L_2, \text{ м}$	$l_2, \text{ м}$	$L_1, \text{ м}$	$L_2, \text{ м}$	$l_2, \text{ м}$	$L_1, \text{ м}$	$L_2, \text{ м}$	$l_2, \text{ м}$	
250	5,0	3,0	2,3	7,0	3,0	2,6	14,0	3,5	2,8	0,2
300	5,0	3,0	2,3	7,0	3,0	2,6	14,0	3,5	2,8	0,2
350	5,0	3,0	2,3	7,0	3,0	2,6	14,0	3,5	2,8	0,2
400	7,0	3,5	3,0	9,0	4,0	3,3	18,0	4,0	3,6	0,2
450	7,0	3,5	3,0	9,0	4,0	3,3	18,0	4,0	3,6	0,2
500	9,0	4,5	4,0	12,0	5,0	4,5	24,0	5,5	4,8	0,2
600	9,0	4,5	4,0	12,0	5,0	4,5	24,0	5,5	4,8	0,2
700	10,0	5,0	4,5	14,0	5,5	5,1	28,0	6,0	5,6	0,25

внутренний диаметр участка перед диафрагмой определяют как среднее арифметическое результатов измерений в двух поперечных сечениях: непосредственно у диафрагмы и на расстоянии от нее $2D_{20}$, причем в каждом из сечений не менее чем в четырех диаметральных направлениях. Результаты отдельных измерений не должны отличаться от среднего значения более чем на 0,3 %. Внутренний диаметр участка на длине $2D_{20}$ после диафрагмы может отличаться от внутреннего диаметра участка до диафрагмы не более чем на ± 2 %. Предельные отклонения по внутреннему диаметру труб не должны превышать соответствующих предельных отклонений по наружному диаметру, т. е. $\pm 0,8$ %. Допускается сопряжение отверстий фланца и трубопровода по конусу, имеющему уклон в сторону диафрагмы не более 1 : 10 и плавные округления на концах.

Уплотнительные прокладки между диафрагмой и фланцами не должны выступать во внутреннюю полость газопровода. При установке диафрагмы между насадными фланцами конец газопровода должен непосредственно примыкать к ней.

Температуру за сужающим устройством измеряют на расстоянии не менее $5D_{20}$, но не более $10D_{20}$ от его заднего торца. Диаметр гильзы термометра не должен превышать $0,13D_{20}$. Глубина погружения гильзы термометра $(0,3-0,5)D_{20}$.

Внутренняя кромка отверстия для отбора давления в газопроводе, во фланце и в камере не должна иметь заусенцев, рекомендуется ее закруглить по радиусу $r = 0,1d$ отверстия. Угол между осями отверстия и камерной диафрагмы 90° .

Размер d (диаметр отдельного отверстия) при модуле $m \leq 0,45$ не должен превышать $0,03D_{20}$, а при модуле $m > 0,45$ находиться в пределах $0,01D_{20} \leq d \leq 0,02D_{20}$.

Если расстояние между коленами превышает $15D_{20}$, то каждое колено считается единичным; если же оно меньше $15D_{20}$, то данную группу колен рассматривают как одностенное сопротивление данного типа. При этом внутренний радиус кривизны колен должен быть равен диаметру трубопровода или больше его. Сокращенная длина прямого участка перед диафрагмой для любого типа сопротивлений, кроме гильзы термометра, должна быть не менее $10D_{20}$.

Расход газа в общем виде:

$$Q_m = a\xi\pi d^2 / 4 \sqrt{2\Delta p\rho};$$

$$Q_{об} = a\xi\pi d^2 / 4 \sqrt{2\Delta p/\rho},$$

где Q_m и $Q_{об}$ – массовый и объемный расходы газового потока; a – коэффициент расхода диафрагмы; ξ – коэффициент расширения газа; d – диаметр отверстия диафрагмы; Δp – перепад давления на диафрагме; ρ – плотность газа.

Помимо диафрагм для измерения расхода газа применяют сужающие устройства в комплекте с дифманометрами, а также манометры.

Устройство сужающее быстросменное (УСБ). В комплекте с дифманометром это устройство (рис. 57) позволяет измерять расход газа, транспортируемого через ГРС, измеряя перепад давления, возникающий на диафрагме, и регистрируя его дифманометром.

Отбор давления газа перед диафрагмой производится из полости *Б* плюсовой камеры, выполненной в корпусе камер, а за диафрагмой – из полости *В* минусовой камеры во фланце (см. рис. 57). Осуществляется отбор давления из этих полостей через отверстия выше горизонтальной оси диафрагмы *А–А*, а статического давления – из полости *Б* через отдельное отверстие *Б–Б*.

Герметичность между плюсовой и минусовой камерами обеспечивается равномерным прижатием резинового кольца к плоскости фланца шпильками. Движение газа по газопроводу вызывает дополнительное прижатие диафрагмы скоростным напором. Окно для извлечения диафрагмы уплотняется прокладкой. Предварительное поджатие прокладки обеспечивается шпильками. При возрастании давления в трубопроводе прокладка дополнительно поджимается к поверхности плюсовой камеры. Для того чтобы предотвратить закусывание прокладки резьбой шпильки, предусмотрена медная манжета.

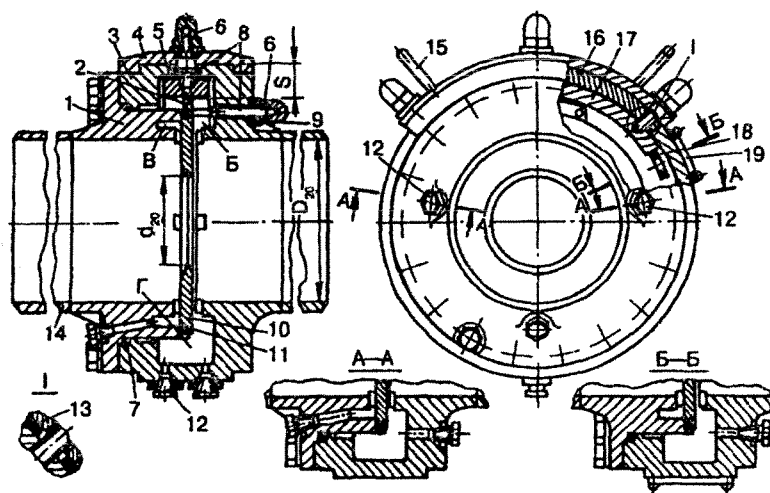


Рис. 57. Устройство сужающее быстросменное УСБ.00.000:

1 – корпус; 2, 18 – петли; 3 – фланец; 4, 16 – накладки; 5, 9 – прокладки; 6 – гайка колпачковая; 7, 11 – кольца резиновые; 8 – шпильки; 10 – диафрагма; 12 – пробки; 13 – манжета; 14 – патрубок; 15 – ручка; 17 – крышка; 19 – табличка

Стык между фланцем и корпусом герметизируется уплотнительным кольцом. Дренажные линии расположены в нижней части УСБ. Импульсные и дренажные линии заглушаются технологическими пробками. Облегчить выполнение монтажных и демонтажных работ накладки с $D_y = 200$ мм и выше позволяют две ручки.

Накладка предназначена для увеличения жесткости и центровки крышки, а петля служит для установки крышки в рабочее положение.

Приборы для измерения расхода газа

Измерение расхода газа на ГРС осуществляется при помощи дифманометров в комплекте с сужающими устройствами. Наибольшее распространение на ГРС получили дифманометры ДП, ДСС, ДМ, ДС-V, ДС-П. Основные технические данные этих приборов приведены в табл. 17.

Поплавковые дифманометры. Основной частью поплавкового дифманометра (рис. 58) является стальной U-образный манометр, состоящий из плюсового *А* и минусового *Б* сосудов и соединяющей их трубки 9 с винтом 10 для слива ртути. В плюсовом сосуде размещаются стальной поплавок 12, соединенный тягами 1 с осью 2, предохранительный клапан 11, арретир с пробкой 3. Подвод перепада давления к дифманометру осуществляется через трубки 4 и 8, имеющие два отключающих игольчатых вентиля 5 и 6 и один уравнивающий вентиль 7. В рабочем состоянии дифманометр заполняется ртутью через пробку 3. Арретир извлекается. Предохранительный клапан предназначен для предотвращения выброса ртути при односторонней подаче давления в плюсовый сосуд.

Вследствие более высокой плотности ртути стальной поплавок плавает на ее поверхности. При подаче перепада на дифманометр ртуть из плюсового сосуда перетекает в минусовый до уравнивания измеряемого перепада столбом ртути в плюсовом и минусовом сосудах. Вследствие изменения и уровня ртути в плюсовом сосуде 4 и поплавка 12 также переместится, и через систему рычаг – ось – рычаг перемещение поплавка преобразуется в показания прибора, фиксируемые самописцем на диаграмме.

У приборов выпуска 1965 г. перепад дан в миллиметрах ртутного столба с постоянной погрешностью $\pm 1,5$ % от максимального перепада. Дифманометры выпуска после 1965 г. измеряют перепад в килограмм-силах на квадратный сантиметр или квадратный метр. Погрешность у них составляет $\pm (1-1,5)$ % по шкале расхода.

Регулировка поплавковых дифманометров осуществляется путем изменения:

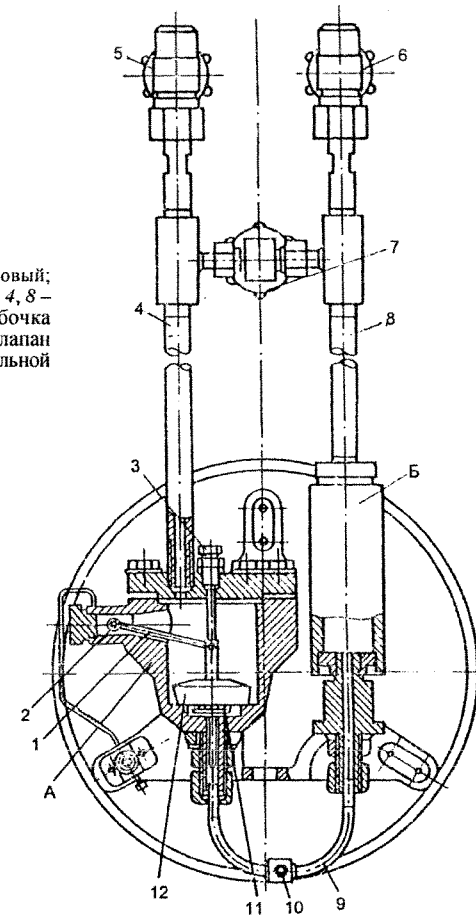
- 1) количества уравнивающей жидкости (ртути); этим достигается правильность размаха стрелки или пера;
- 2) угла между кулисой 1 и кулисой 2, соединенной через выводную ось с поплавком (изменение этого угла позволяет установить стрелку или перо на нулевую отметку);

Техническая характеристика дифманометров

Тип	Характеристика	Верхние пределы измерения перепада, кгс/см ²	Класс точности	Примечание
ДП-410М	Дифманометр поплавковый, самопишущий с приводом диаграммы от часового механизма с 8-суточным заводом	0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63; 1,0; 1,6	1,5	Приборы выпуска до 1965 г. измеряют перепад в миллиметрах ртутного столба
ДП-430М	Аналогичен предыдущему, с дополнительной записью давления	0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63; 1,0; 1,6	1,5	
ДП-710чР, ДП-710Ч	Дифманометр поплавковый самопишущий, привод диаграммы от часового механизма с 8-суточным заводом	0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63; 1,0	1,0; 1,5	
ДСС-734чН	Дифманометр сильфонный, с дополнительной записью давления, с приводом диаграммы от часового механизма с 8-суточным заводом	0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	1,0; 1,5	Рабочее избыточное давление до 160 кгс/см ²
ДСС-734чВ	То же	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	1,0; 1,5	Рабочее избыточное давление до 320 кгс/см ²
ДСС-710чН	Дифманометр сильфонный самопишущий с приводом диаграммы от часового механизма	0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63	1,0; 1,5	
ДСС-710чВ	То же	0,63; 1,0; 1,6	1,0; 1,5	
ДСС-712Н, ДСС-712В	Аналогичны предыдущему, с интегратором	0,063; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63; 1,0; 1,6	1,0; 1,5	
ДМ-3564, ДМ-3566	Дифманометр мембранный с электрическим индукционным датчиком, предельно допустимое давление 63 кгс/см ² для ДМ-3564 и 250 кгс/см ² для ДМ-3566	0,016; 0,025; 0,04; 0,063; 0,1; 0,16; 0,25	1,6	
ДС-ПЗ	Дифманометр сильфонный пневматический, выходной сигнал 0,2–1,0 кгс/см ²	0,04; 0,063; 0,1; 0,16; 0,25	0,6; 1,0; 1,5	Вторичные приборы – РПВ, ПВ, ПИК, МС
ДС-П4	То же	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	0,6; 1,0; 1,5	То же
ДС-П5	"	2,5; 4,0; 6,3	0,6; 1,0; 1,5	"
ДС-V	"	0,063; 0,1; 0,4; 0,63	1,0	"
ДС-Э3	Дифманометр сильфонный электрический, выходной сигнал 0–20 или 0–5 мА	0,04; 0,063; 0,1; 0,16; 0,25	0,6; 1,0; 1,5	Вторичные приборы – самопишущие миллиамперметры
ДС-Э4	То же	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	0,6; 1,0; 1,5	То же
ДС-ЭР4	"	0,4; 0,63; 1,0; 1,6	1,0; 1,5	"

Рис. 58. Дифманометр ДП:

А – сосуд плюсовой; Б – сосуд минусовой; 1 – тяга; 2 – ось; 3 – арретир с пробкой; 4, 8 – трубки; 5, 6, 7 – вентили; 9 – трубочка соединительная; 10 – винт; 11 – клапан предохранительный; 12 – поплавок стальной



3) соотношения плеч рычагов в соответствии с обозначениями на рис. 59.

Манометры дифференциальные сильфонные самопишущие (ДСС). Используют для измерения расхода газа на ГРС по перепаду давления в стандартных сужающих устройствах.

Чувствительной частью этих дифманометров является сильфонный блок, принцип действия которого основан на зависимости между измеряемым перепадом давлений и упругой деформацией винтовых цилиндрических пружин сильфонов и торсионной трубки. Схема самопишущего сильфонного дифманометра и устройство сильфонного блока приведены на рис. 60.

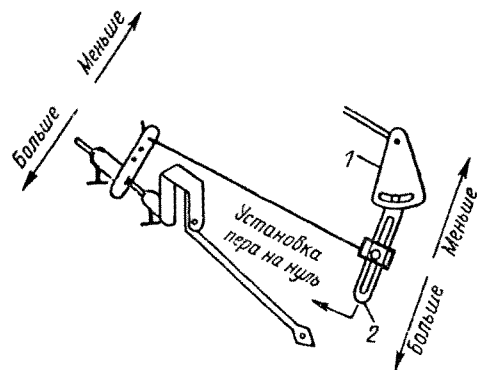


Рис. 59. Регулировка поплавковых дифманометров

Сильфонный блок имеет две полости (+ и -), разделенные основанием 8 и двумя узлами сильфонов 5 и 11. Оба сильфона жестко соединены между собой штоком 12, в выступ которого упирается рычаг 7, закрепленный на оси 2. Вывод оси из полости рабочего давления осуществляется при помощи торсионной трубки 1, внутренний конец которой сварен с осью 2, а наружный - с основанием торсионного вывода. Конец штока 12 при помощи втулки соединен с блоком диапазоновых винтовых цилиндрических пружин 10. Движение штока рычагом 7 преобразуется в поворот оси 2, который через систему рычагов воспринимается стрелкой самопишущего или показывающего прибора. Внутренняя полость сильфонов и основания, к которому они присоединены, заполнена жидкостью, состоящей из 33 % чистого глицерина и 67 % дистиллированной воды. Температура замерзания такой смеси 17 °С.

Оба сильфона имеют специальные клапанные устройства, надежно удерживающие при односторонних перегрузках жидкость от перетекания из сильфона. Клапанное устройство состоит из конуса на доннышке сильфона и уплотняющего резинового кольца 6. При односторонней перегрузке конический клапан сильфона с уплотнительным кольцом садится на конусное седло основания и перекрывает проход перетоку жидкости из сильфона, предохраняя его от разрушения.

Для уменьшения влияния температуры на показания приборов вследствие изменения объема жидкости сильфон 5 имеет температурный компенсатор. Каждому номинальному перепаду давления соответствует определенный диапазонный пружинный блок 9.

Регулировка сильфонных дифманометров осуществляется путем изменения длины регулируемых поводков. Установка стрелки расхода на ноль достигается изменением угла наклона рычага 4. Нулевому положению прибора соответствует угол наклона, равный 28'. Верхний предел измерения регулируют изменением длин тяги 3.

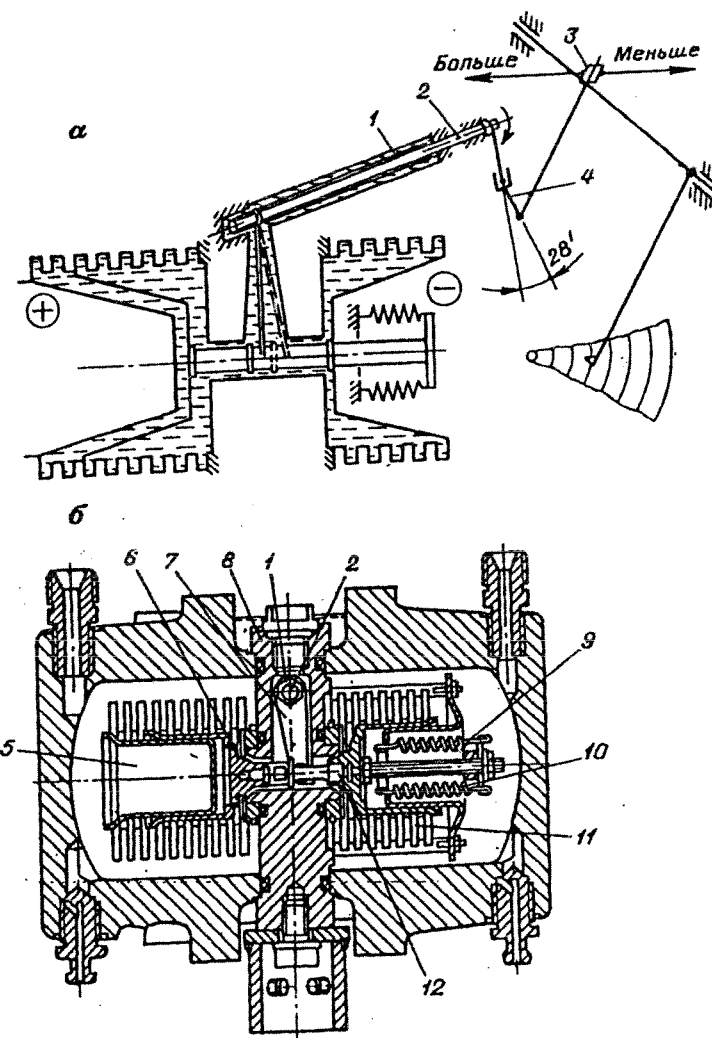


Рис. 60. Дифманометр ДСС:

а - схема самопишущего сильфонного дифманометра; б - устройство сильфонного блока

Наибольшее распространение на ГРС получили следующие модификации дифманометров сильфонных самопишущих с приводом диаграммы от часового механизма: ДСС-710чН, ДСС-710чВ, а также дифманометры с дополнительной записью давления и с приводом диаграммы от часового механизма: ДСС-712-2С, ДСС-734чН и ДСС-734чВ.

Технические данные дифманометров, применяемых на ГРС

Предельно допустимое рабочее избыточное давление, кгс/см ² :	
для дифманометров с индексом Н	63 и 160
В	63 и 320
Предельный номинальный перепад давления расходомеров; верхние пределы измерений перепадамеров, кгс/см ² :	
для дифманометров с $p_{\text{нб}}$ 63 и 160 кгс/см ²	0,063, 0,1, 0,16, 0,25; 0,4 и 0,63
то же, с $p_{\text{нб}}$ 63 и 320 кгс/см ²	0,4; 0,63, 1,0; 1,6 и 2,5
Верхний предел измерений расходомеров по шкале (диаграмме)	
$A = a \cdot 10^n$	
где a — одно из чисел ряда 1; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,2; 4; 5; 6,3; 8; n — целое (положительное или отрицательное) число или нуль.	
Нижний предел измерений расходомеров,	
% от верхнего	30
Верхний предел измерений дифманометров-уровнемеров*:	63; 100; 160; 250; 400;
см ст. жидкости	630; 1000; 1600
Предельно допустимое рабочее избыточное давление, кгс/см ² , манометрической части дифманометров с дополнительной записью давления:	
для дифманометров с индексами Н и В с $p_{\text{нб}} = 63$ кгс/см ²	6; 10; 16; 25; 40; 60 и 100
для дифманометров с индексом Н и с $p_{\text{нб}} = 160$ кгс/см ²	6; 10; 16; 25; 40; 60; 100; 160 и 250
для дифманометров с индексом В и с $p_{\text{нб}} = 320$ кгс/см ²	6; 10; 16; 25; 40; 60; 100; 160; 250 и 400
Класс точности дифманометров-расходомеров	1,0 или 1,5

* Примечание. Уровнемеры градуируют с учетом плотности измеряемой и разделительной жидкости.

Проверка поплавковых и сильфонных дифманометров. Метод проверки показаний дифманометров (рис. 61) основан на сравнении перепада давления, измеренного образцовым (контрольным) 2 и поверяемым 1 приборами. Искусственный перепад давления создается сжатым воздухом от насоса 3 или от пневмосистемы с применением редуктора давления. Показания дифманометра следует поверять не менее чем в шести отметках шкалы (или отсчетных линий диаграмм), соответствующих 0, 30 (40), 50, 60 (70), 80 и 100 % верхнего предела шкалы (диаграммы). Поверяемый дифманометр подключается к контрольному параллельно. Контрольный U-образный дифманометр по классу точности должен быть в 3 раза выше поверяемого, и предел его измерений должен соответствовать пределу измерения поверяемого.

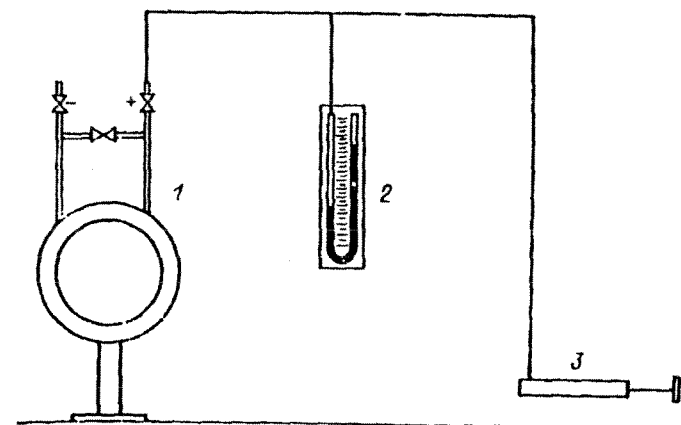


Рис. 61. Схема проверки дифманометров:

1 — прибор поверяемый; 2 — прибор контрольный; 3 — насос

Искомое значение расчетного перепада для поверяемой точки по шкале расхода или именованной шкале определяется по формуле

$$\Delta H_x = \left(\frac{x}{100} \right)^2 \Delta H_{\text{max}},$$

где ΔH_x — искомое значение перепада для искомой точки, мм рт. ст.; x — поверяемая точка по шкале расхода, % (0, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 100) или по именованной шкале; 100 — верхний предел шкалы, % (для 100 %-х диаграмм) или любое максимальное значение именованной шкалы; ΔH_{max} — максимальный перепад прибора, мм рт. ст.

Для облегчения и ускорения проверки дифманометров рекомендуется использовать таблицы (для приборов с перепадом от 0,063 до 1 кгс/см²), рассчитанные по вышеуказанной формуле. Сущность проверки дифманометров заключается в следующем: на дифманометр в плюсовой сосуд подается такое избыточное давление, чтобы перо поверяемого прибора остановилось на первой поверяемой цифровой отметке, после чего снимают показание с контрольного U-образного дифманометра и сравнивают его с расчетным значением перепада для данного прибора. Если перепад в миллиметрах ртутного столба отличается на значение, меньшее допуска для данной контролируемой точки, то приступают к проверке следующей точки, и так до максимального значения шкалы или диаграммы. Затем поверяют обратный ход прибора от максимума до нулевого значения, постоянно сравнивая полученные значения с расчетными. Если на какой-нибудь точке показания перепада по контрольному дифманометру

метру (U-образному) выше или ниже расчетных данных на значение, большее допуска для данной точки, прибор подлежит регулировке и новой поверке по контрольным точкам.

По результатам поверки определяют вариацию показаний – наибольшую разность между значениями основной погрешности, полученными при прямом и обратном ходе стрелки (пера) для соответствующих точек поверяемой шкалы. Вариация показаний в процентах для дифманометров-расходомеров определяется по формуле

$$\delta_{\text{вар}} = \left(\sqrt{\frac{\Delta p_{\text{пр}}}{\Delta p_{\text{max}}}} - \sqrt{\frac{\Delta p_{\text{обр}}}{\Delta p_{\text{max}}}} \right) \cdot 100,$$

где $\Delta p_{\text{пр}}$ и $\Delta p_{\text{обр}}$ – перепады давления, отсчитываемые при прямом и обратном ходе стрелки (пера), соответствующие одной и той же поверяемой отметке. Вариация показаний не должна превышать основную допустимую погрешность.

Дифманометры с многосуточной записью. В связи с переводом ГРС на новые формы обслуживания (централизованное, периодическое) возникла острая необходимость в приборах контроля технологических параметров с многосуточной записью. В настоящее время промышленностью выпускаются две разновидности таких приборов; электрические и пневматические. Оба типа приборов имеют преимущества и недостатки. Однако есть у них и общее, заключающееся в том, что данные приборы состоят из датчиков и вторичных приборов. Датчики преобразуют значение измеряемого параметра в выходной электрический или пневматический сигнал, воспринимаемый вторичным прибором. В качестве датчиков в электрических приборах используются дифманометры типов ДМ, ДС-Э, в пневматических – ДС-П, ДС-V. Дифманометры с электрическим выходом работают в комплекте с вторичными приборами ЭПИД, ДС, ДСР, миллиамперметрами, дифманометрами с пневматическим выходом – с ПВ, РПВ, ПИК, имеющими входной пневмосигнал с пределами измерения от 0,2 до 1 кгс/см².

Характерной особенностью работы электрических приборов является обязательное наличие электроэнергии для их питания и связанная с этим необходимость их монтажа (как датчиков, так и вторичных приборов) во взрывобезопасных помещениях, поскольку конструкция их не соответствует требованиям взрывобезопасного исполнения. Как следствие этого возникает необходимость в монтаже разделительных сосудов, заполняемых жидкостью, исключающей доступ газа в помещение, где установлены электрические приборы. Способ заполнения дифманометров, разделительных сосудов и импульсных линий жидкостью очень трудоемок, наличие мельчайших воздушных пузырьков в системе приводит к неправильным показаниям приборов, к их нестабильности. Электроснабжение ГРС электроэнергией производится по третьей категориейной группе, и

при отключении ее приборы контроля не обеспечивают постоянной регистрации технологических параметров.

Пневматические приборы лишены указанных недостатков, могут питаться от энергии транспортируемого газа, очищенного и осушенного до требуемых норм, и могут монтироваться в помещениях категории В-1А, но зато имеют другой существенный недостаток – загазовывают помещение отработанным газом, и поэтому их монтируют в герметичных шкафах с организованным сбросом отработанного газа.

Рассматриваемые дифманометры состоят из двух частей:

- сильфонного (или мембранного) блока;
- преобразователя (электрического или пневматического).

Сильфонный блок по устройству аналогичен вышеописанному для приборов ДСС, с той лишь разницей, что поворот оси преобразуется в перемещение сердечника индукционной катушки или перемещение заслонки пневматического сопла. В качестве электрического преобразователя используется дифференциально-трансформаторный индукционный датчик со специальной трансформаторной катушкой и подвижным сердечником (плунжером). Идентичная трансформаторная катушка с плунжером встроена во вторичный прибор и включена с трансформаторной катушкой датчика по дифференциально-трансформаторной схеме. При перемещении плунжера датчика в обмотках катушек появляется сигнал разбаланса. Во вторичном приборе усиленный сигнал разбаланса компенсируется изменением положения плунжера реверсивным двигателем, перемещающим одновременно перо либо стрелку самопишущего или показывающего прибора.

В приборах с пневмовыходом пневмопреобразователь преобразует угловое перемещение заслонки в соответствующий пневматический сигнал, изменяющийся в диапазоне от 0,2 до 1 кгс/см². В качестве вторичных приборов используются малогабаритные компенсационные самопишущие приборы с ленточной диаграммой типов ПВ4.2П, ПВ4.3П. Так, ПВ4.2П предназначен для непрерывной записи и показания одного параметра, ПВ4.3П – для непрерывной записи на одной диаграмме двух параметров и показаний их на двух шкалах. Основные узлы вторичных регистрирующих приборов – чувствительный элемент с измерительной схемой и лентопротяжный механизм с пневматическим или электрическим приводом. Запас чернил в резервуаре пера обеспечивает 7-суточную непрерывную запись, а дополнительный флакон, установленный в приборе, имеет запас чернил, рассчитанный на несколько месяцев непрерывной записи.

Действие вторичных приборов основано на компенсационном принципе измерения, при котором усилие на приемном элементе (рис. 62), возникающее от входного давления, уравнивается усилием от давления источника питания на силовом элементе б. Изменение входного давления вызывает растяжение или сжатие чувствительного элемента – сильфона /

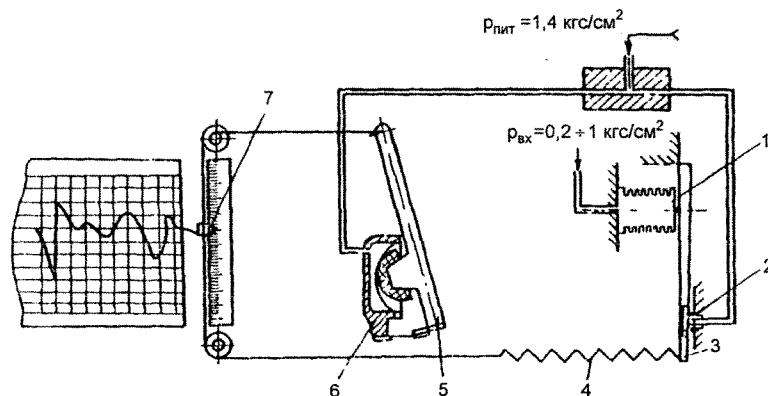


Рис. 62. Принципиальная схема измерительного устройства ПВ:

1 – сильфон; 2 – сопло; 3 – заслонка; 4 – пружина обратной связи; 5 – рычаг; 6 – элемент силовой; 7 – указатель прибора

и соответственно перемещение заслонки 3 относительно сопла 2. Заслонка 3, перемещаясь, вызывает закрытие или открытие сопла 2, что в свою очередь приводит к изменению давления в линии силового элемента, тем самым заставляя перемещаться рычаг 5 силового элемента, соединенного через тросиковую тягу с пером и указателем 7 прибора. Второй конец тросика через пружину обратной связи 4 соединен с заслонкой. Элемент обратной связи позволяет избавиться от автоколебательного процесса в измерительной схеме прибора и обеспечивает его стабильную работу.

На приведенной схеме показано измерительное устройство для записи одного параметра, в приборе ПВ4.3П таких устройств два.

Привод диаграммы у приборов, монтируемых в помещении категории В-1А, должен быть выполнен от пневмодвигателя с регулятором хода от часового баланса. Пневматический двигатель (рис. 63) состоит из колебательной системы (баланс 22 и спиральная пружина – волосок 1 с узлом крепления 2), индикаторно-импульсной системы (рычаг 4, пружина 3, шток 12, мембранная коробка 13, два ограничителя 5, сопло 16 и пневмосопротивление 15, узла преобразования колебательного движения рычага во вращательное движение выходной оси (храповое колесо 6, собачки 7 и 10) и узла запуска двигателя (сопло 21, пневмореле с мембраной 19, пневмосопротивление 18). Пуск двигателя осуществляется включением тумблера 14, обеспечивающего подачу давления газопитающей среды к пусковому соплу 21 через камеру Б и сопло 20. Струя газа воздействует на внешний обод баланса 22, приводя его в колебательное движение. Время действия пусковой струи определяется проводимостью дросселя 18, емкостью камеры А и жесткостью пружины 17.

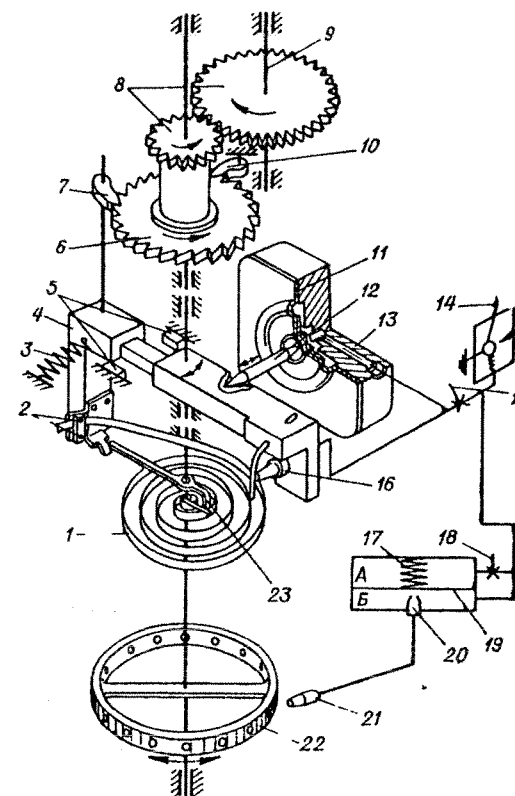


Рис. 63. Принципиальная схема пневматического двигателя:

А, Б – камеры; 1 – пружина спиральная (волосок); 2 – узел крепления; 3 – пружина; 4 – рычаг; 5 – ограничители; 6 – колесо храповое; 7, 10 – собачки; 8 – зубчатое зацепление; 9 – ось двигателя; 11 – мембрана; 12 – шток; 13 – коробка мембранная; 14 – тумблер; 15, 18 – пневмосопротивления (дроссели); 16, 20, 21 – сопла; 17 – пружина; 19 – пневмореле с мембраной; 22 – баланс; 23 – пластина

При выравнивании давления в камерах А и Б воздействие воздушной струи на обод баланса прекращается. Колебания баланса 22 вызывают раскручивание и закручивание волоска 1, ход которого ограничивает пластина 23. При раскручивании волосок перекрывает сопло 16, из которого вытекает струя газа. Шарик в канале сопла 16 обеспечивает его надежное перекрытие, тем самым вызывает поднятие давления под мембраной 11. Изменение давления вызывает синхронные с колебаниями баланса 22 перемещения рычага 4, связанного с мембраной 11 штоком 12. Колебания рычага 4 через храповую передачу 6 и через зубчатое зацепление 8 приводят во вращение выходную ось 9 двигателя. Возврат рычага 4 в исходное положение при спаде давления из-под мембраны 11 осуществляется пружиной 3. От оси 9 пневмодвигателя вращение через редуктор передается зубчатому барабану лентопротяжного механизма.

Перед включением прибора в работу осуществляется его настройка, при которой проверяется положение стрелок и перьев при давлении

0,2 кгс/см², соответствующем нулевому значению шкал и диаграммы прибора. Давление 0,2 кгс/см² устанавливается по контрольному манометру. Если нулевая точка вышла из допуска (более $\pm 0,5$ % диапазона измерения), производят ее подстройку с помощью винта корректора нуля, выведенного на переднюю панель прибора. Затем, плавно повышая давление, подаваемое на чувствительный элемент, в соответствии с табл. 18 осуществляют прогонку прибора по контролируемым точкам. В случае равномерного завышения (занижения) показаний прибора увеличивают (уменьшают) отрицательную обратную связь изменением натяжения пружины обратной связи. При невозможности установить нулевую точку вращением лицевого винта настройки меняют положение заслонки относительно сопла.

При использовании пневмоприборов ПВ в качестве расходомеров значение расхода подсчитывают по формуле $Q = K\sqrt{H}$, где Q – расход, м³/с; H – перепад дифманометра, мм рт. ст.; K – постоянная, определяемая по формуле $K^2 = Q_{\max}^2 / H_{\max}$; Q_{\max} и H_{\max} – максимальные значения расхода и перепада. Перепад в любой точке шкалы определяется по формуле $H_i = Q_i^2 / K^2$.

Таблица 18

Расчетные значения давления для поверки ПВ

Часть диаграммы, %	Давление		Часть диаграммы, %	Давление	
	кгс/см ²	мм рт. ст. (при 20 °С)		кгс/см ²	мм рт. ст. (при 20 °С)
0	0,2	147,6	60	0,68	502,0
10	0,28	206,7	70	0,76	561,1
20	0,36	265,7	80	0,87	620,1
30	0,44	324,5	90	0,92	679,1
40	0,52	383,9	100	1,0	738,2
50	0,60	442,9			

Вторичный интегрирующий прибор ПИК-1 предназначен для измерения расхода жидкости или газа путем суммирования расхода за какой-либо промежуток времени. Интегратор пригоден для работы с любым дифманометрическим датчиком, имеющим пневмовыход с диапазоном 0,2–1 кгс/см². Как показал опыт их эксплуатации, они могут использоваться и в качестве вторичного прибора с манометрическими датчиками для определения среднего значения давления. Интегратор ПИК-1 является прибором непрерывного действия.

Монтаж пневмодатчиков осуществляется на кронштейнах. Место установки должно позволять быстро и удобно обслуживать и демонтировать

прибор. Окружающая среда не должна быть сильно запыленной. Датчики рекомендуется устанавливать вблизи места отбора измеряемого параметра.

Соединительные линии от места отбора перепада давления к датчику прокладываются по кратчайшему расстоянию, однако длина линий должна быть достаточной для того, чтобы температура вещества, поступающего в датчик, не отличалась от температуры окружающего воздуха.

Соединительные линии должны иметь односторонний уклон (не менее 1:10). В них от места отбора перепада давления к датчику рекомендуется установить два вентиля или трехходовой кран для отключения датчика и для соединения его с атмосферой. Это упростит периодический контроль установки выходного сигнала, соответствующего нулевому значению измеряемого давления, и демонтаж датчика. Расстояние между датчиком и вторичным прибором должно быть не более 300 м. Для линий питания, а также линий выходного сигнала рекомендуется применять трубки с внутренним диаметром 6 мм, допускается применение трубок с меньшим внутренним диаметром, но не менее 4 мм.

Обработка диаграмм и учет расхода газа через сужающее устройство. Расход газа через сужающее устройство учитывается по результатам записи параметров на диаграмме регистрирующего прибора (дифманометра) в процессе обработки планиметрами. Для обработки диаграмм применяют разные планиметры (табл. 19). Обработка равномерных круглых диаграмм производится пропорциональными планиметрами, неравномерных – корневыми планиметрами, ленточных диаграмм – полярными планиметрами.

Обработка диаграмм заключается в обводке иглой планиметра кривой записи.

Если запись круглосуточная, то наносят в одной из точек ее карандашную риску. Если запись не круглосуточная, но число часов не менее 23, то соединяют прямой линией начальную и конечную точки записи и наносят карандашную риску. Затем надевают на штифт и закрепляют диаграмму на доске или на специальное приспособление для обработки диаграмм. Проверяют с помощью контрольной шайбы ее центровку, надевают на направляющий штифт планиметр, совмещают обводный штифт с нанесенной риской, устанавливают нулевые деления лимба и барабана и производят обработку записи. При этом захватывают планиметр за поводок и двигают его против часовой стрелки, следя, чтобы обводный штифт не отклонялся от линии записи. Обводку ведут до тех пор, пока обводный штифт не вернется в точку отсчета.

Отсчет производится по показаниям лимба и барабана. У корневого планиметра цена деления на лимбе принимается за 1 и одного деления на барабане – за 1,01. У пропорционального планиметра цена деления на барабане считается равной 0,1, а среднесуточное значение давления газа по результатам обработки диаграммы N_p определяется по формуле

Таблица 19

Техническая характеристика планиметров

№ п/п	Тип планиметра	Радиус начальной окружности, мм	Радиус конечной окружности, мм	Радиус дуги времени, мм
1	Пропорциональный ПП-Б	28,75	135	133
2	Пропорциональный ПП-1	22,5	115	170
3	Корневой ПК-В	28,75	135	133
4	Корневой ПК-1	22,5	115	110
5	Корневой ПК-2	22,5	115	170

$P_{\text{ср}} = 0,01 N_p P_{\text{шк. макс}}$, где $P_{\text{шк. макс}}$ – максимальное давление по шкале прибора, кгс/см².

При планиметрировании диаграмм с неполносуточной записью параметра, т. е. меньше 24 ч, необходимо из конечной точки записи (после окончания обводки) провести штифт по дуге времени до радиуса начальной точки обводки. В этом случае отсчет по планиметру умножают на $\frac{24}{T_3}$, где T_3 – число часов записи параметра на диаграмме. При определении средних значений параметра на каком-либо участке отмечают начало и конец этого участка, обводят его штифтом с возвращением последнего из конечной точки по дуге времени до радиуса в начальной точке участка. Результат отсчета по планиметру умножают на $\frac{24}{T_3}$.

Планиметрирование диаграмм производят три раза. За окончательный отсчет принимают среднее арифметическое трех отсчетов.

При обработке диаграмм полярным планиметром обводят площадь ограниченной нулевой линией и линией записи параметра. Перед началом планиметрирования определяют цену деления планиметра, т. е. значение тысячной доли оборота барабанчика, выраженное в единицах измерения площади (в квадратных сантиметрах). Методику определения цены деления подробно излагают в заводской инструкции прибора.

Для определения расхода производят пересчет показаний полученной площади в значение расхода в кубических метрах в сутки. Это осуществляется делением полученной площади на длину обведенного участка.

Полученное в результате деления частное выражает среднюю длину участка в сантиметрах от нулевой линии диаграммы до линии записи, обозначающей среднечасовой расход. Откладывая по масштабной линейке на шкале диаграммы этот отрезок, определяют среднечасовой расход.

Турбинный счетчик газа с механическим корректором по температуре и давлению. Для измерения объема прошедшего по трубе газа в

ряде случаев находят применение турбинные счетчики с механическим корректором по температуре и давлению.

Устройство турбинного счетчика газа с механическим корректором по температуре и давлению показано на рис. 64. Такой счетчик содержит турбину 26, корпус 2, зубчатую передачу 3, две магнитные полушестерни 25, фрикционные ролики 7, 24, коноид 5, подвижные фрикционные кольца 8, 23, рычаги 12–15, 17, 18, манометрическую пружину 11 коррекции давления с указателем рабочего давления 10, манометрическую пружину 21 коррекции температуры с указателем температуры 22, капилляром 9 и термобаллоном 1, а также счетчик прошедшего через прибор объема газа 19. Подача давления газа в полость манометрической пружины 21 производится по трубке 28 с вентилем 27, а температура газа вводится с помощью герметичной системы „термобаллон 1 – капилляр 9 и манометрическая пружина 11”, представляющей собой жидкостный манометрический термометр. Ролики 7 и 24 с коноидом 5 имеют возможность вращения в опорах 6.

Под действием потока газа происходит вращение турбины 26 с частотой вращения, пропорциональной расходу газа Q . Это вращение посредством зубчатой передачи 3 и магнитных полушестерней 25 через герметичную стенку 4 корпуса 2 передается ролику 24 и далее через кольцо 23, коноид 5, кольцо 8 и ролик 7 – входному валу механического счетчика оборотов 19.

В среднем положении колец 23 и 8 частота вращения входного вала счетчика оборотов 19 пропорциональна объемному расходу газа при расчетных значениях давления газа p и температуры T в измерительном трубопроводе. Для коррекции показаний объемных счетчиков газа при изменении температуры и давления счетчик оснащен механическим корректором, содержащим манометрический термометр и манометрическую пружину.

При изменении температуры газа T в трубопроводе изменяется давление жидкости в герметичной системе манометрического термометра „термобаллон 1 – манометрическая пружина 11”, что приводит к смещению фрикционного кольца 23 вдоль оси ролика 24 посредством рычагов 12, 14. Изменение давления газа p в трубопроводе, подаваемого в полость манометрической пружины 21, приводит к смещению фрикционного кольца 8 вдоль оси ролика 7 посредством рычагов 18, 17, 15 и 13.

Смещение кольца 23 относительно ролика 24, а кольца 8 относительно ролика 7 приводит к изменению скорости входного вала счетчика 19 прямо пропорционально изменению давления газа p в трубопроводе и обратно пропорционально температуре газа T . При этом показания счетчика 19 пропорциональны объему прошедшего через счетчик газа V_n , приведенному к нормальным условиям.

Винты 16 и 20, а также набор отверстий в рычагах 12 и 17 служат для регулировки пределов измерения каналов температуры и давления посредством изменения передаточного отношения рычажных механизмов.

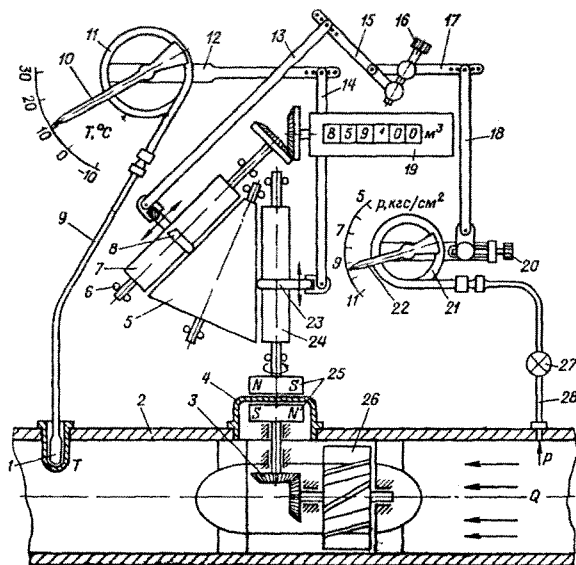


Рис. 64. Устройство турбинного счетчика газа с механическим корректором по температуре и давлению:

1 – термобаллон; 2 – корпус; 3 – зубчатая передача; 4 – стенка герметичная; 5 – коноид; 6 – опоры; 7, 24 – ролики фрикционные; 8, 23 – кольца фрикционные; 9 – капилляр; 10 – указатель рабочего давления; 11, 21 – пружины манометрические; 12, 13, 14, 15, 17, 18 – рычаги; 16, 20 – винты; 19 – счетчик; 22 – указатель температуры; 25 – полумуфты магнитные; 26 – турбина; 27 – вентиль; 28 – трубка

Коррекция показаний турбинных счетчиков с помощью электронных корректоров по температуре, давлению и плотности газа

При использовании турбинных счетчиков с частотным или токовым выходными сигналами для автоматического приведения газа к нормальным условиям их необходимо дополнять преобразователями фактической плотности газа в рабочих условиях или преобразователями температуры и давления, а также электронным автоматическим вычислительным устройством, решающим одно из следующих уравнений:

$$Q_m = Q_{vp}; \quad (1)$$

$$Q_n = Q_{vp} / \rho_n; \quad (2)$$

$$Q_n = Q_{vp} T_n (\rho_n T_z), \quad (3)$$

где Q_n – расход газа, приведенный к нормальным условиям, $\text{м}^3/\text{ч}$; Q_v – объемный расход газа в рабочих условиях, $\text{м}^3/\text{ч}$; Q_m – массовый расход газа, $\text{кг}/\text{ч}$; ρ – факти-

ческая плотность газа в рабочих условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$; ρ_n – плотность газа при нормальных условиях.

Структурная схема устройства, реализующего формулу (3), представлена на рис. 65, а. Она содержит преобразователь фактической плотности газа 7, турбинный преобразователь расхода 1, блоки нормирования сигналов 3 и 5, множительное устройство 4, счетчик количества газа с указателем мгновенного расхода 6 и индукционный преобразователь 2.

При реализации схемы, приведенной на рис. 65, а, счетчик 6 может быть отградуирован в единицах массы (кг), а измеритель мгновенного расхода – в единицах массового расхода ($\text{кг}/\text{с}$ или $\text{кг}/\text{ч}$).

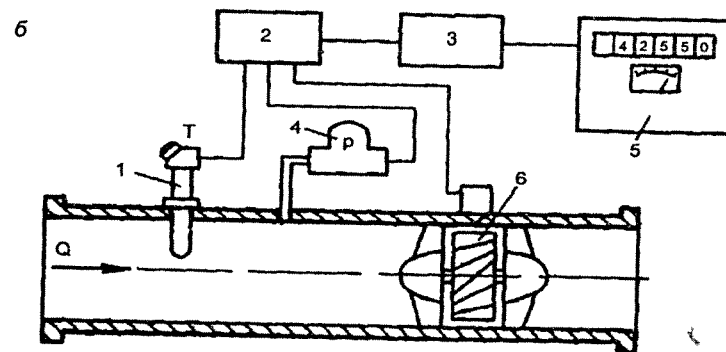
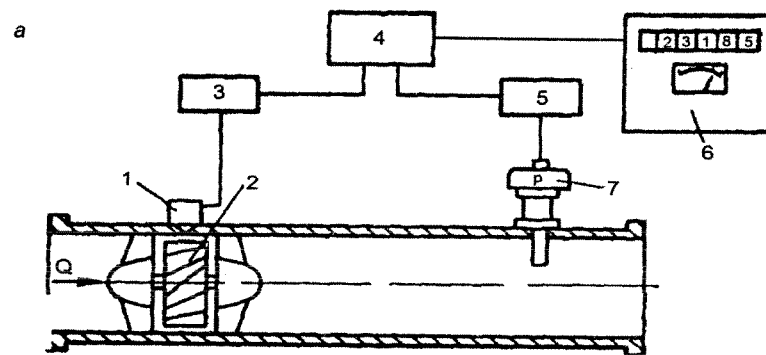


Рис. 65. Структурные схемы турбинных расходомеров: а – с коррекцией по температуре и давлению; б – с коррекцией по плотности газа в рабочих условиях

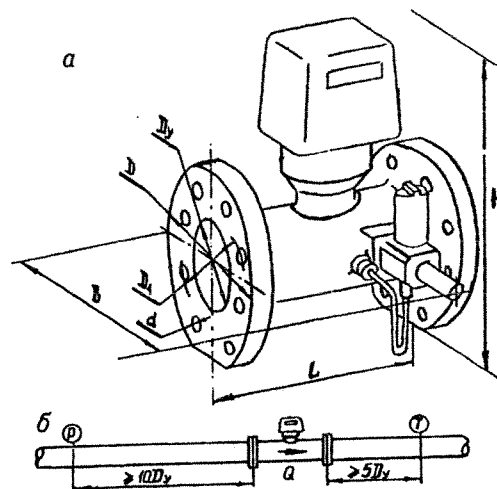


Рис. 66. Счетчик ТГС (а) и схема размещения датчиков давления и температуры (б)

Структурная схема приведения показаний турбинных расходомеров к нормальным условиям с использованием преобразователей давления и температуры, реализующая формулу (3), приведена на рис. 65, б. Она содержит преобразователи температуры и давления 1 и 4, турбинный преобразователь расхода б, блок нормирования сигналов 2, множитель-делительное устройство 3 и счетчик количества газа 5 с указателем мгновенного расхода.

При реализации схемы, приведенной на рис. 65, б, счетчик 5 может быть отградуирован в кубических метрах, а измеритель мгновенного расхода – в единицах объемного расхода, приведенных к нормальным условиям.

Турбинный газовый счетчик (ТГС). Предназначен для измерения объема (при рабочих условиях) газообразных сред, кроме кислорода, в установках промышленных и коммунальных предприятий, а также для учета газа при коммерческих операциях (рис. 66).

Принцип действия счетчика основан на использовании энергии потока газа для вращения чувствительного элемента – турбинки. При взаимодействии потока газа с турбинкой последняя вращается с частотой, пропорциональной скорости (объемному расходу) измеряемого газа. Частота вращения турбинки подсчитывается отсчетным устройством, показывающим объем газа, прошедший через счетчик за время измерения. Выпускаются счетчики трех типоразмеров (табл. 20, 21).

Таблица 20

Основные размеры, мм, и масса турбинных газовых счетчиков

Тип счетчика	D_y	D	D_1	d	L	H	B	Масса, кг
ТГС-200	80	195	160	18	240	340	245	13,2
ТГС-400	100	215	180	18	300	350	265	16,2
ТГС-800	150	280	240	22	450	400	370	32,7

Таблица 21

Пропускная способность турбинных газовых счетчиков, м³/ч

Тип счетчика	Расход газа, м ³ /ч		Приведенная к нормальным условиям при давлении, кгс/см ²			
	наибольший	наименьший	4	8	12	16
ТГС-200	200 400 800	20	1000	1800	2600	3400
ТГС-400		40(20)	2000	3600	5200	6800
ТГС-800		80(40)	4000	7200	10400	13600

Место отбора давления газа располагают в верхней части турбинного счетчика. Чувствительный элемент термометра погружен в газопровод на глубину от 0,3 до 0,7 D_{20} . На входе замерных газопроводов рекомендуется устанавливать фильтры для очистки газа.

Техническая характеристика ТГС

Измеряемая среда	Природный газ, воздух, азот, аргон и другие очищенные, неагрессивные и одно- и многокомпонентные газы
Параметры измеряемой среды:	
плотность, кг/м ³ , не менее	0,7
рабочее давление, МПа, не более	1,6
температура, °С	-10 – 65
Погрешность измерения в диапазоне изменения расходов, %	
(20 – 100) % $Q_{\text{наиб}}$	±1
$Q_{\text{наим}} - 20$ % $Q_{\text{наиб}}$	±2
Емкость отсчетного устройства (сумматора)	99999999

Многониточный измерительный микропроцессорный комплекс „Суперфлоу-П”. Самостоятельное микропроцессорное вычислительное устройство с питанием от батарейки, предназначенное для измерения и регистрации параметров газового потока по одному, двум или трем измерительным трубопроводам. Стандартный комплект измерительной системы для одного измеряемого газопровода состоит из вычислителя (счет-

но-измерительного блока в корпусе), датчиков перепада давления и статического давления, смонтированных в нижней части задней несущей стойки, а также отдельного датчика температуры, устанавливаемого в защитной гильзе на измеряемом участке трубопровода. Все три датчика подсоединены к вычислителю на заводе-изготовителе. При числе измеряемых трубопроводов больше одного или при использовании двухдиапазонных (сдвоенных) датчиков перепада давления число датчиков увеличивается (всего до 7 различных датчиков). Дополнительные датчики устанавливает пользователь на предназначенные для них места и подсоединяет к вычислителю.

Принцип действия комплекса основан на раздельном измерении перепада давления, статического давления и температуры газа в трубопроводе со стандартной диафрагмой.

Накопленную вычислителем информацию можно считать, подключив к нему на время ручной терминал СНИТ (рис. 67). Будучи затем подключенным к принтеру, терминал выдает формализованные отчеты, причем в памяти терминала могут храниться отчеты от нескольких комплексов „Суперфлоу-П”. Структурные схемы подключения приборов комплекса „Суперфлоу-П” к измеряемому однопоточному трубопроводу и дистанционной передачи показаний, вывода их на принтер и персональную ЭВМ показаны на рис. 67.

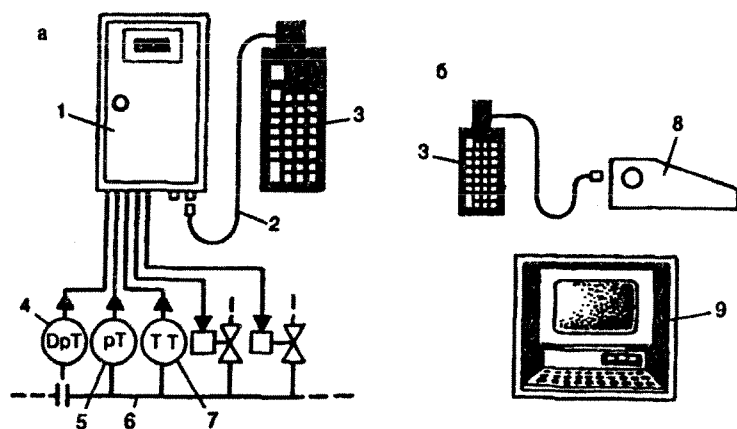


Рис. 67. Структурная схема подключения приборов комплекса „Суперфлоу-П”: а – размещение приборов на однопоточном газопроводе; б – вывод данных с ручного терминала на принтер или ПЭВМ.
1 – вычислитель; 2 – кабель „вычислитель-терминал”; 3 – ручной терминал СНИТ; 4 – датчик перепада давления; 5 – датчик давления; 6 – измерительный газопровод с диафрагмой; 7 – датчик температуры; 8 – принтер; 9 – персональный компьютер для сбора данных от нескольких комплексов „Суперфлоу-П”

Многониточный измерительный микропроцессорный комплекс „Суперфлоу-П” предназначен для непрерывного автоматического определения расхода и объема природного газа, приведенных к нормальным условиям, по методу переменного перепада давления на стандартных сужающих устройствах (диафрагм) на одном, двух или трех трубопроводах газоизмерительного пункта (ГИП).

Комплекс позволяет определять объем и расход природного газа с учетом введенных вручную значений плотности газа при нормальных условиях, содержащихся в газе азота и углекислого газа, и выполнении расчетов в соответствии с „Правилами измерения расхода газа и жидкостей стандартными сужающими устройствами”.

Комплекс предназначен для эксплуатации как на открытом воздухе, так и в помещениях при температуре окружающего воздуха от -30 до 50 °С при относительной влажности до 98 % при 35 °С; во взрывоопасных зонах открытых промышленных площадок и помещений ГИП классов В-1а, В-1г(ПУЭ), где возможно образование взрывоопасных смесей категорий ПА, ПВ групп Т1-Т3 согласно ГОСТ 12.1.011-78.

Комплекс является средством измерения. Он включает в себя микропроцессорный вычислитель типа „Суперфлоу-П”, перепускное запоминающее устройство (терминал) типа „СНИТ”, датчик давления, датчик перепада давления и датчик температуры.

Число датчиков в зависимости от модификации комплекса приведено в табл. 22.

Комплекс обеспечивает:

1) автоматическое непрерывное определение, отображение показаний, а также регистрацию на отдельном принтере с указанием даты и реального времени следующих параметров:

- среднего расхода газа, приведенного к нормальным условиям, по каждому измеряемому трубопроводу;
- объема газа, приведенного к нормальным условиям, прошедшего по одному, двум или трем трубопроводам (в зависимости от исполнения комплекса);

- отображения по вызову оператора на экране дисплея терминала следующей измерительной информации: перепада давления, давления, температуры, расхода измеряемого газа по каждому измерительному трубопроводу;

2) ввод и запоминание параметров: число измерительных трубопроводов; датчик p (общий или индивидуальный); датчик T (общий или индивидуальный); датчик Δp (сдвоенный или индивидуальный); связь с компьютером (есть или нет); текущее время; дата; время цикла измерения; номер измерительного трубопровода; плотность измеряемого газа в нормальных условиях; содержание азота и углекислого газа в измеряемом газе; диаметр измеряемого трубопровода; диаметр отверстия диафрагмы; тип отбора давления (фланцевый или угловой); нормальную температуру

Таблица 22

Пределы измерения и число датчиков

Номер модификации	Число измеряемых трубопроводов на ГИП	Число диапазонов измерения Δp	Число измеряемых трубопроводов с двумя диапазонами измерения Δp	Измерение p и T	Число датчиков		
					Δp	p	T
1	1	1	—	Индивидуальное	1	1	1
2	1	2	1	То же	2	1	1
3	2	1	—	„	2	2	2
4	2	1	—	Общее p	2	1	2
5	2	1	—	Общее T	2	2	1
6	2	1	—	Общее p, T	2	1	1
7	2	2	1	Индивидуальное	3	2	2
8	2	2	1	Общее p	3	1	2
9	2	2	1	Общее T	3	2	1
10	2	2	1	Общее p, T	3	1	1
11	2	2	2	Общее p	4	1	2
12	2	2	2	Общее T	4	2	1
13	2	2	2	Общее p, T	4	1	1
14	3	1	—	Общее p	3	1	3
15	3	1	—	То же	3	3	1
16	3	1	—	Общее p, T	3	1	1
17	3	2	1	То же	4	1	1
18	3	2	2	„	5	1	1

Примечание. Пределы измерения датчиков $\Delta p, p, T$ и их число определяются заказом.

и нормальное давление измеряемого газа; барометрическое давление; $\Delta p_{\text{наим}}$, при котором прекращается вычисление; $\Delta p_{\text{макс}}$, при котором происходит переключение диапазонов датчиков Δp ;

3) определение расхода и объема природного газа в соответствии с ГОСТ 8.563.1–97; ГОСТ 8.563.2–97; ГОСТ 8.563.3–97;

4) дистанционную передачу показаний на компьютер с помощью терминала, введенных и хранящихся в памяти вычислителя данных по запросу или заданной программе (1 раз в час, за сутки, за месяц);

5) автономное электропитание, которое обеспечивает непрерывную работу комплекса в течение не менее одного года при 5-секундном интервале между расчетами, при $t_{\text{окр. возд}} = 20^\circ\text{C}$ и при одноканальном варианте ГИП;

6) автоматическое фиксирование во времени и запоминание не менее 50 нештатных ситуаций, в том числе:

- изменение введенных в вычислитель данных, влияющих на результаты вычисления расхода и объема газа;
- отказ датчиков $\Delta p, p, T$;

– замена текущих показаний датчиков $\Delta p, p$ или T константой или наоборот;

– поочередное переключение датчиков $\Delta p, p$ и T на режим калибровки;

– переключение датчиков $\Delta p, p$ и T в рабочий режим;

– отклонение перепада давления за пределы рабочего диапазона датчиков Δp ;

– уменьшение перепада давления до рабочих значений;

– передача отчета по телефонной линии связи (с применением модема) или терминалу;

– понижение напряжения батарей электропитания (не менее чем за 30 сут до прекращения срока действия батарей);

7) запоминание и передачу терминалу следующих видов отчетов: месячного, суточного, почасового.

В месячном отчете представляют параметры потока газа за каждые сутки в течение последних 62 сут или за последний контрактный месяц. Отчет содержит следующие данные:

- дату (число, месяц, год);
- объем газа при нормальных условиях за каждые сутки, м^3 ;
- суммарный объем газа в нормальных условиях за отчетный период, м^3 ;
- средний суточный расход, $\text{м}^3/\text{ч}$;
- среднее суточное значение Δp , $\text{кгс}/\text{м}^2$;
- среднее суточное значение p , $\text{кгс}/\text{см}^2$;
- среднее суточное значение T , $^\circ\text{C}$;
- значение всех введенных констант и время их введения;
- изменение данных, которые могут влиять на результаты расчета, и время их введения;
- нештатные ситуации и время их наличия.

В суточном отчете представляют параметры потока газа за каждый час прошедших суток, при этом число суток при одном измеряемом трубопроводе – не менее 35, при двух – не менее 15, при трех – не менее 10. Отчет содержит следующие данные: дату (число, месяц, год); время (часы, минуты); объем газа за каждый час, м^3 ; суммарный объем газа за сутки, м^3 ; среднее часовое значение Δp , $\text{кгс}/\text{м}^2$; среднее часовое значение p , $\text{кгс}/\text{см}^2$, и t , $^\circ\text{C}$; значение всех введенных констант и время их введения; изменение данных, которые могут влиять на результаты расчета, время их введения; нештатные ситуации и время их наличия.

Почасовой отчет включает в себя следующую информацию: вид отчета (почасовой); название фирмы; кодовое имя счетчика; дату и время составления отчета; значение всех введенных оператором констант; ежечасную информацию о параметрах измеряемого газа за любое число предыдущих суток в пределах 35 – при одном измеряемом трубопроводе, 15 – при двух и 10 – при трех. Час начинается и кончается на полной цифре –

1 : 00, 2 : 00 и т. д. Сутками считается 24-часовой период времени, отсчитанный назад от начала текущего часа. Каждая строка почасового отчета содержит следующие данные: дату, время (начало часа); средний расход газа за 1 ч; значение $\sqrt{\Delta p \cdot p / (\rho T K)}$ за 1 ч; средний перепад давления за 1 ч; среднее статистическое давление за 1 ч; среднюю температуру за 1 ч; средний расход за каждые сутки. Сутки начинаются и заканчиваются в контрактный час; записи о вмешательствах оператора и нештатных ситуациях;

8) расчет расхода газа по значениям Δp , p и T в момент опроса, а также расчет объема его по каждому измеряемому трубопроводу по значениям Δp , p и T за период суммирования (час, сутки, месяц и т. д.);

9) ввод следующих постоянных параметров в память вычислителя:

- плотность газа при нормальных условиях в пределах от 0,668 до 1,02 с дискретностью не более 0,001 кг/м³;

- содержание азота в газе в пределах от 0 до 16 % от общего объема измеряемого газа с дискретностью не более 0,01 %;

- содержание углекислого газа в пределах от 0 до 4 % от общего объема измеряемого газа с дискретностью не более 0,01 %;

- внутренний диаметр измерительного трубопровода не менее чем от 50 до 1000 мм с дискретностью не более 0,01 мм;

- барометрическое давление в пределах от 600 до 1000 мм рт. ст. с дискретностью не более 1 мм рт. ст.;

- внутренний диаметр сужающего устройства (диафрагмы) в пределах от 12,5 до 800 мм с дискретностью не более 0,01 мм;

- расчетные давления (в пределах от 1 до 100 кгс/см² с дискретностью не более 0,01 кгс/см²), перепады давления (в пределах от 0,025 до 0,630 кгс/см² с дискретностью не более 0,0001 кгс/см²) и температуры газа (в пределах от –30 до 70 °С с дискретностью не более 0,1 °С);

10) периодический, через равные заданные промежутки времени (от 2 до 5 с) опрос и расчет всех параметров измеряемого газа по каждому измеряемому трубопроводу;

11) непревышение основной относительной погрешности комплекса $\pm 0,5$ % для отдельных измеряемых трубопроводов при нормальных условиях:

- температуры окружающего воздуха (20 \pm 5) °С;
- относительной влажности окружающего воздуха (30–80) %;
- атмосферного давления (630–795) мм рт. ст.;
- частоты вибрации (0–25) Гц, виброперемещения – 0,1 мм; и при изменении следующих параметров измеряемого газа;
- перепада давления от 9 до 100 % от верхнего предела измерения;
- избыточного давления от 40 до 100 % от верхнего предела измерения;
- температуры от –20 до 50 °С;
- плотности при нормальных условиях от 0,6681 до 1,02 кг/м³;

– содержания азота и углекислого газа от 0 до 16 % от общего объема измеряемого газа;

12) дополнительную погрешность комплекса, вызванную изменением температуры окружающего воздуха от –30 до 50 °С, которая не превышает 0,5 предела основной относительной погрешности на каждые 10 °С;

13) устойчивость датчиков Δp к длительному воздействию одностороннего статического давления, подаваемого в одну из камер датчика. При снятии статического давления смещение „нуля” должно быть не более половины предела основной относительной погрешности;

14) автоматическое переключение датчиков Δp при изменении перепада давления в соответствии с заданными уставками;

15) устойчивость датчиков p к воздействию давления, в 1,5 раза превышающего максимальное измеряемое давление;

16) приборы и оборудование комплекса, располагаемые в помещении категории В-1а, имеют взрывобезопасный уровень взрывозащиты и могут использоваться во взрывоопасных зонах;

17) устойчивость при воздействии относительной влажности окружающего воздуха до 98 % при 35 °С;

18) устойчивость при воздействии магнитных полей с напряженностью до 400 А/м;

19) устойчивость к воздействию синусоидальных вибраций в диапазоне частот 50–80 Гц при амплитуде смещения 0,15 мм и ускорении 2g (группа исполнения № 4 по ГОСТ 12997–84);

20) габаритные размеры составных частей комплекса в пределах:

вычислителя, мм	200×160×300 (без панели);
датчика Δp (дифманометра), мм	90×136×145;
датчика p , мм	55×55×85;
датчика T , мм	95×115×188;

21) массу составных частей комплекса, кг, не более:

вычислителя	13;
датчика Δp	2,0;
датчика p	1,0;
датчика T	2,0 (без кабеля).

Вычислитель „Суперфлоу-II” обеспечивает:

- отображение показаний и измерительной информации на двухстрочном дисплее на 16 знакомест по каждой строке (на английском языке);

- калибровку датчиков Δp , p и T .

Терминал обеспечивает:

- ввод и изменение с помощью клавиатуры в память вычислителя (кроме информации о нештатных ситуациях) всех данных, необходимых для расчета расхода и объема газа;

- замену показаний вышедших из строя датчиков Δp , p и T константами, и наоборот;

- приоритетный обмен данными (измерительной информацией) с вычислителем (при его подключении оператором) по отношению к передаче измерительной информации от вычислителя к компьютеру;
- диалоговый режим ввода в память вычислителя всех параметров, их считывание или замену константами;
- отображение показаний и измерительной информации на 4-строчном дисплее по 16 знакомест в каждой строке (на английском языке);
- вывод на дисплей всех параметров, введенных в вычислитель для выполнения расчетов.

Блок одоризации

Для своевременного обнаружения утечек газа в соединениях газопровода, в сальниках запорной и регулирующей арматуры, в соединениях контрольно-измерительной аппаратуры и т. д. к природному газу необходимо добавлять вещества с резким неприятным запахом, называемые одорантом. В качестве такового применяют этилмеркаптан, пенталарм, каптан, сульфид и др., чаще всего – этилмеркаптан (его химическая формула C_2H_5SH), который представляет собой бесцветную прозрачную жидкость со следующими основными физико-химическими свойствами:

Плотность в жидком состоянии, кг/л	0,846–0,865
Содержание серы, %	51,4
Массовая концентрация, т/м ³	62,136
Температура, °C:	
кипения	34,7
плавления	–121,0
воспламенения в воздухе	299,0
замерзания	–148
Пределы взрываемости, %:	
нижний	2,8
верхний	18,2
Упругость паров, мм рт. ст.:	
при температуре	
10 °C	291,0
20 °C	440,0
30 °C	644,0

Одорант обладает следующими свойствами:

- физиологической безвредностью при тех концентрациях, что нужны для создания ощутимого запаха;
- в смеси с природным газом не разлагается, а также не реагирует с металлом газопровода;
- безвредным продуктом его сгорания;
- малорастворимостью его паров в воде и в конденсате газа;
- летучестью для обеспечения испарения его в потоке газа с высоким давлением и низкой температурой.

Минимальное количество одоранта в газе должно быть такое, чтобы в помещении ощущалось присутствие газа при концентрации, равной 1/5

нижнего предела взрываемости, что соответствует для природного газа 16 г одоранта на 1000 м³ газа.

В настоящее время в качестве одоранта применяют синтетический этилмеркаптан, имеющий ту же химическую формулу C_2H_5SH и являющийся дефицитом. Вместо него используют разработанный ВНИИГАЗом одорант СПМ (ТУ 51-81-88), который представляет собой смесь низкокипящих меркаптанов: 30 % этилмеркаптана и 50–60 % изо- и *n*-пропилмеркаптанов и 10–20 % изобутилмеркаптанов. Промышленные испытания одоранта СПМ показали, что эффективность его выше, чем этилмеркаптана при одной и той же норме расхода: 16 г на 1000 м³ газа.

За рубежом в качестве одорантов широко применяют смеси меркаптанов C_3 – C_4 . Установлено, что они химически более стабильны, чем этилмеркаптан.

Рекомендуемая среднегодовая норма одоризации, г на 1000 м³ газа:

	Этилмеркаптан	Смесь меркаптанов
Минимальная	16	5
Максимальная	–	16

Зимой и в начальный период эксплуатации вновь построенного газопровода норма одоризации обычно больше, чем летом.

Для одоризации газа применяют одоризаторы капельного типа (ручные), универсальный УОГ-1 и автоматический АОГ-30.

Одоризационная установка капельного типа является универсальной, но применяется в основном при расходах газа более 100 000 м³/ч. Одоризационная установка состоит из (рис. 68) расходной емкости 5 с запасом одоранта, представляющей собой цилиндрический сосуд с уровнем трубой 13, которая служит для определения количества одоранта, находящегося в емкости, и его расхода в единицу времени; смотрового окна 16 и соответствующей обвязки с импульсными трубками и вентилями; подземной емкости 7 для хранения одоранта и вентилей 8, 10 для подключения шлангов при переливе одоранта из расходной емкости в подземную.

Универсальный одоризатор газа типа УОГ-1 (рис. 69). При прохождении основного потока газа через расходомерную диафрагму, на которой создается перепад давления, под действием которого при соединении плюсовой и минусовой полостей диафрагмы образуется ответвленный поток газа. Этот поток протекает через инжекторный дозатор, в котором используется в качестве эжектирующего потока. Последний, проходя через дозатор по кольцевому зазору, создает в нем разрежение, под действием которого в газопровод с ответвленным потоком через фильтр и поплавковую камеру из параллельно расположенных емкостей (расходной и измерительной, имеющей равномерное стекло и шкалу для контроля расхода одоранта в единицу времени) поступает одорант.

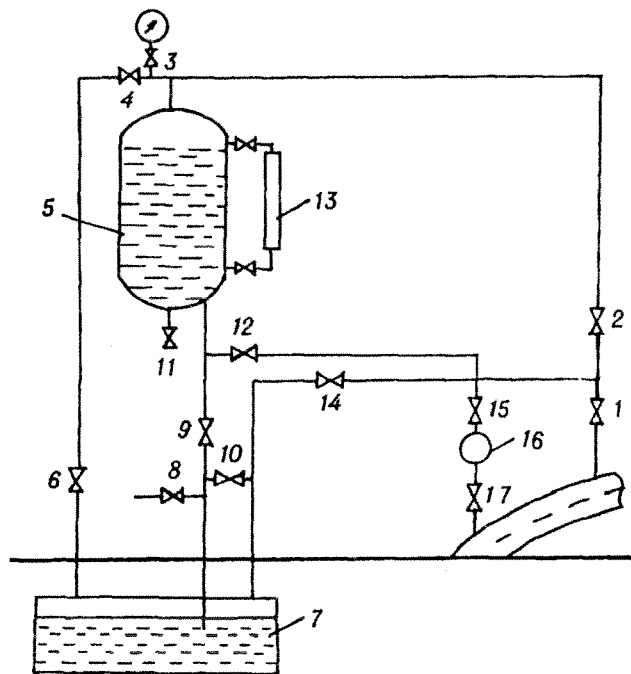


Рис. 68. Одоризационная установка капельного типа:

1-4, 6, 8-12, 14, 15, 17 – вентили; 5 – расходная емкость; 7 – подземная емкость; 13 – уронемер; 16 – смотровое окно

Поплавковая камера предназначена для ликвидации влияния уровня одоранта на дозирование. С этой целью поплавковую камеру и дозатор располагают таким образом, чтобы сопло, через которое одорант поступает в дозатор, совпадало с уровнем одоранта, поддерживаемым в поплавковой камере с помощью поплавка. При заполнении камеры одорантом поплавок перемещается вниз и открывает клапан. При нормальной работе дозатора поплавок совершает колебательное движение с амплитудой 3–5 мин и частотой, пропорциональной расходу одоранта.

Для того чтобы уменьшить расход одоранта, дозатор снабжен клапаном, который на заданное время перекрывает поступление одоранта в инжектор. Клапан управляется посредством мембран. При подаче импульсного давления в полость А (см. рис. 72) клапан перекрывает проход одоранту; при сбросе давления из полости А мембрана под действием давления одоранта возвращается в исходное положение и клапан открывает проход одоранту.

Задатчиком давления в полости А дозатора служит система управления, состоящая из реле времени, регулируемой емкости и клапана.

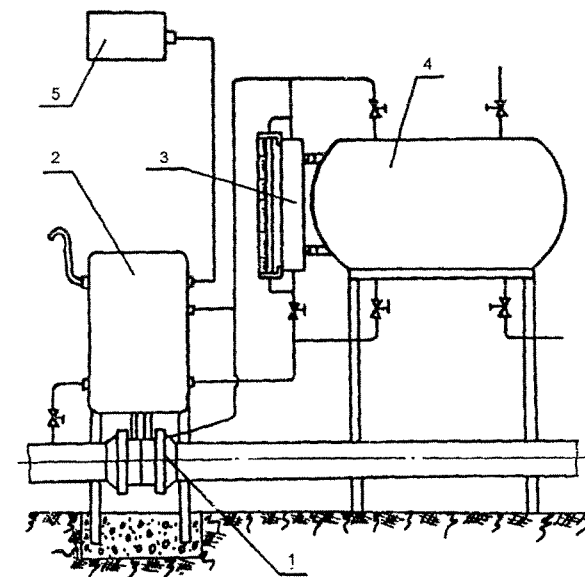


Рис. 69. Схема одоризационной установки типа УОГ-1:

1 – диафрагма; 2 – блок одоризации; 3 – измерительная емкость; 4 – основная расходная емкость; 5 – блок сигнализации

Газ из выходного газопровода поступает в узел подготовки газа для питания пневмосистемы одоризатора. Узел подготовки состоит из фильтра, редуктора и манометра. Газ в этом узле очищается, давление редуцируется до давления питания, равного 2 кгс/см^2 .

Цикличность подачи команды на клапан дозатора регулируется перемещением поршня регулируемой емкости; отношение времени всего цикла ко времени открытого положения клапана – дросселем с помощью секундомера и манометра.

Принцип работы одоризатора УОГ-1 (рис. 70) заключается в следующем. В одоризатор подается часть газа, проходящего через ГРС; перепад давления создается установленной на газопроводе 7 диафрагмой 5. Из подземной емкости 3 одорант поступает в расходную емкость 2, далее через замерный сосуд 1 и поплавковую камеру 4 в инжекционный дозатор 6, где он инжектируется ответвленной струей газа. Одорированный газ возвращается в основной газопровод и там смешивается с остальным количеством газа. Одоризаторы типа УОГ-1 сложны по конструкции, но надежны в работе.

Для обеспечения нормальной работы автоматических одоризаторов необходимо ежемесячно проводить профилактические проверки.

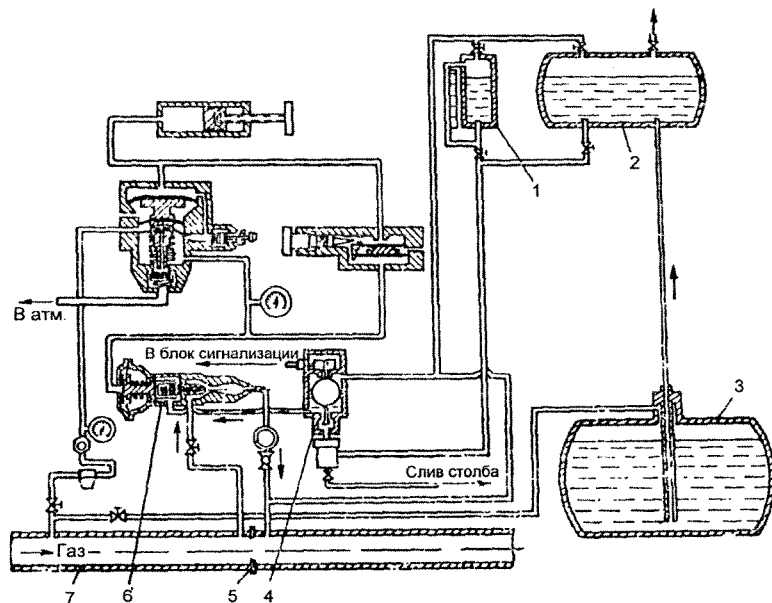


Рис. 70. Универсальный одоризатор газа УОГ-1:

1 – сосуд замерный; 2 – емкость расходная; 3 – емкость подземная; 4 – камера поплавковая; 5 – диафрагма; 6 – дозатор инжекционный; 7 – газопровод

Одоризатор УОГ-1 предназначен для установки на ГРС производительностью 3–165 тыс м³/ч. Он автоматически осуществляет подачу одоранта в количестве, пропорциональном расходу газа.

Техническая характеристика УОГ-1

Рабочее давление в газопроводе, кгс/см ²	2–12
Производительность по одоранту, см ³ /ч	57–3150
Перепад давления на диафрагме, соответствующий максимальному расходу газа, кгс/см ²	Не более 0,6
Погрешность одоризатора, %	±10
Число циклов в минуту, %	2–5
Температура окружающего воздуха, °С	От –40 до 50
Максимальный расход газа на питание системы управления, м ³ /ч	1

Автоматический одоризатор типа АОГ-30. На рис. 71 приведена схема установки модели АОГ-30, предназначенной для автоматического ввода одоранта в газ пропорционально его расходу на ГРС производительностью до 30 тыс. м³/ч. Принцип действия одоризатора основан на

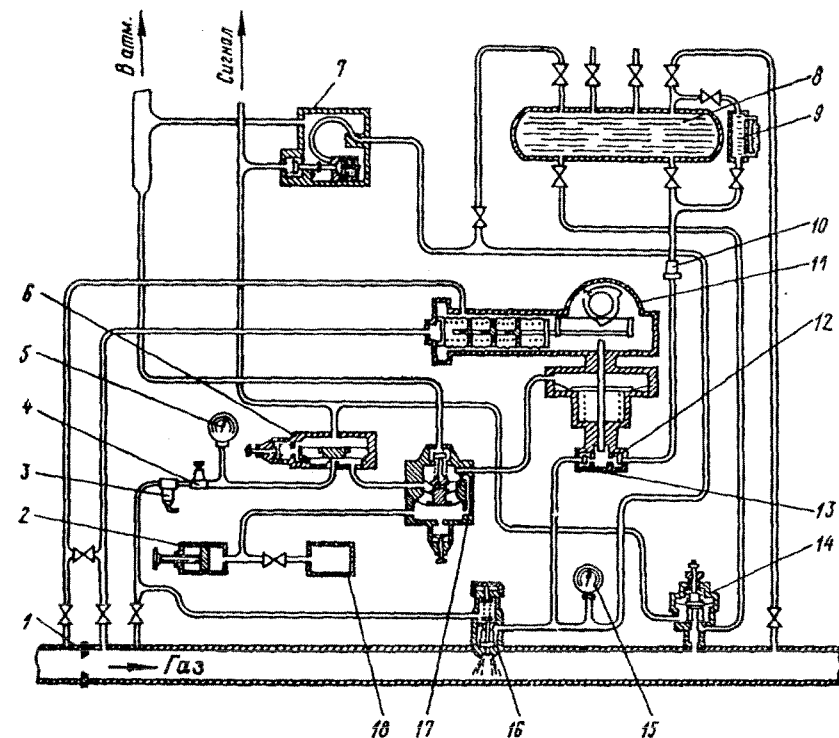


Рис. 71. Автоматический одоризатор газа АОГ-30:

1 – шайба расходомерная; 2 – емкость регулируемая; 3 – фильтр; 4 – редуктор; 5 – манометр; 6 – клапан; 7 – датчик давления; 8 – емкость одоранта; 9 – емкость калиброванная; 10 – фильтр; 11 – насос-дозатор; 12 – клапан всасывающий; 13 – клапан нагнетательный; 14 – капельница; 15 – манометр; 16 – распылитель; 17 – реле времени; 18 – емкость нерегулируемая

измерении перепада давления на расходомерной диафрагме и преобразовании его в перемещение плунжера насоса-дозатора одоранта.

Перепад давления от расходомерной шайбы 1 поступает в блок преобразователя и насоса-дозатора 11, где перепад преобразуется в угол поворота профилированного кулачка, ограничивающего ход плунжера насоса-дозатора. Одорант из основной емкости 8 через фильтр 10 и всасывающий клапан 12 поступает в насос и далее в заданной дозировке через нагнетательный клапан 13 и распылитель 16 – в газопровод. Контроль за впрыском осуществляется по манометру 15.

Калибровочная емкость 9 предназначена для контрольных замеров расхода одоранта в процессе эксплуатации. Подача давления на привод насоса-дозатора осуществляется со стороны неodorированного газа. Газ под давлением через фильтр 3 поступает в редуктор 4, где редуцируется

до значения давления питания, которое контролируется по манометру 5. Затем газ через клапан 6 поступает в реле времени 17, которое задает цикличность работы насоса-дозатора, а следовательно, производительность дозатора. Время одного цикла пневмореле регулируется с помощью регулируемой 2 и нерегулируемой 18 емкостей.

Одоризатор дополнительно снабжен автоматически включающейся аварийной капельницей 14. Переключение на аварийный режим осуществляется при помощи датчика давления 7, который контролирует давление впрыска одоранта в газопровод, а в случае отклонения давления от заданного подает команду на клапан 6. Последний перекрывает давление питания привода насоса и включает в работу аварийную капельницу, настроенную по среднему расходу газа на действующей ГРС. С переходом на капельную одоризацию подается аварийный сигнал.

Техническая характеристика АОГ-30

Транспортируемая среда, подлежащая одоризации.....	Природный газ некоррозионного состава
Максимальный расход одорируемого газа на ГРС, тыс м ³ /ч	30
Максимальное рабочее давление в газопроводе, кгс/см ²	16
Отношение наибольшего расхода одорируемого газа к наименьшему.....	5 : 1
Допустимое отклонение от нормы одоризации, %	±10
Температура окружающего воздуха, °С	От -40 до 50
Избыточное давление впрыска одоранта в газопровод, кгс/см ²	2-12
Максимальный расход газа на питание пневмопривода, м ³ /ч	2
Номинальное число впрысков одоранта в газопровод (по средней норме) в минуту	8
Пределы регулирования числа впрысков в минуту	4-32
Габаритные размеры, мм:	
длина	810
ширина	450
высота	2600
Масса, кг	110

Блок одоризации состоит из дозатора одоранта, поплавковой камеры, смотрового окна, фильтра одоранта, вентиля, крана шарового, фильтра, редуктора, манометров, реле времени, регулируемой емкости и клапана.

Дозатор одоранта (рис. 72) представляет собой инжектор, куда одорант подается через сопло 1, а эжектирующий поток газа — по кольцевому зазору. Уплотнение камер дозатора выполняется резиновыми кольцами 3. Работа дозатора с системой управления перекрытием потока одоранта осуществляется с помощью клапана 5 и седла 4. Пружина 8 обеспечивает герметичность перекрытия клапана 5 с седлом 4. Давлением в полости А осуществляется закрытие седла под действием перемещения мембраны 7. При сбросе давления из полости А клапан 5 возвращается

в исходное положение. Под действием давления одоранта перемещается мембрана 6.

Дозатор снабжен муфтой 9, за счет вращения которой изменяется зазор Т между соплом 1 и смесителем 10. Размер зазора Т изменяется при тарировании дозатора по производительности, после окончания которой положение муфты 9 фиксируется контргайкой 2.

Поплавковая камера (рис. 73) состоит из корпуса с крышкой, внутри которого размещен герметично запаянный поплавок, прикрепленный

к штоку с помощью шплинта. Шток снабжен золотником, который садится на седло в верхнем положении. В крышке на кронштейне установлен датчик системы сигнализации. В прорези датчика перемещается флажок, который, пересекая рабочую зону датчика, вызывает его срабатывание.

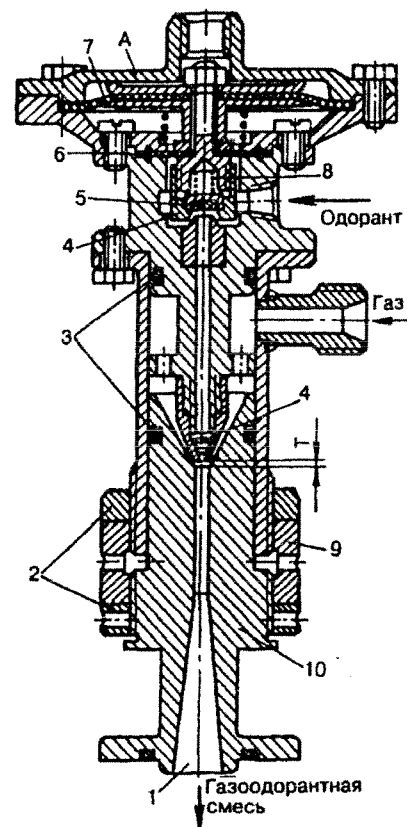


Рис. 72. Дозатор одоранта:

1 — центральное сопло; 2 — контргайки; 3 — уплотнительные кольца; 4 — седло; 5 — клапан; 6, 7 — мембраны; 8 — пружина; 9 — муфта; 10 — смеситель

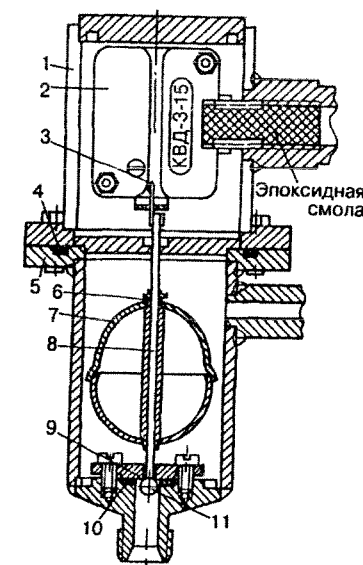


Рис. 73. Камера поплавок:

1 — крышка; 2 — датчик системы сигнализации; 3 — флажок; 4 — уплотнительное кольцо; 5 — корпус; 6 — шплинт; 7 — поплавок; 8 — шток; 9 — седло; 10 — уплотнительная прокладка; 11 — золотник

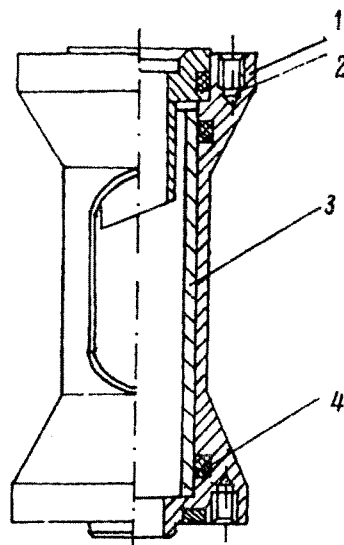


Рис. 74. Окно смотровое:

1 – корпус; 2 – втулка; 3 – трубка; 4 – уплотнительное кольцо

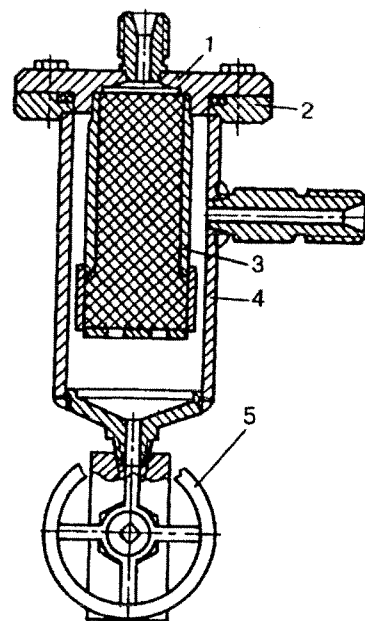


Рис. 75. Фильтр одоранта:

1 – крышка; 2 – уплотнительное кольцо; 3 – кассета с фильтрующим элементом (стекловолокно); 4 – корпус; 5 – вентиль

Фильтр одоранта (рис. 75) представляет собой цилиндрический корпус с крышкой, в которую ввернута кассета с сетчатым донным. Кассета заполнена фильтрующим элементом – стекловолокном. Крышка герметизируется уплотнительным кольцом. Нижняя часть корпуса используется в качестве отстойника и имеет вентиль для слива отстоя.

Реле времени (рис. 76). Давление газа подается в полость, образованную промежуточным кольцом и двумя мембранами, которые жестко соединены винтами через фланец, и кольцо со штоком. Шток имеет осевое и радиальное отверстия. Под действием пружины шток находится в верхнем положении и упирается во фланец.

Газ через осевое отверстие в штоке и дроссель поступает в полость, образованную крышкой и мембраной, на которую и давит. Шток перемещается вниз и открывает клапан сброса. Для запуска реле времени предусмотрена кнопка.

Регулируемая емкость (рис. 77) состоит из корпуса, крышек, поршня, винта и уплотнительных колец. Предназначена для регулирования подачи одоранта в газопровод.

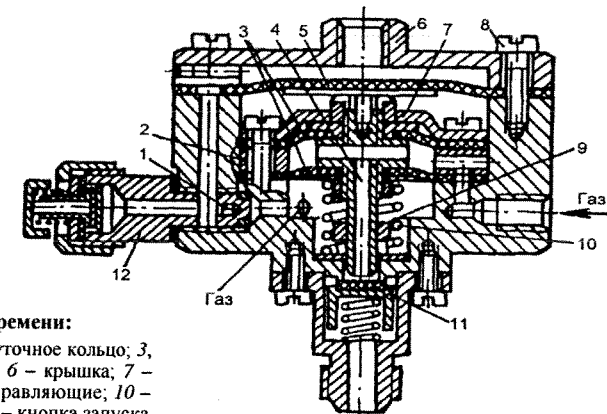


Рис. 76. Реле времени:

1 – дроссель; 2 – промежуточное кольцо; 3, 5 – мембраны; 4 – шток; 6 – крышка; 7 – фланец; 8 – винт; 9 – направляющие; 10 – пружина; 11 – клапан; 12 – кнопка запуска

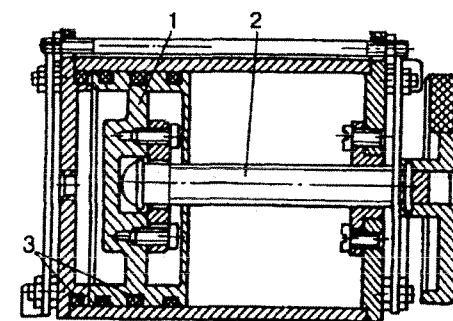


Рис. 77. Регулируемая емкость:

1 – поршень; 2 – винт; 3 – уплотнительные кольца

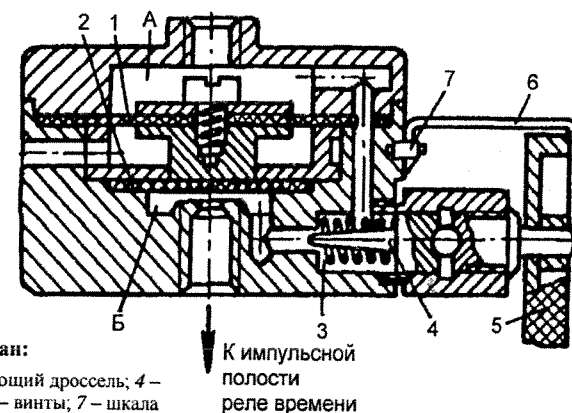


Рис. 78. Клапан:

1, 2 – мембраны; 3 – регулирующий дроссель; 4 – игла; 5 – винт с маховиком; 6 – винты; 7 – шкала

К импульсной полости реле времени

Клапан (рис. 78). Основными элементами его являются мембраны, которые имеют разные эффективные площади и образуют две полости: *А* и *Б*, соединенные между собой клапаном через регулирующий дроссель. Проходное сечение дросселя регулируется иглой. Игла перемещается с помощью винта с маховиком. На лицевой стороне маховика имеется шкала. Двумя винтами указатель шкалы укреплен на корпусе клапана.

Измерительная емкость (рис. 79) представляет собой цилиндрический сосуд с равномерной стеклянной трубкой, снабженной шкалой 2. Стеклянная трубка защищена кожухом и уплотняется резиновыми кольцами.

Пропорциональный одоризатор газа ОГП-02 предназначен для автоматического ввода одоранта (этилмеркаптана) в поток природного газа (пропорционально его расходу), чтобы придать газу специфический запах, который будет способствовать обнаружению утечек. Одоризатор ОГП-02

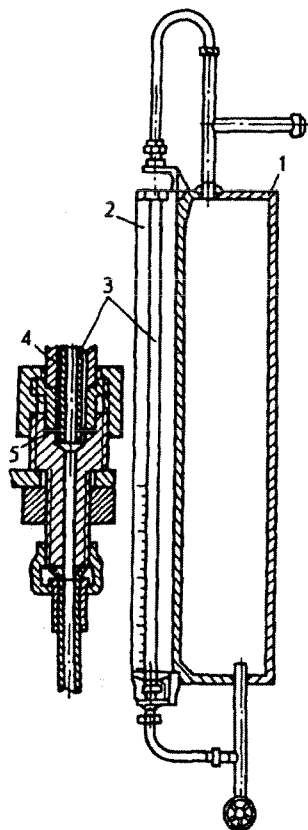


Рис. 79. Измерительная емкость:
1 – сосуд; 2 – шкала; 3 – равномерная трубка; 4 –
защитный кожух; 5 – уплотнительные кольца

может эксплуатироваться на открытом воздухе в умеренно холодном климате на объектах с условным давлением 16 кгс/см² и с расходом газа от 1000 до 100000 м³/ч.

Одоризатор (рис. 80) состоит из дозатора и контрольной емкости. В дозаторе размещены сопло и регулятор уровня одоранта. Внутри контрольной емкости находятся поплавки из нержавеющей стали, штанга, на верхней части которой закреплен магнит. По внешней поверхности трубки скользит магнитный указатель уровня одоранта.

Принцип работы одоризатора ОГП-02 (рис. 81) заключается в следующем. Одорант поступает из контрольной емкости через вентиль до тех пор, пока уровень его не перекроет нижнюю кромку регулятора уровня. В дозаторе с помощью регулятора уровня и технологической обвязки емкостей поддерживается постоянный, заданный, уровень одоранта. Подача его в газопровод осуществляется за счет перепада давления на расходомерной диафрагме с помощью перетока газа из камеры „плюс” по импульсной трубке, соплу, сборнику, по трубкам через камеру „минус” в газопровод. Поток газа из сопла, проходя через слой одоранта, выносит пары и мелкие капельки его в сборник, а из него – в газопровод.

Пополнение дозатора одорантом осуществляется из расходной и контрольной емкости при открытом вентиле.

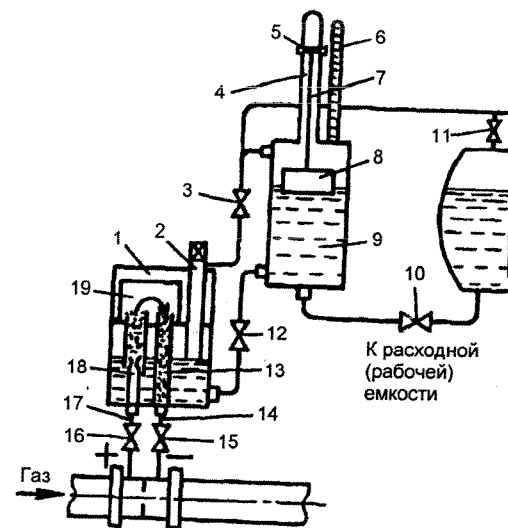


Рис. 80. Одоризатор газа ОГП-02:

1 – дозатор; 2 – регулятор уровня одоранта; 3, 10–12, 15, 16 – вентили; 4 – трубка; 5 – магнит; 6 –
указатель уровня одоранта магнитный; 7 – штанга; 8 – поплавок; 9 – контрольная емкость; 13, 14 –
выходные трубки; 17 – импульсная трубка; 18 – сопло; 19 – сборник

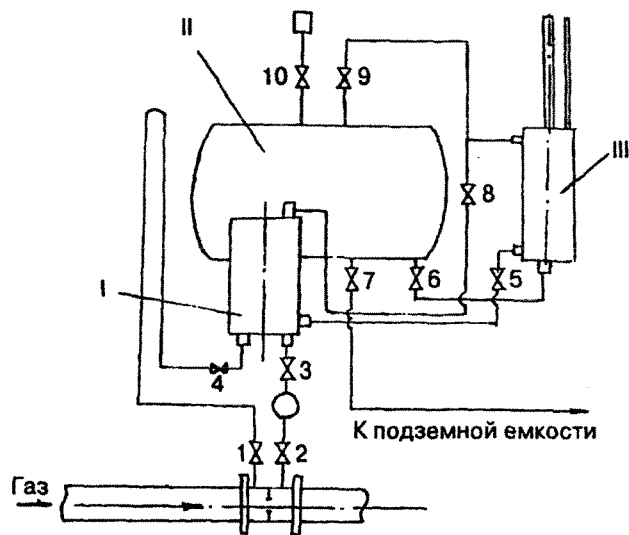


Рис. 81. Схема одоризатора газа ОГП-02:

I – дозатор; II – рабочая (расходная) емкость; III – контрольная емкость. 1–10 – вентили

Настройка одоризатора на требуемую степень одоризации газа осуществляется за счет изменения как толщины слоя одоранта над верхним концом сопла регулятором уровня, так и потока газа через сопло вентиля.

Расход одоранта в любой момент времени за определенный интервал (15–30 мин) можно измерить с помощью контрольной емкости, закрыв вентиль. Одоризатор на расход одоранта пропорционально расходу газа настраивается два раза: при переходе с зимнего расхода газа на летний, и наоборот. В дальнейшем расход одоранта в зависимости от изменения расхода газа регулируется автоматически.

Техническое обслуживание одоризатора ОГП-02 сводится к периодической заправке рабочей емкости одорантом и последующему запуску одоризатора в работу.

Блок переключения

Блок переключения предназначен, во-первых, для защиты системы газопроводов потребителя от возможного высокого давления газа; во-вторых, для подачи газа потребителю, минуя ГРС, по байпасной линии с применением ручного регулирования давления газа во время ремонтных и профилактических работ станции.

Блок переключения состоит из кранов на входном и выходном газопроводах, обводной линии и предохранительных клапанов. Как правило, этот блок должен располагаться в отдельном здании или под навесом, защищающем его от атмосферных осадков.

Предохранительные клапаны. На газопроводе монтируют два предохранительных клапана, один из которых является рабочим, другой – резервным. Применяют клапаны типа СППК (специальный полноподъемный предохранительный клапан) (рис. 82, табл. 23) и ППК (пружинный полноподъемный предохранительный клапан). Между предохранительными клапанами ставят трехходовой вентиль типа КТРП, всегда открытый на один из предохранительных клапанов. Между газопроводом и клапанами отключающая арматура устанавливаться не должна. Пределы настройки предохранительных клапанов должны превышать номинальное давление газа на 10 %.

В процессе эксплуатации клапаны следует опробовать на срабатывание один раз в месяц, а в зимнее время – один раз в 10 дней с записью в оперативном журнале. Проверку и регулировку предохранительных клапанов проводят два раза в год, о чем делают соответствующую запись в журнале.

На шток предохранительного сбросного клапана СППК4Р (рис. 82), с одной стороны, действует давление газа из выходного газопровода, а с другой – усилие сжатой пружины. Если давление газа на выходе из ГРС превысит заданное, то газ, преодолевая усилие сжатой пружины, поднимает шток и соединяет выходной газопровод с атмосферой. После снижения давления газа в выходном газопроводе шток под действием пружины возвращается в исходное положение, перекрывая проход газа через седло клапана, разобщая таким образом выходной газопровод с атмосферой.

Таблица 23

Характеристика клапанов СППК4Р

Клапан	Размеры, мм						Коэффициент расхода α	Площадь седла F_c , мм ²
	H	h	L	d_c	D'_y	D''_y		
СППК4Р-50-16	760	125	100	30	50	80	0,6	706
СППК4Р-80-16	865	140	110	40	80	100	0,6	1256
СППК4Р-100-16	1090	175	130	50	100	125	0,6	1962
СППК4Р-150-16	1425	225	200	72	150	200	0,4	4069
СППК4Р-200-16	1800	320	280	142	200	300	0,7	15828

Примечания. 1. Здесь и далее первое число после обозначения клапана – условный диаметр входного патрубка D_y , мм; последнее – максимальное входное давление, кгс/см². 2. Присоединительные размеры фланцев: входного – на $p_y = 16$ кгс/см² – по ГОСТ 12819–80; выходного – на $p_y = 6$ кгс/см² по ГОСТ 12821–80.

Таблица 24

Выбор пружин для предохранительных клапанов типа СППК и ППК

Клапан	Давление настройки, кгс/см ²	Номер пружины	Клапан	Давление настройки, кгс/см ²	Номер пружины
СППК4Р-50-16	1,9 – 3,5	103	ППК4-50-16	1,9 – 3,5	103
	3,5 – 6,0	104		3,5 – 6,0	104
СППК4Р-80-16	2,5 – 4,5	112		6,0 – 10,0	105
	4,5 – 7,0	113		10,0 – 16,0	106
СППК4Р-100-16	1,5 – 3,5	122	ППК4-80-16	2,5 – 4,5	112
	3,5 – 9,5	123		4,5 – 7,0	113
СППК4Р-150-16	1,5 – 2,0	129		7,0 – 9,5	114
	2,0 – 3,0	130		9,5 – 13,0	115
	3,0 – 6,5	131	ППК4-100-16	1,5 – 3,5	122
СППК4Р-200-16	0,5 – 8,0	304		3,5 – 9,5	123
				9,5 – 20	124
			ППК4-150-16	2,0 – 3,0	130
				3,0 – 6,5	131
				6,5 – 11,0	132
				11 – 15,0	133

Таблица 25

Габаритные и присоединительные размеры (мм) и масса клапанов типа ППК4

Клапан	Размеры, мм																Число от- верстий под шпильки		Ма- са, кг
																	флан- ца при- ема	флан- ца сбро- са	
	D_y	D_c	H	B	H_1	L	D	D_1	D_2	D'_y	D'	D'_1	D'_2	d_0	d'_0				
ППК4-50-16	50	30	570	120	125	100	160	125	102	80	185	150	128	18	18	4	4	22	
ППК4-80-16	80	40	640	140	140	110	195	160	138	100	205	170	148	18	18	8	4	30	
ППК4-100-16	100	50	820	160	175	130	215	180	158	125	235	200	178	18	18	8	8	47	
ППК4-150-16	150	72	1060	225	225	150	280	240	212	200	315	280	258	23	18	8	8	93	

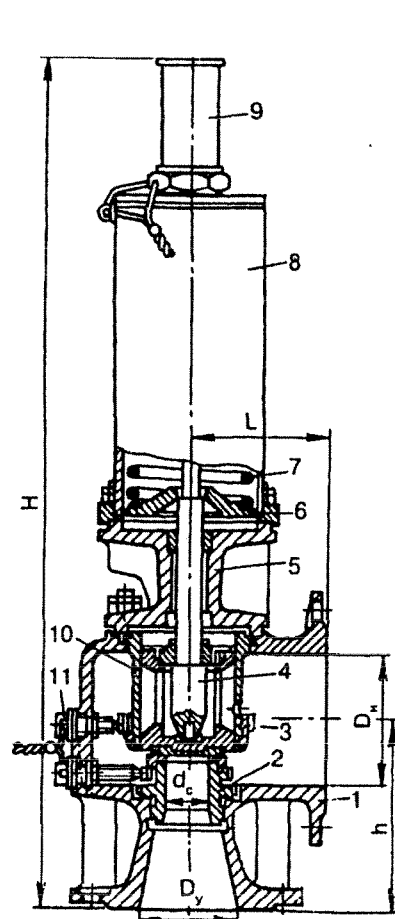


Рис. 82. Клапан типа СППК4Р:

1 – корпус; 2 – сопло; 3 – золотник; 4 – шток; 5 – разделитель; 6 – опорная шайба; 7 – пружина; 8 – крышка; 9 – колпак; 10 – направляющая втулка; 11 – стопорный винт

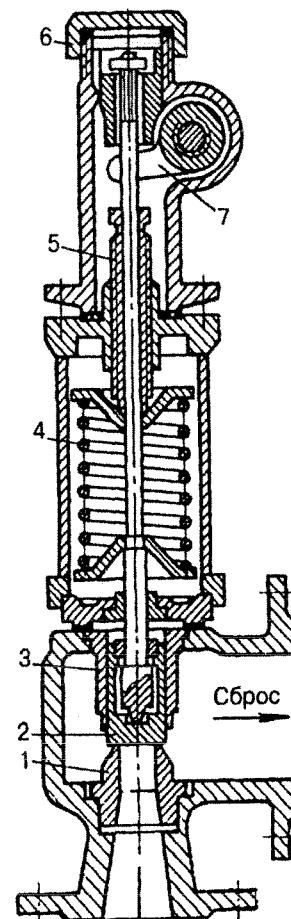


Рис. 83. Предохранительный сбросной клапан типа ППК-4:

1 – седло клапана; 2 – золотник клапана; 3 – сопло клапана; 4 – пружина; 5 – регулировочная втулка; 6 – разделительная перегородка; 7 – рычажный механизм

В зависимости от давления настройки предохранительные клапаны комплектуют сменными пружинами (табл. 24).

Помимо клапанов типа СППК широко применяют пружинные предохранительные фланцевые клапаны типа ППК-4 (рис. 83, табл. 25) на условное давление 16 кгс/см². Клапаны этого типа снабжены рычагом для

принудительного открытия и контрольной продувки газопровода. Пружина регулируется регулировочным винтом.

Давление газа из газопровода поступает под запорный клапан, который удерживается в закрытом положении пружиной через посредство штока. Натяжение пружины регулируется винтом. Кулачковый механизм позволяет производить контрольную продувку клапана: поворотом рыча-

га усилие через валик, кулачок и направляющую втулку передается на шток. Он поднимается, открывает клапан, и происходит продувка, которая указывает, что клапан работает и сбросной трубопровод не засорен.

Клапаны ППК-4 в зависимости от номера установленной пружины могут настраиваться на срабатывание в диапазоне давлений от 0,5 до 16 кгс/см² (табл. 26).

Таблица 26

Параметры пружин для клапанов ППК4, СППК4, СППК4Р									
Номер пружины по спе- цифика- ции	Диапазон регули- ровки, кгс/см ²	Диа- метр прут- ка, мм	Наруж- ный диаметр, мм	Высота, мм	Число вит- ков		На- груз ка, кг	Сжатие, мм	Мас са, кг
					все- го	рабо- чих			
<i>D_y = 50 мм</i>									
101	0,5 – 1,2	4	54	132 – 145	10	7,5	8,5	28 – 34	0,14
102	1,2 – 1,9	5	65	131 – 147	9,5	7	13,4	29 – 36	0,26
103	1,9 – 3,5	6	76	141 – 154	8,5	6	24,7	35 – 43	0,30
104	3,5 – 6	7	77	137 – 150	8,5	6	42,4	32 – 39	0,53
105	6 – 10	8	78	137 – 150	8,5	6	70,7	32 – 39	0,60
106	10 – 16	9	77	137 – 147	8,5	6	113	29 – 36	0,85
107	16 – 25	10	82	138 – 151	8	5,5	177	33 – 40	1,05
108	25 – 35	11	81	133 – 146	8	5,5	247	28 – 35	1,22
109	35 – 44	12	82	136 – 150	8	5,5	310	25 – 31	1,46
138	44 – 50	13	82	160 – 177	9	6,5	354	28 – 34	1,9
139	50 – 64	14	82	155 – 172	8,5	6	452	21 – 26	2,04
140	64 – 100	16	82	158 – 175	8	5,5	707	17 – 21	2,44
146	100 – 140	18	92	155 – 172	7	4,5	1000	17 – 21	3,06
147	140 – 160	19	94	160 – 177	7	4,5	1150	16 – 20	3,5
<i>D_y = 80 мм</i>									
110	0,5 – 1,3	6	81	176 – 194	10	7,5	16,3	36 – 44	0,49
111	1,3 – 2,5	7	85	183 – 202	10	7,5	31,4	42 – 51	0,69
112	2,5 – 4,5	8	87	188 – 207	10	7,5	56,5	46 – 56	0,92
113	4,5 – 7	9	89	189 – 209	10	7,5	88	46 – 57	1,17
114	7 – 9,5	10	91	181 – 200	9,5	7	119	40 – 49	1,39
115	9,5 – 13	11	93	179 – 197	9,5	7	163	39 – 47	1,7
116	13 – 18	12	95	180 – 200	9,5	7	226	39 – 48	2,06
117	18 – 28	13	95	186 – 205	9,5	7	352	43 – 52	2,38
118	28 – 35	14	94	178 – 196	9	6,5	440	34 – 42	2,56
119	35 – 44	15	95	195 – 209	9	6,5	552	32 – 40	2,93
141	44 – 50	16	96	205 – 226	9,5	7	628	33 – 41	3,52
142	50 – 64	17	95	190 – 211	8,5	6	800	26 – 35	3,51
143	64 – 100	19	95	192 – 112	8,0	5,5	1257	24 – 30	4,0
148	100 – 135	20	96	210 – 225	8,5	6	1700	27 – 32	4,57
149	135 – 160	22	96	200 – 215	8	5,5	2000	18 – 22	5,33

Продолжение

Номер пружины по спе- цифика- ции	Диапазон регули- ровки, кгс/см ²	Диа- метр прутка, мм	Наруж- ный диаметр, мм	Высота, мм	Число вит- ков		На- груз ка, кг	Сжатие, мм	Мас са, кг
					все- го	рабо- чих			
D _y = 100 мм									
120	0,5 – 1	7	94	210 – 231	10	7,5	19,6	36 – 44	0,77
121	1 – 1,5	8	108	22 – 248	10	7,5	29,5	49 – 59	1,15
122	1,5 – 3,5	9	114	246 – 268	10	7,5	60	80 – 96	1,33
123	3,5 – 9,5	12	114	248 – 270	10,5	8	136	69 – 85	2,78
124	9,5 – 20	14	114	248 – 270	10,5	8	393	74 – 90	3,72
125	20 – 30	16	116	248 – 270	10,5	8	590	65–79	4,85
126	30 – 40	18	116	248 – 270	10	7,5	735	49–60	5,73
144	40 – 48	19	116	248 – 274	9,5	7	940	43–54	6,11
145	48 – 64	21	116	230–254	8,5	6	1260	30–39	6,75
D _y = 150 мм									
127	0,5 – 1	9	121	273 – 300	10	7,5	41	60–73	1,64
128	1 – 1,5	10	135	290 – 320	9,5	7	61	75–92	2,16
129	1,5 – 2	11	141	288 – 316	9	6,5	81	72–88	2,57
130	2 – 3	12	142	292 – 320	9	6,5	122	76–92	3,05
131	3 – 6,5	14	134	298 – 326	10	7,5	264	80–98	4,25
132	6,5 – 11	16	138	302 – 332	10	7,5	446	84–102	5,64
133	11 – 15	16	138	288 – 316	10	7,5	600	68–83	7,02
134	15 – 22	20	148	306 – 336	9,5	7	900	74–91	8,8
301	22 – 28	22	148	309 – 337	9,5	7	1140	64–78	10,8
302	28 – 35	24	148	319 – 348	9,5	7	1425	54–68	12,5
303	35 – 40	26	148	305 – 333	9	6,5	1730	42–50	13,8

Примечание. Материал сталь 50ХФА. Твердость после отпуска Н_{рс} – 45 плюс 50. На боковой поверхности опорного витка клеймится номер пружины по спецификации и заводской номер.

Пропускная способность предохранительных клапанов G , кг/ч:

$$G = 200 F p \sqrt{M/T},$$

где F – сечение клапана, см², определяемое для клапанов полноподъемных при $h \geq 0,25d$ по зависимости $F = 0,785d^2$; для неполноподъемных при $h \geq 0,05d$ – $F = 2,22dh$; d – внутренний диаметр седла клапана, см; h – высота подъема клапана, см; p – абсолютное давление газа, кгс/см²; T – абсолютная температура газа, К; M – молекулярная масса газа.

Для сброса газа в атмосферу необходимо применять вертикальные трубы (колонки, свечи) высотой не менее 5 м от уровня земли, которые выводят за ограду ГРС на расстояние не менее 10 м. Каждый предохранительный клапан должен иметь отдельную выхлопную трубу. Допускается объединение выхлопных труб в общий коллектор от нескольких

предохранительных клапанов с одинаковыми давлениями газа. При этом общий коллектор рассчитывают на одновременный сброс газа через все предохранительные клапаны.

Краны. Устанавливаемые в блоках переключения, а также на других участках газопроводов ГРС краны различаются по видам приводов (табл. 27).

1. Кран типа 11с206к и 11с206к1 – с рычажным приводом (рис. 84, табл. 28).

Таблица 27

Основные технические данные кранов, рассчитанные на условное давление 64 кгс/см²

Обозначение	D_y , мм	Тип привода	Модификация кранов в зависимости от способа установки	Исполнение присоединительных концов
11с206к 11с206к1 11с3206к 11с3206к1 11с3216к1	50, 80, 100 80, 100 150, 200, 300 150, 200, 300, 400 300, 400, 500, 700	Рычажный (рукоятка) Червячный (редуктор)	Наземная (колодезная)	Фланцевое Под приварку Фланцевое Под приварку
11с7226к 11с7226к1	50, 100, 80, 100 150, 200, 300, 400, 500, 700	Пневмопривод	Подземная (бесколодезная) Наземная (колодезная)	Фланцевое
11с7236к1	150, 200, 300, 400, 500, 700		Подземная (бесколодезная)	Под приварку

Таблица 28

Основные размеры (мм) и масса кранов 11с206к и 11с206к1

D_y	L	H_0	H	D_1	D_2	D_3	f	f_1	d	D_0	Масса, кг, не более
Кран со смазкой фланцевый с рукояткой для управления 11с206к											
50	250	285	440	175	135	88	26	3	23	320	33,0
80	310	300	490	210	170	121	30	3	23	320	61,0
100	350	360	540	250	200	150	32	3	25	320	79,0
Кран со смазкой (концы под приварку) с рукояткой для управления 11с206к1											
80	350	300	490	94	80*	—	30	—	—	320	60
100	400	360	540	114	100*	—	30	—	—	320	78

* Примечание. Для крана 11с206к1 это размер D .

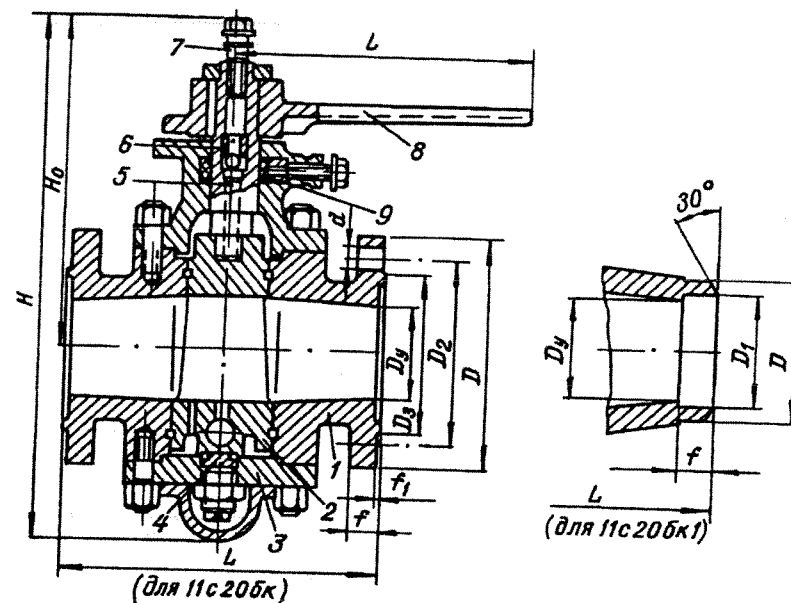


Рис. 84. Краны 11с206к и 11с206к1:

1 – корпус; 2 – пробка; 3 – нижняя крышка; 4 – регулировочный винт; 5 – шпindel; 6 – обратный клапан для смазки; 7 – смазочный болт; 8 – рычаг; 9 – сальник

2. Кран типа 11с3206к и 11с3206к1 – с червячным приводом (редуктором) (рис. 85, табл. 29);

3. Кран типа 11с7226к и 11с7226к1 – с пневмоприводом (рис. 86, табл. 30);

4. Кран типа 11с3216к1 – для бесколодезной установки (рис. 87, табл. 31);

5. Кран типа 11с7236к1 – для бесколодезной установки (рис. 88, табл. 32).

Все перечисленные краны изготавливают с концами как для фланцевого соединения (обозначение оканчивается буквами „бк”), так и под приварку (обозначение оканчивается буквами и цифрой „бк1”). Корпус крана выполняют из стали, а пробку – из чугуна. Краны монтируют при температуре окружающей среды от –40 до 80 °С.

На кранах с обводом устанавливают проходной кран $D_y = 150$ мм для облегчения открывания основного крана путем выравнивания давления по обе стороны от затвора. Обводный кран соединяется с корпусом основного крана обводными трубами.

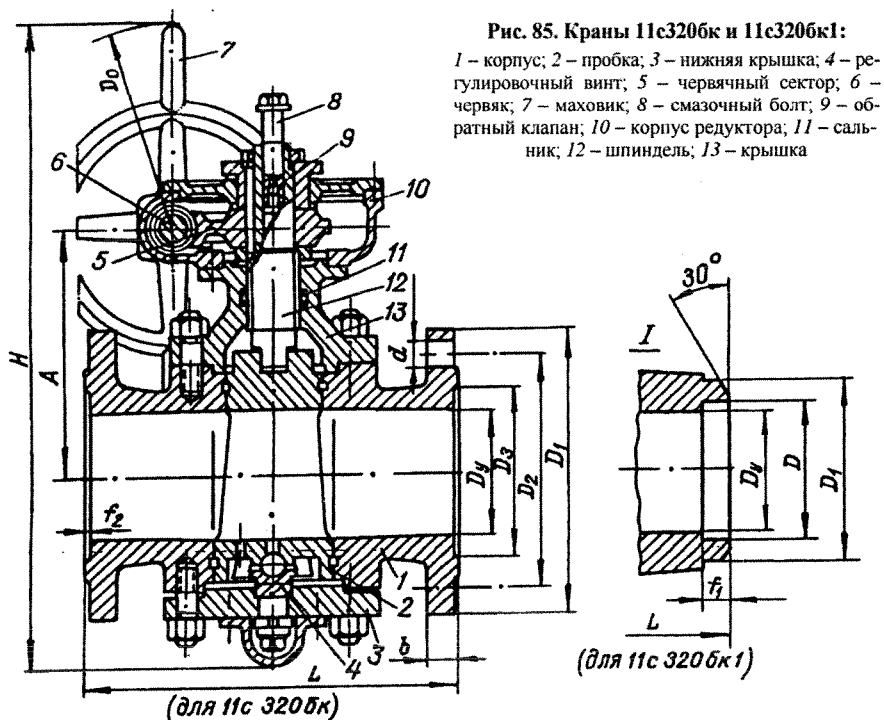


Таблица 29

Основные размеры (мм) и масса кранов с червячным приводом 11с3206к и 11с3206к1

D_1	L	H	A	D	D_1	D_2	D_3	f_1	b	d	D_0	Масса, кг, не более
Кран со смазкой фланцевый с червячным приводом 11с3206к												
150	450	850	310	340	280	240	204	3	38	34	480	197
200	550	900	405	405	345	300	260	3	44	34	480	300
300	750	1200	480	530	460	415	356	4	54	41	600	605
Кран со смазкой фланцевый (концы под приварку) с червячным приводом 11с3206к1												
150	500	850	310	160	147	—	—	—	—	—	480	190
200	600	900	405	221	203	—	—	—	—	—	480	266
300	800	1200	480	328	305	—	—	—	—	—	600	571
400	1200	1400	555	429	404	—	—	—	—	—	700	1535

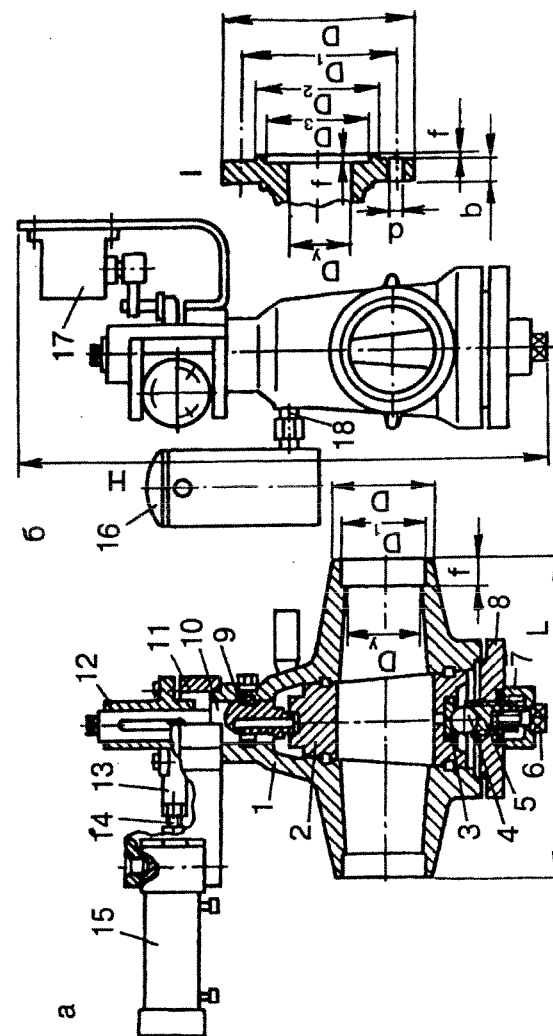


Рис. 86. Краны 11с7226к (а) и 11с7226к1 (б) с D_1 50 и 80 мм:
 1 – корпус; 2 – пробка; 3 – шарик; 4 – установочный винт; 5 – стяжной болт; 6 – колпачок; 7 – нижняя крышка; 8 – сальниковая набивка; 9 – сальник; 10 – корпус редуктора; 11 – сальник; 12 – шпindel; 13 – крышка; 14 – рычаг; 15 – вилка; 16 – пневмопривод; 17 – мультипликатор; 18 – конечный выключатель; 19 – ниппель; 20 – исполнение фланцевых кранов 11с7226к с D_1 50, 80, 100 мм

Таблица 30

Основные размеры (мм) и масса кранов проходных с пневмоприводом

Обозначение изделия	D_y , мм	L	H	b	D	D_1	D_2	D_3	d	f	Масса, кг, не более
11с7226к	50	250	700	26	175	136	108	88	23	3	58,5
11с7226к1	80	350	700	—	91	80	—	—	—	30	91
11с7226к	100	350	950	32	250	200	170	150	27	3	192
11с7226к1	100	400	950	—	109	98	—	—	—	30	182
	150	500	1000	—	160	147	—	—	—	30	254
	200	600	1300	—	221	203	—	—	—	35	555
	300	800	1450	—	328	305	—	—	—	40	820
	400	1200	1750	—	429	404	—	—	—	50	2510
	500	1300	1900	—	544	511	—	—	—	50	3050
	700	1500	2200	—	726	680	—	—	—	50	4980

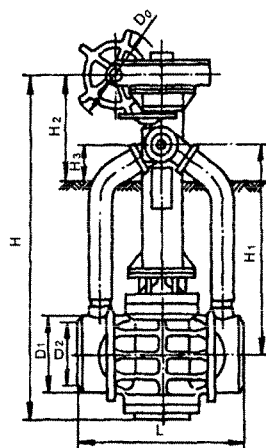


Рис. 87. Кран 11с3216к1

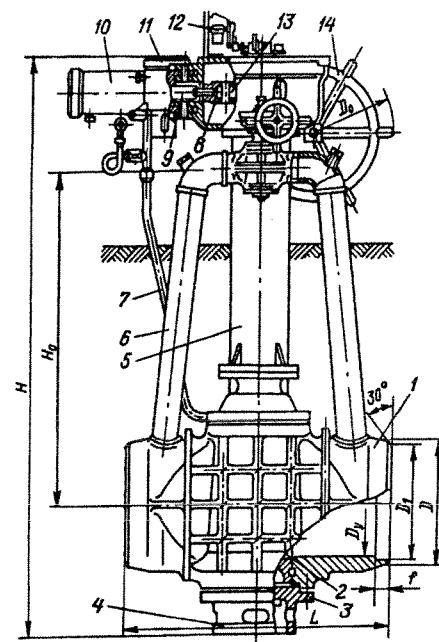


Рис. 88. Кран 11с7236к1:

1 — корпус; 2 — пробка; 3 — нижняя крышка; 4 — колпачок; 5 — колонна; 6 — обводная труба (для кранов D_y 400, 500, 700 мм); 7 — трубка; 8 — вилка; 9 — шток; 10 — пневмопривод; 11 — мультипликатор; 12 — конечный выключатель; 13 — рычаг; 14 — маховик

Таблица 31

Основные размеры (мм) и масса крана со смазкой для бесколодезной установки с концами под приварку и с червячной передачей 11с3216к1

D_y	L	H	H_1	H_2	H_3	D_1	D_2	D_0	Масса, кг, не более
400	1200	2453	1482	802	275	435	411	700	2184
500	1300	2570	1540	802	275	530	511	700	2830
700	1600	2931	1710	812	275	735	713	1150	5000

Таблица 32

Основные размеры (мм) и масса крана Нс7236к1 для бесколодезной установки

D_y	L	H , не более	D_1	D	f	D_0	Масса, кг, не более
150	500	2300	147	160	30	480	360
200	600	2850	203	221	35	600	748
300	800	3000	305	328	40	600	1005
400	1200	3150	404	429	50	700	2690
500	1300	3300	511	544	50	700	3300
700	1500	3500	680	726	50	1150	5710

Кран с пневмоприводом состоит из узла крана, пневмопривода и мультипликатора. В случае необходимости управление краном осуществляется вручную с помощью маховика. Пневмопривод шарнирно соединен с корпусом крана и обеспечивает возвратно-поступательное движение штока и поворот рычага, жестко связанного со шпинделем шпонкой. Положение штока регулируется вилкой, шарнирно соединенной с рычагом.

На крышке редуктора установлен конечный выключатель, отключающий электрический ток в цепи управления при конечных положениях пробки крана.

Мультипликатор предназначен для подачи специальной смазки в полость под верхней крышкой, а также в канавки корпуса и пробки. Смазка обеспечивает герметичность и облегчает поворот пробки. Для наполнения мультипликатора специальной смазкой, по мере ее расходования, применяется пневматический нагнетатель смазки.

Узел крана состоит из следующих основных деталей: корпуса, пробки, нижней крышки и регулировочного винта, который поджимает пробку к уплотнению корпуса. Кран с рычажным (ручным) приводом состоит из узла крана, редуктора или рукоятки.

Основным узлом трехходовых кранов, используемых на ГРС, является запорный, состоящий из корпуса, пробки и редуктора.

6. На ГРС применяют также и шаровые краны (рис. 89), преимущества которых перед другими в простоте конструкции, прямооточности, низком гидравлическом сопротивлении, постоянстве взаимного контакта уплотнительных поверхностей. Отличительные особенности шаровых кранов:

1) корпус и пробка крана благодаря сферической форме имеют меньшие габаритные размеры и массу, а также большую прочность;

2) конструкция кранов со сферическим затвором менее чувствительна к неточностям изготовления и обеспечивает гораздо лучшую герметичность, так как поверхность контакта уплотнительных поверхностей корпуса и пробки полностью окружает проход и герметизирует затвор крана;

3) изготовление этих кранов менее трудоемко. В шаровых кранах с кольцами из пластмассы отпадает необходимость в притирке уплотнительных поверхностей. Обычно пробку хромируют или полируют.

Шаровые краны отличаются от других большим разнообразием конструкций. Можно выделить два основных типа кранов: с плавающей пробкой и с плавающими кольцами.

Шаровые краны типа КШ-10 и КШ-15 предназначены для отключения трубопроводов, технологического, контрольного и предохранительного оборудования.

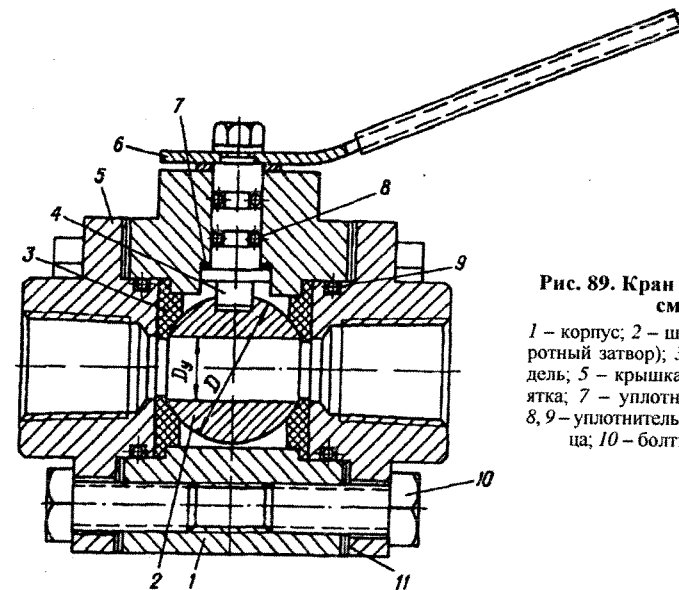


Рис. 89. Кран шаровой КШ без смазки:

1 – корпус; 2 – шаровая пробка (поворотный затвор); 3 – седло; 4 – шпиндель; 5 – крышка (фланец); 6 – рукоятка; 7 – уплотнительная прокладка; 8, 9 – уплотнительные резиновые кольца; 10 – болт; 11 – прокладка

Герметичность запорного узла (шаровая пробка – седло) обеспечивается плотным охватом части сферической поверхности шаровой пробки седлом с некоторым натягом за счет способности материала седла деформироваться при скреплении деталей крана стяжными болтами. Материалами для изготовления седла могут быть фторопласт, винипласт, резина или другие, обладающие свойствами пластической деформации, близкими к свойствам названных материалов. В случае износа уплотнительных поверхностей седла и утраты герметичности запорным узлом конструкция крана предусматривает возможность восстановления герметичности за счет удаления одной или двух прокладок, установленных с двух сторон между корпусом и крышкой.

Алексинским заводом „Тяжпромарматура” освоен серийный выпуск шаровых кранов с $D_y = 50, 80, 100, 150, 200, 700, 1000, 1400$ мм на $p_y = 80$ кгс/см² модернизированной конструкции с пробкой в опорах и уплотнением из эластомерного материала (полиуретана или других материалов с высокой износостойкостью).

Корпуса кранов с $D_y = 50–200$ мм штампованные, с фланцевым разъемом, а с $D_y = 700, 1000, 1400$ мм – цельнозаварные, из штампованных полусфер (рис. 90). Применяемые в кранах блоки управления (БУЭП-5; ЭПУУ-6) не требуют дополнительной обвязки в условиях эксплуатации, так как имеют встроенную клеммную коробку и конечный выключатель. Безбаллонная конструкция приводов значительно сократила расход дефицитной гидрожидкости для гидросистемы кранов. Кроме того, в кранах применены ручные гидравлические насосы принципиально новой конструкции.

Завод изготавливает следующие шаровые краны:

МА39208 – $D_y 50, 80, 100, 150, 200$ мм; $p_y 80$ кгс/см², с ручным и пневмоприводом

МА39003 – $D_y 300$ мм; $p_y 80$ кгс/см²; с ручным и пневмоприводом

МА39113 – $D_y 400$ мм; $p_y 160$ кгс/см²; с пневмогидроприводом

МА39112 – $D_y 1000$ мм; $p_y 80$ и 100 кгс/см²

МА39183 – $D_y 700$ и 1400 мм; $p_y 80$ кгс/см²

МА39096 – $D_y 1200$ мм; $p_y 80$ кгс/см²

МА39095 – $D_y 1400$ мм; $p_y 80$ кгс/см²

МА39230 – $D_y 50, 80, 100, 150, 200$ мм; $p_y 200$ кгс/см²

Краны шаровые МА39208 с ручным управлением, $D_y = 50, 80, 100, 150$ мм, $p_y 80$ кгс/см², предназначены для применения в качестве запорного устройства на трубопроводах, транспортирующих природный газ (табл. 33). В конструкции кранов большое число оригинальных устройств. Узел крана $D_y 50, 80, 100, 150$ мм состоит из двух компактных штампованных полукорпусов с одним разъемом, наличие одного разъема уменьшает вероятность разгерметизации узла крана относительно внешней среды. Герметизация центрального разъема осуществляется резиновым уплотнением специальной формы.

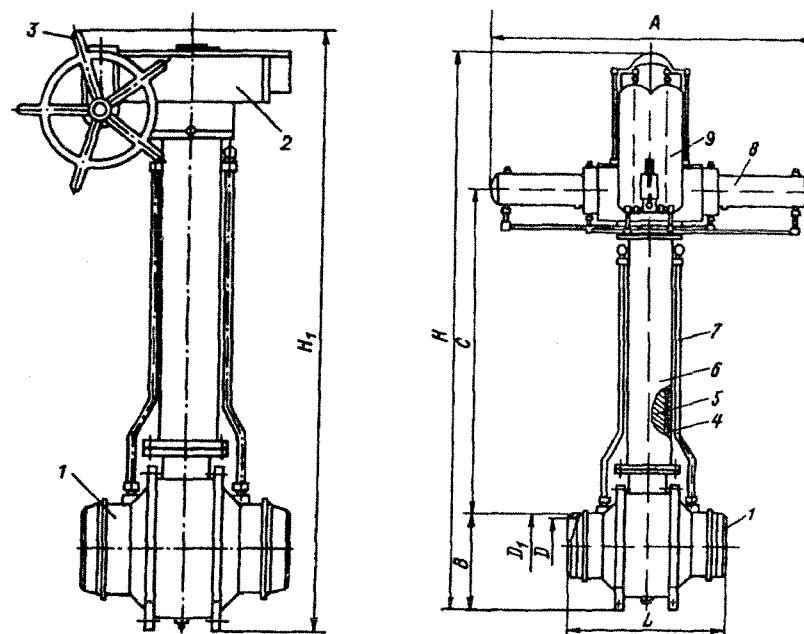


Рис. 90. Шаровой кран с пневмогидроприводом:

1 – корпус крана; 2 – редуктор ручной; 3 – маховик; 4 – труба колонны; 5 – удлинитель; 6 – колонна; 7 – трубопровод для подачи герметика в уплотнение; 8 – гидропривод; 9 – масляные баллоны

Конструкция запорного органа выполнена по схеме „пробка в опорах”, с самосмазывающими подшипниками скольжения из металлофторопласта. Уплотнение затвора – из полиуретана, который запрессован в металлическое седло. Мягкие полиуретановые уплотнения затвора обладают высокой износостойкостью, стойкостью к абразивному износу, эрозионностойкостью и обеспечивают надежную герметичность затвора во всех диапазонах давлений. Поджатие седел к затвору осуществляется за счет давления транспортируемой среды и усилия пружин, служащих для надежной герметичности затвора при низких давлениях. Краны изготавливаются с ручным приводом, представляющим собой рычаг.

Техническая характеристика крана МА 39208

Давление, кгс/см ²	80
Температура рабочей среды, °С:	
исполнение ХЛ1	260–80
” VI	245–80
Герметичность затвора	По I классу
Максимальное усилие H, кгс, не более	25

Таблица 33

Габаритные, присоединительные размеры (мм) и масса шаровых кранов

D_y	p_y	D	D_1	A	B	L	C	H	H_1	Масса, кг	
										с пневмо- гидроприводом	с ручным приводом
200	80–160	190–205	225	1130	250	500	2155 (360)	2750	950	580 (470)	290
300	80	300	330	840	375	700	2215 (440)	2935	1140	820 (650)	510
400	80–125–80	430–697	386–730	1520	500	860	2420 (625) (935)	2815 (1020) (2055)	–	1475–1480	–
700	125	685	735	1810	845	1600	2610 (1015)	3970 (2375)	3570 (1975)	4000 (3600)	3800 (3400)
1000	80–100	1036	978–988	2340	1000	2000	2480 (1180)	4010 (2770)	–	10815 (10020)	–
1200	80	1189	1235	2910	1250	2300	2825	4755	–	18325	–
1400	80	1382	1438	3570	1370	2500	3000	5085	–	24520	–

Примечание. Размеры и масса в скобках – для кранов надземной установки.

Перечень и краткие технические характеристики запорной арматуры, выпускаемой в настоящее время заводом „Тяжпромарматура” (г. Алексин), приведены в Приложении.

Вентили запорные игольчатые и задвижки клиновые (рис. 91). На ГРС, в частности в узлах переключения, на импульсных линиях, в качестве запорных устройств применяют вентили типов ВИ-10 и ВИ-15. Корпус вентилей – кованый из стали, квадратного сечения. Резьба на соединительных концах – трубная, коническая. Конический конец шпинделя выполнен из более твердого материала, чем золотник, что способствует улучшению формы уплотнительной поверхности.

Задвижки клиновые (рис. 92, табл. 34). По устройству затвора различают задвижки параллельные и клиновые, по конструкции подъема затвора – с выдвижным и невыдвижным шпинделем; по приводу затвора – с ручным управлением (напрямую маховиком или с червячной передачей), электрическим, пневматическим или гидравлическим приводом.

У задвижек с выдвижным шпинделем резьбовая втулка расположена снаружи корпуса. По числу ниток резьбы над маховиком (на выступающем конце шпинделя) можно определить степень открытия задвижки.

У задвижек с невыдвижным шпинделем конец его резьбовой части входит в нарезную втулку, находящуюся в верхней части затвора задвижки. При вращении маховика шпиндель не перемещается вдоль своей оси, а вращается вместе с маховиком. При этом резьбовая втулка затвора

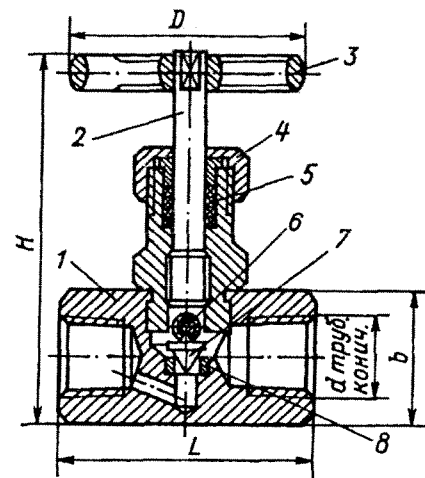


Рис. 91. Вентиль игольчатый типа ВИ:

1 – корпус; 2 – шпиндель; 3 – маховик; 4 – крышка; 5 – сальниковая набивка; 6 – клапан; 7 – золотник; 8 – седло

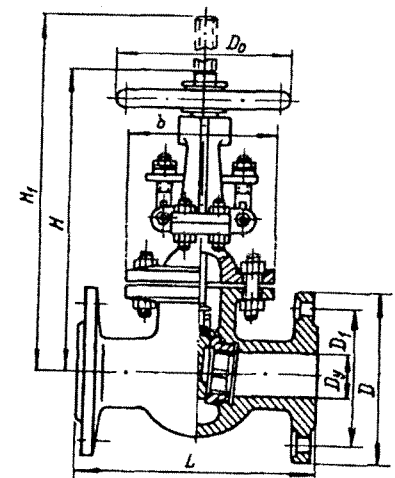


Рис. 92. Задвижка клиновая типа ЗКЛ

движется по его резьбе вверх или вниз, поднимая или опуская затвор. Резьбовое соединение, с помощью которого перемещается затвор, расположено внутри корпуса. Для определения степени открытия затвора эти задвижки оснащают специальными указателями.

Задвижки с пневматическим или гидравлическим приводом имеют шток, а в быстродействующих с электроприводом – зубчатую рейку.

На ГРС применяют задвижки типа ЗКЛ с клиновым затвором, который прост по устройству и надежен в работе, а также типа 30с76нж.

Таблица 34

Габаритные размеры, мм, и масса задвижек-ЗКЛ

Шифр	D_y , мм	p_y , кгс/см ²	L	B	H	H_1	D_0	D_1	D	Масса, кг
ЗКЛ2-50-64	50	64	250	230	455	535	320	135	175	53,0
ЗКЛ2-80-64	80	64	310	275	605	715	400	170	210	93,0
ЗКЛ2-100-64	100	64	350	305	690	820	400	200	250	116,6
ЗКЛ2-150-64	150	64	450	405	830	1015	450	280	340	225,0
ЗКЛ2-200-64	200	64	550	475	1050	1275	500	345	405	408,0

Примечание. Первое число после буквенного обозначения задвижек – ее D_y , мм, последнее – максимальное давление газа, кгс/см².

Пневматические узлы управления типов УУП-1 и УУП-2 (рис. 93) предназначены для дистанционного и местного (с помощью кнопок) управления газовыми кранами с пневмоприводом и мультипликатором.

Техническая характеристика узлов управления

Давление газа, кгс/см ² :	
силовое	От 5 до 64
командное	1,4±20 %
Допустимые колебания температуры окружающей среды, °С	От -40 до 50

Узлы управления состоят из трех пневматических усилителей УП-2 (рис. 93, б), трех кнопок КУП и трех перекидных клапанов КП-1.

Узел управления УУП-2 в отличие от узла управления УУП-1 (рис. 93, а) оснащен более совершенным пневматическим усилителем, позволяющим устанавливать УУП-2 в помещениях, так как в его усилителе предусмотрен организованный отвод в атмосферу отработанного газа, а также не требует для ручного управления, осуществляемого рычагом, специального источника энергии (давление газа 1,4 кгс/см²).

Разрез крана с пневматическим приводом и дистанционным управлением показан на рис. 94. В устройство входят три основных узла: собственно кран, пневмопривод и мультипликатор. Узел крана состоит из корпуса 2, пробки 1 и нижней крышки 3 с подпятниковым устройством, включающим регулировочный винт 4, опору 6 и опорный шарик 5, который облегчает поворот пробки.

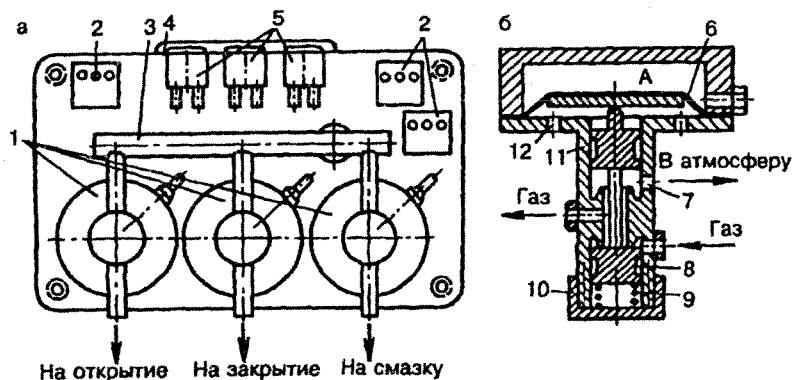


Рис. 93. Узел управления УУП-1 (а) и усилитель пневматический типа УУП-2 (б) для узла УУП-1:

1 — усилитель пневматический УП-2; 2 — клапан перекидной КП-2; 3 — коллектор газа со входа ГРС; 4 — корпус; 5 — кнопки управления КУП; 6 — мембрана; 7, 12 — отверстия; 8 — клапан; 9 — пружина; 10 — стакан; 11 — корпус усилителя

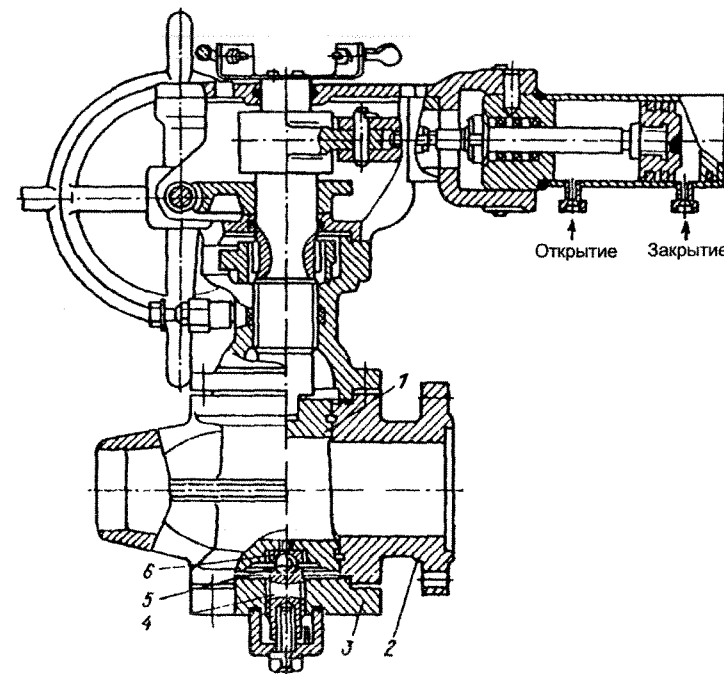


Рис. 94. Пневмоприводной кран для колодезной установки (короткий):

1 — пробка; 2 — корпус; 3 — крышка нижняя; 4 — винт регулировочный; 5 — шарик опорный; 6 — опора

Для обеспечения герметичности кранов в специальные уплотнительные канавки, расположенные в корпусе и пробке, и в зазор между уплотнительными поверхностями корпуса и пробки мультипликатором нагнетается смазка. Зазор между корпусом и пробкой регулируется винтом. В нижней части пробки имеется отверстие, через которое газ проходит в полость под ней, что частично предохраняет пробку от заклинивания.

Пневмопривод (рис. 95) предназначен для открывания и закрывания крана при дистанционном управлении или при непосредственном воздействии на блок управления. Он состоит из цилиндра 10, поршня 1 с резиновыми уплотнительными кольцами, штока 2, крышки 11 и головки цилиндра 8. Последняя заканчивается двумя проушинами 7, при помощи которых пневмоцилиндр шарнирно соединен с корпусом редуктора крана. Шток, вставленный в отверстие головки цилиндра, уплотняется в ней втулкой 3 с резиновыми кольцами 6. Втулка 3 прижимается резиновым кольцом 5. Через штуцер 4, закрытый пробкой, заливается веретенное масло, которое смазывает шток и стенки цилиндра. При помощи штуцеров

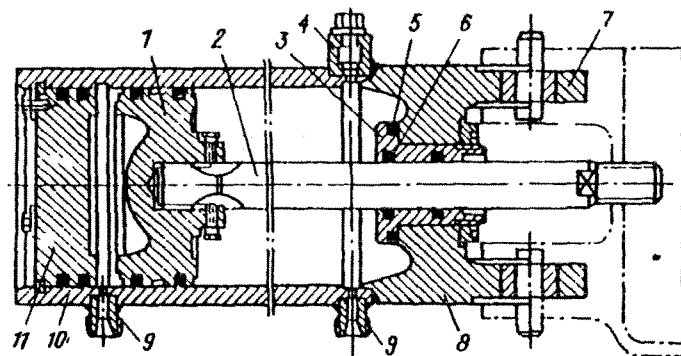


Рис. 95. Пневматический привод крана:

1 – поршень; 2 – шток; 3 – втулка; 4 – штуцер; 5, 6 – кольца резиновые; 7 – проушины; 8 – головка цилиндра; 9 – штуцер цилиндра; 10 – цилиндр; 11 – крышка

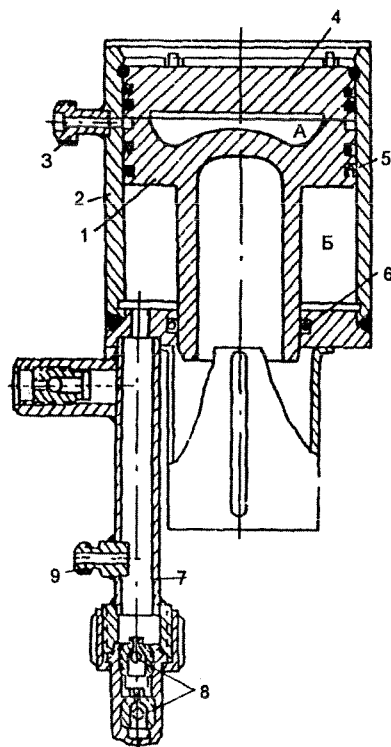


Рис. 96. Мультипликатор:

1 – поршень; 2 – цилиндр; 3 – штуцер; 4 – крышка; 5, 6 – резиновые кольца; 7 – трубка; 8 – клапаны обратные; 9 – штуцер

цилиндра 9 рабочие полости пневмоцилиндра соединяются гибкими шлангами с газовыми линиями, идущими от пневмоэлектрических клапанов узла управления.

Краны с пневмоприводом могут управляться вручную при помощи штурвала. Для этого необходимо штырь вставить в предварительно совмещенные отверстия червячного сектора и рычага, соединенного со штоком пневмопривода.

Для подачи смазки в полость верхней крышки и в канавки пробки крана служит мультипликатор (рис. 96). Он состоит из цилиндра 2, поршня 1 с уплотнительными резиновыми кольцами 5 и 6 и крышки 4.

В стенку цилиндра вварен штуцер 3, через который подается под давлением газ в полость А. Трубка 7 соединяет нижнюю часть цилиндра мультипликатора с полостью верхней крышки крана. В верхней части трубки 7 вварен штуцер с обратным шариковым клапаном, через который нагнетается смазка в полость Б винтовым нагнетателем.

При подаче давления газа в полость А поршень перемещается вниз и вытесняет уплотнительную смазку из полости Б через обратные клапаны 8 в полость крана и в канавки и зазоры между поверхностями пробки и корпуса. Для определения давления уплотняющей смазки служит манометр, который присоединяется к штуцеру 9.

Для осушки газа, поступающего из трубопровода для управления пневмоприводом и мультипликатором, служит фильтр-осушитель (рис. 97).

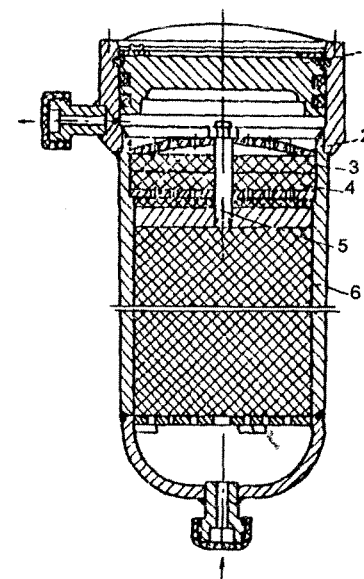


Рис. 97. Фильтр-осушитель:

1 – заглушка; 2 – решетка; 3 – сетка; 4 – фетр; 5 – шпилька с гайкой; 6 – корпус

Фильтр состоит из корпуса 6, заглушки 1, решеток 2, сеток 3, слоя фетра 4 и шпильки 5 с гайкой, служащей для затяжки фетра с сетками. Фильтр заполняется силикагелем или цеолитом, которые периодически заменяются в зависимости от влажности газа.

Краны с пневмоприводом выпускаются следующих диаметров, мм: 50, 80, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 700, 1000, 1200.

Для обеспечения нормальной, надежной эксплуатации запорных кранов на ГРС необходимо соблюдать нижеследующие правила.

1. Ежедневно проводить внешний осмотр кранов (на ГРС, находящихся на централизованном обслуживании, – 1 раз в неделю). При осмотре обращать внимание на:

- правильность положения (открыто, закрыто) пробки крана в соответствии с режимом работы;
- чистоту арматуры;
- наличие смазки в резьбовых соединениях, ходовых частях, пресс-масленках, мультипликаторах;
- отсутствие подтеков смазки и утечек газа в местах соединений и в сальниках;
- состояние окраски, четкость надписей и стрелок.

2. С целью предохранения от коррозии уплотнительных поверхностей крана регулярно, не реже 1 раза в месяц, набивать смазку. Для создания герметичности затвора после каждого открывания и закрывания крана, а также для облегчения поворота пробки необходимо набивать смазку под давлением 90–100 кгс/см² с помощью мультипликатора, ручного пресса или шприца.

3. Краны, которые в процессе эксплуатации находятся большей частью в закрытом или открытом состоянии, должны 1 раз в месяц проверяться на возможность открытия и закрытия. Если по условиям эксплуатации не представляется возможным производить полное перекрытие, то необходимо проверить пробку на 10 % хода.

Один раз в год должен осуществляться профилактический осмотр и ремонт кранов. При этом производится:

- ревизия редуктора, пневмогидроцилиндра и мультипликатора с заменой износившихся деталей;
- замена смазки в редукторе, резьбовых соединениях, ходовых частях и пресс-масленках, уплотнение или замена сальниковой набивки;
- проверка хода, плотности закрытия, состояния и взаимодействия всех узлов;
- очистка и окраска кранов, обновление надписей и стрелок.

Узел управления и конечные выключатели нужно осматривать ежедневно и производить продувку импульсных линий. Один раз в год производится профилактический ремонт узлов управления и конечных выключателей с полной разборкой, чисткой и ремонтом всех деталей, заменяется силикагель в фильтрах-осушителях.

Автоматизация узла переключения

Для обеспечения оперативного управления кранами узла переключения на ГРС организуется дистанционное управление кранами из операторной или помещения КИП и А. Управление производится со щита управления САУ ГРС или с помощью кнопочных постов управления и блоков управления кранами типа БК.

Для контроля давления на входе и выходах ГРС в операторной устанавливаются показывающие электроконтактные манометры типа ВЭ-16Р6, ЭКМ-1У или вторичные приборы, работающие в комплекте с электронными преобразователями давления, устанавливаемыми непосредственно на входном и выходных трубопроводах. При недопустимом отклонении давления должны включаться световой и звуковой сигналы. В отдельных случаях электроконтактные манометры устанавливаются непосредственно на трубопроводах, и в операторную поступают только аварийные сигналы.

При установке в помещении операторной показывающих манометров необходимо пользоваться разделительными сосудами во избежание попадания в помещение взрывоопасных газов.

2.3. АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНАЯ ЧАСТЬ ГРС

Архитектурно-строительные решения должны базироваться на исходных данных и соответствовать действующим строительным нормам и правилам.

При проектировании ГРС принимают во внимание следующие исходные данные:

- а) класс производства по санитарной классификации (для ГРС принят III класс);
- б) категории основного производства (для ГРС – А, Г, Д);
- в) расчетную зимнюю температуру воздуха, °С;
- г) нормативную снеговую нагрузку, кгс/м²;
- д) нормативную ветровую нагрузку, кгс/м²;
- е) степень огнестойкости (для ГРС – II степень);
- ж) нормативную глубину промерзания грунта, см.

Экспликация зданий и сооружений на площадке ГРС. В зависимости от расхода газа и конструктивных решений экспликация зданий и сооружений на площадке ГРС может быть различной. Вот примерный их перечень.

1. Здание редуцирования.
2. Здание котельной.
3. Подогреватели газа.
4. Газосепараторы.
5. Блок учета газа (с лестницами и площадками).
6. Блок переключения (в здании или под навесом).
7. Подземная емкость для хранения одоранта.
8. Подземная емкость для сбора конденсата.
9. Топливозаправочная колонка.
10. Туалет на два очка (или выгребная яма на 25–50 м³).
11. Мачта для молниезащиты.
12. Ограда ГРС.

Примерный набор помещений в здании редуцирования

1. Редуцирования газа.
2. КИП и А.
3. Котельная (может быть размещена в отдельном здании).
4. Расходомерная.
5. Операторная.
6. Газорегуляторный пункт (ГРП).
7. Слесарная.
8. Складское.
9. Санузел.
10. Конденсатная.

Примерный набор помещений в здании котельной

1. Собственно котельной.
2. Газорегуляторная установка (ГРУ).
3. Слесарная.
4. Складское.
5. Санузел.

В зависимости от конкретной ГРС и ее удаленности от ремонтной базы примерный набор помещений в зданиях редуцирования и котельной может быть различным.

Объемно-планировочные и конструктивные решения. Размеры в плане здания редуцирования с котельной зависят от технологического задания на проектирование. Принятая высота здания до несущих конструкций – 4,2 м. Здание может быть кирпичным или каркасно-панельным. Внутренние стены – из кирпича или из керамзитобетонных панелей.

Фундаменты под каркас в зависимости от инженерно-геологических свойств грунта выполняют монолитными столбчатыми на естественном основании или свайными. Колонны каркаса – сборные железобетонные, сечением 300×300 мм для одноэтажных производственных зданий.

В зданиях и помещениях с производствами категорий А, Б и Е следует предусматривать наружные легкосбрасываемые конструкции площадью не менее 0,05 м² на 1 м³ объема, а с производствами категории Б – не менее 0,03 м² на 1 м³. Покрытие зданий – сборные железобетонные плиты; кровля – рулонная; полы – мозаичные, выложенные керамическими плитками. Фундаменты под подогреватели и подземные краны выполняют из железобетонных плит, укладываемых в первом случае на балластную 500-миллиметровую подушку из щебня, а во втором – на 100-миллиметровую гравийно-песчаную подготовку; надземные газопроводы – из металлических трубчатых стоек, заделанных в монолитный бетонный фундамент.

Для обслуживания кранов и диафрагм предусматривают переходные металлические лестницы и площадки, фундаменты под которые изготавливают также из металлических трубчатых стоек, заделанных в монолитный бетонный фундамент.

Санитарно-бытовое и медицинское обслуживание. При вахтенном (круглосуточном) обслуживании ГРС следует предусматривать в зданиях редуцирования и котельной санузел, а на территории ГРС – выгребную яму на 25 м³.

При надомном обслуживании в этих зданиях следует предусмотреть биотуалет, а на площадке ГРС – туалет на два очка. В помещении операторной или КИП и А должна быть медицинская аптечка (для неотложной помощи). Медицинское обслуживание персонала ГРС обеспечивают работники районной поликлиники.

2.4. ОТОПЛЕНИЕ И ВЕНТИЛЯЦИЯ ЗДАНИЙ

Для отопления зданий ГРС устанавливают в котельной отопительное оборудование – чугунные секционные котлы (табл. 35) или стальные секционные котлы (табл. 36).

В качестве топлива используется природный газ с теплотой сгорания $Q_p = 8550$ ккал/м³. Природный газ на котельные установки поступает после блока редуцирования. Для снижения давления газа до низкого в котельном помещении устанавливают газорегуляторную установку (ГРУ).

Все котельные установки должны быть оборудованы автоматикой регулирования и безопасности типа КСУ.

Сигналы от автоматики выводят на пульты управления операторов ГРС и диспетчера ЛПУ.

Подпитка отопительной системы осуществляется электронасосом или ручным насосом Р-0,8-30 из бака запаса холодной воды, который устанавливают в котельной. Если в котельную подвести водопровод невозможно, бак запаса водой заполняют передвижными автоцистернами.

Для изоляции трубопроводов котельной используют минераловатные изделия промышленного назначения серии 7.903-3-3. Тепловая схема котельной обеспечивает приготовление горячей воды температурой 70–90 °С. Система отопления – тупиковая, с нижней разводкой.

Расчетная температура воздуха в помещении регуляторов должна быть 8 °С, в расходомерной, операторной и аппаратной (КИП и А) – 20 °С, в бытовых и слесарных помещениях – 18 °С, а в котельной – 10 °С. В качестве нагревательных приборов в помещениях расходомерной, регуляторов, ГРУ и регулирующих клапанов установлены регистры из гладких труб, а в остальных помещениях – радиаторы типа МС-140. Монтаж трубопроводов и нагревательных приборов в этих помещениях и в операторной выполняется на сварке.

Вентиляция помещений – приточно-вытяжная, естественная, постоянно действующая, обеспечивающая трехкратный воздухообмен за 1 ч в помещении расходомерной, ГРУ, регулирующих клапанов, котельной; в других помещениях – полуторакратный. Вытяжка осуществляется через шахты с дефлекторами, а приток воздуха – через жалюзийные решетки, установленные в нижней части филенки дверей и окна.

Секционные котлы

Чугунные секционные котлы. Секции различных типов котлов различаются конфигурацией, числом ребер, формой просветов. Некоторые котлы собирают из секций трех типов – средних, передних (лобовых) и задних или двух типов – средних и одинаковых передней и задней. Другие типы котлов собирают из одинаковых секций, а передняя и задняя секции заменены обмуровкой или перевернутыми средними секциями (например, в котлах „Энергия-6”). Котлы бывают односторонние, если они состоят из одного ряда секций, и двусторонние, или шатровые.

Чугунные котлы старых конструкций работают с горелками: подовыми, форкамерными, ГА, ГГВ, инжекционными (много- и однофакельными, типа М-К, ИГК), блоком ЛП-Н и др.

У всех котлов продукты сгорания из верхней части топки направляются по межсекционным газоходам вниз, к горизонтальным газоходам котла. Исключение составляют котлы „Тула-3” и „Минск”. В котле „Тула-3” продукты сгорания проходят по одному из двух параллельно расположенных каналов вниз, а по другому – вверх и отводятся по газоходу, расположенному в верхней части котла.

Котлы „Минск” отличаются рядом конструктивных особенностей и допускают различные варианты работы: при насосной и естественной циркуляции, искусственной и естественной тяге. Продукты сгорания из топки направляются по межсекционным газоходам к двум общим газоходам, далее к передней газовой камере, а оттуда по внутрисекционным горизонтальным газоходам к сборному газоходу.

При насосной циркуляции котел работает по прямоточной схеме движения воды. Для этого между секциями на стяжных болтах устанавливают в шахматном порядке шайбы-заглушки, чтобы вода проходила последовательно через все секции. В верхней части верхних шайб должны быть сделаны срезы для удаления воздуха, а в нижней части нижних шайб – для удаления воды и шлама из котла. Вода поступает в котел через верхний задний тройник, а выходит через верхний передний тройник.

Котел ГАЗ-900 отличается от котлов с Г-образными секциями эллипсовидной формой и внутренней цилиндрической топочной камерой. Состоит из одного пакета секций. Газоходы образуются стыкующимися ребрами внешнего периметра секций, топочной камеры, конвективных поверхностей. Два сборных газохода расположены в верхней части секций.

Продолжением топочной камеры является охлаждаемая водой форкамера, в которой установлены четыре горелки типа ИГК-60М.

Котел „Факел” предназначен для сжигания газового и жидкого топлива. Форма внутренней топки эллипсовидная (рис. 98). Имеет два вида секций – средние и крайние. Секции собирают на конических nipples и стягивают болтами. Устанавливают котел на основание с металлическими пластинами, длина которых должна быть на 300 мм больше длины котельного пакета. Для работы на газовом топливе котел комплектуют газогорелочным блоком.

Особенностью этих котлов является высокий теплосъем с 1 м² поверхности нагрева, достигаемый за счет усложнения пути движения продуктов сгорания и наличия специальных приливов для турбулизации потока. Непосредственный водоразбор из системы и частая подпитка при эксплуатации этих котлов запрещаются. Место врезки трубопровода подпиточной воды должно находиться не ближе 2 м от котла.



Рис. 98. Котел „Факел”:

1 – nipple; 2 – крышка; 3 – газоход; 4 – топка; 5 – каналы;
6 – ребра секций; 7 – завихрители; 8 – стяжной болт

Котел „Братск-1Г” (рис. 99) предназначен для сжигания газового топлива. Представляет собой блочную конструкцию, состоящую из рамы, блока пакетов чугунных секций, топочного блока, газогорелочного блока, теплоизоляционного кожуха, клапана газохода.

Поверхность нагрева котла состоит из 30 чугунных секций, собранных в два пакета, и водяных камер, образующих прямоугольную топку,

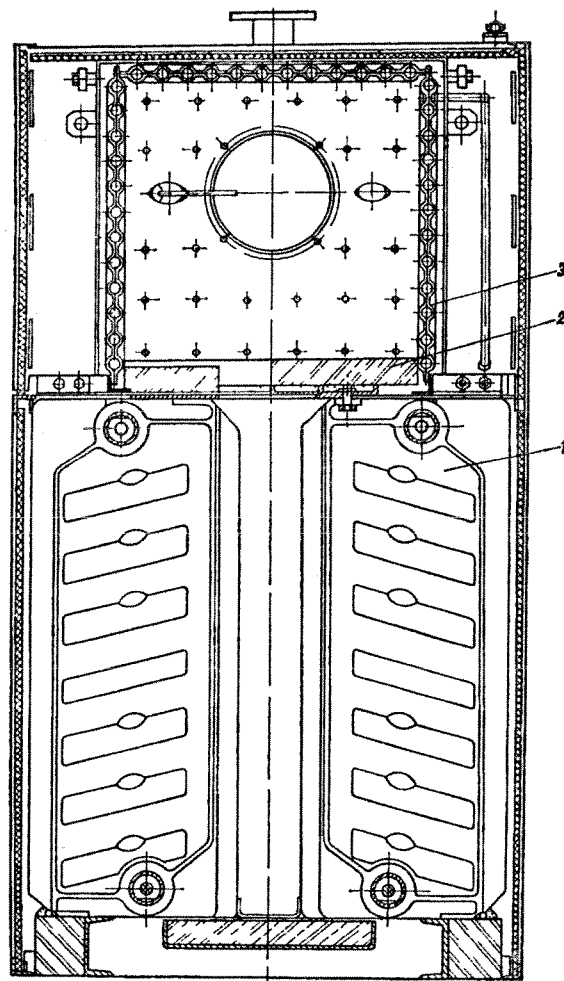


Рис. 99. Котел „Братск-1Г”:

1 – чугунные секции; 2 – чугунная плита; 3 – водяные камеры топки

расположенную над чугунными секциями. Пакеты состоят из однотипных секций, собранных на ниппелях и стянутых болтами. Смежные секции повернуты на 180°, при этом трубы оказываются расположенными в шахматном порядке. В ниппелях в чередующемся порядке установлены шайбы для создания последовательного движения воды в секциях.

В передней водяной камере топки имеется круглая амбразура для остановки газогорелочного блока, патрубки для гляделки и контрольного электрода, патрубок для отвода горячей воды из котла. В задней камере имеется проем для установки взрывного предохранительного клапана.

Продукты сгорания из топки, обогнув чугунную плиту, отделяющую топку от пакетов, направляются по межпакетному пространству к фронту котла, откуда двумя потоками поступают в газоходы чугунных секций. Далее продукты сгорания, пройдя газовый клапан котла, направляются в сборный газоход.

Производительность котла, Гкал/ч: при „большом горении” – 0,83, при „малом горении” – 0,335. КПД – 91,5 %. Сопротивление по газовому тракту выше, чем у котлов старых типов.

Основные теплотехнические показатели чугунных секционных котлов приведены в табл. 35.

Площади поверхностей нагрева котлов равны сумме произведений площади одной секции на число соответствующих секций.

Значения удельного теплосъема, приведенные в табл. 35, соответствуют условиям питания котлов химически подготовленной водой. При отсутствии установок химводоподготовки удельный теплосъем снижается на 10 %.

Таблица 35

Основные технические характеристики чугунных секционных котлов

Котел	Число секций	Площадь поверхности нагрева, м ²			Удельный теплосъем, Мкал/(м ² ·ч)	Расход газа, м ³ /ч
		котла	средней секции	передней/задней		
НРч	22 – 38	25,0 – 43,0	1,13	1,21	10	28 – 66
„Универсал”	12 – 28	12,4 – 30,0	1,1	0,9	9	16 – 38
„Универсал-3”	14 – 34	18,2 – 46,2	1,4	1,0/1,1	9	24 – 61
„Универсал-4”	14 – 34	21,4 – 55,4	1,7	1,0/1,2	9	28 – 73
„Универсал-5”	14 – 30	15,2 – 33,1	1,12	0,9/1,1	12	25 – 55
„Универсал-6”	18 – 34	19,8 – 37,4	1,1	1,1	12	33 – 62
„Энергия-3”	18 – 34	36,8 – 73,6	2,3	1,15	10	52 – 104
„Энергия-6”	20 – 36	27,9 – 52,7	1,55	0,77	12	46 – 87
МГ-2	18 – 34	34,2 – 64,6	1,9	–	10	48 – 90
МГ-2Т	16 – 30	38,4 – 72,0	2,4	–	10	55 – 102

Котел	Число секций	Площадь поверхности нагрева, м ²			Удельный теплосъем, Мкал/(м ² ·ч)	Расход газа, м ³ /ч
		котла	средней секции	передней/задней		
„Искитим-1”	22 – 38	35,0 – 62,5	1,73	0,9	10	51 – 91
„Огонь”	8 – 24	11,2 – 33,6	1,4	–	10	16 – 47
„Пламя”	24 – 40	37,0 – 61,0	1,5	1,75	10	52 – 87
Ча-1	20 – 36	46,8 – 88,4	2,6	1,3	12	80 – 150
АВ-2	20 – 36	27,0 – 50,0	1,44	0,94/1,02	12	45 – 84
„Нерис-С”	14 – 30	9,0 – 21,0	0,75	0,375	9	12–27
„Нерис-Д”	20 – 36	28,0 – 52,0	1,50	1,0	10	40–74
Э5-Д2	22 – 38	34,1 – 59,1	1,56	1,5	12	57–98
„Тула-1”	16 – 30	43,2 – 81,0	2,7	–	10	59–111
„Тула-3”	18 – 34	28,1 – 55,0	1,56	–	12	49–92
КЧ-2	22 – 40	24,2 – 44,0	1,1	1,1	12	40–72
КЧ-3	20 – 36	29,6 – 54,4	1,55	1,3	12	48–88
„Отопитель-1”	20 – 36	32,0 – 60,5	1,78	0,89	12	54–103
ГАЗ-900	12 – 20	23,6 – 39,8	1,98	–	22	68–115
„Минск-1”	18 – 34	20,0 – 40,0	1,25	0,625	16	44–88
„Факел”	20	36	1,8	–	22	108

Примечания. 1. Здесь и в следующих таблицах расходы газа определены при $Q_H = 8500$ ккал/м³ (0 °С, 760 мм рт. ст.). 2. Котлы „Универсал-5М”, „Универсал-6М”, „Энергия-3М”, не включенные в таблицу, имеют такие же теплотехнические показатели, как и аналогичные котлы без индекса „М”.

Стальные секционные котлы. Предназначены для нагрева воды до температуры не выше 115 °С либо для получения пара с давлением до 1,7 кгс/см² при условии установки паросборника.

Секции котла НВ-18 (рис. 100) сваривают из труб Ø89 мм, длиной 1300 мм.

Три вертикально расположенные трубы вверх и вниз приварены к трубам того же диаметра, которые в свою очередь приварены к горизонтальным коллекторам Ø 108 мм.

Внутренний ряд труб отделен от двух других рядов вертикальной шамотной перегородкой, образующей боковые экраны и конвективную часть котла. Внутренние трубы имеют сверху дросселирующее устройство для обеспечения циркуляции воды через надпоточный вылет секции.

Котлы НИИСТУ-5 состоят из Г-образных труб Ø 76 мм, присоединенных вверх и вниз к коллекторам. Задняя стенка котла выполнена в виде экрана из вертикальных труб. К трубам приварены ребра, образующие конвективные газоходы. Тыльная сторона передней секции как газоход не используется.

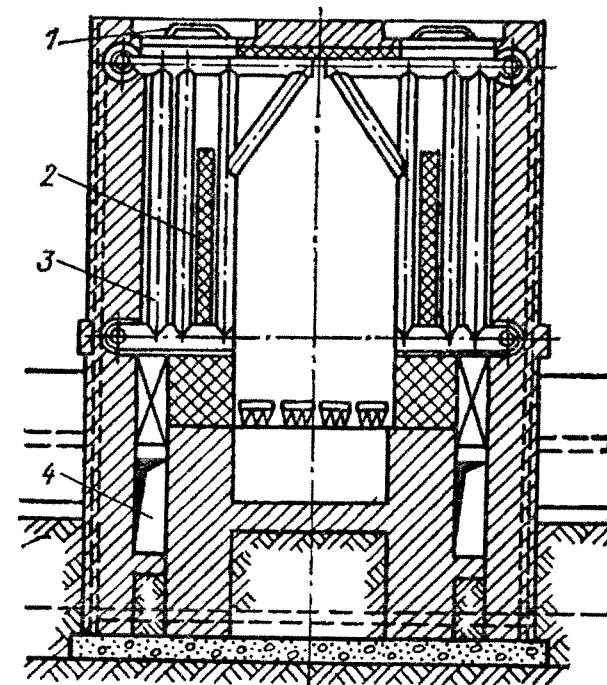


Рис. 100. Котел водогрейный НВ-18:

1 – крышка лючка для чистки; 2 – перегородка для огнеупорного кирпича; 3 – секция; 4 – горизонтальный газоход

Котлы работают диффузионными, инжекционными, двухпроводными горелками.

Основные технические характеристики стальных секционных котлов приведены в табл. 36.

Котлы Е-1/9-1Г и Е-1,0-9-2Г. Барабаны котлов расположены по одной вертикальной оси (рис. 101, 102). Котлы могут работать как водогрейные. Котельный пучок разделен двумя перегородками из жаростойкой стали, образующими газоходы. Топка имеет боковые и верхние экраны и отделена от конвективной части небольшим порогом.

Нижние коллекторы боковых экранов защищены от перегрева огнеупорной футеровкой.

Обмуровка котла состоит из прилегающих непосредственно к трубам легковесных огнеупорных плит, покрытых газоуплотнительной обмазкой и защищенных стальной обшивкой.

Таблица 36

Основные технические характеристики стальных секционных котлов

Тип котла	Число секций	Площадь поверхности нагрева, м ²			Удельный теплосъем, Мкал/(м ² ·ч)	Расход газа, м ³ /ч
		котла	средней секции	передней секции		
НР-17	24	40	1,67	—	10	59
НР-18	16–32	27–53	1,67	—	10	38
НР-18М	—	74	—	—	16	163
Надточия	3–6	20–47	9	2	12	34–80
НИИСТУ-5	4–7	25–46	7,1	5,5	12	42–78

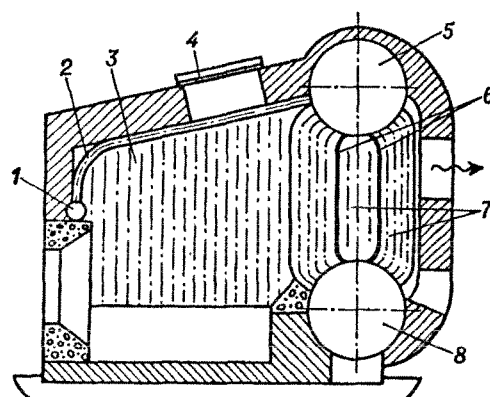


Рис. 101. Котел Е-1/9-1Г:

1 – коллектор потолка экрана; 2 – потолочный экран; 3 – боковой экран; 4 – предохранительный клапан; 5 – верхний барабан; 6 – перегородка из жаростойкой стали; 7 – котельный пучок; 8 – нижний барабан

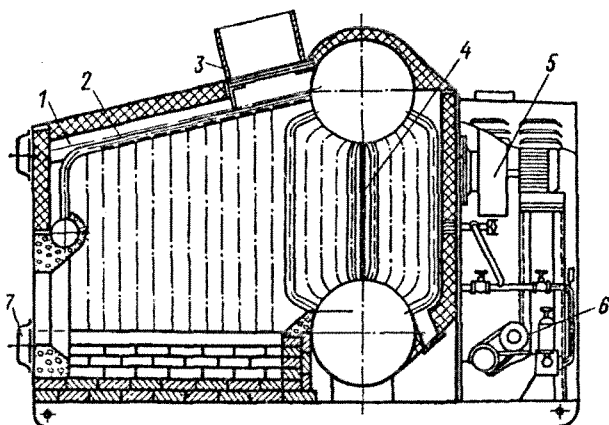


Рис. 102. Котел Е-1, 0-9-2Г:

1, 7 – коллекторы боковых экранов; 2 – потолочный экран; 3 – предохранительный клапан; 4 – перегородка из жаростойкой стали; 5 – тяговое устройство; 6 – система питания

Каждый котел оборудован одной горелкой Г-1,0 (тепловая мощность ~ 1 Гкал/ч), индивидуальным вентилятором среднего давления Ц-13-50-2 для подачи воздуха в горелку и индивидуальным дымососом Д-3,5.

Мощность горелки значительно превышает необходимую для данного котла (при КПД котла 0,86 горелка обеспечивает получение ~ 0,85 Гкал/ч).

Котел Е-1, 0-9-2Г (рис. 102), как и котел Е-1/9-1Г, состоит из соединенных котельным пучком двух барабанов, оси которых находятся в одной вертикальной плоскости. В топке расположены два боковых экрана, включенные в циркуляционный контур через верхний и нижний коллекторы, вваренные в барабаны; верхний экран, вваренный в верхний барабан, и фронтальный коллектор. Трубы котельного пучка разделены перегородкой из жаростойкой стали на два газодохода.

Теплоизоляция котла, выполненная из одного слоя минеральных матов, а также декоративная обшивка крепятся к сварному каркасу, изготовленному из уголков. Фронт котла до уровня поперечного коллектора заливается огнеупорным бетоном.

На котле установлена горелка типа Г-1,0-К с дутьевым вентилятором типа ВД-2,7 левого вращения. Для удаления продуктов сгорания применен дымосос типа Д-3,5. Котел комплектуется системой управления КСУ-2П-1Г.

Пар или горячая вода из котлов Е-1/9-1Г и Е-1,0-9-2Г могут направляться в подогреватели газа типа ПГ-3 или 9ПГ64-3М и 3ПГ64-2М.

Котел КПА-500Г (рис. 103) состоит из наружной и внутренней цилиндрических секций, имеющих форму плотно навитых змеевиков, соединенных последовательно.

Горелка закреплена на верхней крышке котла, факел направлен сверху вниз.

Воздух подается вентилятором в кольцевой зазор между кожухом и корпусом котла нагревателя, поднимаясь вверх, и поступает в горелку. Продукты сгорания в топке опускаются вниз, затем поднимаются между змеевиками, еще раз опускаются вниз между наружным змеевиком и корпусом котла и через патрубок отводятся к дымовой трубе.

Каждый котел укомплектован водоумягчительной установкой, сепаратором пара, в котором отделяются капельки воды и твердые нерастворенные частицы, баком конденсата. Вода из бака подается в котел с помощью насоса. Температура питательной воды 65–80 °С.

В комплект оборудования входит газорегуляторная установка для поддержания необходимого давления газа перед котлом. В ряде случаев котел присоединен к сетям низкого давления, в которых наблюдаются постоянные колебания давления, что вызывает неустойчивую работу котла.

Комплект средств управления (КСУ) имеет следующие модификации:

– КСУ-1-Г2 для водогрейных одnogорелочных на газе низкого давления;

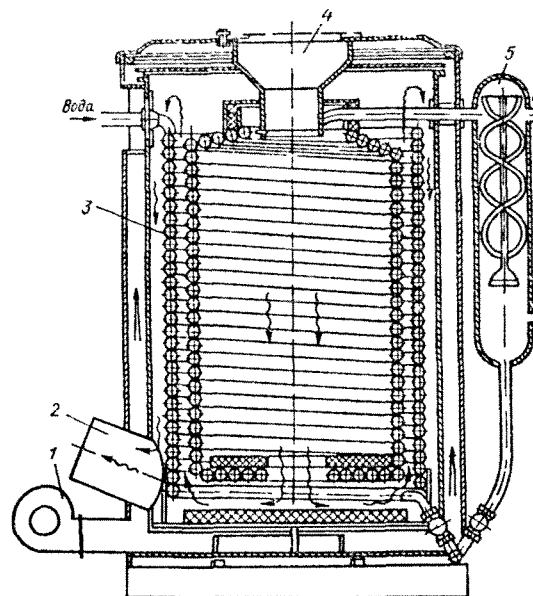


Рис. 103. Котел КПА-500Г:

1 – вентилятор; 2 – патрубок входящих газов; 3 – змеевик поверхности нагрева; 4 – место установки горелки; 5 – сепаратор

– КСУ-1-ГЗ и КСУМ1-Г2 для водогрейных котлов на газе среднего давления;

– КСУ-2П-1Г для паровых котлов под разрежением;

– КСУ-2П-2Г для паровых котлов под наддувом;

– КСУ-2П-3Г для прямоточных котлов под наддувом;

– 1КСУ-ГМ для одnogорелочных водогрейных котлов производительностью от 4 до 30 ккал/ч типа КВ-ГМ.

КСУ применяют для регулирования процесса горения на подогревателях газа.

Напряжение питания от трехфазной сети 380/220 В с частотой 50 Гц. Потребляемая мощность не более 200 ВА.

Комплект КСУ-1-Г (рис. 104) и поставляемые с ним датчики и исполнительные устройства обеспечивают двухпозиционное регулирование основных технологических параметров котлов. Подача газа в топочный объем прекращается по следующим параметрам: неисправность блоков комплекта, понижение или повышение давления газа перед горелками, понижение давления воздуха, понижение разрежения в топке котла, отключение дымоcоса, повышение или понижение давления воды на входе и выходе из котла, повышение температуры воды на входе и выходе из котла, повышение давления и температуры пара на выходе из котла, предаварийное повышение или понижение уровня воды в котле, отключение электропитания.

Автоматика обеспечивает звуковую и световую сигнализацию с запоминанием первопричины аварии по каждому из аварийных параметров, автоматический пуск и остановку котла, включение регулирования рабочих параметров, рабочую сигнализацию.

Электронная схема комплекта КСУ выполнена с помощью микросхем, транзисторов и других электроэлементов.

Комплект размещен в навесном шкафу с габаритными размерами 620×910×395 мм. Масса комплекта около 70 кг.

На задней стенке шкафа размещена коммутационная аппаратура: магнитные пускатели, реле, клеммные колодки.

Автоматический выключатель сети комплекса установлен на левой боковой стенке шкафа.

Органы оперативного управления и сигнализации расположены в верхней части лицевой стороны дверки шкафа.

КСУ применяют для регулирования процесса горения на подогревателях газа и на отопительных котлах.

Автоматика регулирования

Автоматика регулирования обеспечивает поддержание в заданных пределах температуры воды на выходе из котла, регулирование подачи воздуха и газа и разрежения в топке. Режим регулирования может осуществляться совместно с общекотельным устройством и без него. Выбор режима регулирования осуществляется тумблером П1 „Работа с общекотельным устройством”.

При работе без общекотельного устройства в системе регулирования датчиком является манометрический термометр.

Если система манометрического термометра находится между обоими неподвижными контактами и оба контакта разомкнуты (температура горячей воды находится в интервале между нижним и верхним регулируемыми значениями), то газ к горелке поступает через два клапана – „большого горения” 3 (рис. 104) и „малого горения” 2. В этом случае заслонки на воздуховоде и газоход полностью открыты. При достижении верхнего регулируемого значения замыканием контакта температуры отключается клапан „большого горения”. Срабатывает исполнительный механизм, перекрывая частично воздуховод и газоход (положение максимального и минимального открытия заслонок регулируют в процессе наладки) и устанавливая соответствующее соотношение газ–воздух. Котел переходит в режим „малое горение”.

При дальнейшем снижении температуры воды вновь открывается клапан „большого горения” и изменяются положения заслонки и шибера. Таким образом, регулирование производится от 40 до 100 % тепловой мощности горелки. При этом клапан „малого горения” постоянно открыт.

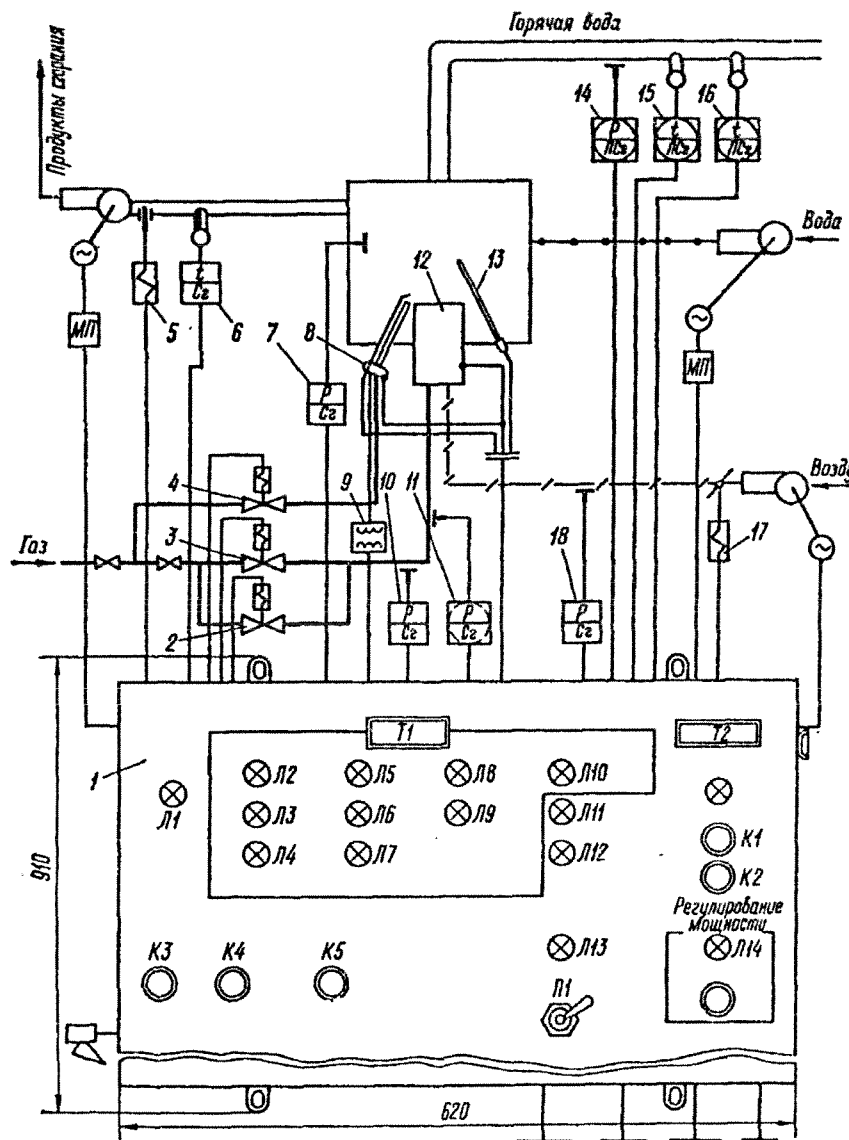


Рис. 104. Принципиальная схема комплекта средств управления КСУ-1-Г:

1 – шкаф комплекта; 2, 3 – отсежные клапаны; 4 – клапан-отсекатель запальника; 5, 17 – исполнительные механизмы типа ЭИМ; 6 – датчик-реле температуры; 7, 10, 11, 18 – датчики-реле тяги, давления, напора; 8 – электрозапальник; 9 – катушка зажигания; 12 – горелка; 13 – контрольный электрод; 14 – манометр электроконтактный; 15, 16 – термометры манометрические; Т1 – табло „Авария”; Т2 – табло „Работа”; Л1–Л14 – лампы: Л1 – „Сеть”, Л2 – „Нет пламени”, Л3 – „Разрежение низкое”, Л4 – „Давление воздуха низкое”, Л5 – „Давление воды низкое”, Л6 – „Давление воды высокое”, Л7 – „Температура воды высокая”, Л8 – „Давление газа низкое”, Л9 – „Давление газа высокое”, Л10 – „Комплект неисправен”, Л11 – „Нет резервирования”, Л12 – „Температура отходящих газов высокая”, Л13 – „Котел отключен общеотельным устройством”, Л14 – „Включено”; К1–К5 – кнопки: К1 – „Пуск”, К2 – „Стоп”, К3 – „Отключение звуковой сигнализации”, К4 – „Отключение световой сигнализации”, К5 – „Контроль сигнализации”; П1 – переключатель „Работа с общеотельным устройством”; ЛС-1 – ЛС-4 – линии связи: ЛС-1 – „Питающая сеть 380/220 В, 50 Гц”, ЛС-2 – „Сигналы диспетчеру” (а – „Включение питающего напряжения”, б – „Авария”, ЛС-3 – „Дистанционное управление” (в – „Пуск”, г – „Останов”, д – „Включение регулирования”), ЛС-4 – „Сигналы от общеотельного устройства регулирования” (е – „Пуск-стоп”, ж – „Малое горение – большое горение”)

При работе с общеотельным устройством комплект КСУ выполняет следующие команды: сигнал на пуск котла, сигнал на остановку котла, сигнал 100 % открытия регулирующего органа подачи газа и воздуха (открытие заслонок на воздуховоде и газоходе – „большое горение”), сигнал на закрытие до 40 % регулирующего органа подачи газа и воздуха – „малое горение”.

Включение устройства регулирования мощности осуществляется вручную, путем нажатия на кнопку „регулирование мощности”, и сопровождается загоранием соответствующей сигнальной лампы.

Включение автоматики на „регулирование мощности” разрешается после установки устойчивого горения факела и прогрева котла (от 2 до 5 мин).

При поступлении от общеотельного устройства сигнала на отключение котла отсежные клапаны закрываются, и загорается лампочка Л13 „Котел отключен общеотельным устройством”.

По сигналу пуска от общеотельного устройства производится автоматический розжиг котла.

При возникновении сигнала „Авария” или при нажатии кнопки К2 „Стоп” котел отключается, и пуск его может быть осуществлен только с помощью кнопки К1 „Пуск”.

Автоматика безопасности и сигнализации

Параметры аварийного значения, при которых происходит отключение газа, приведены в табл. 37.

При срабатывании датчиков автоматики безопасности, а также при отключении электропитания обесточиваются исполнительные реле, разрывая цепи питания отсежных клапанов, отсежные клапаны срабатывают,

Автоматика безопасности комплекта КСУ

Параметр	Датчик	Позиция рис. 105	Световая сигнализация
Повышение температуры горячей воды	Термометр манометрический ТПГ-СК, 0 – 160 °С	16	„Температура воды высокая“
Понижение разрежения	Датчик-реле тяги ДТ-40-11К	7	„Разрежение низкое“
Повышение давления газа	Манометр показывающий сигнализирующий ЭКМ-1У для КСУ-1-Г-3, датчик-реле давления ДД-06-11К для КСУ-1-Г-2	11	„Давление газа высокое“
Понижение давления газа	Датчик-реле давления ДД-06-11К для КСУ-1-Г-3, датчик-реле напора ДН-250-11К для КСУ-1-Г-2	10	„Давление газа низкое“
Понижение давления воздуха	Датчик-реле напора ДН-250-11К	18	„Давление воздуха низкое“
Повышение или понижение давления воды	Манометр показывающий сигнализирующий ЭКМ-1У, 0–10 кгс/см ²	14	„Давление воды низкое“, „Давление воды высокое“
Погасание пламени горелки.	Электрод контрольный типа КЭ	13	„Нет пламени“
Неисправность блоков и повышение напряжения питания интегральных микросхем			„Комплект неисправен“

и подача газа к котлу прекращается. Одновременно загорается световое табло „Авария“ и сигнальная лампа первопричины аварии, включается звуковой сигнал.

Снятие звукового сигнала производится нажатием кнопки КЗ „Отключение звуковой сигнализации“. Отключение световой аварийной сигнализации производится только после устранения причины аварии.

При повышении температуры отходящих газов включаются соответствующие сигнальные лампы предупредительной сигнализации К12 „Температура отходящих газов высокая“.

Исправность сигнальных ламп и источника звукового сигнала проверяют нажатием кнопки К5 „Контроль сигнализации“.

Пуск и остановка котла

Перед пуском котла включают автоматический выключатель сети комплекта установки, который расположен на левой боковой стенке шкафа. При этом загорается лампочка Л1 „Сеть“.

Затем проверяют исправность световой и звуковой сигнализации нажатием кнопки К5 „Контроль сигнализации“.

Выбирают режим работы комплекта (котла): с общекотельным устройством или без него путем установки тумблера П1 в соответствующее положение.

Для запуска котла необходимо нажать на кнопку К1 „Пуск“. Комплект автоматики начинает обрабатывать программу розжига горелки в следующей последовательности: ставится под контроль отсутствие аварийного состояния температуры и давления воды, включаются электродвигатели дымососа, вентилятора, циркуляционного насоса. Заслонки на воздуховоде и газоходе устанавливаются исполнительными механизмами на 100 % открытие. Через 10 с включается под контроль отсутствие аварийного состояния по понижению разрежения в топке, по понижению давления воды и воздуха. В течение 60 с производится дополнительно вентиляция топки, после чего заслонки на воздуховоде и газоходе переводятся на 40 % открытие.

В таком состоянии начинается цикл розжига газовой горелки с подачей электропитания на катушку зажигания ЗЗУ (запально-защитное устройство) или ЗКУ (запально-контрольное устройство) и включением клапана-отсекателя на газопроводе к запальнику.

Одновременно контрольный электрод пламени электрозапальника подключается к схеме контроля действия защиты по погасанию пламени.

После поступления на схему питания о наличии пламени запальника подается питание на клапан-отсекатель газопровода „малого горения“. Убедиться, что газ загорелся на горелке.

После отсчета выдержки времени отключается контрольный электрод пламени запальника и подключается контрольный электрод для контроля факела горелки.

Загорается световое табло „Работа“, и гаснет лампочка К1 „Пуск“. Ставятся под контроль датчики защиты по понижению и повышению давления газа.

После устойчивого горения факела горелки отключается клапан-отсекатель электрозапальника.

Начинается отсчет времени (от 2 до 5 мин) на прогрев котла с последующим включением тумблером П1 на общекотельное устройство. Время розжига записывается в вахтенном журнале.

Если один из параметров безопасности котла перед началом пуска имеет предаварийное значение, то пуска не произойдет.

Для остановки котла достаточно нажать на кнопку К2 „Стоп“, а при полном окончании работы котла отключить автоматический выключатель сети в шкафу комплекта.

Закрывать рабочую и контрольные задвижки. Открыть кран на газопроводе безопасности.

Записать в сменном журнале дату и время отключения котла.

2.5. ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ (ГРП) И ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ УСТАНОВКИ (ГРУ)

ГРП и ГРУ в зависимости от величины давления газа на их выходе бывают: среднего давления – свыше 0,05 до 3 кгс/см² и высокого давления – свыше 3 до 12 кгс/см².

В зависимости от назначения и технической целесообразности ГРП могут размещаться:

- а) в отдельно стоящих зданиях;
- б) в пристройках к зданиям;
- в) в шкафах, устанавливаемых на несгораемой стене или на отдельно стоящей несгораемой опоре.

Число линий редуцирования в ГРП зависит от расчетного расхода газа и режима его потребления. При наличии двух и более линий редуцирования байпас не монтируют, а во время ремонта одной из них газ поступает через другие линии.

В ГРУ входное давление газа не должно превышать 6 кгс/см², а линий редуцирования не должно быть более двух.

На рис. 105, а приведена принципиальная схема одноступенчатого ГРП (ГРУ) с одной линией редуцирования с регулятором РДУК2 и узлом учета с помощью счетчика.

На рис. 105, б приведена принципиальная схема, в которой предусмотрен учет расхода газа с помощью сужающего устройства (диафрагмы).

ГРП (ГРУ) предназначены для:

- а) очистки газа от механических примесей;
- б) автоматического отключения подачи газа в случае повышения или понижения давления за регулятором от заданного предела. Настройку на максимум принимают $P_{\max} = 1,25 P_{\text{раб}}$. Настройка на минимум определяется инструкцией по эксплуатации;
- в) снижения давления газа (редуцирования) до рабочего и постоянного поддержания этого давления за регулятором независимо от изменения давления на входе ГРП (ГРУ) и расхода газа на горелках;
- г) сброса газа в атмосферу при резком повышении его в конечном газопроводе и предохранения от срабатывания предохранительно-запорного клапана. Сброс осуществляется предохранительно-сбросным устройством при давлении $P_{\text{сбр}} = 1,15 P_{\text{раб}}$;
- д) замера газа.

Фильтры газовые

В ГРП (ГРУ) применяют фильтры сетчатые (ФС с чугунным и ФСС со сварным корпусом), волосяные кассетные (ФВ с чугунным и ФГ со сварным корпусом). Степень чистоты фильтра характеризуется перепадом давления, который в процессе эксплуатации не должен превышать по

его паспортной характеристике: для сетчатых фильтров 500, для волосяных 1000, а у очищенных и промытых фильтров соответственно 200–250 и 400–500 кгс/м².

В фильтрах волосяных кассетных очистка газа происходит в кассете из проволоочной сетки, заполненной конским волосом (рис. 106).

Фильтры сетчатые типа ФС (рис. 107) применяют при небольших расходах газа, главным образом в шкафных ГРП. В этих фильтрах газ поступает внутрь стакана, обтянутого мелкоячеистой фильтровальной сеткой. Твердые частицы оседают в стакане или откладываются на сетке, а газ направляется к выходному патрубку. Диаметр проволоки сетки 0,12 мм, размер стороны ячейки в свету 0,25 мм.

Характеристика газовых фильтров приведена в табл. 38.

Таблица 38

Характеристика фильтров газовых							
Фильтр	Входное давление не более, кгс/см ²	Допустимая пропускная способность, м ³ /ч, при входном давлении, кгс/см ²					Масса, кг
		1	2	3	6	12	
ФС-25	16	145	175	205	270	370	6
ФС-40	16	305	370	430	570	770	9
ФС-50	6	430	530	610	810	—	14
ФСС-40	6	535	655	755	1000	—	11
ФСС-50	6	1070	1310	1510	2000	—	21
ФВ-80	12	625	765	880	1170	1600	51
ФВ-100	12	890	1090	1250	1665	2270	57
ФВ-200	12	3500	4250	4900	6500	8870	145
ФГ-50	6	2500	3600	4500	7000	—	67
	12					9000	94
ФГ-100	6	7000	10 000	11 000	15 000	—	125
	12					19 000	200
ФГ-200	6					—	400
	12	21 000	26 000	29 000	36 000	46 000	
ФР-300	6	50 000	58 000	66 000	80 000		840
	12					100 000	1167
Пылеуловитель висциновый:							
D ₃ 700 (ПС-2981)	55				9500	17 000	600
D ₃ 300 (ПС-2980)	55				1700	3500	95

Примечание. Число после обозначения фильтра – условный диаметр, мм.

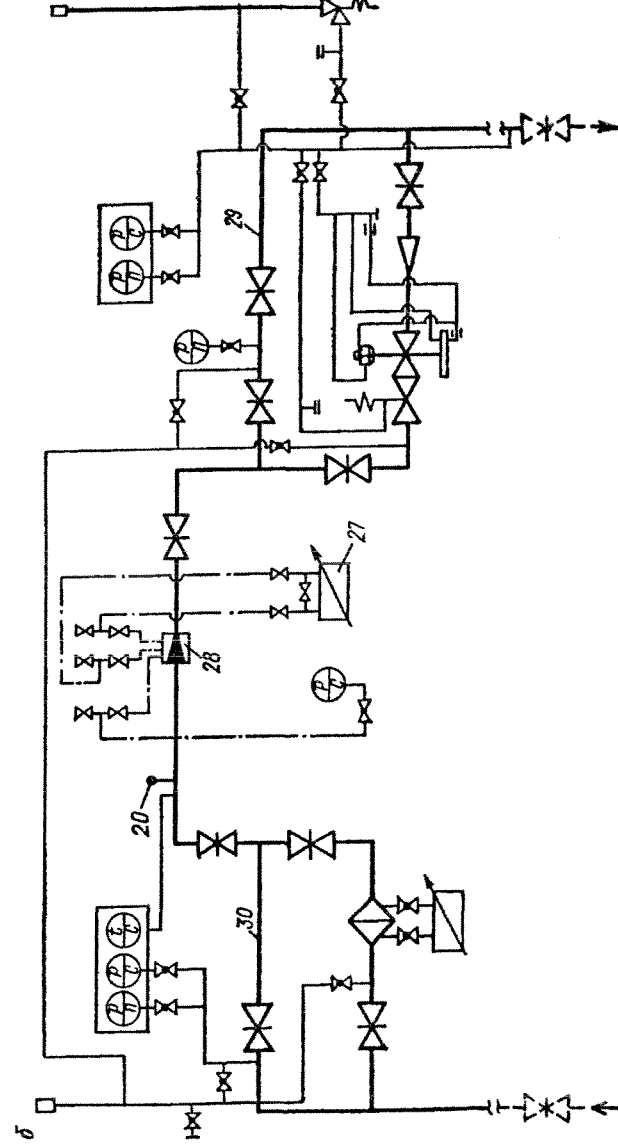
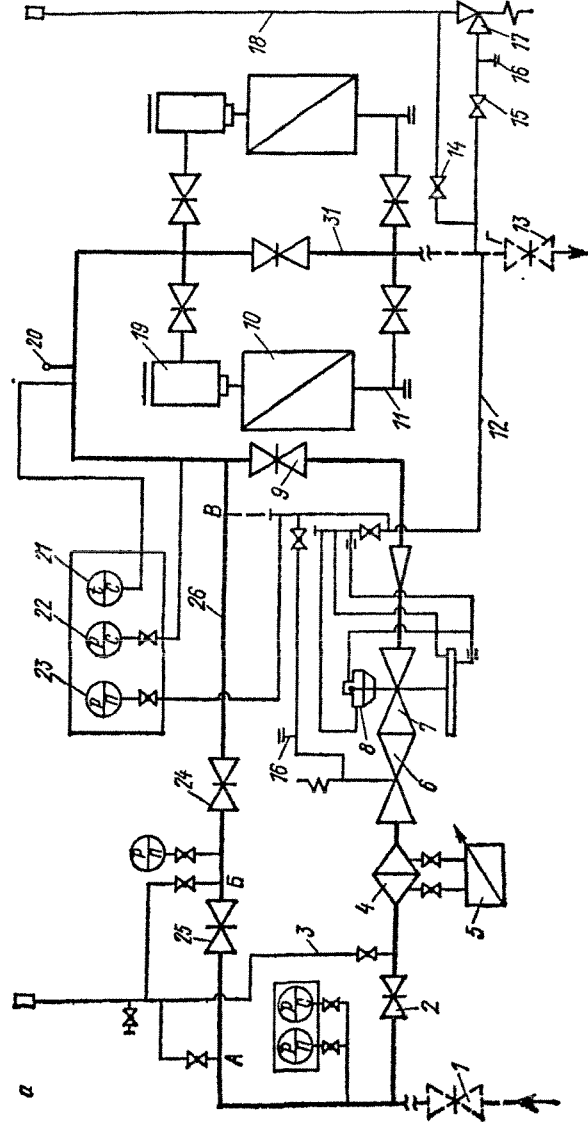


Рис. 105. Схема ГРУ (ГРУ) с регулятором РДУК2 и измерением расхода газа ротационными счетчиками (а) или сужающим устройством (б):

1, 13 – запорные устройства на входе и выходе; 2, 9 – запорные устройства внутри ГРУ; 3 – продувочный трубопровод; 4 – фильтр; 5 – дифманометр; 6 – ПЗК; 7 – клапан регулирующий; 8 – пилот; 10 – счетчик; 11 – поворотное колено; 12 – импульсная трубка; 14 – кран сбросного трубопровода; 15 – кран перед ПСУ; 16 – штуцер для настройки ПСУ; 17 – ПСУ; 18 – сбросной трубопровод; 19 – фильтр-ревизия; 20 – технический термометр; 21, 22 – самопишущие термометр и манометр; 23 – показывающий манометр; 24, 25 – запорные устройства на байпасе; 26, 29, 30 – байпасы; 27 – дифманометр-расходомер; 28 – сужающее устройство

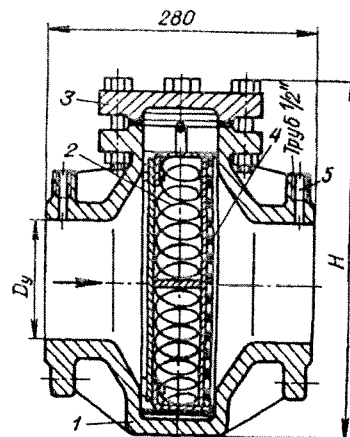


Рис. 106. Фильтр кассетный волосяной литой ФВ:

1 – корпус; 2 – кассета; 3 – крышка; 4 – перфорированный лист; 5 – штуцер

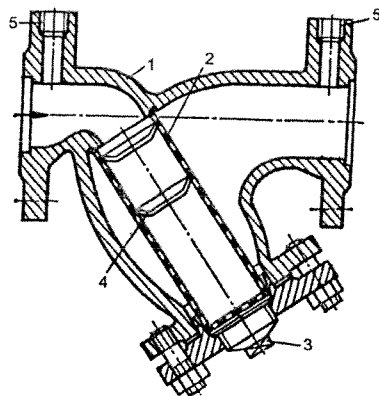


Рис. 107. Фильтр сетчатый ФС-50:

1 – корпус; 2 – фильтрующая сетка; 3 – крышка; 4 – проволочный каркас; 5 – штуцер для манометра

Предохранительный запорный клапан (ПЗК)

Плунжер клапана через промежуточный шток соединен с рычагом 3 (рис. 108, табл. 39). Когда рычаг и плунжер подняты, штифт рычага сцеплен с крючком анкерного рычага. Ударник своим нижним концом упирается в выступ анкерного рычага и удерживается в вертикальном положении при сцеплении его штифта 14 с выступом на конце коромысла, если давление газа под мембраной находится в пределах настройки.

Настройку клапана на срабатывание при повышении давления производят изменением сжатия пружины 9 при вращении регулировочной втулки. Внизу пружина через тарелку упирается в выступ крышки. Если под мембраной давление газа, поступающего через штуцер 6, возрастет больше заданного, то усилие, передаваемое через мембрану на шток, превысит усилие, создаваемое пружинкой 9. Шток вместе с левым концом коромысла поднимется, и штифт ударника выйдет из зацепления с коромыслом. Падая, ударник повернет анкерный рычаг и выведет из зацепления рычаг 3. Под действием массы движущихся частей плунжер перекроет проход газа.

В торцевое углубление регулировочного винта 16 упирается своим острием шпилька, на резьбовую часть которой накрута гайка, служащая опорой малой пружины. Эта пружина определяет настройку клапана на срабатывание при уменьшении давления, которую производят вращением шпильки, перемещающей гайку. При уменьшении давления газа под мембраной ниже допустимого мембрана и шток под действием пружины

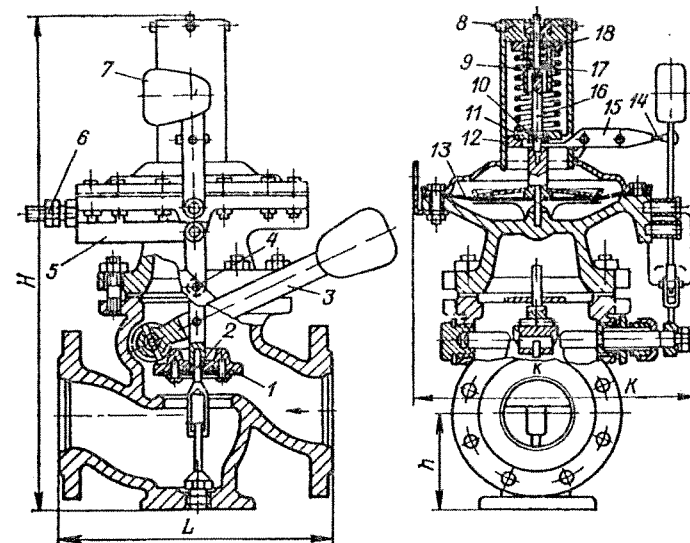


Рис. 108. Предохранительный запорный клапан ПЗК:

1 – плунжер; 2 – отверстие в плунжере; 3 – рычаг; 4 – штифт рычага; 5 – анкерный рычаг; 6 – штуцер; 7 – ударник; 8 – регулировочная втулка; 9 – пружина; 10 – шток; 11 – тарелка; 12 – выступ крышки; 13 – мембрана; 14 – штифт ударника; 15 – коромысло; 16 – регулировочный винт; 17 – гайка; 18 – малая пружина

опускаются вниз и, отводя вверх правый конец коромысла, освобождают ударник. Клапан закрывается так же, как и при повышении давления.

Для выравнивания давления перед запорным органом и за ним служит отверстие 2 в плунжере. При подъеме плунжера с помощью рычага сначала немного поднимается шток и открывает это отверстие, а затем, когда перепад давлений уменьшится, усилие оператора окажется достаточным для подъема плунжера. Когда клапан закрывается, в первую очередь садится на седло плунжер, а затем закрывается отверстие 2.

Таблица 39

Основные размеры (мм) и масса клапанов типа ПЗК

Условный проход, мм	L	H	h	K	Масса, кг
50	230	476	80	305	32
80	310	615	113	313	52
100	350	590	113	313	54
200	600	725	190	390	141

Предохранительно-запорные клапаны выпускаются низкого (ПЗКН) и высокого (ПЗКВ) давлений. Корпус клапана рассчитан на максимальное давление (на 12 кгс/см²).

Клапан ПЗКВ отличается от ПЗКН более сильными пружинами и меньшей активной площадью мембраны.

Настройку ПЗК производят сначала на срабатывание на нижний предел, а затем – на верхний предел.

Неисправности ПЗК:

1. В закрытом положении клапан пропускает газ. Причина – изношено уплотнение клапана; перекошено седло клапана.

2. Клапан медленно опускается и поднимается. Причина – сильно затянут сальник грузового рычага.

3. Клапан после срабатывания не открывается. Причина – отрыв клапана от штока.

4. Вибрация, плохая настройка клапана. Клапан закрывается. Причина – разрыв мембраны.

5. ПЗК не реагирует на изменение давления в конечном газопроводе. Причина – засор импульсной трубки.

Регуляторы давления газа

По принципу действия регуляторы давления газа бывают прямого действия и непрямого действия. Регуляторы прямого действия управляются непосредственно редуцируемым газом из газопровода низкого давления. Регуляторы непрямого действия для управления используют постороннюю энергию от управляющего узла (пилота).

Регуляторы прямого действия состоят из следующих основных элементов (рис. 109, а): дроссельного органа (регулирующего элемента); эластичной мембраны (чувствительного элемента); штока, связывающего дроссельный орган с мембраной; управляющего элемента, усилие которого определяет пределы регулирования давления; импульсной трубки, связывающей подмембранную полость с выходной стороной регулятора (с газопроводом низкого давления).

Регулирование давления газа происходит следующим образом. Степень открытия дроссельного органа, которая определяется давлением газа за регулятором, достигается установкой тарельчатых грузов или пружины, создающих соответствующее усилие. Изменение расхода газа вызывает изменение давления за регулятором, которое по импульсной трубке передается в подмембранную полость. Если давление газа понизилось, мембрана под действием груза опустится и прикроет седло клапана. Если давление за регулятором повысилось, то мембрана, преодолевая усилие груза или пружины, приподнимется и прикроет седло.

Для замедления перемещения мембраны в крышке регулятора делают дыхательное отверстие диаметром 2–3 мм.

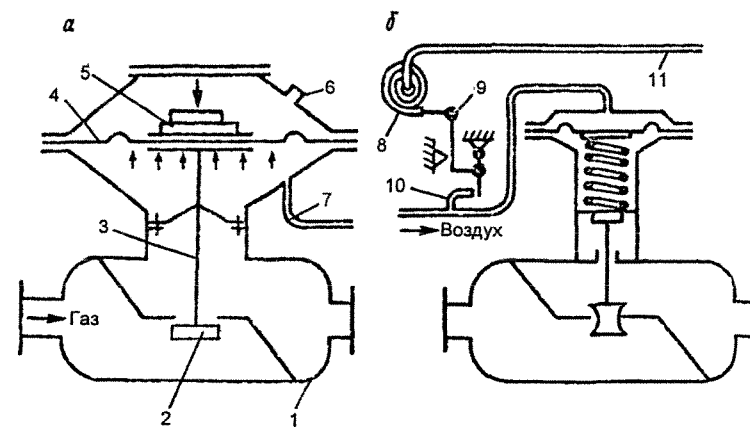


Рис. 109. Схемы регуляторов давления прямого (а) и непрямого (б) действия:
1 – корпус; 2 – дроссельный орган; 3 – шток; 4 – мембрана; 5 – груз (пружина); 6 – „дыхательное” отверстие; 7 и 11 – импульсные трубки; 8 – манометрическая пружина; 9 – рычажное сочленение; 10 – сопло

В качестве чувствительного элемента применяют мембраны, изготовленные из специальной кожи, пропитанной смесью касторового (50 %) и вазелинового (50 %) масел. Иногда применяют мембрану из маслобензоморозостойкой протектированной листовой резины.

Регуляторы прямого действия с усилителем состоят из двух узлов – клапана регулирующего и пилота. В этих регуляторах мембрана подвергается двухстороннему воздействию газа: с одной стороны, давление из контролируемой точки (из газопровода низкого давления), а с противоположной стороны – давление газа, прошедшего через пилот (редуктор).

В регуляторах непрямого действия импульс давления газа поступает на чувствительный элемент регулятора из управляющего устройства (пилота) (рис. 109, б).

В надмембранное пространство подается воздух (газ) постоянного давления, называемый командным. Давление газа через импульсную трубку приводит в действие манометрическую пружину, которая через рычажное устройство перемещает заслонку, открывающую или закрывающую воздушное сопло. В зависимости от положения заслонки меняется давление воздуха (газа), поступающего в надмембранное пространство, что вызывает перемещение мембраны.

Если давление за регулятором возрастает, то манометрическая пружина начинает разгибаться и отводит заслонку от сопла, через которое увеличится выход воздуха (газа).

При этом давление воздуха (газа) над мембраной уменьшится и под действием пружины она приподнимется. Одновременно приподнимется и

плунжер, что приведет к уменьшению расхода газа и снижению его давления. Для нормальной работы регулятора его максимальная пропускная способность (нагрузка) должна быть не более 80–85 %, а минимальная – не менее 10 % от расчетной пропускной способности при заданных входном P_1 и выходном P_2 давлениях.

Регуляторы давления газа прямого действия. Для обеспечения нормальной работы регулятор выбирают по размеру клапана, чтобы при максимальном расходе газа оставался запас хода 10–15 % до полного открытия, а при минимальном расходе 10–15 % до полного закрытия.

Регуляторы РД-32М и РД-50М имеют сменные седла (рис. 110, табл. 40).

Регуляторы состоят из двух основных узлов – мембранной камеры и чугунной крестовины – корпуса, соединенных с помощью накидной гайки, что позволяет разделять их для ремонта или осмотра, а также поворачивать относительно друг друга под любым углом. Крестовину монтируют на газопроводе с помощью накидных гаек или путем приварки концов трубопровода к ниппелям. В крестовине располагается сменное седло, к которому газ входного давления подводят прямо по его оси или сбоку, заглушая свободный канал пробкой.

В зависимости от диаметра седла допустимое входное давление, кгс/см², не должно превышать: у регулятора РД-32М для седла диаметром 4 мм – 16; 6 мм – 10; 10 мм – 3; у РД-50М для седла 8 мм – 16; 11 мм – 10; 15 мм – 6; 20 мм – 3 и 25 мм – 1.

Импульс выходного давления передается в подмембранную полость мембранной камеры. На центральный диск мембраны 1 опирается регулировочная пружина. Степень сжатия пружины, определяющую настройку регулятора на заданное выходное давление, регулируют, перемещая вертикально нажимную гайку винтом. Рычажный механизм преобразует вертикальное передвижение мембраны с диском в горизонтальное перемещение штока и плунжера.

Плунжер соединен со штоком на резьбе, что позволяет регулировать его ход при сборке и ремонте регулятора, а также при замене седла. После регулировки положение плунжера фиксируют контргайкой.

При установившемся режиме подвижные элементы регулятора находятся в состоянии покоя. На мембрану сверху воздействуют пружина, входное давление, воспринимаемое тарелкой плунжера и передаваемое через рычаги, а также вес подвижных деталей (мембраны, дисков и т. д.). Эти силы уравниваются давлением газа в подмембранной полости. Если расход газа увеличивается, то давление в подмембранной полости возрастает, мембрана начнет двигаться вверх, придвигая плунжер к седлу до тех пор, пока силы, воздействующие на мембрану, не окажутся уравновешенными, а в контролируемой точке восстановится давление, близкое к заданному (с учетом статической ошибки, характерной для данного регулятора).

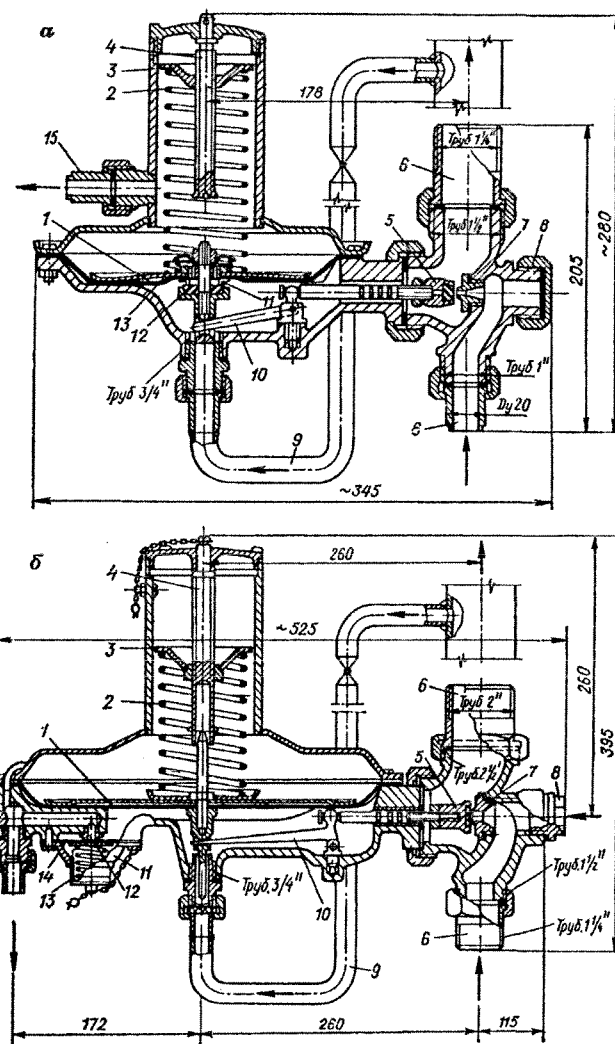


Рис. 110. Регуляторы РД-32М (а) и РД-50М (б):

1 – мембрана; 2 – пружина; 3 – нажимная гайка; 4 – винт; 5 – плунжер; 6 – ниппель; 7 – седло; 8 – заглушка; 9 – импульсная трубка; 10 – рычажный механизм; 11 – сбросной клапан; 12 – отверстия; 13 – пружина; 14 – малая мембрана; 15 – сбросной трубопровод

Основные характеристики регуляторов давления

Тип регулятора	Диаметр седла, мм	Давление, кгс/см ²		Пропускная способность, м ³ /ч, при входном давлении, кгс/см ²			
		входное, не более	выходное, не более	1	3	6	12
РД-32М	4	16	0,009 – 0,02	13	30	53	110
	6		или	25	55	105	–
	10		0,02–0,035	45	100	–	–
РД-50М	8	16	0,009–0,02	55	117	210	390
	11		или	112	225	382	–
	15		0,02–0,035	167	375	717	–
	20			270	610	–	–
D ₃₂ н/д	25			363	–	–	–
	6	6	0,02–0,035	25	55	105	–
	10			45	100	–	–
D ₅₀ н/д	15	6	0,02–0,035	167	375	717	–
	20			270	610	–	–
	25			363	–	–	–
D ₃₂ с/д	10	6	0,1–1,1	40	90	160	–
D ₅₀ с/д	25	6	0,1–1,1	320	720	1 260	–
РДУК2-50	35			900	1 790	3 125	5 800
				720			
РДУК2-100	50			1420	2 840	4 970	9 200
				1200			
РДУК2-100	70	12	0,005–0,6	2825	5 650	9 900	18 350
			0,6–6,0	2300			
РДУК2-200	105			5880	11 800	20 550	38 000
				4700			
РДУК2-200	140	6	0,005–0,6	9500	19 000	33 340	–
			0,6–6,0	7650			
РДБК-25	21	16	0,01–0,6	310	620	1 080	2 000
			0,3–6,0	250			
РДБК-50	35		0,01–0,6	900	1 790	3 125	5 800
			0,3–6,0	720			
РДБК-100	50	12		1420	2 840	4 970	9 200
				1200			
РДБК-100	70			2850	5 650	9 900	18350
				2300			
25ч37нж (НО) 25ч38нж (НЗ)	25			–	1 100	1 900	3 500
	40	16	0,2–1,6	–	2 750	4 800	8 900
	50			–	4 300	7 600	14 000
	80			–	11 000	19 000	35 000
	200			–	68 900	120 000	223 000
	250			–	110 000	193 000	357 000
	300			–	172 000	300 000	558 000
25с48нж(НО)	25	63	0,2–1,6	–	1 100	1 900	3 500

Тип регулятора	Диаметр седла, мм	Давление, кгс/см ²		Пропускная способность, м ³ /ч, при входном давлении, кгс/см ²			
		входное, не более	выходное, не более	1	3	6	12
25с50нж (НЗ)	50						
	80			–	4 300	7 600	14 000
	100			–	11 000	19 000	35 000
	150			–	17 200	30 000	55 000
	200			–	43 400	76 000	140 000
				–	68 900	120 000	223 000

Примечания 1. Выходное давление дано для регуляторов: РД-32М и РД-50М при установке пружины для сетевого или сжиженного газа, РДУК2Н и РДБК1 – в числителе, РДУК2В и РДБК1П – в знаменателе. 2. Пропускная способность приведена при выходном давлении, кгс/см²: для регуляторов РДУК2В, РДБК1П и клапанов регулирующих – 0,6, для остальных – менее 0,05. 3. У клапанов регулирующих пропускная способность для $K_{vy} = 100\%$.

Вращение винта по часовой стрелке ведет к подъему гайки 3, уменьшению сжатия пружины и соответственно уменьшению выходного давления. При вращении винта против часовой стрелки выходное давление повышается. Окончательную настройку регулятора на заданное выходное давление рекомендуется производить при среднем возможном расходе газа.

Для предотвращения внезапного и чрезмерного повышения выходного давления запорное устройство перед регулятором открывают медленно, наблюдая по манометру за давлением газа в контролируемой точке. Подача газа на вход регулятора при отключенной от подмембранной полости импульсной линии не допускается.

Если полностью прекращен расход газа, то из-за возможной негерметичности регулирующего органа давление в подмембранной полости может возрасти. Во избежание разрыва мембраны в регулятор вмонтировано предохранительное сбросное устройство. В РД-32М оно расположено в центральной части мембраны и включает в себя восемь отверстий диаметром 3,5 мм, просверленных в мембране и прилегающей к ней шайбе. Настройку сбросного устройства на срабатывание в пределах давлений 200–400 кгс/м² производят пружинной 13. Если в подмембранной полости давление больше давления настройки, то мембрана, преодолевая усилие пружины, несколько приподнимается, и через открывшиеся отверстия часть газа сбрасывается в надмембранную полость и колонку, а из последней через сбросной трубопровод в атмосферу.

У регулятора РД-50М сбросной клапан скомпонован в приливе на нижней части мембранной коробки. Мембрана 14 с приклеенной в центре

мягкой уплотняющей шайбой прижата к седлу пружиной 13, перекрывая проход газу. При повышении давления в подмембранной полости сверх заданного мембрана, преодолевая усилие пружины, отжимается вниз. Отверстие 12 в седле диаметром 8 мм открывается, и часть газа через три сверления в приливе поступает в сбросной трубопровод. Клапан может быть настроен на срабатывание в пределах 150–400 кгс/м².

При эксплуатации регуляторов могут возникнуть следующие неисправности:

– давление газа за регулятором резко снижается. Причины: заедание штока плунжера в направляющей втулке, засорение или обмерзание седла или импульсной трубки, недостаточное для данного потребления газа входное давление;

– давление газа за регулятором резко повышается. Причины: заедание штока плунжера или обмерзание седла; прорыв рабочей мембраны или же недопустимо большое для установленного седла входное давление. В обоих случаях, если входное давление нормальное, регулятор следует разобрать, очистить трущиеся детали и седло, а при необходимости заменить мембрану.

Регуляторы давления газа непрямого действия. Регуляторы РДУК2. Регулятор давления универсальной конструкции Казанцева (рис. 111, табл. 40–43) состоит из двух основных узлов – клапана регулирующего (КР) и пилота КН2 (для выходного давления от 0,005 до 0,6 кгс/см²) или КВ2 (для давления от 0,6 до 6 кгс/см²). Минимально необходимый для работы регулятора перепад давления – не менее 300 кгс/м².

Регулирование расхода газа осуществляется изменением положения плунжера с мягкой прокладкой относительно седла.

Плунжер через посредство штока, толкателя и груза, лежащего на мембране КР, связан с последней. Сверху на тарелку плунжера воздействует входное давление, снизу – выходное. Импульс выходного давления подается одновременно в надмембранные полости КР (по трубке 6) и пилота (по трубке 9).

Газ входного давления поступает в пилот через фильтр в верхней части КР, соединительный патрубок и дополнительную фильтрующую сетку 23. После дросселирования в пилоте газ по трубке 5 поступает в подмембранное пространство КР через дроссель, а его излишки сбрасываются через дроссель 8 в газопровод за регулятором. Соответствующий подбор диаметров дросселей при наличии непрерывного потока газа по трубкам 5 и 7 позволяет постоянно поддерживать в подмембранном пространстве КР давление, несколько большее выходного. Эта разность давлений по обе стороны мембраны образует ее подъемную силу, уравновешиваемую при установившемся режиме работы весом подвижных частей и действием входного давления на плунжер.

Сжатие пружины пилота, определяющее выходное давление газа, производится ввертыванием стакана. Чем больше должно быть выходное

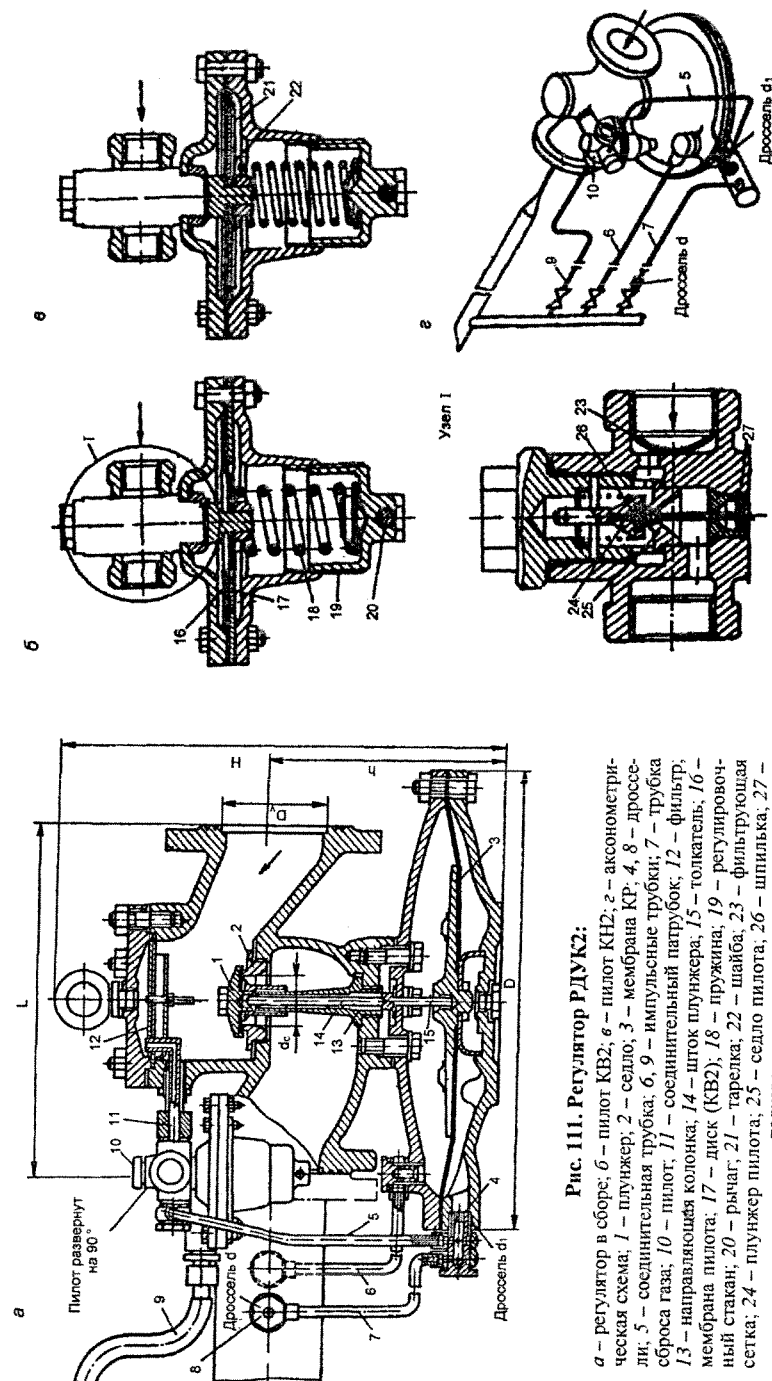


Рис. 111. Регулятор РДУК2:

а – регулятор в сборе; б – пилот КВ2; в – пилот КН2; г – аксонометрическая схема; 1 – плунжер; 2 – седло; 3 – мембрана КР; 4, 8 – дроссели; 5 – соединительная трубка; 6, 9 – импульсные трубки; 7 – трубка сброса газа; 10 – пилот; 11 – соединительный патрубок; 12 – фильтр; 13 – направляющая колонка; 14 – шток плунжера; 15 – толкатель; 16 – мембрана пилота; 17 – диск (КВ2); 18 – пружина; 19 – регулировочный стакан; 20 – рычаг; 21 – тарелка; 22 – шайба; 23 – фильтрующая сетка; 24 – плунжер пилота; 25 – седло пилота; 26 – шпилька; 27 – толкатель пилота

давление, тем сильнее должна быть сжата пружина. В нерабочем состоянии регулятора пружина должна быть ослаблена.

С увеличением расхода газа его давление в контролируемой точке, а также над мембранами пилота и КР понижается. Мембрана пилота под действием пружины поднимется и через толкатель и шпильку приподнимет плунжер, сжав расположенную над ним пружину. Седло пилота откроется больше, поступление газа в подмембранное пространство КР и его давление снизу на мембрану 3 возрастут. Мембрана, поднимаясь, увеличит подъем плунжера.

При уменьшении расхода газа его давление над обеими мембранами повышается, мембрана пилота опускается, поступление газа через пилот в подмембранное пространство КР сокращается. Давление газа под мембраной вследствие сброса его по трубке 7 понизится, и мембрана опустится; расход газа через КР уменьшится.

При установившемся режиме количества газа, поступающие под мембрану КР и на сброс, обеспечивают равновесие действующих на нее сил.

Пилоты КВ2 и КН2 различаются размерами пружин (табл. 42). Кроме того, в КВ2 для уменьшения активной площади мембраны между ней и нижней крышкой устанавливают стальную диск толщиной 5 мм с диаметрами, мм: наружный – 160, внутренний – 55. В пилотах завода „Газаппарат” (г. Саратов) вместо диска применена крышка соответствующей конфигурации.

В пилотах КН2 дополнительно к шайбе 22, в которую упирается пружина, устанавливают под мембраной стальную тарелку толщиной 1 мм с диаметрами, мм: наружным – 100 и внутренним – 12,2.

Мембрану пилота КВ2 изготавливают из того же материала, что и мембрану КР. Мембрану КН2 изготавливают из двух слоев полотна мембранного с тканью „Перкаль”. Диаметр мембран пилотов КН2 и КВ2: наружный – 160 мм, внутренний – 12 мм.

КР монтируют мембранной камерой вниз. Расстояния от мембранной камеры до стены и от нижней точки ее крышки до пола должны быть не менее 200 мм.

Подсоединение трубок 6, 7 и 9 может осуществляться по различным вариантам, один из которых показан на рис. 111, а. При этом трубку 9 подсоединяют к середине прямолинейного участка газопровода длиной $10D_y$, а трубки 6 и 7 – к газопроводу на участке длиной 100 мм за регулятором. Часто трубки 6, 7 и 9 подсоединяют к специальному патрубку, привариваемому к газопроводу за регулятором на расстоянии не менее $5D_y$ от ближайшего поворота (рис. 111, з).

До включения регулятора стакан пилота должен быть вывернут до полного расслабления пружины. Все запорные устройства перед регулятором и на импульсной трубке должны быть полностью открытыми. При включении сначала открывают кран на свечу, с тем чтобы обеспечить

Таблица 41

Размеры регуляторов РДУК2 (мм)

Регулятор	L	D	H	h	d	d ₁
РДУК2-50	230	360	308	180	1,5	0,8
РДУК2-100	350	466	450	234	1,5	0,8/1,0
РДУК2-200	600	650	680	360	2,0	1,5

Примечания. 1. В числителе дроби d_1 по данным завода „Газаппарат”, в знаменателе – по данным других заводов. 2. Присоединительные размеры фланцев при $p_y = 16 \text{ кгс/см}^2$.

Таблица 42

Размеры пружин пилотов

Пилот	Диаметр, мм		Число витков		Высота, мм	
	наружный	проволоки	полное	рабочее	в свободном состоянии	в сжатом состоянии
КН2	36,5	4,5	7,5	6,0	65,0	32,0
КВ2	40,0	6,0	6,5	5,0	60,0	36,0

небольшой расход газа, а затем медленно ввертывают регулировочный стакан пилота. Его пружина сжимается, в контролируемой точке появляется давление, фиксируемое по манометру. Дальнейшим ввертыванием стакана повышают выходное давление примерно до заданного и создают расход газа. После этого производят более точную настройку регулятора. При отключении регулятора на длительное время регулировочный стакан пилота вывертывают до полного ослабления пружины.

Для осмотра входной части КР снимают верхнюю крышку корпуса, вынимают фильтр и плунжер со штоком. Фильтр тщательно очищают от пыли, при необходимости промывают и высушивают. Плунжер, седло, направляющие втулки колонки, шток и толкатель протирают мягкой ветошью, уплотняющую шайбу плунжера при видимом износе заменяют новой. Шток плунжера должен свободно перемещаться во втулках колонки. Контроль хода штока производят через пробку в нижней крышке мембранной коробки.

Смазка трущихся металлических поверхностей регулятора допускается только при тонкой очистке газа от механических примесей в фильтре, установленном перед регулятором.

Мембрану осматривают при снятой нижней крышке мембранной коробки. Правильная центровка мембраны при сборке обеспечивается установкой опорной чашки в кольцевой проточке нижней крышки. При осмотре следует тщательно продуть дроссели внутри специальных болтов.

Для осмотра регулирующего узла пилота вывертывают верхнюю пробку крестовины и вынимают плунжер. Если засорение сильное, то отвертывают нажимную втулку седла, вынимают седло с прокладкой и внутреннюю полость крестовины продувают. При осмотре и сборке мембранного узла следует следить, чтобы толкатель плунжера своим острым концом находился в гнезде стяжного болта мембраны, а в верхнее коническое углубление толкателя попадал нижний конец шпильки плунжера. Если нажимать на мембрану снизу, то сначала должен наблюдаться холостой ход не менее 2 мм, а затем подниматься на 1,5–2 мм плунжер. Эту степень открытия можно установить подгонкой длины шпильки.

У регулятора с пилотом КН2 при настройке выходного давления на 0,02–0,03 кгс/см² погрешность регулирования может достигать 15 %, при настройке на 0,5–0,6 кгс/см² может оказаться ниже 1–2 %. В последнем случае возможно неустойчивое регулирование, и тогда приходится снижать чувствительность пилота, используя в нем пружину КВ2. В общем случае возможность появления неустойчивого регулирования возрастает с увеличением входного давления и уменьшением расхода газа. Для повышения устойчивости регулирования на трубке 6 устанавливают дроссель диаметром 3, 4 или 6 мм соответственно для регуляторов D_y 50, 100 и 200 мм.

Причинами нарушения режима работы регулятора в процессе эксплуатации являются: засорение клапанного устройства пилота, заедание штока плунжера КР или шпильки плунжера пилота, обмерзание плунжера, засорение дросселей на обвязочных трубках регулятора.

Так как чаще всего наблюдается засорение седла в пилоте и дросселей, то с них и следует начинать осмотр. Дроссельные, импульсные и обвязочные трубки регулятора тщательно продувают. При необходимости замены шпильки плунжера пилота ее изготавливают из прямого отрезка стальной пружинной проволоки диаметром 1,4 мм. Концам шпильки придают сферическую форму.

В эксплуатационных условиях встречаются следующие неполадки:

– пружина пилота полностью ослаблена, однако выходное давление достигает или превышает 20 % номинального. Причина – негерметичность регулирующего органа регулятора. Производится осмотр уплотняющих поверхностей седла и плунжера, при необходимости у последнего заменяют резиновую прокладку;

– выходное давление падает до нуля. Причина – разрыв мембраны регулятора. Мембрану заменяют;

– выходное давление непрерывно растет. Причины – разрыв мембраны пилота, засорение седла или заедание толкателя плунжера пилота в направляющих. Мембрану заменить, прочистить седло пилота и устранить заедание толкателя;

– выходное давление при настройке в пределах 0,2–0,6 кгс/см² сильно колеблется. Следует установить дроссель на трубке 6, а при сохране-

нии колебаний уменьшить чувствительность пилота КН2, используя в нем пружину от КВ2;

– выходное давление сильно колеблется при малых расходах газа независимо от давления настройки. Причиной может быть слишком большая пропускная способность регулятора. Если устранение колебаний не достигается установкой дросселя на трубке 6, то снижают входное давление, а при необходимости применяют седло и плунжер регулятора меньших размеров;

– выходное давление постепенно уменьшается, временами резко возрастает и вновь снижается почти до нуля. Причина – обмерзание плунжера и седла пилота. Обмерзание устраняют обогревом пилота тряпкой, смачиваемой горячей водой;

– выходное давление постепенно уменьшается, и поджатие пружины пилота его не повышает. Причины – засорение фильтра или седла пилота, выпадение уплотняющей резинки плунжера, поломка настроечной пружины. Фильтр следует прочистить, седло прочистить и продуть, резинку и пружину заменить новыми;

– выходное давление изменяется одновременно с изменением входного давления. Причины – перепутаны места установки дросселей d и d_1 или дроссели вообще не установлены. Следует проверить наличие дросселей и правильность их установки.

Характеристика регуляторов типа РДУК2Н приведена в табл. 43.

Таблица 43

Характеристика регуляторов типа РДУК

Модификация	D_y , мм	Давление, кгс/см ²		Диаметр клапана, мм	Коэффициент расхода	Пропускная способность при $\Delta p = 1000$ мм вод. ст., м ³ /ч	Масса, кг
		Входное	Выходное				
РДУК2Н-50/35	50	6	0,005 – 0,6	35	0,6	300	45
РДУК2Н-100/50	100	12	0,005 – 0,6	50	0,6	610	80
РДУК2Н-100/70	100	12	0,005 – 0,6	70	0,5	1000	80
РДУК2Н-200/105	200	12	0,005 – 0,6	105	0,49	2200	300
РДУК2Н-200/140	200	6	0,005 – 0,6	140	0,4	3200	300

Регуляторы давления газа блочные конструкции инженера Казанцева (РДБК) обеспечивают равномерное выходное давление газа (рис. 112).

Входное давление, кгс/см²:

16 (для $D_y = 25$ мм) и 12 (для $D_y = 50$ и 100 мм).

Выходное давление, кгс/см²:

РДБК1 – от 0,01 до 0,6;

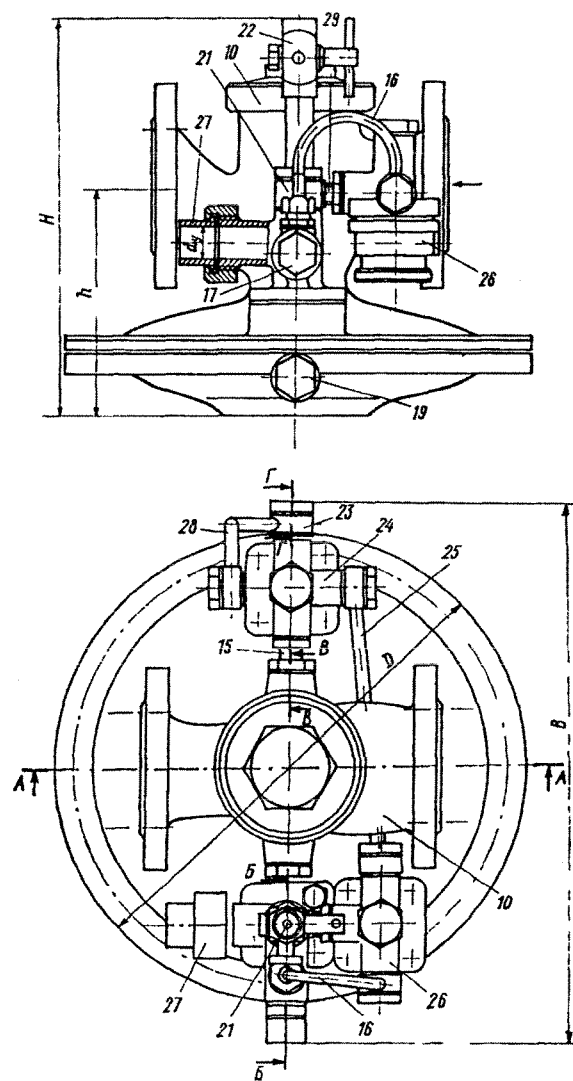


Рис. 112, а. Регулятор РДБК1

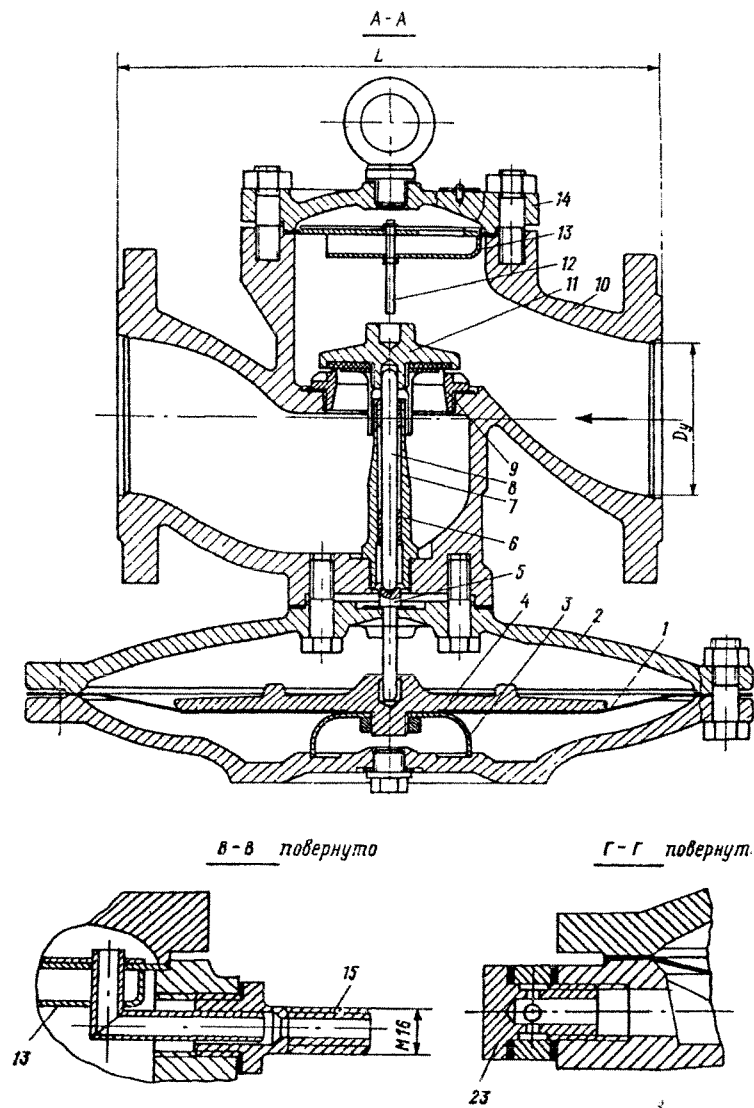


Рис. 112, б. Регулятор РДБК1

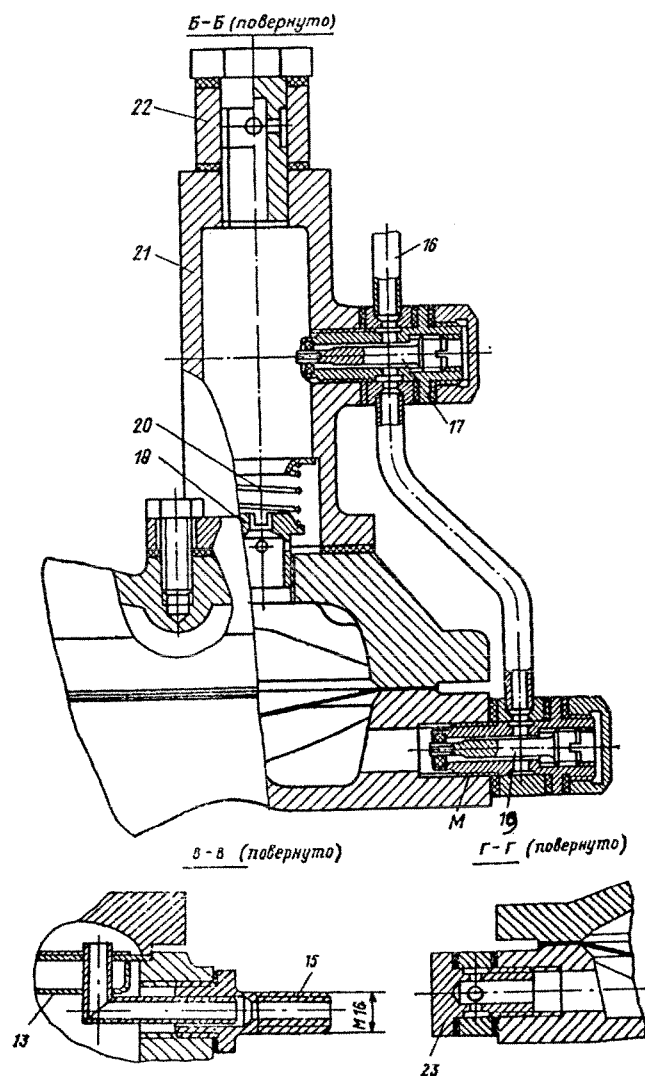


Рис. 112, в. Регулятор РДБК1

Таблица 44
Пропускная способность V_r регуляторов РДУК2 и РДБК с седлом $d_c \approx 50$ мм, $m^3/ч$ ($\rho = 0,73$ кг/м³)

p_1 , кгс/см ²	p_2 , кгс/см ²															
	0,02	0,03	0,04	0,05	0,1	0,3	0,5	0,8	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0	5,0	6,0
0,5	1030	1295	1025	1290	1005	1288	1000	1285	980	1280	750	1190	-	-	-	-
0,8							1000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1,0							1270	910	-	-	-	-	-	-	-	-
1,5							1780	1640	1500	-	-	-	-	-	-	-
2,0							2130	2065	1690	-	-	-	-	-	-	-
2,5							2490	2315	1780	-	-	-	-	-	-	-
3,0							2800	2550	1950	-	-	-	-	-	-	-
4,0							3525	3290	2990	-	-	-	-	-	-	-
5,0							4220	3590	3330	-	-	-	-	-	-	-
6,0							4955	4620	3570	-	-	-	-	-	-	-
7,0							5615	5015	3920	-	-	-	-	-	-	-
8,0							6380	6150	5500	-	-	-	-	-	-	-
9,0							7085	7060	6560	-	-	-	-	-	-	-
10,0							7790	7760	7660	-	-	-	-	-	-	-
11,0							8500	8460	8460	-	-	-	-	-	-	-
12,0							9200	9170	9170	-	-	-	-	-	-	-

Примечание. Пропускная способность регуляторов РДУК2 и РДБК с седлом $d_c \approx 50$ мм определяется по формуле $V = KV_r$, где коэффициент K принимается следующим:

d_c	21	35	50	70	105	140
K	0,217	0,63	10	2,0	4,14	6,71

РДБК1П – от 0,3 до 6.

Минимальное входное давление для РДБК составляет 500 кгс/м².

Пропускная способность регуляторов приведена в табл. 44, размеры регуляторов – в табл. 45. Регуляторы работают при температуре окружающей среды от –30 до 60 °С.

В качестве исполнительных органов в РДБК использованы те же, что и в регуляторах РДУК2, регулирующие односедельные клапаны. РДБК1 состоит из трех основных узлов: регулятора, стабилизатора и пилота.

Регулирующий клапан по своей конструкции аналогичен клапану РДУК.

Регуляторы D_y100 имеют сменные седла диаметром 50 или 70 мм, регуляторы D_y25 – 21 мм, D_y50 – 35 мм.

Корпус 10 регулирующего клапана (РК) выполнен из литого чугуна вентильного типа фланцевый, сверху перекрыт крышкой 14. В верхней части корпуса расположен фильтр 13 для очистки газа, поступающего через штуцер 15 к стабилизатору РДБК1 или к регулятору управления – пилоту РДБК1П.

К фильтру прикреплен упор 12 (рис. 112, б), который ограничивает ход регулирующего плунжера 11 и препятствует его сбросу со штока 8. Шток 8 свободно входит в гнездо плунжера и нижним своим концом упирается в выемку на торце толкателя 5.

К нижней части корпуса крепится мембранная камера 2.

Между фланцами камеры зажата эластичная мембрана 1 с двумя дисками: нижним опорным 3 и верхним 4, в центральное гнездо которого упирается толкатель 5.

Подмембранная полость камеры через регулируемый дроссель 19 и трубку 16 соединена с пилотом (рис. 112, в).

Таблица 45

Размеры регуляторов РДБК (рис. 112), мм

Регулятор	L	D	H	h	d_y	B
РДБК1-25	200	300	240	140	20	335
РДБК1П-25						
РДБК 1-50	230	360	315	180	25	418
РДБК1П-50						402
РДБК1-100	350	466	450	234	32	520
РДБК1П-100						

Примечания. 1. Число после шифра регулятора – условный диаметр патрубка входного и выходного $D_y = 50$ и 100 мм, входного $D_y = 25$ мм. 2. Выходной патрубок РДБК-25 $D_y = 32$ мм. 3. Присоединительные размеры фланцев на $p_y = 16$ кгс/см².

Поступающий поток газа от пилота сбрасывается через верхний регулируемый дроссель 17 в импульсную колонку 21, из которой направляется по импульсному трубопроводу в газопровод после регулятора.

С помощью регулируемых дросселей 17 и 19, каждый из которых имеет корпус, иглу с прорезью и защитный колпачок, устанавливается необходимое давление газа в подмембранной полости.

Давление газа из колонки 21 поступает через регулируемый дроссель 18 в надмембранную полость. Тем самым происходит поднастройка регулятора давления в случае возникновения вибрационных режимов работы.

Газ входного давления регулятора 10 (рис. 113) после очистки в фильтре 13 через штуцер 15 подается в стабилизатор 24, откуда по трубке 25 поступает в пилот 26.

Надмембранная полость пилота трубкой 29 через импульсную колонку 21 соединена с импульсной трубкой 32. Поэтому давление в этой полости равно давлению в импульсной и в контролируемой точке „К” газопровода 31. Это давление измеряется манометром 30.

Из пространства под седлом пилота газ по трубке 16 через регулируемый дроссель 17 постоянно сбрасывается в импульсную колонку 21 и по трубке 32 в газопровод после регулятора, а через регулируемый дроссель 19 поступает в подмембранное пространство регулируемого клапана.

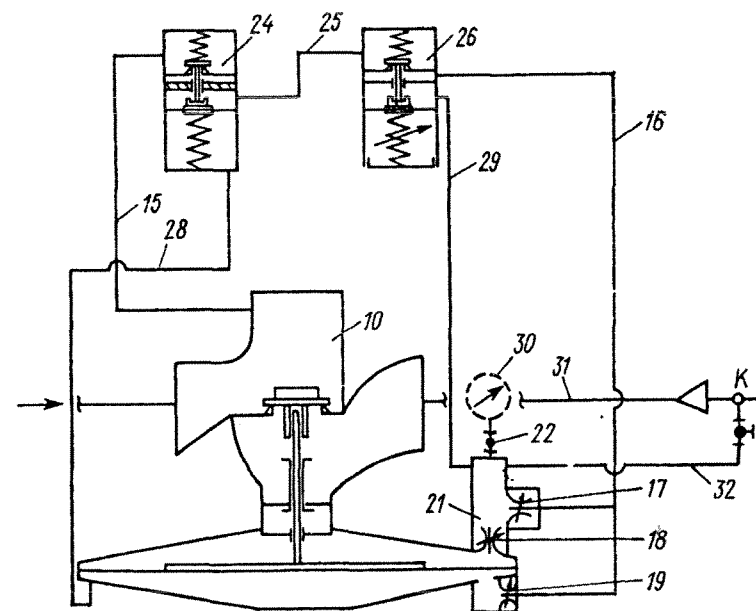


Рис. 113. Схема работы РДБК1

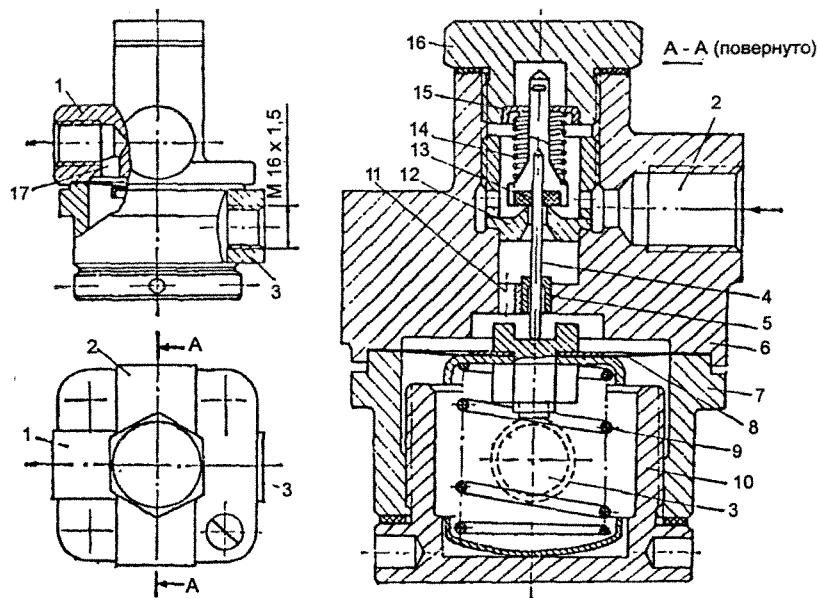


Рис. 114. Стабилизатор:

1–3 – штуцеры; 4 – толкатель; 5 – направляющая втулка; 6 – корпус; 7 – нижняя крышка; 8 – мембрана; 9, 14 – пружины; 10 – стакан; 11, 17 – отверстия; 12 – седло; 13 – плунжер; 15 – фигурная шайба; 16 – пробка

Это пространство через штуцер 23 и трубку 28 соединено с подмембранной полостью стабилизатора 24.

Стабилизатор (рис. 114) соединен с входной полостью клапана регулятором (КР) (штуцер 2) с входным штуцером пилота (штуцер 1) и с подмембранной полостью клапана регулятора (штуцер 3).

Диаметр седла в стабилизаторе 3,5 мм, ход плунжера 1,5–2 мм.

Вертикальное перемещение плунжера обеспечивается шайбой, через центральное отверстие которой пропущен хвостовик плунжера, и направляющей втулкой 5.

Плунжер прижимается к седлу пружиной 14. Между корпусом и нижней крышкой зажата мембрана, которая отжимается вверх пружиной 9. Полость под седлом отверстием 11 соединена с надмембранным пространством, которое в свою очередь отверстием 17 сообщено со штуцером 1.

Дросселированный в стабилизаторе газ входного давления направляется к пилоту.

Стабилизатор не поддерживает после себя постоянное давление, а только обеспечивает постоянство перепада давления в пилоте. При этом давление в подмембранной полости стабилизатора, равное давлению в

подмембранном пространстве клапана регулятора (КР), практически не отличается от выходного давления.

Давление в надмембранной полости стабилизатора, которое меньше входного на перепад в его дросселирующем устройстве, не превышающем $0,3\text{--}0,5 \text{ кгс/см}^2$, в основном уравнивается усилием сжатой пружины 9.

Пилот РДБК1 является командным прибором, который, воздействуя на привод регулирующего клапана путем изменения давления в его подмембранной полости, позволяет поддерживать постоянное давление в контролируемой точке.

Корпус пилота (рис. 115) имеет три штуцера: 1 – в который газ подается от стабилизатора, 2 – из которого газ дросселированный поступает к регулируемым дросселям импульсной колонки регулируемого клапана, 3 – который через импульсную колонку соединен с контролируемой точкой, а через отверстие 16 – с надмембранной полостью пилота.

Настройку регулятора производят изменением сжатия пружины 9 при ввертывании или вывертывании стакана 10 по резьбе в нижней крышке 7. Сверху корпус пилота герметично закрыт верхней крышкой 15.

При уменьшении выходного давления соответственно уменьшится давление в штуцере 3 и в полости над мембраной 8 пилота.

Мембрана под воздействием сжатой пружины 9 начнет подниматься, толкая вверх шток 4 и плунжер 12, ход которого составляет 1,5–2 мм.

Вертикальное перемещение плунжера обеспечивают направляющая втулка 5 и шайба 14.

Плунжер, преодолевая сопротивление пружины 13, отходит от седла 11 диаметром 3,5 мм. Расход газа, который поступает через штуцер 2 к регулируемым дросселям регулятора, возрастает.

Одновременно с уменьшением давления в надмембранной полости регулирующего клапана возрастает давление в его подмембранной полости. Плунжер регулирующего клапана поднимется, расход газа через него увеличится, давление в точке „К” вернется к заданному значению.

В регуляторе РДБК1П (рис. 116, 117) отсутствует стабилизатор. Регулятор состоит из двух основных узлов: пилота и исполнительного узла (регулирующего клапана).

Газ входного давления после фильтра регулирующего клапана 2 по трубке 9 поступает в пилот 6, который постоянно поддерживает давление газа в подмембранной полости регулятора. Надмембранная полость регулятора через импульсную колонку 3 и импульсную трубку 12 соединена с контролируемой точкой „К” газопровода 11.

Из подклапанного пространства пилота газ по трубке 7 и через дроссель 4 постоянно сбрасывается в колонку 3, а из нее по трубке 12 – в газопровод после регулятора. При этом в подмембранной полости регулятора, соединенной с трубкой 7 через регулируемый дроссель 5, поддерживается давление, соответствующее давлению в надмембранной полости,

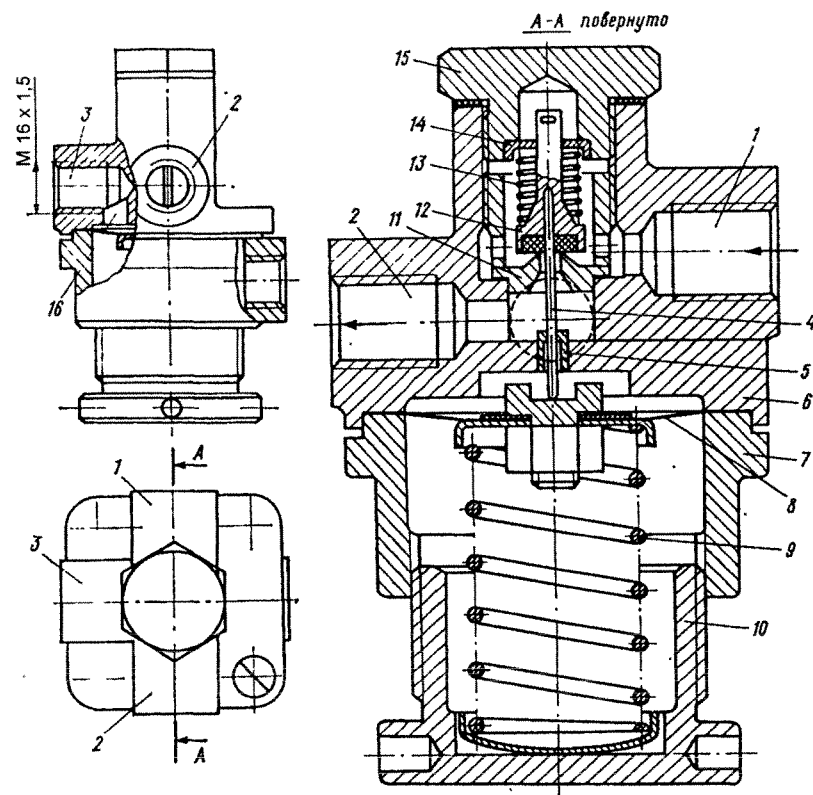


Рис. 115. Регулятор управления (пилот) к РДБК1

которая сообщается с внутренним пространством импульсной колонки через регулируемый дроссель 13.

Импульсная колонка имеет штуцер 8 с накладной гайкой, к которому приваривается импульсная трубка 12.

Измерение выходного давления и настройку регулятора осуществляют по манометру 10, перед которым предусматривается кран 1.

Настройку РДБК1П на заданное выходное давление производят ввертыванием или вывертыванием регулировочного стакана пилота. Постоянное давление, поддерживаемое пилотом в подмембранной камере регулятора определяет постоянство выходного давления. Если выходное давление уменьшается, то уменьшается и давление газа в надмембранной полости регулятора.

Возникшая разность давлений в над- и подмембранных камерах регулятора приводит к перемещению вверх диафрагмы и связанного с ней штока клапана.

Пропускная способность регулятора начнет возрастать. Давление газа в конечном газопроводе (в точке „К”) восстановится до заданного. А давление в над- и подмембранных камерах регулятора выравняется, и вновь наступает равновесное состояние.

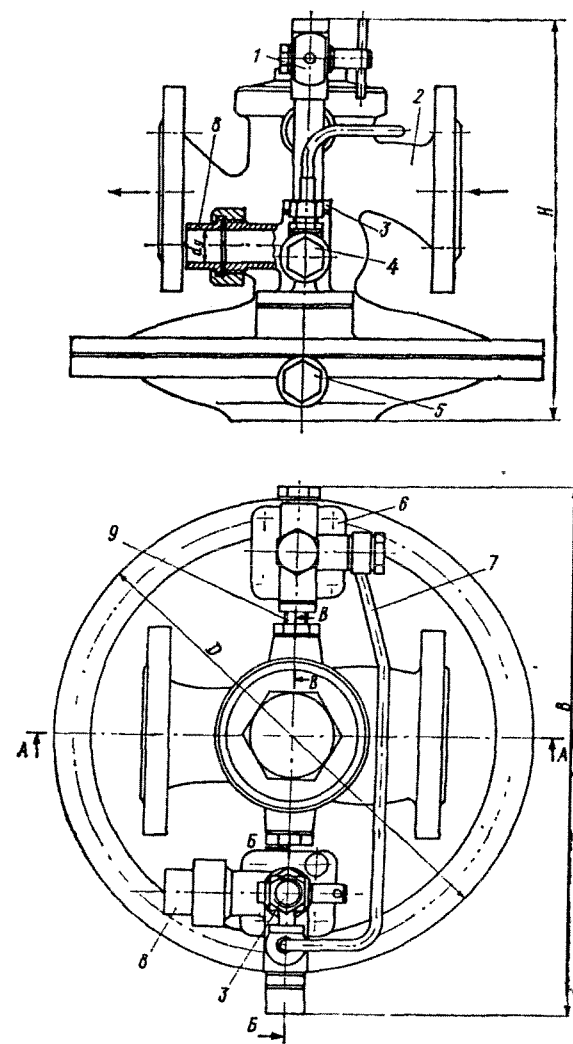


Рис. 116. Регулятор РДБК1П (разрезы А-А, Б-Б и В-В на рис. 112)

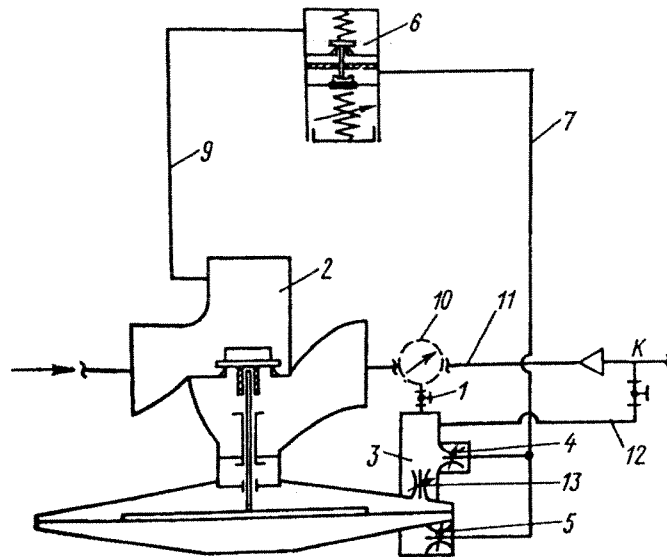


Рис. 117. Схема работы РДБК1П

Определение пропускной способности регуляторов давления газа. Определение пропускной способности регулятора сводится к определению максимального проходного сечения, обеспечивающего пропуск заданного максимального количества регулируемой среды.

Основные технические характеристики применяемых регуляторов давления газа приведены в табл. 46.

Подставляя в нижеприведенные формулы максимальное значение расхода газа и величину перепада давления, вычисляют коэффициент производительности „С”. По величине „С” находят в вышеуказанных таблицах, для выбранного типа клапана, диаметр условного прохода, которому соответствует ближайшее большее значение „С”.

Расход газа, приведенный к нормальному состоянию, т. е. к давлению 760 мм рт. ст. и температуре 0 °С, вычисляют по формулам:

а) для докритических скоростей истечения

$$\frac{P_1}{P_2} \leq 2$$

$$Q = 514 C \epsilon \sqrt{\frac{(P_1 - P_2) P_1}{\gamma (273 + t)}} \text{ м}^3/\text{ч};$$

б) для сверхкритических скоростей истечения

$$\frac{P_1}{P_2} \geq 2$$

$$Q = 280 C P_1 \sqrt{\frac{1}{\gamma (273 + t)}} \text{ м}^3/\text{ч},$$

где t — температура газа перед клапаном, °С; γ — объемный вес газа при состоянии 0 °С и 760 мм рт. ст., кг/м³; ϵ — поправка на сжимаемость газа.

Когда $\frac{P_1 - P_2}{P_1} \leq 0,08$, то $\epsilon = 1$.

При $\frac{P_1 - P_2}{P_1} \geq 0,08$, $\epsilon = 1 - 0,46 \frac{P_1 - P_2}{P_1}$.

Для создания устойчивой и безотказной работы регулятора необходимо, чтобы он был загружен не более чем на 80 % и не менее чем на 10 % его максимальной пропускной способности.

Астатические регуляторы давления поддерживают заданное значение выходного давления вне зависимости от расхода газа через регулятор. Регуляторы этого типа изготавливают следующих модификаций, различающихся диаметром условного прохода: РД-25-64, РД-50-64, РД-80-64, РД-100-64, РД-150-64, РД-200-64.

Регуляторы РД-64 выполнены с пневматической нагрузкой задания регулируемого давления, устанавливаемого с помощью редуктора давления в пределах 1,5–50 кгс/см². Для определения максимальной пропускной способности регуляторов типа РД-64 предложен график на рис. 33.

Регулирующие клапаны пневматических регуляторов давления газа непрямого действия. Пневматические исполнительные механизмы подразделяются на мембранные и поршневые. Наиболее применимы в газовом хозяйстве мембранные исполнительные механизмы. Основные характеристики мембранных исполнительных механизмов следующие: рабочий диапазон измерения давления сжатого воздуха или газа в полости чувствительного элемента механизма от 0,2 до 1 кгс/см²; эффективная площадь мембраны к действующему давлению воздуха или газа; максимальное линейное перемещение штока колеблется от 10 до 60 мм (иногда до 100 мм); регулирующий орган в комплекте с исполнительным механизмом непосредственно воздействует на процесс регулирования.

От правильного выбора типоразмера регулирующего органа во многом зависит качество регулирования.

В комплект регулирующего клапана входят дроссельное устройство (регулирующий орган), пневматический исполнительный механизм, дополнительные устройства — позиционер, ручное или дистанционное управление. Принцип действия пневматического исполнительного механизма

Основные характеристики регуляторов давления газа

Наименование	Обозначение	D_3 , мм	Диаметр седла, мм	Давление, кгс/см ²		Пропускная способность, м ³ /ч, при входном давлении, кгс/см ² , γ, C				Масса, кг
				входное, не более	выходное	1	3	6	12	
Регулятор низкого давления	РД-32	32	6	1,6	0,009 – 0,02	25	55	105	—	8
	РД-32	32	10	1,6	—	45	100	—	—	8
	РД-50	50	15	1,6	0,09 – 0,02	167	375	717	—	18
	РД-50	50	20	1,6	0,09 – 0,02	270	610	—	—	18
	РД-50	50	25	1,6	0,09 – 0,02	363	—	—	—	18
	D_3 -32	32	6	6	0,02 – 0,035	25	55	105	—	8
	D_3 -32	32	10	6	0,02 – 0,035	45	100	—	—	8
	D_3 -50	50	15	6	0,02 – 0,035	167	375	717	—	18
	D_3 -50	50	20	6	0,02 – 0,035	270	610	—	—	18
	D_3 -50	50	25	6	0,02 – 0,035	363	—	—	—	18
Регулятор среднего давления	D_3 -32	32	10	6	0,1–1,1	40	90	160	—	13
	D_3 -50	50	25	6	0,1–1,1	320	720	1260	—	26
	РДУК2Н-50	50	35	12	0,005 – 0,6	900	1790	3125	5800	45
	РДУК2Н-100	100	50	12	0,005 – 0,6	1420	2840	4970	9200	80
	РДУК2Н-100	100	70	12	0,005 – 0,6	2825	5650	9900	18 350	80
	РДУК2Н-200	200	105	12	0,005 – 0,6	5880	11 800	20 550	38 000	300
	РДУК2Н-200	200	140	6	0,005 – 0,6	9500	19 000	33 340	—	300
	РДУК2В-50	50	35	12	0,06 – 6,0	720	1790	3125	5800	45
	РДУК2В-100	100	50	12	0,06 – 6,0	1200	2840	4970	9200	80
	РДУК2В-100	100	70	12	0,06 – 6,0	2300	5650	9900	18 350	80
Регулятор давления блочный конструкции Казанцева	РДУК2В-200	200	105	12	0,06 – 6,0	4700	11 800	20 550	38 000	300
	РДУК2В-200	200	140	6	0,06 – 6,0	7650	19 000	33 340	—	300
	РДБК1-25	25	21	16	0,01 – 0,6	310	620	1080	2000	26
	РДБК1-50	50	35	16	0,01 – 0,6	900	1790	3125	5800	38
	РДБК1-100	100	50	12	0,01 – 0,6	1420	2840	4970	9200	93

Примечание. Регуляторы низкого и среднего давления D_3 и $D_3,50$ поставляются в комплекте шкафного ГРП.

Регулятор давления типа РД-64	РДБК1-100	100	70	12	0,01 – 0,6	2825	5650	9900	18 350	93
	РДБП-25	25	21	16	0,03 – 6,0	250	620	1080	2000	23
	РДБП-50	50	35	16	0,03 – 6,0	720	1790	3125	5800	36
	РДБП-100	100	50	12	0,03 – 6,0	1200	2840	4970	9200	89
	РДБП-100	100	70	12	0,03 – 6,0	2300	5650	9900	18 350	89
	РД-25-64	25	16	64	2,5 – 25	—	—	300	560	28
	РД-25-64	25	20	64	2,5 – 25	—	—	720	1340	28
	РД-40-64	40	20	64	2,5 – 25	—	—	720	1340	54
	РД-40-64	40	32	64	2,5 – 25	—	—	1900	3580	54
	РД-50-64	50	45	64	2,5 – 25	—	—	3000	5600	106
Клапан регулирующий с пневматическим мембранным исполнительным механизмом, фланцевый	РД-80-64	80	70	64	1,5–10 или 12–16	—	—	7200	13 400	135
	РД-100-64	100	85	64	1,5–10 или 12–16	—	—	12 000	22 400	215
	25с37жк (НО)	25	25	16	0,6 – 16	—	1100	1900	3500	21
	25с38жк (НЗ)	40	40	16	0,6 – 16	—	2750	4800	8900	44
	25с430жк	50	50	16	0,6 – 16	—	4300	7600	14000	50
	1М-4М (НО)	80	80	16	0,6 – 16	—	11 000	19 000	35 000	83
	25с432жк	100	100	16	0,6 – 16	—	17 200	30 000	55 000	126
	5М-8М (НЗ)	150	150	16	0,6 – 16	—	43 400	76 000	140 000	185
	25с48жк	200	200	16	0,6 – 16	—	68 900	120 000	223 000	370
	М1 (НО)	250	250	16	0,6 – 16	—	110 000	193 000	357 000	488
	М1-8М1 (НЗ)	300	300	16	0,6 – 16	—	172 000	300 000	558 000	709
	25с48жк	25	25	63	0,6 – 16	—	1100	1900	3500	36
	М1 (НО)	50	50	63	0,6 – 16	—	4300	7600	14 000	56
	М1-8М1 (НЗ)	80	80	63	0,6 – 16	—	11 000	19 000	35 000	101
	25с48жк	100	100	63	0,6 – 16	—	17 200	30 000	55 000	151
	25с50жк	150	150	63	0,6 – 16	—	43 400	76 000	140 000	244
	5М-8М (НЗ)	200	200	63	0,6 – 16	—	68 900	120 000	223 000	483

следующий: при увеличении командного давления воздуха или газа, подаваемого в надмембранную полость, пружина мембранного привода сжимается, и шток с клапаном опускается, открывая сечение для прохода газа или конденсата. При снижении давления на мембрану шток и клапан под воздействием пружины поднимаются, перекрывая сечение для прохода газа или конденсата.

Клапаны регулирующие (КР) 25с48нж (НО), 25с50нж (НЗ), 25с37нж (НО), 25с38нж (НЗ). Клапаны КР с пневматическим мембранным приводом являются исполнительными органами регуляторов непрерывного действия.

В зависимости от входного давления КР применяют с чугунным (ч) или стальным (с) корпусами.

Температура рабочей среды КР с чугунным корпусом составляет от -15 до 300 °С, со стальным — от -40 °С до 300 °С. Зона нечувствительности до $0,03$ кгс/см². Относительная нерегулируемая протечка в затворе не более $0,05$ % от коэффициента пропускной способности K_v ; начальная пропускная способность не более 4 % от K_v .

Редуцирование газа в регулировочных клапанах (рис. 118) происходит изменением положения плунжера 3 с двумя затворами относительно двух седел 2. Плунжер соединен через шток 4 с жестким диском мембраны 7. Предварительно сжатая пружина 5 стремится поддерживать диск 6 в верхнем положении и связанный с ним плунжер 3. Через штуцер 8 в надмембранную полость от командного прибора подается сжатый воздух, давление которого сжимает пружину 5, которая перемещает подвижную систему: мембрану 7, жесткий диск 6, шток 4, плунжер 3. В этом случае меняются проходное сечение для газа или конденсата, его расход и выходное давление.

Настройку регулировочного клапана производят изменением сжатия пружины 5.

Если плунжер 3 расположен, как показано на рис. 118, а „НО” (нормально открыто), то в этом случае отсутствия командного газа или воздуха он под действием пружины 5 приподнят и проход для газа или конденсата открыт. Такой клапан (КР) имеет индекс „НО”.

При перевернутом положении плунжера 3 на 180° (рис. 119, б) отсутствие командного воздуха или газа приводит к закрытию клапана. Ему присвоен индекс „НЗ” (нормально закрыто).

В зависимости от изменения давления газа или конденсата в контролируемой точке давление воздуха или газа в надмембранной полости регулировочного клапана устанавливается командным прибором типа МТ-711Р или МТ-712Р (рис. 119).

Излишки командного воздуха около $0,5$ м³/ч постоянно сбрасываются в атмосферу.

Рис. 118. Клапан регулирующий двухседельный:

а — тип НО; б — тип НЗ; 1 — корпус; 2 — седло; 3 — плунжер; 4 — шток; 5 — пружина; 6 — диск; 7 — мембрана; 8 — штуцер

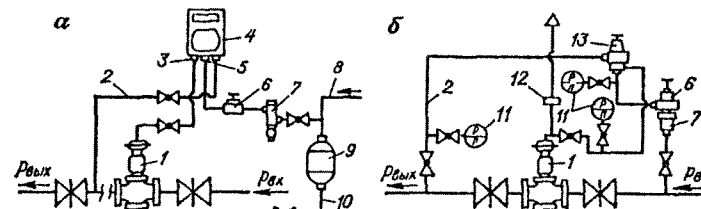
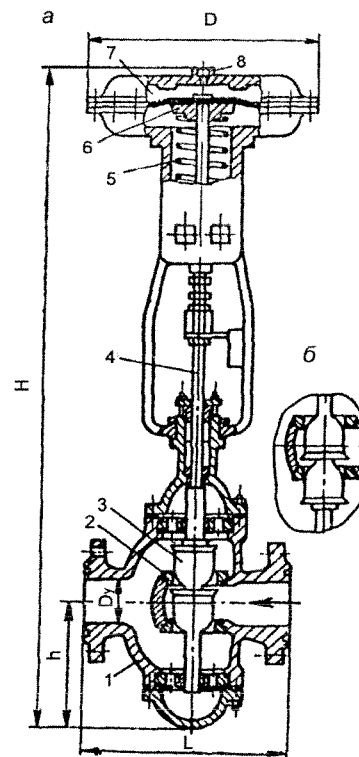


Рис. 119. Схема обвязки КР с командным прибором:

а — МГ-711Р (МТ-712Р); б — с пилотом ДПМ; 1 — КР; 2 — импульсная трубка; 3 — штуцер „Выход”; 4 — прибор МТ-711Р (МТ-712Р); 5 — штуцер „Питание”; 6 — редуктор; 7 — фильтр; 8 — трубопровод сжатого воздуха; 9 — ресивер; 10 — дренажный трубопровод; 11 — манометр; 12 — дроссель; 13 — пилот

В диапазоне давления над мембраной от 0,2 до 1,0 кгс/см² плунжер регулирующего клапана достигает полного хода.

Для редуцирования давления воздуха до 1,4 кгс/см² применяют стабилизатор давления СДВ-6, а для очистки воздуха – фильтр ФВ-1,6.

Очень часто вместо МТ-711Р и МТ-712Р в качестве командного прибора применяют пилот ДПМ (рис. 120), который приспособлен для использования энергии газа входного давления.

Для настройки системы устанавливают манометры: на импульсной линии 2, перед пилотом, в надмембранной полости регулировочного клапана (рис. 119, б).

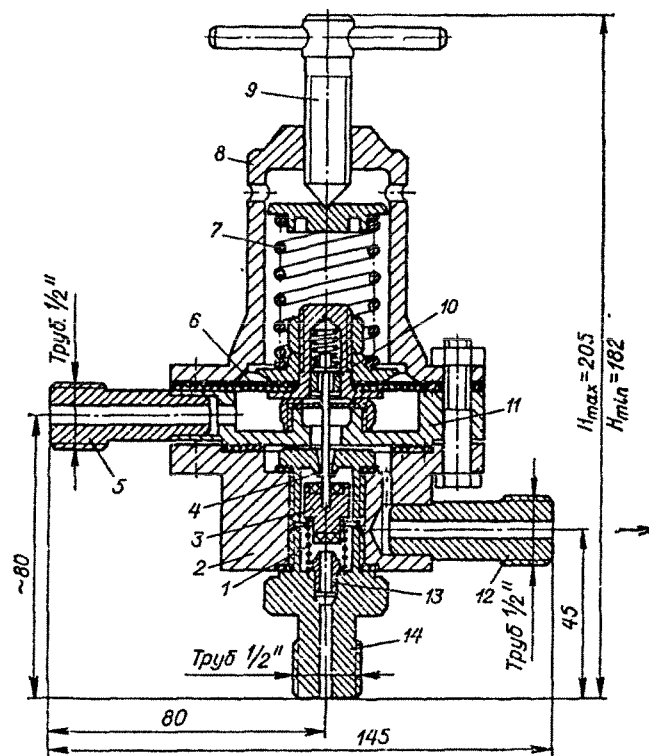


Рис. 120. Пилот ДПМ:

1 – пружина; 2 – корпус; 3 – золотник; 4, 13 – седла; 5 – штуцер контролируемого давления; 6 – мембрана; 7 – пружина; 8 – крышка; 9 – регулирующий винт; 10 – втулка; 11 – мембранная коробка; 12 – штуцер выходной; 14 – штуцер входной

В редукторе 6 дросселируется газ до давления 1–3 кгс/см² и поступает через штуцер 14 пилота под золотник 3, отжимаемый вверх пружиной 1 (рис. 120).

В пилоте командный газ дросселируется до давления 0,2–1 кгс/см² и через штуцер 12 направляется в надмембранную полость регулирующего клапана. Импульс давления от контролируемой точки газопровода за регулирующим клапаном подается через штуцер 5 под мембрану.

Размеры регулирующих клапанов приведены в табл. 47.

Если регулирующий клапан работает по схеме „НЗ”, то при увеличении выходного давления под мембраной она приподнимается, преодолевая усилие пружины. В этом случае золотник прикрывает седло 4 (рис. 120), уменьшая или полностью прекращая выход газа через него.

Таблица 47

Размеры клапанов регулирующих (КР), мм

№ п/п	Клапаны	D_y	D	H	h	l
1	25ч37нж (НО)	25	250	650	120	160
2	25ч38нж (НЗ)	40	310	790	140	200
3	25с48нж (НО)	25	250	640	110	210
4	25с50нж (НЗ)	50	310	820	160	300
		80	380	1070	210	380
		100	460	1390	280	430
		150	460	1530	360	550
		200	570	1940	460	650

Давление в надмембранной полости клапана снизится, плунжер приподнимется, расход газа уменьшится, давление в контролируемой точке снизится. Седло 13 будет полностью открытым. Через седло 4 и сверление в корпусе газ поступит к штуцеру 12.

Настройка пружины выполняется винтом 9.

Если регулировочный клапан работает по схеме „НО”, то втулку пилота с помощью отвертки перемещают в нижнее положение. Тогда золотник может перекрывать только седло 13. Увеличение выходного давления ведет к открытию этого седла и росту давления в надмембранной полости. Плунжер регулировочного клапана приблизится к седлу, давление газа в контролируемой точке уменьшится.

Пилот комплектуется двумя сменными пружинами 7. Пружина № 1 предназначена для поддержания давления в контролируемой точке в пределах 6–10 кгс/см², пружина № 2 – до 3 кгс/см².

Перед пилотом ДПМ монтируют редуктор и фильтр, объединенные в один узел (рис. 119, б; 121). Газ проходит через восемь слоев войлока,

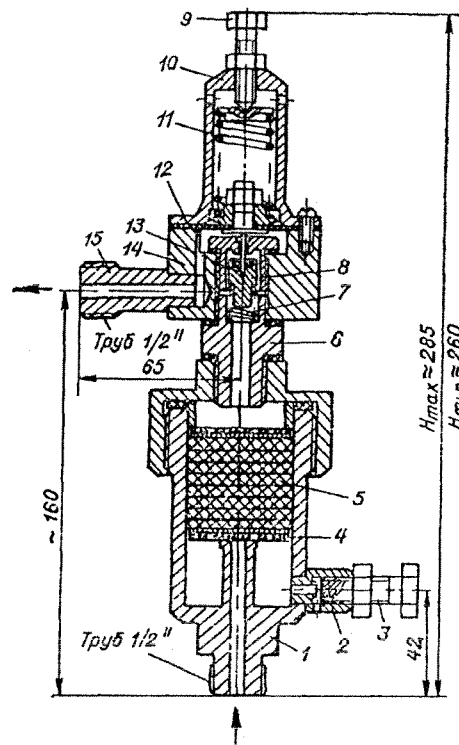


Рис. 121. Редуктор с фильтром для пилота ДПМ:

1 – корпус фильтра; 2 – штуцер; 3 – болт; 4 – решетка; 5 – войлок; 6 – стойка; 7 – пружина; 8 – плунжер; 9 – регулировочный болт; 10 – крышка; 11 – настроечная пружина; 12 – мембрана; 13 – шток; 14 – корпус редуктора; 15 – штуцер выходной

уложенного между решетками 4 и фильтровальными сетками. Сброс конденсата и твердых частиц, которые накапливаются в корпусе фильтра, осуществляют через отверстие в нижней части штуцера 2 при отвертывании болта с мягкой прокладкой в торце. Очищенный газ поступает в редуктор, который со стойкой 6 соединяется с фильтром. Снизу на мембрану воздействует выходное давление газа, а сверху – усилие настроечной пружины.

Редуктор на заданное выходное давление настраивают болтом 9. Регулирование газа и поддержание постоянного выходного давления осуществляют за счет изменения положения плунжера относительно седла. Пружина 7 отжимает плунжер вверх и при отсутствии противодействия прижимает его к седлу. Плунжер с торцевой мягкой прокладкой соединен с центральными дисками мембраны штоком 13. Увеличение выходного давления в штуцере 15 и под мембраной приводит к подъему плунжера, приоткрытию седла и уменьшению расхода газа до момента, пока выход-

ное давление не достигнет давления настройки. Уменьшение выходного давления ведет к открытию седла, увеличению расхода газа и восстановлению давления до заданного.

При работе регулирующего клапана возможны следующие неполадки:

а) шток не перемещается при подаче командного воздуха в надмембранное пространство. Причина – разрыв мембраны;

б) шток перемещается рывками при плавном изменении давления командного воздуха. Причины – чрезмерная затяжка сальника или отсутствие смазки;

в) шток не достигает крайних положений (верхнего и нижнего) при изменении давления командного воздуха от 0,2 до 1 кгс/см². Причина – неправильная настройка пружины (чрезмерное или недостаточное ее сжатие);

г) шток перемещается с визгом и с рывками при плавном изменении давления командного воздуха. Причина – шток искривлен;

д) плунжер в процессе эксплуатации почти всегда находится в положении, близком к крайнему верхнему или крайнему нижнему. Причина – условный диаметр регулирующего клапана и его пропускная способность не соответствуют действительному расходу газа, клапан следует заменить.

Определение пропускной способности регулирующих клапанов. Расчет регулирующих клапанов непрямого действия сводится к выбору условного прохода по максимальному расходу газа и перепаду давления на клапане.

Расход газа через клапан определяют по формулам для докритических скоростей истечения

$$Q_n = 627 C \epsilon \sqrt{\frac{(P_1 - P_2) P_1}{\Delta(273 + t)}},$$

для сверхкритических скоростей истечения

$$Q_n = 342 C P_1 \sqrt{\frac{1}{\Delta(273 + t)}},$$

где Q_n – расход газа через клапан (при 20 °С и 760 мм рт. ст.), м³/ч; ϵ – поправка на сжимаемость газа

$$\epsilon = 1 \text{ при } \frac{P_1 - P_2}{P_1} \leq 0,08$$

и

$$\epsilon = 1 - 0,46 \frac{P_1 - P_2}{P_1} \text{ при } \frac{P_1 - P_2}{P_1} > 0,08;$$

P_1 и P_2 – абсолютное давление соответственно перед клапаном и за клапаном, кгс/см²; Δ – относительная плотность газа по воздуху; t – температура газа перед клапаном.

Таблица 48

Техническая характеристика стальных регулирующих клапанов

Диаметр условного прохода D_y , мм	Диаметр седла кла- пана, мм	Ход плунже- ра, мм	Коэффициент производитель- ности C	Габаритные размеры, мм		
				ширина	высота	диаметр мембранной головки

Для стальных клапанов К, КЯ, КР, КРЯ на $p_y = 40$ и $p_y = 64$ кгс/см²

25	15	14	9	200	860	285
26	20	14	8	210	865	285
26	25	14	14	250	885	285
50	40	28	32	295	1095	360
50	50	26	50	320	1105	360
80	79	28	80	430	1242	360
80	80	28	100	430	1245	410
100	100	60	210	530	1550	410
150	150	60	425	530	1795	410

Для стальных клапанов 25с48нж и 25с50нж на $p_y = 64$ кгс/см²

25	15	14	3,5	205	583	1236
25	20	14	6,5	205	583	230
25	25	14	10	205	583	330
50	40	14	26	260	654	230
50	50	14	40	260	654	230
80	70	21	87	345	772	295
80	80	21	100	345	772	295
100	100	26	160	385	844	295
125	125	33	250	445	970	360
150	150	40	360	485	1023	360
200	200	60	640	595	1253	410

Для стальных клапанов МРК4нж и МРК4Бр на $p_y = 16$ кгс/см²

25	26	14	11(6,5)	210	712	285
25	25	14	14(10,0)	210	712	285
50	40	28	41(26)	280	908	360
50	50	28	50(40)	280	908	360
80	70	28	79(87)	555	976	360
60	80	28	98(100)	355	975	360
100	100	60	175(160)	430	1348	410
150	125	60	245(250)	540	1415	410
150	150	60	350(360)	540	1415	410

Примечание. В скобках указаны коэффициенты производительности чугунных регулирующих клапанов, имеющих параболическую характеристику плунжеров, для $D_y = 200$ мм и $C = 640$; $D_y = 250$ мм и $C = 1000$; $D_y = 300$ и $C = 1450$.

Подставляя в эти формулы максимальное значение расхода и величину перепада давления, вычисляют коэффициент производительности C . По величине этого коэффициента в табл. 48 для выбранного типа клапана находят диаметр условного прохода, которому соответствует ближайшее значение C .

Предохранительные сбросные клапаны (ПСК)

Устанавливаются за регуляторами давления газа после расходомеров (счетчика).

В качестве предохранительных сбросных устройств устанавливаются клапаны или гидравлические предохранители.

Конструкция предохранительного сбросного устройства обеспечивает полное открытие клапана при повышении заданного максимального рабочего давления не более чем на 15 % (рис. 122, 123).

При повышении рабочего давления газа на 5 % и выше мембрана 3 мембранного сбросного клапана (рис. 122), преодолевая сопротивление пружины 2, перемещается вниз, и клапан 4 открывается от седла 5, пропуская газ на сброс в атмосферу.

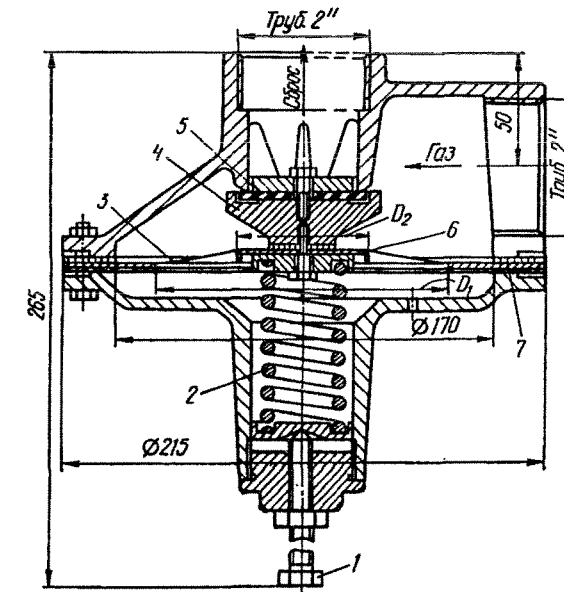


Рис. 122. Мембранный сбросной клапан типа ПСК-50:

1 – регулировочный винт; 2 – пружина; 3 – мембрана; 4 – клапан с мягким уплотнением; 5 – седло; 6 – диск; 7 – кольцо

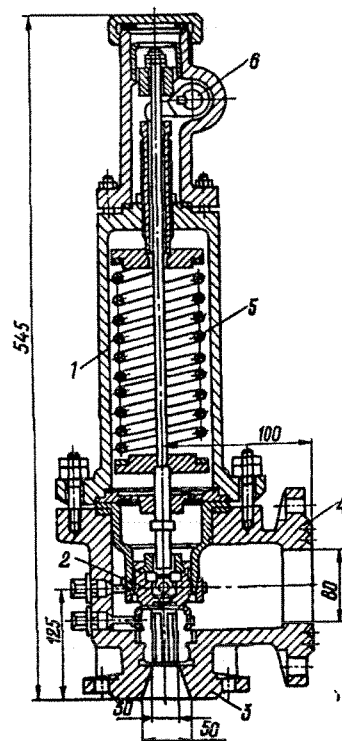


Рис. 123. Предохранительный пружинный клапан типа ППК-4-50-16:

1 – корпус; 2 – клапан; 3 – штуцер входной; 4 – штуцер выходной; 5 – пружина; 6 – рычаг для контрольной продувки

В предохранительном пружинном клапане (рис. 123) при повышении рабочего давления пружина 5 под действием повышенного рабочего давления газа сжимается и отходит вверх вместе с клапаном 2, пропуская газ на сброс в атмосферу.

Пропускная способность клапана ПСК-50 приведена в табл. 49. Характеристика основных сбросных клапанов приведена в табл. 50.

Таблица 49

Пропускная способность мембранного сбросного клапана

Давление газа в сети, кгс/м ²	Сброс газа, м ³ /ч, при настройке на давление, кгс/м ²				
	100	200	300	2000	5000
150	0,6	–	–	–	–
200	7	–	–	–	–
300	56	4	–	–	–
400	94	65	3	–	–

Продолжение

Давление газа в сети, кгс/м ²	Сброс газа, м ³ /ч, при настройке на давление, кгс/м ²				
	100	200	300	2000	5000
500	111	101	54	–	–
2200	–	–	–	0,5	–
2500	–	–	–	12	–
3000	–	–	–	58	–
3500	–	–	–	125	–
4000	–	–	–	225	–
5000	–	–	–	350	–
6000	–	–	–	450	48
8000	–	–	–	665	425
10000	–	–	–	850	580

Таблица 50

Характеристика предохранительных сбросных клапанов

Показатели	Мембранный сбросной клапан ПСК-50	Предохранительный пружинный клапан ППК-4-50-16
Пределы настройки клапана с пружиной давления кгс/см ² :		
низкого (1315-05Б)	0,01 – 0,05 (ПСК-50Н)	–
среднего (1315-06Б)	0,2 – 0,5 (ПСК-50С)	–
среднего (1315-06Б)	0,5 – 1,25 (ПСК-50В)	–
Пределы настройки клапана с пружиной, кгс/см ² :		
№ 101	–	0,5 – 1,2
№ 102	–	1,2 – 1,9
№ 103	–	1,9 – 3,5
№ 104	–	3,5 – 6
№ 105	–	6 – 10
№ 106	–	10,0 – 16,0
Масса, кг	5,2	25

Примечание. Присоединительные размеры приемного фланца ППК-4-50-16 на P_y 16 кгс/см², выкидного – на P_y 6 кгс/см².

Измерение расхода газа

Количество вещества, которое проходит через сечение трубопровода в единицу времени, называют расходом и измеряют расходомером. Для измерения количества вещества, проходящего через сечение за длительное время, применяют суммирующие приборы – счетчики или расходомеры со счетчиками.

Ротационные счетчики

Для учета газа с расходом до 3000 м³/ч могут быть использованы ротационные счетчики, в показания которых вводятся дополнительно поправки на изменение температуры и давления газа. Ротационные счетчики с чугунным корпусом рассчитаны на рабочее давление до 1 кгс/см², а со стальным корпусом — до 25 кгс/см². Они нашли широкое применение в коммунальном хозяйстве в отопительных котельных, а также на небольших и средних промышленных предприятиях. Имеют следующие достоинства: отсутствие потребности в источнике электроэнергии, долговечность, возможность контроля исправности работы по перепаду давления на счетчике в условиях эксплуатации, нечувствительность к кратковременным перегрузкам.

Принципиальная схема ротационного счетчика приведена на рис. 124.

Счетчик состоит из корпуса 1 и двух роторов 3 и 7, которые вращаются потоком газа. Валы роторов соединены между собой зубчатой передачей 2. Вращение ротора 3 через жестко связанный с ним вал через магнитную муфту 6 и редуктор 5 передается счетному механизму 4.

При вращении роторы скользят по поверхности друг друга боковыми поверхностями, одновременно соприкасаясь с внутренней поверхностью корпуса боковой поверхностью своих вершин.

Так как давление газа в полости А больше, чем в полости Б, создается вращающий момент, вызывая поворот роторов.

Валы обоих роторов соединены между собой зубчатой передачей, поэтому вращение одного ротора вызывает вращение другого, синхронно, вытесняя на выход счетчика поочередно объемы газа V₀. За один полный оборот вытесняется четыре таких объема. Для уменьшения утечек газа зазоры между вращающимися роторами и корпусом, а также между поверхностями скольжения роторов делаются минимальными, т. е. от 0,04 до 0,1 мм, а сами поверхности тщательно доводятся.

Газ в счетчик подается сверху, благодаря этому взвешенные частицы не засоряют счетчик, а падают вниз.

При хорошо подогнанных роторах и правильно установленных подшипниках потеря давления газа в ротационных счетчиках не превышает 400 кгс/м².

В зависимости от конструкции счетчика частота вращения роторов при номинальном расходе находится в пределах от 150 до 1000 об/ч. Объем измерительных камер в зависимости от типоразмера счетчика составляет от 1,7 до 1100 л.

Счетчики работают при температуре газа в пределах от 0 до 50 °С.

Для контроля за нормальной работой счетчик снабжен дифференциальным манометром, присоединенным к входному и выходному патрубкам прибора, которые показывают потери давления при прохождении газа

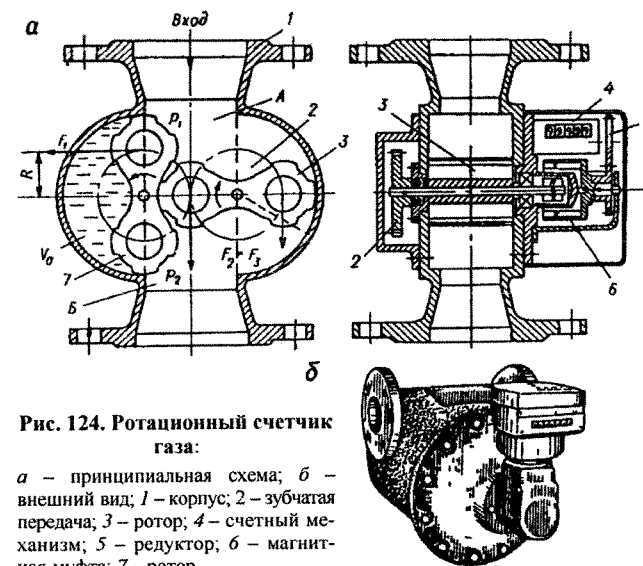


Рис. 124. Ротационный счетчик газа:

а — принципиальная схема; б — внешний вид; 1 — корпус; 2 — зубчатая передача; 3 — ротор; 4 — счетный механизм; 5 — редуктор; 6 — магнитная муфта; 7 — ротор

через счетчик. При увеличении потерь давления сверх предельно установленного в паспорте счетчика необходимо прочистить, промыть и отрегулировать механизм прибора.

Таблица 51

Краткая техническая характеристика ротационных счетчиков

Параметры	Тип счетчика					
	РГ-40	РГ-100	РГ-250	РГ-400	РГ-600	РГ-1000
Диаметр условного прохода, мм	50	80	125	150	160	200
Пределы измерений по расходу, м ³ /ч:						
верхний	48	120	300	480	720	1200
номинальный	40	100	250	400	600	1000
нижний	4	10	25	40	60	100
Порог чувствительности, м ³ /ч	0,6	1,5	3,75	6,0	9,0	15
Потеря давления при номинальном расходе, Па	30	30	30	30	30	30
Погрешность измерений, %, при:						
(0,1 — 0,2) Q _{ном}	±3	±2	±2	±2	±2	±2
(0,2 — 1,2) Q _{ном}	±2,5	±1,5	±1,5	±1,5	±1,5	±1,5

Приборостроительными заводами выпускаются ротационные счетчики газа типа РГ-40, РГ-100, РГ-250, РГ-400, РГ-600 и РГ-1000, рассчитанные на номинальные расходы 40, 100, 250, 400, 600, 1000 м³/ч соответственно. Погрешность счетчиков типа РГ находится в пределах от 1 до 2,5 %.

Краткая техническая характеристика ротационных счетчиков приведена в табл. 51.

Счетчики устанавливают строго по уровню, не допуская перекосов и вибраций. Счетчики пропускной способности 250 м³/ч и более должны иметь в нижней части корпуса основание для установки на фундамент.

К недостаткам ротационных счетчиков следует отнести создаваемую ими пульсацию потока газа, повышенные обороты роторов и вследствие этого – интенсивный износ рабочих органов, а также сложность изготовления легкого транспортабельного счетчика, работающего при повышенных давлениях и при больших расходах газа.

Шкафные ГРП

Для снабжения газом низкого давления (до 500 кгс/м²) газопотребителей ГРС и ДО применяют шкафные газорегуляторные пункты (ГРП), смонтированные в металлических шкафах.

Шкафной ГРП – готовое промышленное изделие в металлическом шкафу, в котором смонтировано все необходимое газовое оборудование, арматура и средства измерения (рис. 125).

Обслуживание, ремонт, осмотр и настройку оборудования ГРП осуществляют через дверки шкафа.

По числу линий регулирования ГРП делятся на две группы:

- одна линия регулирования с одним (одноступенчатое регулирование) или с двумя последовательно расположенными регуляторами давления (двухступенчатое регулирование);

- две параллельно расположенные линии регулирования с одним регулятором давления на каждой линии. В этой группе предусматривается подача газа одному потребителю (причем одна линия рабочая, другая – резервная) и двум потребителям с разными выходными давлениями.

Для газоснабжения ГРС и ДО рекомендуются шкафные ГРП с двумя технологическими линиями (табл. 52) и с двумя регуляторами.

Шкафные ГРП на ГРС могут устанавливаться в помещении редуцирования и в котельной, а также на стене газифицируемого здания.

В зависимости от климатических условий шкафной ГРП может быть с обогревом или без него. Обогреваемый шкафной ГРП имеет с внутренней поверхности шкафа теплоизолирующее покрытие из войлока или полистирольного пенопласта.

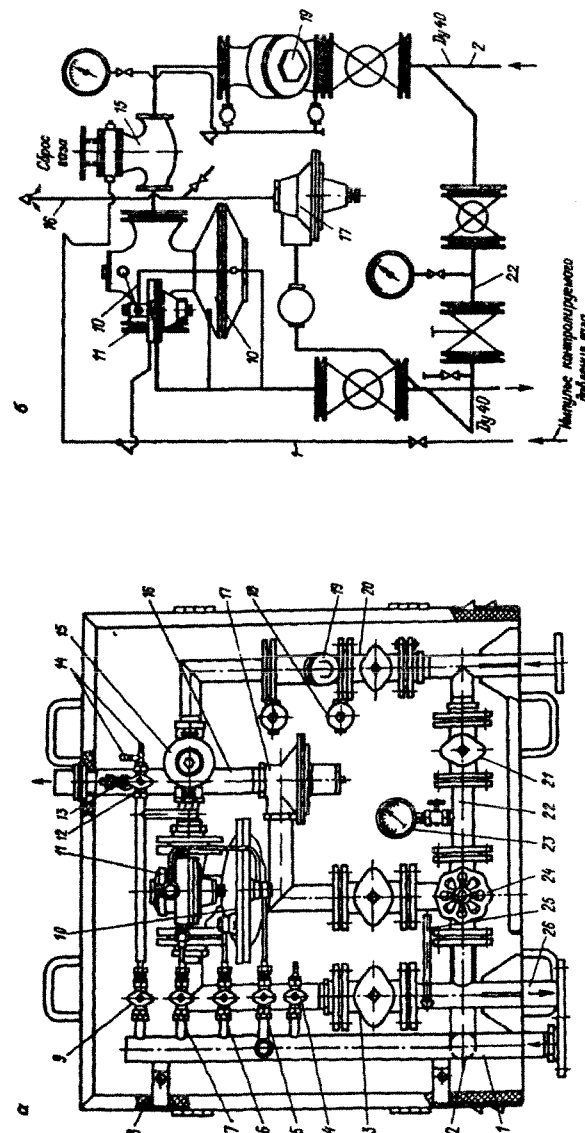


Рис. 125. Шкафной ГРП типа ГСГО-1 с регулятором РДУК2Н-50 (теплогенератор не показан):

а - общий вид; б - принципиальная схема; 1 - импульсный трубопровод; 2 - подводящий трубопровод к ПСУ; 3, 7, 9, 12, 13, 20, 21 - краны; 8 - теплоизоляция; 10 - регулятор РДУК2-50; 11 - пилот КН2; 14 - штуцера для настройки ПСУ; 15 - клапан-отсекатель ПСК-40МН; 16 - сбросной трубопровод; 17 - ПСК-50; 18 - штуцер с краном фильтра; 19 - фильтр ФС-40; 22 - байпас; 23 - манометр; 24 - вентиль; 25 - отвод к теплогенератору; 26 - выходной газопровод

Таблица 52

Паспортные характеристики шкафных ГРП

Тип ГРП	Давление, кгс/см ²		Регулятор		Пропускная способность, м ³ /ч, при $p_{\text{вх}}$, кгс/см ²		
	входное $p_{\text{вх}}$	выходное $p_{\text{вых}}$	Типоразмер	Диаметр седла, мм	1	3	6
ШП-3	6	0,009 – 0,02	РД-32М	6	25	60	110
ГСГО-0	6	0,009 – 0,02	РД-32М	6	25	55	105
ШРУ-3н	6	0,02 – 0,035	Д ₃₂ низкого давления	6	20	60	110
ПШГР-1	6	0,02 – 0,5	РДБК1-25	15	150	350	600
ШП-2	6	0,009 – 0,02	РД-50М	20	250	550	–
ШП-1	6	0,005 – 0,035	РДУК2Н-50	35	450	1200	2000
ГРПН-25	6	0,02 – 0,035	РД-32М	6	25	60	100
ШРУ-3с	6	0,1 – 1,1	Д ₃₂ низкого давления	10	60	100	160
ШРУ-2н	6	0,02 – 0,035	Д ₅₀ низкого давления	20	250	550	–
ГРПН-40	6	0,02 – 0,036	РДБК1-25	21	280	550	1000
ГСГО-1	6	0,01 – 0,035	РДУК2Н-50 или РДБК1-50	35	450	1200	2000

Обогрев может выполняться в двух вариантах: водяное отопление с помощью коллектора, подключаемого к системе отопления с температурой прямой воды 70–90 °С; автономный обогрев от теплогенератора, снабжающегося газом непосредственно от выходного газопровода низкого давления шкафного ГРП или от дополнительно встроенного в шкаф регулятора. Температура внутри шкафа поддерживается в пределах от 5 до 40 °С в зимних условиях.

В качестве теплогенератора применяют газовые горелки инфракрасного излучения, которые крепятся к днищу шкафа. Горелка имеет металлическую излучающую насадку.

Система газового обогрева шкафного ГРП имеет электромагнитный клапан с хромель-копелевой термопарой, которая установлена у зоны горения. При погасании пламени происходит охлаждение термопары и электромагнитный клапан отключает подачу газа.

Клапан ПКК-40М (рис. 126) состоит из корпуса, промежуточного кольца, крышки и регулировочного стакана. Между корпусом и промежуточным кольцом зажата нижняя мембрана, которая жестко связана со штоком запорного плунжера. Плунжер прижимается к седлу пружиной, весом движущихся частей и входным давлением газа. Между кольцом и крышкой зажата верхняя мембрана, в центре которой жестко закреплена резиновая пробка. Мембрана и пробка отжимаются вниз настроечной пружиной.

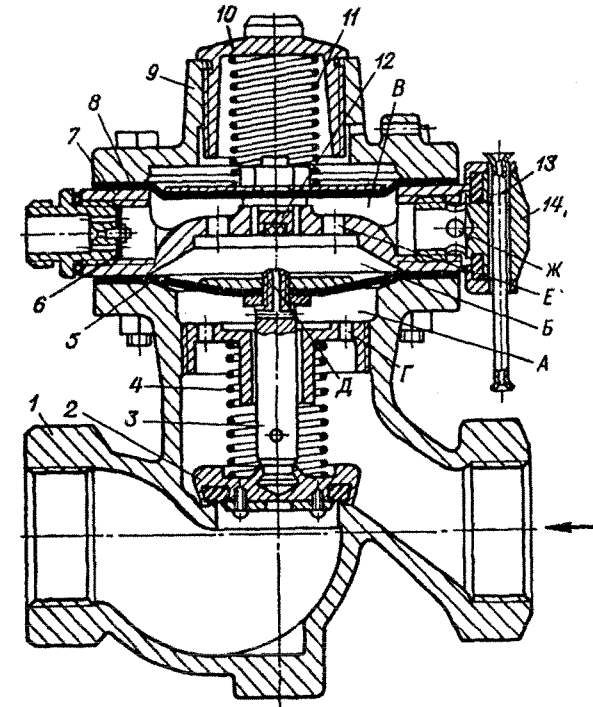


Рис. 126. Предохранительный клапан-отсекатель ПКК-40М:

1 – корпус; 2 – плунжер; 3 – шток; 4 – пружина; 5 – мембрана; 6 – обратный клапан; 7 – промежуточное кольцо; 8 – верхняя мембрана; 9 – крышка; 10 – стакан; 11 – пружина настроечная; 12 – пробка резиновая; 13 – рукоятка; 14 – пусковая пробка

Когда плунжер своей мягкой прокладкой прижат к седлу, в камерах А, Б и В, соединенных между собой отверстиями Г, Д и Е, устанавливается входное давление.

Для открытия клапана с помощью ручки отворачивают пробку 14 настолько, чтобы через отверстие Ж соединить камеру В с атмосферой. Так как площадь каждого из отверстий Е и Ж значительно больше площади отверстия сопла Д, то давление в камерах Б и В падает, и мембрана 5 под действием входного давления поднимается до тех пор, пока сопло Д не упрется в резиновую пробку. Вместе с мембраной поднимаются вверх шток 3 и плунжер, открывая проход газа. При этом сопло Д оказывается перекрытым, а камеры Б и В разобщенными с входной полостью клапана.

Через обратный клапан в камеру В поступает импульс контролируемого давления, и после ввертывания пробки на место в камере В устанавливается такое же давление, как и в контролируемой точке.

Настройку ПКС-40М производят, изменяя сжатие пружины стаканом 10. При увеличении давления в камере В выше заданного усилие, действующее на мембрану 8 снизу, сжимает пружину, и мембрана поднимается вверх, открывая вертикальное отверстие сопла Д. Камера В через отверстия Г и Д соединяется с входным патрубком корпуса, давление по обе стороны мембраны 5 выравнивается, и плунжер 2 прекращает подачу газа. Обратный клапан не позволяет перетекать газу из камеры В через импульсный трубопровод в газопровод после регулятора.

Если разность давлений газа под мембраной и над ней станет меньше $1000\text{--}1500\text{ кгс/м}^2$, то усилие, создаваемое газом снизу на мембрану, окажется недостаточным для сжатия пружины 4, мембрана вместе со штоком и плунжером опустится и перекроет проход газа. При этом сопло Д отойдет от пробки и откроется его вертикальное отверстие. Клапан вновь может быть включен только вручную после устранения причин, вызвавших его срабатывание. Один оборот регулировочного стакана меняет давление примерно на 300 кгс/м^2 (пружина среднего давления) или на 20 кгс/м^2 (пружина низкого давления).

В эксплуатационных условиях могут наблюдаться следующие неисправности клапана:

- плунжер после открытия пусковой пробки или пускового устройства не открывается. Причины – недостаточное давление перед клапаном, прорыв нижней мембраны, малый размер проходного сечения пускового устройства и соединительной линии;

- после открытия клапана происходит самопроизвольное его закрытие, хотя давление газа в контролируемой точке не превышает давления настройки. Причины – потеря упругости резиновой пробки верхней мембраны (при глубине отпечатка сопла Д на торце резинового уплотнения более $0,5\text{--}1,0\text{ мм}$ пробку следует заменить новой из маслостойкой резины толщиной 5 мм); прилипание диафрагмы к торцу корпуса обратного клапана; прорыв нижней мембраны; недостаточное давление газа перед клапаном;

- при повышении контролируемого давления сверх установленного клапан не закрывается. Причины – разрыв верхней мембраны; засорение отверстий сопла Д (диаметр верхнего отверстия равен $1,2\text{ мм}$); прилипание резиновой пробки верхней мембраны к соплу; неплотное закрытие пусковой пробки или пускового устройства.

2.6. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ (КИП)

Контрольно-измерительные приборы предназначены для сравнения измеряемых параметров с единицей измерения. Они обеспечивают контроль и анализ работы эксплуатационного оборудования, а также безаварийную работу.

1. Основная классификация КИП по роду измеряемой величины:
 - а) приборы для измерения температуры (термометры и пирометры);
 - б) Приборы для измерения давления (барометры, манометры, вакуумметры – тягомеры);
 - в) приборы для измерения расхода (счетчики, расходомеры);
 - г) приборы для измерения уровня (указатели уровня, уровнемеры);
 - д) приборы для измерения состава газа (газоанализаторы).
2. Дополнительная классификация КИП:
 - а) по назначению: технические (контрольные образцовые, эталонные);
 - б) по характеру показаний: показывающие, регистрирующие, самопишущие, интегрирующие (суммирующие);
 - в) по принципу действия: жидкостные, механические, пневматические, электрические;
 - г) по условиям работы: стационарные, переносные;
 - д) по габаритам: малогабаритные, крупногабаритные.

Измерительные приборы делятся на показывающие, регистрирующие и суммирующие.

Показывающие приборы показывают значение измеряемой величины в момент измерения. Отсчет ведется по шкале прибора.

Регистрирующие или самопишущие приборы записывают автоматически результаты измерения в течение всего времени работы прибора. По характеру записи на ленте или диске судят обо всех изменениях измеряемой величины за тот или иной отрезок времени.

Суммирующие приборы показывают суммирующее значение измеряемой величины.

Измерительные приборы подразделяют на две группы: рабочие (лабораторные и эксплуатационные) и образцовые, которые предназначены для поверки и градуировки по ним других средств измерений.

Лабораторные приборы более совершенны. В их показания вносят поправки, полученные при поверках, что позволяет дополнительно повысить точность измерений.

Измерительные устройства состоят из:

- а) первичного измерительного преобразователя (датчика);
- б) промежуточного и передающего измерительного преобразователя;
- в) вспомогательного устройства;
- г) показывающего или самопишущего измерительного прибора.

Первичный измерительный преобразователь устанавливается непосредственно в месте измерения и воспринимает изменения контролируемого параметра.

Промежуточный преобразователь находится в измерительной цепи за первичным.

Передающий измерительный преобразователь предназначен для дистанционной передачи сигнала измерительной информации (данные) прибору.

Часть конструкции в показывающих приборах предназначена для отсчета значений измеряемой величины и называется отсчетным устройством. В показывающих приборах это шкала и стрелка. На шкалах нанесены отметки (знаки), которые соответствуют значению измеряемой величины.

Промежуток между двумя соседними отметками называется делением шкалы. Разность значений величины, которая соответствует двум соседним отметкам, называется ценой деления шкалы. Шкалы бывают равномерные (с делениями постоянной длины) и с постоянной ценой деления, а также неравномерные. Важной характеристикой средств измерений является класс точности, т. е. основная допустимая погрешность.

Класс точности характеризуется отношением максимальной абсолютной погрешности прибора $\Delta x_{\text{п max}}$, отнесенной к пределу изменений N , выраженному в процентах:

$$K = \frac{\Delta x_{\text{п max}}}{N} \cdot 100\%.$$

Класс точности технических приборов для промышленного применения: 0,2; 0,5; 1; 1,5; 2,5. Класс точности для лабораторных приборов: 0,05; 0,1; 0,2.

Класс точности указывается на шкале прибора. Например, манометр с верхним пределом измерения давления 16 кгс/см² отнесен к приборам класса точности 2,5. Его погрешность не должна превышать

$$\Pi = \frac{16 \times 2,5}{100} = 0,4.$$

Значение 0,4 будет относительной погрешностью данного прибора.

Погрешности рабочих приборов определяют образцовыми (контрольными) приборами.

Относительные погрешности измерения приборов указываются в паспортах, которые обязательно должны быть приложены к каждому прибору.

На шкале прибора указывается ГОСТ, номер прибора, год изготовления (выпуска), завод-изготовитель, класс точности, рабочие условия.

В инструкции завода-изготовителя должны быть изложены:

- а) правила монтажа;
- б) правила присоединения приборов к импульсным трубкам и трубопроводам;
- в) порядок обслуживания и эксплуатации прибора.

Все контрольно-измерительные приборы подлежат периодической поверке и клеймению в сроки, установленные государственным комитетом по стандартам России. Эти сроки записываются в паспорте прибора.

При учете газа применяют приборы для измерения давления, температуры и состава газа.

Параметры, контролируемые в котельных установках:

- а) давление пара, воды, газа, мазута;
- б) температура пара, воды, газа, мазута, отходящих газов, подаваемого в горелку воздуха;
- в) расход пара, воды, газа, мазута, воздуха;
- г) химический состав продуктов сгорания, количество воздушной среды в помещении котельной, а также топке котла перед его розжигом.

Требования к установке приборов

1. Место и высота установки должны обеспечивать удобное обслуживание и наблюдение.
2. Шкала прибора должна хорошо освещаться и быть видна с рабочего места.
3. Приборы должны устанавливаться в рабочее положение по уровню.
4. Окружающая среда должна соответствовать паспортным данным.
5. Регистрирующие приборы должны устанавливаться в местах, не подлежащих вибрации и тряске.
6. Импульсные линии должны быть наиболее короткими от места отбора до прибора во избежание запаздывания показаний.

Приборы для измерения давления

Приборы для измерения давления классифицируются по назначению и принципу действия. По назначению их делят на следующие группы:

- а) манометры избыточного давления;
- б) манометры абсолютного давления (сумма давлений атмосферного и избыточного);
- в) вакуумметры (для измерения разрежения);
- г) мановакуумметры (для измерения давления и разрежения);
- д) дифференциальные манометры (для измерения разности давлений в двух точках системы);
- е) барометры (для измерения атмосферного давления).

По принципу действия приборы разделяют на две группы:

- а) жидкостные манометры (в которых давление уравнивается столбом жидкости);
- б) манометры с упругим чувствительным элементом (трубчатые пружины, сильфоны, мембраны и др.).

Жидкостные манометры и тягонапоромеры применяют для измерения давления в газопроводах, воздухопроводах а также для измерения разрежения в топках (рис. 127). В качестве заполнителя применяют воду, ртуть, керосин и спирт.

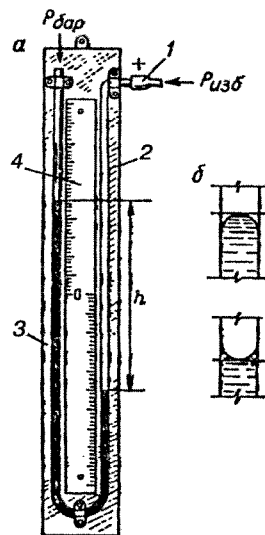


Рис. 127. Двухтрубный мановакуумметр:
а – общий вид; б – измерение уровня несмачивающей и смачивающей жидкостей; 1 – соединительная трубка; 2 – стеклянная измерительная трубка; 3 – доска; 4 – шкала

Для измерения давлений от 0,2 до 2 кгс/см² в качестве заполнителя применяют ртуть. Для давлений от 0 до 0,2 кгс/см² – воду. Спирт используют в микроманометрах, а керосин – в условиях минусовых температур вместо воды.

В производственных условиях для контрольных измерений применяют U-образные жидкостные манометры на пределы измерений 100, 300, 600 и 1000 мм высоты столба рабочей жидкости.

Диаметр трубки в целях уменьшения влияния на капиллярность должен быть более 5–6 мм.

Прибор градуируют от нулевой точки, находящейся в середине шкалы; деления в миллиметрах располагаются вверх и вниз от нуля. Измеряемое давление соответствует сумме отсчетов по каждой трубке вверх и вниз от нуля. Если прибор заполнен этиловым спиртом или керосином, то истинное давление P , кгс/м², определяют по формуле

$$P = h_{\text{изм}} \cdot \rho_{\text{ж}}$$

где $h_{\text{изм}}$ – разность уровней жидкости, измеренная по шкале прибора, мм; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, залитой в прибор, г/см³.

С помощью U-образного манометра измеряют разрежение (вакуум).

Манометры к измеряемой среде подключают резиновыми трубками необходимого диаметра.

Импульсные трубки присоединяют в таких местах, где поток газа не имеет завихрений, а скорость его наименьшая. Во время эксплуатации

необходимо следить, чтобы не переламывались резиновые соединительные трубки, а также периодически проверять нуль прибора.

Жидкостный тягонапомер типа ТНЖ-Н состоит из металлического корпуса с крышкой, в котором укреплены стеклянный сосуд со стеклянной измерительной трубкой внутренним диаметром 2–2,5 мм. Вдоль измерительной трубки расположена шкала с миллиметровыми отметками. Сбоку установлен ходовой винт с маховичком, который служит корректором нуля, позволяющим совмещать нулевую отметку шкалы с мениском рабочей жидкости в измерительной трубке.

В верхней части корпуса закреплены штуцера для соединения с резиновой трубкой и с сосудом (рис. 128).

Тягонапомер ТНЖ-Н изготавливается с конечным значением шкалы 25, 40, 60, 100, 160 кгс/м². Прибор рассчитан на рабочее давление 0,2 кгс/см².

Жидкостью для прибора служит вода или подкрашенный этиловый спирт с плотностью 0,85 г/см³ при температуре 20 °С. Погрешность тягонапомера ±1,5 %. Горизонтальную установку прибора регулируют по уровню с помощью регулировочного винта. Шкалу передвигают поворотом маховичка для совмещения нулевого деления с уровнем жидкости.

Пружинные манометры. Чувствительным элементом в пружинных манометрах является пружина, изготовленная из латуни и согнутая по дуге круга на угол 180–270° (рис. 129).

Шкала манометров имеет угол 270°. Свободный конец трубки закрыт пробкой и запаян, а другой конец впаивается в держатель, снабженный ниппелем и резьбой для присоединения к источнику измеряемого давления.

При увеличении давления трубчатая пружина стремится распрямиться, при этом воздействует на зубчатый сектор с помощью поводка. Зубчатый сектор в свою очередь вращает маленькую шестерню и скрепленную с ней стрелку манометра.

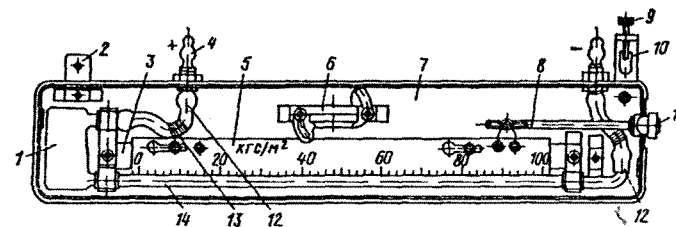


Рис. 128. Тягонапомер типа ТНЖ-Н:

1 – стеклянный сосуд; 2 – жесткое ушко; 3 – шкалодержатель; 4 – штуцер; 5 – шкала; 6 – уровень; 7 – корпус; 8 – винт передвигания; 9 – винт наклона прибора; 10 – подвижное ушко; 11 – маховичок; 12 – резиновые трубки; 13 – проволочная спираль; 14 – измерительная трубка

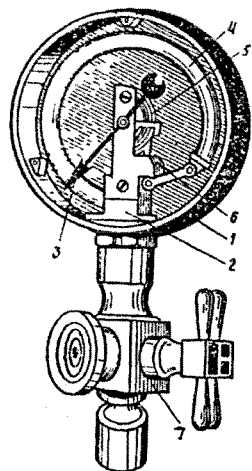


Рис. 129. Трубчатый пружинный манометр:
1 – корпус; 2 – стояк; 3 – стрелка; 4 – пустотелая изогнутая трубка; 5 – пружина; 6 – поводок; 7 – трехходовой кран

Манометры предназначены для работы в условиях мало меняющейся нагрузки и выбираются с таким расчетом, чтобы рабочее давление находилось в пределах второй – третьей шкалы.

Класс точности манометров должен быть не ниже:

- а) 2,5 – при рабочем давлении до 25 кгс/см^2 ;
- б) 1,5 – при рабочем давлении более 25 кгс/см^2 до 140 кгс/см^2 ;
- в) 1,0 – при рабочем давлении более 140 кгс/см^2 .

Манометры выпускаются в корпусах диаметром 60, 80, 100, 150, 200 и 300 мм с верхним пределом измерения от 0,6 до $10\,000 \text{ кгс/см}^2$. Класс точности манометров, применяемых на газопроводах, составляет 1,5.

На шкале манометра наносят красную черту на уровне деления, соответствующего рабочему давлению. Взамен красной черты допускается прикреплять к корпусу манометра металлическую пластинку, окрашенную в красный цвет и плотно прилегающую к стеклу манометра.

Манометр устанавливают так, чтобы его показания были отчетливо видны обслуживающему персоналу. Шкала манометра должна быть расположена вертикально или с наклоном к наблюдателю до 30° . На газопроводах устанавливают манометр с углом наклона к наблюдателю 15° .

Номинальный диаметр манометров, устанавливаемых на высоте до 2 м от уровня площадки наблюдения за манометром, должен быть не менее 100 мм, на высоте от 2 до 5 м – не менее 160 мм, на высоте более 5 м – не менее 250 мм.

При установке манометра на высоте более 5 м устанавливают сниженный манометр в качестве дублирующего. Перед манометром устанавливают трехходовой кран (рис. 130), который позволяет проверить:

- а) положение стрелки манометра на нуле при сообщении манометра с атмосферой;

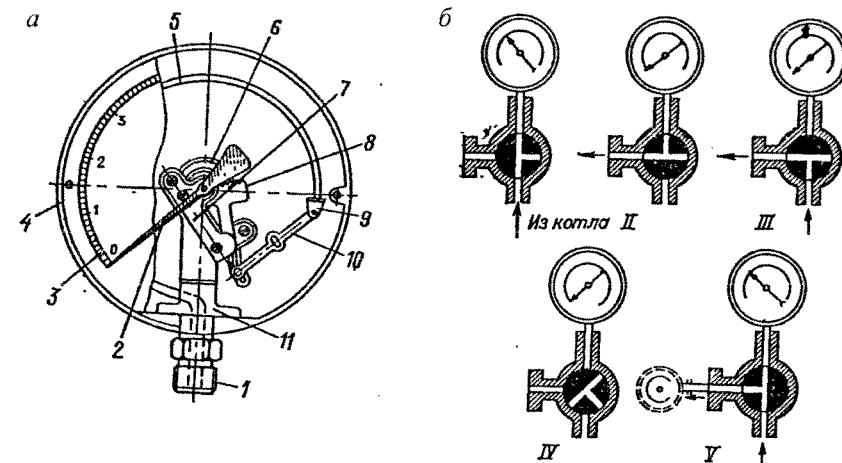


Рис. 130. Манометр с одновитковой пружиной:

а – передаточный механизм; б – положения трехходового крана;
1 – штуцер; 2 – стрелка; 3 – шкала; 4 – корпус; 5 – трубка; 6 – спиральная пружинка (волосок); 7 – рычаг; 8 – шестеренка; 9 – пробка с шарнирной осью; 10 – поводок; 11 – держатель. I – рабочее положение; II – проверка на нуль; III – продувка сифонной трубки; IV – положение для набора конденсата; V – проверка образцовым манометром

- б) правильность показаний манометра контрольным прибором;
- в) сифонную трубку продувкой паром или горячей водой.

В сифонной трубке образуется гидравлический затвор за счет конденсации пара, предохраняющий внутренний механизм манометра от воздействия высокой температуры и колебаний давления пара. На котлах с давлением 40 кгс/см^2 и выше вместо трехходового крана устанавливают вентили, которые позволяют отключать манометр от котла, обеспечивать сообщение его с атмосферой и производить продувку сифонной трубки.

Установка трехходового крана перед манометром на газопроводах запрещается.

Манометры не допускаются к применению в следующих случаях:

- а) если на манометре отсутствует пломба или клеймо с отметкой о проведении поверки;
- б) если истек срок поверки манометра;
- в) если стрелка манометра при его отключении не возвращается к нулевой отметке шкалы на величину, превышающую половину допускаемой погрешности для данного манометра;
- г) если разбито стекло или имеются другие повреждения манометра, которые могут отразиться на правильности его показаний.

Техническая характеристика манометров приведена в табл. 53.

Технические характеристики манометров, изготавливаемых Томским манометрическим заводом, приведены в табл. 54.

Таблица 53

Техническая характеристика манометров

Наименование прибора	Тип	Верхние пределы измерения, кгс/см ²	Класс точности	Расположение присоединительного штуцера и резьбы
Манометр технический показывающий	ОБМ1-100	1; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 40; 60	2,5	Радиальное М20×1,5
	ОБМ1-160	1; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 40; 60	1,5	То же
Манометр технический показывающий щитовой установки	МОШ1-100	1; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 40; 60	2,5	Осевое М20×1,5
	МОШ1-160	1; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 40; 60	1,5	То же
Манометр электроконтактный	ЭКМ-160-1	1; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 40; 60	2,5	Радиальное М20×1,5
Манометр электроконтактный во взрывоне- проницаемом корпусе	ВЭ-16Р6	1; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 40; 60; 100	2,5	То же
Манометр самопишущий с приводом от часового механизма	МТС-710ч	6; 10; 16; 25; 40; 60; 100	1	Внизу М20×1,5
Манометр самопишущий с приводом от часового механизма сильфонный	МСС-710ч	0,25; 0,4; 0,6; 1; 1,6; 2,5; 4	1	То же
Манометр показывающий с пневмовыходом	МГП-270М	6; 10; 16; 25; 40; 60; 100	1,5	Радиальное М20×1,5
Манометр сильфонный с пневмовыходом	МС-П1	0,25; 0,4; 0,6; 1; 16; 25; 40	1; 1,5	Боковое
	МС-П2	40; 60; 100	0,6; 1; 1,5	То же
Манометр пружинный с пневмовыходом	МП-П2	6; 10; 16; 25	0,6; 1; 1,5	Боковое
Грузопоршневой манометр	МП-2,5	2,5		Вертикальное М20×1,5
	МП-6,0	6,0	0,1; 0,2;	
	МП-60	60	0,05	
	МП-600	600		
Манометр показывающий ГОСТ 2405-88; ТУ 25.02.180335-84	МП-ЧУ	От 0,6 до 1600	1,5	

Жидкостные двухтрубные дифманометры типа ДТ предназначены для измерения разности давлений (перепада давления) на сужающих устройствах. Принцип действия основан на уравнивании разностью столбов жидкости перепада давления, возникающего на сужающем устройстве при прохождении через него газа.

Таблица 54

Характеристика манометров Томского завода

Тип	Исполнение	Диаметр корпуса, мм	Верхний предел измерения, кгс/см ²	ГОСТ, ТУ
ЭКМ-1У	Обычное	160	1; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 40; 60; 100	ГОСТ 13717-84
ЭКМ-2У	Обычное	160	160; 250; 400; 600; 1000; 1600	ГОСТ 13717-84
ВЭ-16Р6	Взрывозащищенное	160	1; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 40; 60; 100;	ГОСТ 13717-84
ДМ2005Сг	Обычное	160	160; 250; 400	ТУ 25-7329.004-90
ДМ2010Сг	Обычное	100	600; 1000; 1600	ТУ 25-0225591.006-90
ДМ2005СгЕх	Взрывозащищенное	160		ТУ 25-7329.004-90

Разность давлений в двухтрубном манометре определяется по формуле

$$p_1 - p_2 = 0,981 \cdot 10^{-8} h \cdot \rho,$$

где $p_1 - p_2$ — разность измеряемых давлений, МПа; h — разность высот столбов жидкости в дифманометре, мм; ρ — плотность жидкости, залитой в полость прибора, кг/м³.

Выпускаются жидкостные двухтрубные дифманометры типа ДТ-50 для измерения перепада давления на сужающих устройствах при давлении газа в трубопроводе до 50 кгс/см². Дифманометр ДТ-50 (рис. 131) состоит из колодки 1, двух стеклянных трубок 3, вентильного блока 4, стальной линейки 2, манометра 7.

Стеклянные трубки 3 заключены в металлические оправы. Вентильный блок 4 имеет два продувочных вентиля с трубками 11, уравнивательный вентиль 8, два входных вентиля 6 и 9 для включения или отключения дифманометра. Отсчет разности давлений производится по стальной линейке 2. Манометр 7 предназначен для контроля статического давления газа. Погрешность дифманометра ± 1 мм столба жидкости. Габаритные размеры дифманометра ДТ-50 без манометра составляют 165×290×1130 мм, его масса не превышает 11,5 кг.

Мембранные манометры. В мембранных манометрах чувствительным элементом является мембрана — пластина или мембранная коробка. Давление, передаваемое в прибор, действует на мембрану, которая прогибается и с помощью толкателя приводит в движение передаточный механизм. Передаточный механизм перемещает стрелку прибора.

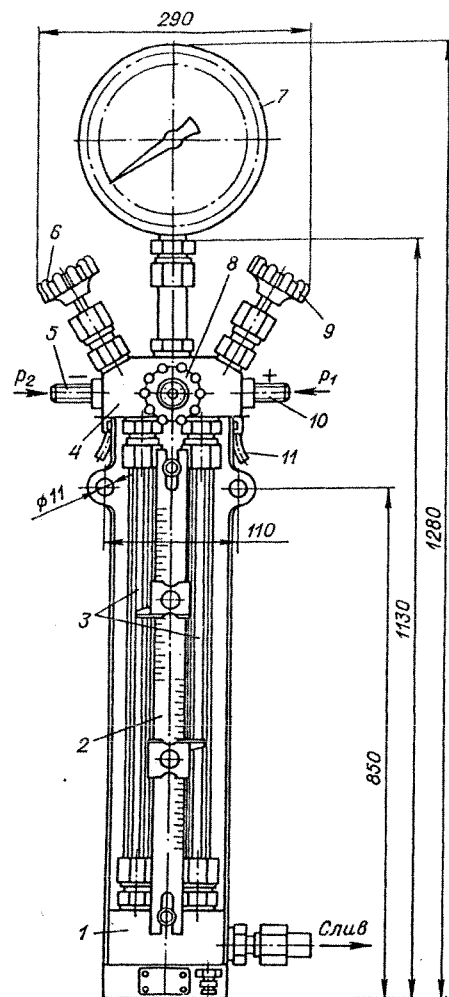


Рис. 131. Жидкостный дифманометр ДТ-50:

1 – колодка; 2 – линейка стальная; 3 – трубка стеклянная; 4 – блок вентильный; 5–10 – штуцера входные; 6–9 – вентили входные; 7 – манометр; 8 – вентиль уравнительный

На рис. 132 показан тягонапоромер мембранный с вертикальной профильной шкалой.

Ниппель 1 прибора соединен резиновой трубкой с измеряемой средой. Давление среды воздействует на мембрану 3, которая заключена в металлическую камеру 9. Шток 5 рабочей мембраны 3 связан с калиброванной плоской пружиной 4, свободный конец которой через рычаг 6 соединен со стрелкой 7 прибора. Вертикальное движение штока мембраны под воздействием измеряемого давления передается стрелке. Установка

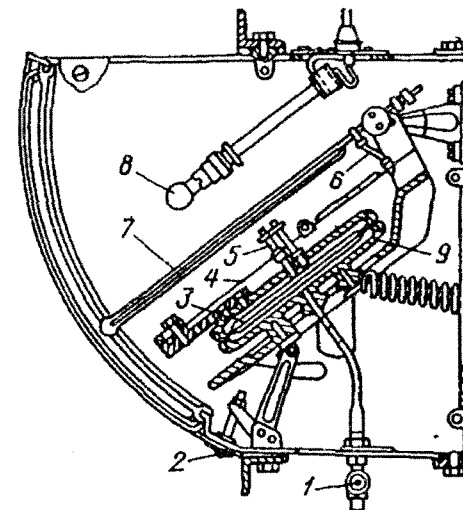


Рис. 132. Мембранный тягонапоромер с вертикальной профильной шкалой:

1 – ниппель; 2 – винт корректора; 3 – мембрана рабочая; 4 – пружина плоская; 5 – шток; 6 – рычаг; 7 – стрелка; 8 – лампочка; 9 – металлическая камера

стрелки на нуль осуществляется вращением винта корректора 2. Шкала прибора подсвечивается лампочкой 8.

В газовом хозяйстве получили распространение мембранные напоромеры типа НМП-52 (рис. 133). Мембранная коробка состоит из двух спаянных гофрированных дисков. Избыточное давление внутри коробки вызывает движение жесткого центра верхнего диска, которое через передаточное устройство перемещает стрелки.

Приборы имеют пределы измерения 16, 25, 40, 60, 100, 160, 250, 400, 600, 4000 кгс/см².

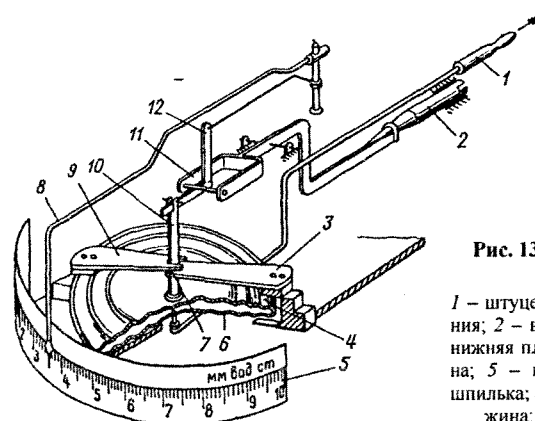


Рис. 133. Схема показывающего мембранного напоромера:

1 – штуцер с трубкой для измерения разрежения; 2 – винт установки прибора на нуль; 3 – нижняя плоская пружина; 4 – верхняя мембрана; 5 – шкала; 6 – нижняя мембрана; 7 – шпилька; 8 – стрелка; 9 – верхняя плоская пружина; 10 – штифт; 11 – тяга; 12 – рычаг

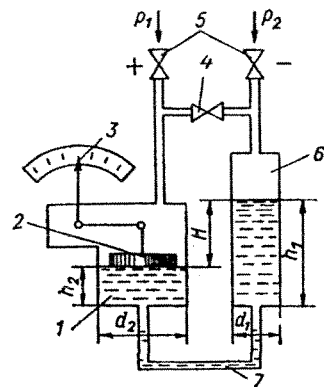


Рис. 134. Схема поплавкового дифманометра:
1 – сосуд с поплавком; 2 – поплавок; 3 – указатель; 4 – уравнильный вентиль; 5 – запорные вентили; 6 – сменный сосуд; 7 – соединительная трубка

Самопишущие дифманометры. По конструкции самопишущие дифманометры бывают поплавковые ДП, сильфонные ДС, кольцевые ДК, мембранные ДМ, колокольные ДКО.

Приборы этих типов могут быть показывающими и суммирующими.

Приборы с индексом „711” имеют привод диаграммы от синхронного микродвигателя – от сети переменного тока 220 В, 50 Гц. Класс точности приборов – 1,0. Приборы предназначены как для щитового, так и для настенного монтажа и должны располагаться в отапливаемом помещении. Верхний предел измерения – от 0,06 до 160 МПа. Изготавливаются по ТУ 311–0225626.111–91. МТС-711, ТМС-712 изготавливает завод «Теплоконтроль», г. Казань.

Поплавковые дифманометры типа ДП. Схема поплавкового дифманометра состоит (рис. 134) из двух соединенных между собой стальных цилиндрических сосудов, заполненных до определенного уровня ртутью или маслом (ДПМ).

Под действием разности давлений (перепада) уровень жидкости в сосуде с поплавком понижается, а в сменном сосуде повышается. Перепад давления газа уравнивается разностью высот столба жидкости в сосудах. Имеем равенство

$$d_2^2 h_2 = d_1^2 (h_1 - h_2),$$

откуда

$$h_1 = h_2 \left(1 + \frac{d_2^2}{d_1^2} \right),$$

где d_1 – диаметр сменного сосуда, мм; d_2 – диаметр сосуда с поплавком, мм; h_1 – высота столба жидкости в сменном сосуде, мм; h_2 – высота столба жидкости в сосуде с поплавком, мм.

При заданных значениях d_2 и h_2 для получения разной высоты h_1 необходимо изменять диаметр d_1 , т. е. менять сменный сосуд 6. Пределы измерения дифманометра определяются максимальной высотой h_1 подъема жидкости в сменном сосуде.

Сосуд 1, в котором находится поплавок, называют поплавковым или плюсовым и обозначают знаком плюс (+). Сменный сосуд 6 называют минусовым и обозначают знаком минус (–).

Изменяя диаметр d_1 сосуда 6, можно изменять пределы измерения прибора.

В комплект дифманометра входят семь нормализованных сосудов различного диаметра и высоты.

Конструкция поплавкового дифманометра приведена на рис. 135.

Чувствительная часть дифманометра состоит из двух стальных сосудов 6 и 15, которые смонтированы на чугунном кронштейне 3. Стальные сосуды соединены между собой трубкой 1 с помощью накидных гаек. К поплавковому сосуду 6 подводится плюсовое давление, а к сменному сосуду 15 – минусовое. В поплавковом сосуде находится стальной поплавок. На линиях подвода рабочего давления к сосудам установлены запорные вентили 13 и 11, а между ними установлен уравнильный вентиль 12.

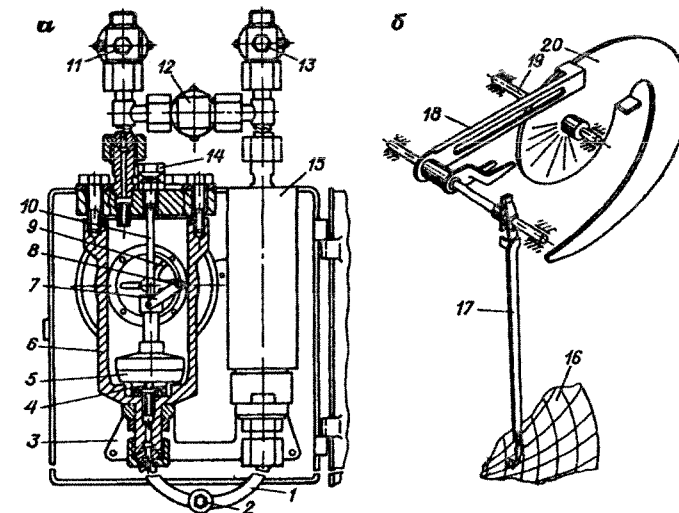


Рис. 135. Дифманометр ДП:

а – дифманометрическая часть; б – механизм расходомера;
1 – соединительная трубка; 2 – пробка сливного отверстия; 3 – кронштейн; 4 – предохранительный клапан; 5 – поплавок; 6 – поплавковый сосуд; 7 – рычаг; 8 – ось; 9 – сектор; 10 – арретирующий стержень; 11, 13 – запорные вентили; 12 – уравнильный вентиль; 14 – пробка заливного отверстия; 15 – сменный сосуд; 16 – диаграмма; 17 – перо; 18 – шуп; 19 – выходная ось; 20 – лекало

Стальной поплавков 5 в нерабочем состоянии закреплен стержнем 10, который ввинчен в пробку 14.

В рабочем положении прибора стержень 10 убирается. Линейное перемещение поплавка 5 преобразуется в угловое перемещение сектора 9 с помощью рычага 7, который шарнирно связан как с поплавком, так и сектором 9 через ось 8.

Передача движения из полости поплавкового сосуда осуществляется при помощи магнитной муфты (рис. 135, б).

На оси 19 насажено лекало 20. По профилю лекала скользит шуп 18, на оси которого жестко насажено перо 17, записывающее показания на диаграмме 16.

Самопишущий механизм заключен в прямоугольный корпус, который крепится к кронштейну дифманометра.

Поплавковые дифманометры типа ДП применяют в качестве стационарных приборов с длиной импульсной линии до 50 м.

Эти приборы применяют для измерения:

а) расхода жидкости, пара и газа по перепаду давления в сужающих устройствах;

б) перепада давления жидкости, газа, пара.

Приборы выпускаются:

ДП-710 и ДП-710р	— самопишущий, с приводом диаграммы от синхронного двигателя.
ДП-710ч и ДП-710чр	— то же, с приводом диаграммы от часового механизма.
ДП-712р	— то же, с интегратором и с приводом диаграммы и интегратора от синхронного двигателя.
ДП-780 и ДП-780р	— показывающий.
ДП-781р	— то же, с интегратором и с приводом от синхронного двигателя.
ДП-787 и ДП-787р	— то же, с пневматическим датчиком.
ДП-778 и ДП-778р	— то же, с сигнальным устройством.

Примечание. Индекс „р” в марке прибора указывает, что это дифманометр-расходомер.

В каждой модификации конструктивно можно выделить две части:

а) дифманометрическую — измерительная часть (поплавковое устройство) с магнитной муфтой;

б) приставку к показывающим или самопишущим механизмам и с дополнительными устройствами (интегратором для ДП-712р и ДП-781р, пневмодатчиком для ДП-787, ДП-787р, сигнальным устройством для ДП-778, ДП-778р).

В зависимости от измеряемого перепада давления для всех модификаций поплавковых дифманометров применяют семь сменных сосудов.

Предельные номинальные перепады давления дифманометров-расходомеров: 630, 1000, 1600, 2500 кг/м²; 0,4; 0,63; 1,0 кгс/м².

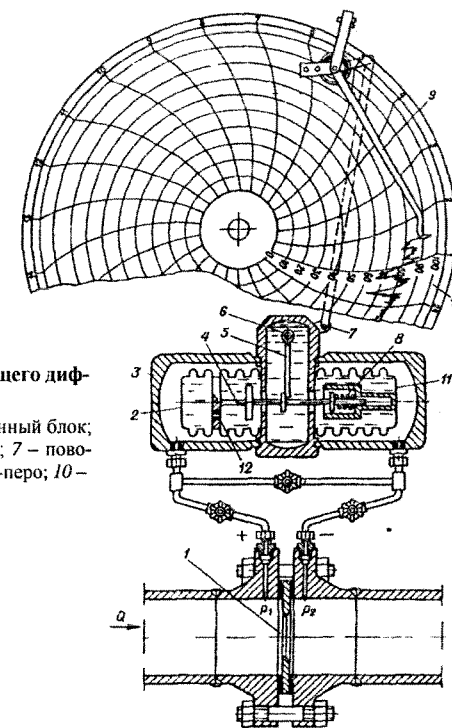


Рис. 136. Схема сильфонного самопишущего дифманометра:

1 — диафрагма; 2, 11 — сильфоны; 3 — сильфонный блок; 4 — шток; 5 — рычаг; 6 — трубка торсионная; 7 — поводок; 8 — пружина измерительная; 9 — стрелка-перо; 10 — диаграмма; 12 — дроссель

Сильфонные самопишущие дифманометры (рис. 136) предназначены для измерения и регистрации на круговой суточной диаграмме перепада давления на сужающем устройстве. В зависимости от модификации привод диаграмм может осуществляться от часового механизма или от синхронного электродвигателя. Некоторые самопишущие дифманометры имеют дополнительную запись статического давления, иногда и температуру газа. Дифманометр состоит из сильфонного блока 3 с сильфонами 2 и 11, заполненными жидкостью (67 % дистиллированная вода и 33 % технический чистый глицерин). Сильфоны связаны между собой штоком 4 и с измерительной пружиной 8.

Шток 4 через рычаг 5 и торсионную трубку 6 связан с поводком 7, который обеспечивает поворот стрелки-пера 9 самописца, пропорциональный измеряемому перепаду давления на диафрагме 1.

Запись перепада давления осуществляется на круговой диаграмме 10, которая вращается по часовой стрелке с равномерной скоростью от часового или электрического синхронного двигателя, совершая один оборот в сутки.

Дифманометр работает следующим образом.

Разность давлений на диафрагме 1 поступает на сильфонный блок 3. Сильфон 2 плюсовой камеры сжимается на величину, пропорциональную разности давлений, вызывая перемещение штока 4 и поступление жидкости из внутренней полости плюсового сильфона 2 в полость минусового сильфона 11 через дроссель 12.

Усилие, возникающее на сильфонах, воспринимается пружиной 8. Перемещение штока 4 вызывает закручивание торсионной трубки 6 при помощи рычага 5, связанного штоком 4.

С помощью рычага 5 и поводка 7 происходит передача движения от торсионной трубки 6 на стрелку-перо 9. Изменение предела измерения дифманометра по перепаду давления осуществляется сменой пружины 8.

Корпус дифманометра ДСС (рис. 137) рассчитан на работу при избыточном давлении 160 и 320 кгс/см². Пределы измерения дифманометров типа ДСС в зависимости от модификации находятся в диапазонах 0–1000, 0–1600, 0–2500 кгс/м² и 0–0,4; 0–0,63; 0–1,0; 0–1,6; 0–2,5 кгс/см².

Погрешность сильфонных самопишущих дифманометров не превышает 1,5 %.

Масса дифманометра типа ДСС 40 кг.

В сильфонном дифманометре ДСС-712 имеется механизм для записи статического давления в газопроводе с пределом измерения 0–5, 0–10, 0–16, 0–25, 0–40, 0–60, 0–100, 0–160 кгс/см² класса точности 1,0.

Дифманометр ДСС (рис. 137) состоит из сильфонного блока (датчика), самопишущей и интегрирующей частей. Внутренние полости сильфонов 2 и 4 заполнены специальной жидкостью для защиты от односторонней перегрузки и герметично уплотнены. Каждый из сильфонов помещен в самостоятельную полость сильфонного блока. В левую полость

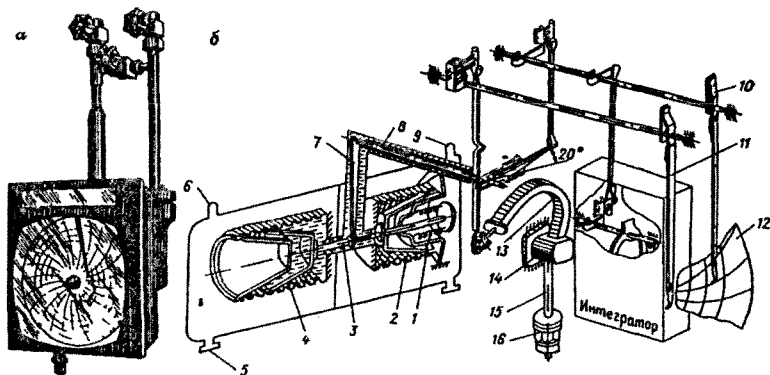
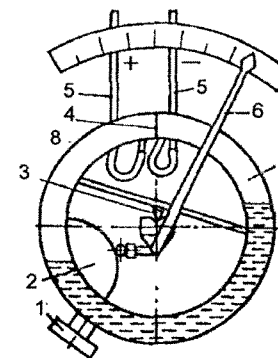


Рис. 137. Дифманометр ДСС-732:

а – внешний вид; б – кинематическая схема; 1 – диапазонные пружины; 2, 4 – сильфоны; 3 – шток; 5 – пробка отверстия заполнения и слива; 6, 9, 16 – штуцеры; 7 – рычаг; 8 – торсионная трубка; 10, 11 – перья; 12 – диаграмма; 13 – манометрическая пружина; 14 – основание; 15 – подводящая трубка

Рис. 138. Принципиальная схема кольцевого дифманометра:

1 – сменные грузы, 2 – лекало; 3 – опорная призма; 4 – перегородка; 5 – импульсные трубки; 6 – стрелка; 7 – полое металлическое кольцо



через штуцер 6 подводится большое давление (плюсовое), а в правую через штуцер 9 – меньшее давление (минусовое). Под действием перепада давления, создаваемого диафрагмой, плюсовой сильфон сжимается, и часть жидкости из него перетекает через малый зазор в минусовой сильфон.

Диапазонные пружины 1 определяют заданный предел измерения прибора. Перемещение штока 3 вдоль своей оси при изменении перепада давлений через рычаг 7 закручивает трубку 8 торсионного вывода, с которого движение передается через системы рычагов на перо 10 и лекало интегратора.

В приборах с дополнительной записью давления измеряемое давление вызывает перемещение свободного конца манометрической пружины 13. Это перемещение через свою систему рычагов передается на перо 11, записывающее давление среды на общем диаграммном диске. Запись этого давления используется для корректировки показаний дифманометра при измерении расхода сжимаемой (газ или пар) среды.

Кольцевой дифманометр, или кольцевые весы (рис. 138), состоит из пустотелого кольца, качающегося на ножках. Положение кольца при помощи рычагов передается стрелке с пером. Внутри кольцо имеет поперечную перегородку и штуцера специальной конструкции для присоединения к газопроводу. В нижней части кольца прикрепляют сменные грузы, масса которых позволяет менять пределы измерения прибора.

Внутри кольцо заполняется жидкостью (ртутью, водой, маслом) до установленного уровня. Жидкость и перегородка делят кольцо на две части. Под давлением газа жидкость перемещается из одной части в другую на высоту столба, соответствующую давлению или разности давлений газа. Этот столб жидкости заставляет кольцо повернуться для смещения центра тяжести. Так как расстояние поворота соответствует давлению, на картограмме прочерчивается давление в газопроводе или разность давлений на диафрагме.

Кольцевые весы позволяют измерять и регистрировать давление до 2500 кгс/м².

Преобразователи давления с электрическими выходными сигналами. Принцип действия преобразователей давления с электрическими выходными сигналами основан на преобразовании давления газа в угол поворота вала многovitковой трубчатой манометрической пружины или в перемещении дна сильфонного блока с последующим преобразованием этого перемещения в изменение сопротивления линейного потенциометра (рис. 139).

Преобразователи давления с многovitковой пружиной используются для измерения давлений от 25 до 400 кгс/см², а с сильфонным блоком – для измерения небольших давлений от 1 до 25 кгс/см².

Преобразователь давления состоит из трубчатой многovitковой пружины 3, оси 7, повышающей зубчатой передачи 8 и линейного потенциометра 6.

При подаче давления в полость манометрической пружины 3 через штуцер 1 и капилляр 2 ее свободный конец раскручивается, поворачивая ось 7 посредством поводка 5. Ось 7 через повышающую зубчатую передачу 8 поворачивает вал потенциометра 6, изменяя пропорционально углу поворота вала выходное сопротивление потенциометра. Передача и число витков пружины рассчитаны так, чтобы при максимальном давлении, соответствующем данному диапазону измерения, угол поворота вала потенциометра был равен 320°.

Неподвижный конец пружины 3 жестко укрепляется на корпусе с помощью держателя 4.

Преобразователи давления типа Пбэ-10 выполнены во взрывобезопасном исполнении и рассчитаны на измерение давления в диапазонах 0–6; 0–16; 0–25; 0–60; 0–100 кгс/см².

Основная погрешность преобразователей давления Пбэ-10 не превышает ±1 %. Масса преобразователей Пбэ-10 не превышает 12 кг.

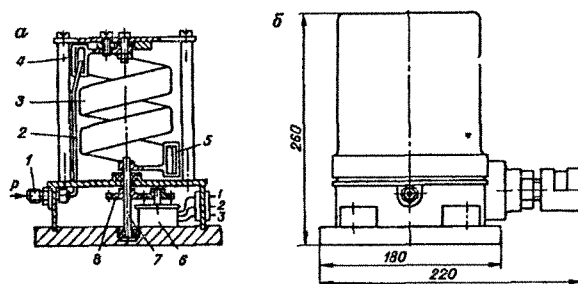


Рис. 139. Преобразователь давления с линейно-резистивным выходом:

а – принципиальная схема; б – внешний вид;
1 – штуцер; 2 – капилляр; 3 – пружина манометрическая; 4 – держатель; 5 – поводок; 6 – вал потенциометра; 7 – ось; 8 – зубчатая передача

Приборы для измерения температуры

Приборы для измерения температуры классифицируются следующим образом.

1. Термометры для измерения температуры контактным методом:

а) термометры расширения, использующие принцип теплового расширения жидкости (жидкостные) или твердого тела (дилатометрические);

б) термопреобразователи (термометры) сопротивления, использующие изменение электрического сопротивления веществ от температуры;

в) термоэлектрические преобразователи (термопреобразователи, термопары), использующие зависимость между термоэлектродвижущей силой (термоЭДС), развиваемой термопарой (спаем) из двух различных проводников при разности температур спаев и свободных концов термометра;

г) манометрические термометры, использующие зависимость между температурой и давлением газа или паров жидкости, а также между температурой и объемом жидкости в замкнутой термосистеме.

2. Пирометры для измерения температуры бесконтактным методом:

а) яркостные пирометры, измеряющие яркость нагретого тела в данной длине волны;

б) радиационные пирометры, измеряющие температуру по тепловому излучению раскаленного тела во всем спектре длин волн.

Указанные приборы применяются для измерения в следующих диапазонах температур, °С:

Термометры расширения	от –190 до 600
Манометрические термометры	от –160 до 600
Термометры сопротивления	от –260 до 1000
Термоэлектрические преобразователи	от –50 до 2500
Пирометры	от +300 до 6000

Наименование	Обозначение
Измерение и контроль температуры	
Термометры расширения:	
стеклянные жидкостные	П-1 – П-12; У-1 – У-12
технические электроконтактные	ТК, ТЗК, ТПК
дилатометрические	ТУДЭ, ТР-200
Термометры манометрические:	
газовые	ТПГ4, ТПГ-СК, ТГС, ТГ2С
жидкостные	ТПЖ4, ТЖС, ТЖ2С
конденсационные	ТПП4-III, ТПП4-IV, ТПП-СК, ТКП-60СГ, ТСМ
Термопреобразователи сопротивления (термометры сопротивления)	ТСП, ТСМ
Термоэлектрические преобразователи (термопары)	ТВР, ТПР, ТПП, ТХА, ТХК
Пирометры	„Проминь”, РАПИР

Жидкостные термометры. Принцип действия жидкостных термометров основан на тепловом расширении ртути или спирта, заполняющих герметичный резервуар с капилляром. Высота столба жидкости в капилляре пропорциональна измеряемой температуре.

Спиртовые термометры расширения предназначены для измерения низких температур от -100 до 500 °С, ртутные применяют для измерения высоких температур от -38 до 300 °С.

Конструкция стеклянного жидкостного термометра показана на рис. 140.

Термометр имеет резервуар 1, заполненный жидкостью (ртутью или подкрашенным спиртом), капилляр 3, связанный с резервуаром 1, шкалу термометра 4 и стеклянный прозрачный корпус 2. Шкала термометра отградуирована в градусах Цельсия.

Выпускаются пропорциональные и максимальные термометры расширения.

В пропорциональных термометрах столбик жидкости следит за измеряемой температурой. В максимальных термометрах высота столба жидкости в капилляре соответствует максимальной измеряемой температуре и при уменьшении температуры не снижается. И для сброса столба жидкости в резервуар термометр необходимо встряхнуть.

Для защиты от повреждений стеклянные жидкостные термометры устанавливаются в защитных гильзах (рис. 141).

Защитная гильза 1 вваривается в газопровод 2. В защитную гильзу устанавливают стеклянный термометр 3, защищенный снаружи корпусом 4. Корпус 4 имеет вертикальную щель 5 для наблюдения за измеряемой температурой. Толщина стенки гильзы принимают $1,5$ мм при давлении газа $8-15$ кгс/см² и 3 мм при давлении газа $15-160$ кгс/см². Внутренний диаметр гильзы принимают на 3 мм больше диаметра оболочки термометра.

Зазор между гильзой и термометром заполняют машинным маслом при измеряемой температуре до 200 °С.

При измерении более высоких температур защитную гильзу заполняют медными или бронзовыми опилками.

При установке термометра на прямом участке газопровода диаметром более 200 мм термометр располагают перпендикулярно к потоку, а при диаметре менее 200 мм – под углом 45° и навстречу потоку газа.

Термометры технические стеклянные ртутные типа ТТ Клинского завода „Термоприбор“ применяются для местного измерения температуры жидкостей и газов от -35 °С до 450 °С. В зависимости от формы нижней части они подразделяются на прямые (тип П) и угловые с углом 90° (тип У). Термометры соответствуют ТУ 25-2021.010-89. Погрешность показаний термометров не превышает одного деления шкалы.

Техническая характеристика приведена в табл. 55.

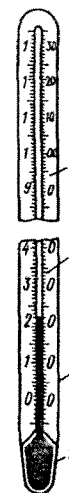


Рис. 140. Жидкостный термометр:

1 – резервуар; 2 – корпус прозрачный; 3 – капилляр; 4 – шкала термометра

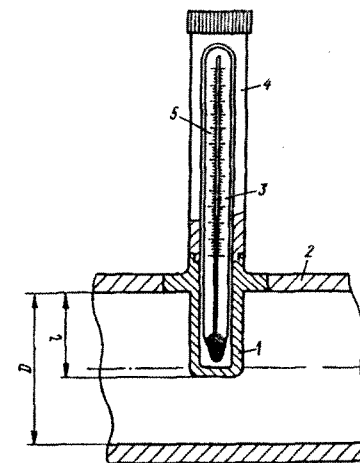


Рис. 141. Установка термометра на газопроводе:

1 – гильза защитная; 2 – газопровод; 3 – термометр стеклянный; 4 – корпус защитный; 5 – щель вертикальная

Таблица 55

Технические характеристики термометров типа ТТ

Обозначения термометров		Пределы измерения, °С	Цена деления шкалы, °С	Длина нижней части, мм	
				прямые	угловые
П-2	У-2	$-35 \dots +50$	1	103, 163, 253, 403	104, 141, 201, 291
П-4	У-4	$0 \dots +100$	1	103, 163, 253, 403	104, 141, 201, 291
П-5		$0 \dots +160$	2	103, 163	
П-6	У-6	$0 \dots +200$	2	103, 163, 253, 403	104, 141, 201, 291

Технические электроконтактные термометры изготавливают с постоянными впаянными контактами с одним подвижным контактом, который перемещается внутри капилляра при помощи специального магнитного устройства, и вторым неподвижным контактом.

Замыкание и размыкание электрической цепи между контактами происходит за счет расширения и сжатия ртути при нагревании или охлаждении. В капилляре пространство над ртутью заполняется водородом, очищенным от влаги и кислорода.

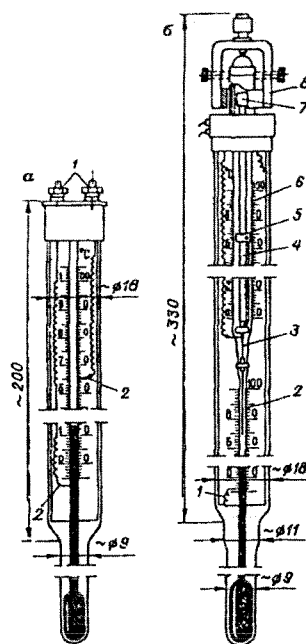


Рис. 142. Термометры ртутные электроконтактные:
а – ТЗК; б – ТПК

Электроконтактные ртутные термометры выпускаются трех типов: ТЗК, ТПК и ТК.

Термометр ТЗК (рис. 142, а) имеет впаянные в капилляр металлические контакты 2, к которым припаяны медные провода, которые присоединены к зажимам 1 на корпусе термометра. Число заданных температур контактирования может быть одно, два или три в зависимости от диапазона измерений.

Термометр с магнитной перестановкой контакта ТПК (рис. 142, б) имеет две шкалы: верхнюю вспомогательную 6, по которой настраивают термометр, и нижнюю – основную 2. Термометр имеет два контакта из тонкой вольфрамовой проволоки, один из которых 1 является неподвижным, а второй 3 – подвижный, нижний конец которого закреплен в гайке 5. Гайка перемещается по микровинту 4 вверх и вниз. Вращение микровинта осуществляется с помощью постоянного магнита 8. Цилиндрический якорь 7 вращается вместе с микровинтом.

При нагревании или охлаждении нижней части термометра ртуть в капилляре поднимается или опускается; при этом замыкает или размыкает нижний неподвижный контакт с верхним подвижным контактом.

Напряжение для электроконтактного манометра принимают 24 В.

Дилатометрические термометры. Принцип действия дилатометрических термометров основан на использовании свойства твердого тела изменять свои линейные размеры при изменении температуры.

Эти термометры для измерения температуры как самостоятельные приборы не используются, а находят применение в качестве первичных измерительных преобразователей в системах автоматического регулирования температуры и в схемах защиты и сигнализации.

Типы и пределы срабатывания дилатометрических датчиков-реле приведены в табл. 56.

Наиболее распространенными из выпускаемых дилатометрических термометров являются устройства ТУДЭ и ТР-200.

Термометры манометрические используют как регистрирующие приборы для измерения температуры в диапазоне от -60 до 600 °С.

Прибор состоит из термобаллона, капиллярной трубки и манометрической пружины, заполненных газом или жидкостью, и передаточного механизма (рис. 143).

Изменение температуры контролируемой среды (газа) вызывает изменение давления в термобаллоне и во всей системе. Это приводит к перемещению свободного конца пружины и соответствующему перемещению пера с помощью передаточного механизма. Термобаллон устанавливают в стальном каркасе (стакане), вваренном в газопроводе. В карман (стакан) заливают трансформаторное масло. Длина капилляра до 10 м. Его крепят к стене скобами. Иногда капилляр прокладывают к трубе или под металлическим угольником.

При эксплуатации манометрического термометра необходимо обеспечить сохранность капилляра и плотность его присоединения к термобаллону и манометрической пружине; исключить резкие перегибы, которые могут закупорить канал.

В качестве привода для диаграмм применяют синхронные микродвигатели или часовые механизмы с 8-суточным заводом.

Таблица 56

Типы и пределы установок срабатывания дилатометрических датчиков-реле

Тип	Пределы установок срабатывания, °С	Тип	Пределы установок срабатывания, °С
ТУДЭ-1	$-30 - 40$	ТУДЭ-7	$400 - 1000$
ТУДЭ-2	$0 - 100$	ТУДЭ-8	$0 - 40$
ТУДЭ-3	$30 - 100$	ТУДЭ-9	$0 - 100$
ТУДЭ-1	$0 - 250$	ТУДЭ-10	$30 - 100$
ТУДЭ-5	$100 - 250$	ТУДЭ-11	$30 - 160$
ТУДЭ-6	$200 - 500$	ТУДЭ-12	$0 - 250$

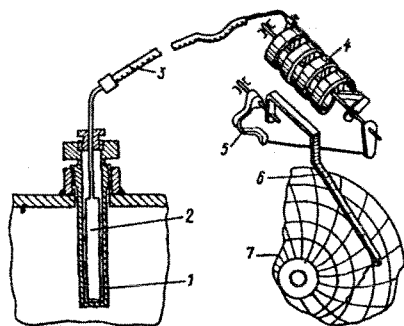


Рис. 143. Схема термометра манометрического однозаписного:

1 – защитная трубка; 2 – термобаллон; 3 – капилляр; 4 – манометрическая пружина; 5 – компенсатор; 6 – стрелка с пером; 7 – диаграммная бумага

Термометры называются часовыми (ТПГ, ТГС), если термосистема заполнена азотом или аргонем; жидкостными (ТПЖ, ТЖС), если термосистема заполнена кремнийорганической полиметилсилоксановой жидкостью ПМС-5; конденсационными (паровыми, парожидкостными – ТПП, ТКП, ТСМ), если термосистема заполнена низкокипящими жидкостями (фреоном, хлористым метилом, ацетоном), пары которых при измеряемой температуре заполняют термобаллон. Шкалы манометрических газовых и жидкостных термометров равномерные, а у конденсационных – неравномерные (сжата на первой трети).

Приборы предназначены для работы при температуре окружающего воздуха 5–50 °С и относительной влажности до 80 %.

Диаметр термобаллона газовых приборов 20 мм, а жидкостных – 12 мм.

На ГРС применяют термометры показывающие газовые ТГП-100 и конденсационные ТКП-100, термометры показывающие и сигнализирующие ТГП-100Эк, ТКП-100Эк и ТКП-160Сг, термометры самопишущие с приводом диаграммы от часового механизма ТГС-712 (изготавливаются по ТУ 311-0225626.117–91).

Изготовитель: ПО „Теплоконтроль”, г. Казань.

Термометр ТГП-100Эк имеет электроконтактное устройство, предназначенное для сигнализации отклонения температуры. Устройство состоит из двух передвижных контактов („много”, „мало”), устанавливаемых на требуемые деления шкалы, и подвижного контакта, связанного с измерительной системой термометра. Максимально допустимое напряжение, подаваемое на контакты 240 В переменного тока или 220 В постоянного тока, разрывная мощность контактов 30 ВА.

Диаграмма самопишущего термометра ТГС-712 – дисковая, время одного оборота – 24 ч.

Манометрические электроконтактные термометры предназначены для дистанционного измерения и сигнализации температуры нейтральных сред. Они используются также для позиционного регулирования

температуры в нейтральных средах и в качестве датчиков отсечных устройств автоматики безопасности.

Техническая характеристика манометрических термометров приведена в табл. 57.

Таблица 57

Технические характеристики манометрических термометров

Тип	Класс точности	Пределы измерения, °С	Длина, мм			Диаметр термобаллона, мм
			соединительного капилляра	погружения термобаллона	термобаллона	
ТГП-100 ТГП-100Эк	1,0; 1,5	–50...+50; –50...+100; –50...+150; 0...+150; 0...+200; 0...+300	1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25	160; 200; 250; 315; 400; 500	125 250	20
ТКП-100 ТКП-100Эк	1,5	–25...+75; 0...+50; 0...+100; +50...+150; 100...+200; +200...+300	1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25	160; 200; 250; 315; 400; 500	78	16
ТКП-160Сг	1,5; 2,5	–25...+75; 0...+120; +100...+200; +200...+300	0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25	160; 200; 250; 315; 400; 500	110	16
ТГС-712	1,0; 1,5	–50...+50; –50...+100; –50...+150; 0...+150; +50...+150; 0...+100; 0...+200; 0...+250; 0...+300	1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25	160; 200; 250; 315; 400	125 250	20

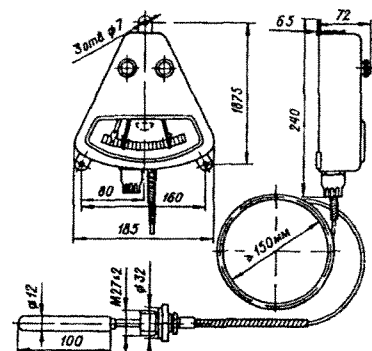
Эти термометры (рис. 144) кроме основных частей (термобаллона 1, капилляра в обмотке 2, манометрической пружины, заключенной в корпусе термометра) имеют электроконтактное устройство.

Электроконтактное устройство термометров типа ТПГ, ТПП, ТКП состоит из двух контактов – минимального и максимального, смонтированных на стрелках 4 и 5.

Контакты устанавливаются на любое значение температуры в пределах шкалы термометра и замыкаются подвижной стрелкой 3 при достижении заданной температуры.

Термометры манометрические сигнализирующие типа ТСМ-100 и ТСМ-200 имеют чувствительный элемент в виде многовитковой трубчатой пружины. Пределы измерений ТСМ-100 от 0 до 100 °С, ТСМ-200 от 100 до 200 °С. Длина капилляра 1–16 м.

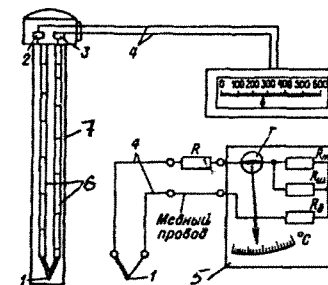
Контактная система ТСМ (рис. 145), так же как ТПГ, состоит из минимального и максимального контактов, последовательно замыкающихся



**Рис. 145. Термометр манометрический
сигнализирующий ТСМ**

В условиях ГРС термопары применяются очень редко, поскольку они предназначены в основном для измерения высоких температур. Так, термопары типа ТХК, имеющие НСХ ХК(L) по ГОСТ Р 50431-92 измеряют

Электрические термометры (термопреобразователи сопротивления). Принцип работы термометров сопротивления основан на использовании зависимости электрического сопротивления веществ от их температуры.



1 – термопреобразователь (термопара); *2* и *3* – свободные концы термопреобразователя; *4* – термоэлектродные (компенсационные) провода; *5* – милливольтметр; *6* – фарфоровые трубки или бусы; *7* – медная или фарфоровая оболочка; *R* – подгоночная катушка; *R*_п – полупроводниковый терморезистор; *R*_ш – шунтирующий резистор; *R*_д – добавочный резистор

Прибор состоит из первичного измерительного преобразователя (тепловоспринимающего элемента), измерительного прибора, источника питания (батареи, аккумуляторы или стабилизированный источник питания типа СВ-4М), соединительных проводов.

По материалу чувствительного элемента ТС подразделяются на платиновые (ТСП) и медные (ТСМ).

В качестве чувствительного элемента ТСП используют платиновую спираль, размещенную в каналах керамического каркаса и укрепленную там изоляционным порошком. Чувствительный элемент ТСМ представляет собой бескаркасную обмотку из медной проволоки, покрытую фторопластовой пленкой и помещенную в тонкостенную металлическую гильзу с керамическим порошком.

Изменение температуры чувствительного элемента вызывает изменение его электрического сопротивления. Соотношение этих величин называется номинальной статической характеристикой (НСХ). В газовой промышленности наиболее часто используются термометры сопротивления со следующими НСХ по ГОСТ Р 50353-92: 50П, 100П – преобразователи ТСП; 50М, 100М, 2000М – преобразователи ТСМ. В этих обозначениях числа 50, 100 и 2000 означают электрическое сопротивление (Ом) чувствительного элемента ТС при 0 °С.

Допустимые отклонения сопротивления ТС при 0 °С в процентах от номинального значения не должны превышать: для ТСП $\pm 0,05$, $\pm 0,1$, $\pm 0,2$ (соответственно классы допуска А, В, и С по ГОСТ Р 30353); для ТСМ $\pm 0,1$; $\pm 0,2$ (классы В и С).

Измерительные преобразователи из платины (ТСП) применяют для измерения температуры от -200 до 600 °С, а из меди (ТСМ) – от -50 до 150 °С.

По конструкции измерительные преобразователи бывают погружаемые и поверхностные; стационарные и переносные; малой, средней и большой инерционности; одинарные и двойные; обыкновенные и виброустойчивые и др.

В качестве измерительных приборов используют мосты уравновешенные электронные автоматические с вращающимся циферблатом типа КВМ-1 или автоматические регулирующие со складывающейся диаграммой типа КСМ-4.

Эти приборы бывают одноточечные и многоточечные. При необходимости точных измерений применяют потенциометры или уравновешенные измерительные мосты.

В промышленной эксплуатации в качестве вторичных приборов в комплексе с термометрами используют магнитоэлектрические логометры. Характеристики платиновых и медных термопреобразователей сопротивления приведены в табл. 58.

подавляющее большинство типов ТС имеют чувствительный элемент, погружаемый в измеряемую среду, однако на предприятиях транспорта

Таблица 58

Характеристики термопреобразователей сопротивления

Тип	Условное обозначение номинальной статической характеристики	Диапазон измеряемых температур, °С	
		от	до
ТСП	1П	-50	1100
	5П	-100	1100
	10П	-200	1000
	гр. 21 (46)	-260	1000
	50П	-260	1000
	100П	-260	1000
ТСМ	500П	-260	300
	10М	-50	200
	50М	-50	200
	гр. 23 (53)	-50	180
	100М	-200	200

Примечание Число в условном обозначении или в скобках соответствует номинальному сопротивлению преобразователя, Ом, при 0 °С.

газа, в том числе на ГРС, для измерения температуры газа в подземных газопроводах часто используют накладные ТС, корпус которых крепится на наружную поверхность трубы. При этом измеряется температура наружной поверхности трубы, точность измерения температуры газа несколько понижается, но является достаточной для нормального функционирования АСУ ТП транспортировки газа. Такими являются термопреобразователи НС-08, ТСМ-011, ТСМУ-011, ИКЛЖ 405.

Электрическое соединение ТС со вторичным прибором осуществляется двумя, тремя или четырьмя проводами в зависимости от типа ТС.

В настоящее время промышленность России выпускает несколько типов ТС со встроенным измерительным преобразователем, имеющим на выходе нормированный токовый сигнал 0...5 мА или 4...20 мА, совместимый с входными модулями всех современных САУ. Таковыми являются преобразователи ТСМУ-011, ТСМУ-014, ТСМУ-015, ТСПУ-9313, ТСМУ-9313, ИКЛЖ 405.

В условиях взрывоопасной среды необходимым является применение ТС во взрывозащищенном исполнении (ТСП 9418, ТСМ 9418, ТСМ 011, ТСМУ-011, ТСМУ-014, ТСМУ-015, ИКЛЖ 405) или использование искрозащитных барьеров на входных цепях САУ.

Технические данные ТС приведены в табл. 59.

Измерительные (нормирующие) преобразователи предназначены для преобразования термоЭДС термопар, ЭДС первичных преобразователей постоянного тока и сопротивления ТС в унифицированные электрические сигналы постоянного тока (0...5 мА, 4...20 мА, 0...10 В).

Технические данные ТС

Тип датчика	TSM-9201*	TSM-9418**	ТСП-9418***	TSM-9313	ТСПУ-9313	TSM-9417****
Назначение	Измерение температуры газовых сред (погружной)	Измерение температуры газовых сред (погружной)	Измерение температуры газовых сред (погружной)	Измерение температуры газовых сред (погружной)	Измерение температуры газовых сред (погружной)	Измерение температуры воздуха в помещениях
Изготовитель	Завод „Эталон“, г. Омск	Завод „Эталон“, г. Омск	Завод „Эталон“, г. Омск	Завод „Эталон“, г. Омск	Завод „Эталон“, г. Омск	Завод „Эталон“, г. Омск
Диапазон измерения, °С	-50...180	-50...150	-50...200	-50...50; 0...200	-50...50; 0...200	-50...100
НСХ	50М, 100М	50М, 100М	50П, 100П	50М, 100П	50М, 100П	50М
Класс допуска (осн. погрешность)	В, С	В	В	В	В	В
Длина монтажной части, мм		120, 160, 200, 250, 320, 400, 500	80, 100, 120, 160, 200, 250, 320, 400, 500	100, 120, 160, 200, 250, 320, 400, 630	100, 120, 160, 200, 250, 320, 400, 630	
Показатель тепловой инерции, с	20, 40	8, 9, 20	8, 9, 20	20, 40	20, 40	15
Выходной сигнал	Изменение сопротивления	Изменение сопротивления	Изменение сопротивления	Изменение сопротивления	Изменение сопротивления	Изменение сопротивления
Исполнение (обычное, взрывозащищенное)	Обычное	Взрывозащищенное	Взрывозащищенное	Обычное	Обычное	Обычное
Схема соединений	Двухпроводная	Двухпроводная, трехпроводная	Двухпроводная, трехпроводная	Двухпроводная	Двухпроводная	Двухпроводная
Напряжение питания, В				12 – 42	12 – 42	
Потребляемая мощность, Вт				Не более 0,9	Не более 0,9	

Назначение	Измерение температуры наружной поверхности трубы (накладной) или грунта	Измерение температуры наружной поверхности трубы (накладной) или грунта	Измерение температуры газовых сред (погружной)	Измерение температуры газовых сред (погружной)	Измерение температуры наружной поверхности трубы (накладной) или воздуха	Измерение температуры наружной поверхности трубы (накладной) или грунта
Изготовитель	СКБ „Термоприбор“, г. Москва	СКБ „Термоприбор“, г. Москва	СКБ „Термоприбор“, г. Москва	СКБ „Термоприбор“, г. Москва	Фирма „Калининградгазотоматика“	ВНИИЭФ, г. Н. Новгород
Диапазон измерения, °С	-50...100	-50...50; 0...100; -50...100	-50...50; 0...50; 0...100; 0...200	-50...50; 0...50; 0...100; 0...200	-50...70	-50...70
НСХ	100М, 2000М	100М, 2000М	100М, 2000М	100М, 2000М	2000М	1,0
Класс допуска (осн. погрешность)	В, С	В, С	В, С	В, С	1,0	1,0
Длина монтажной части, мм	60	60	15	15	20, 40	40
Показатель тепловой инерции, с						
Выходной сигнал	Изменение сопротивления	Изменение сопротивления	Изменение сопротивления	Изменение сопротивления	Изменение сопротивления	Изменение сопротивления
Исполнение (обычное, взрывозащищенное)	Взрывозащищенное	Взрывозащищенное	Обычное, взрывозащищенное	Обычное, взрывозащищенное	Взрывозащищенное	Взрывозащищенное
Схема соединений	Четырехпроводная	Четырехпроводная	Двухпроводная, четырехпроводная	Двухпроводная, четырехпроводная	Двухпроводная	Четырехпроводная
Напряжение питания, В	18 – 30	18 – 30	18 – 30	18 – 30	19 – 30	19 – 30
Потребляемая мощность, Вт	Не более 0,8	Не более 0,8	Не более 0,8	Не более 0,8	Не более 0,9	Не более 2,5

* Аналог – TSM-0879, TSM-1088 Луцкого приборостроительного завода.

** Аналог – TSM-1187 Луцкого приборостроительного завода.

*** Аналог – ТСП-1187 Луцкого приборостроительного завода.

**** Аналог – TSM-0987 Луцкого приборостроительного завода.

Каждая модификация нормирующего преобразователя выпускается на определенный предел измерения по входу и выходу. Приборы предназначены для щитового монтажа в помещениях со взрывобезопасной средой и температурой воздуха от 5 до 50 °С.

Для работы с первичными преобразователями (ТП и ТС) в обычном исполнении, расположенными во взрывоопасной зоне, необходимо применять нормирующие преобразователи в искробезопасном исполнении, оснащенные входными искробезопасными цепями уровня „ia”, выполненными по ГОСТ 22782.5–78.

Питание измерительных преобразователей осуществляется переменным током напряжением 220 В.

Преобразователи измерительные нормирующие Ш9321, Ш9322.

Изготовитель – концерн „Метран”, г. Челябинск.

Потребляемая мощность преобразователя – не более 7,5 ВА.

Выходной сигнал постоянного тока – 0...5, 0...20, 4...20 мА.

Тип первичного датчика: для Ш9321 – ТСП, ТСМ; для Ш9322 – ТХК, ТХА.

Основная погрешность преобразователей – 0,25 %.

Приборы имеют двухпозиционные устройства с релейным выходом для сигнализации выхода измеряемых параметров за пределы уставок и обрыва линии связи с датчиками.

Преобразователи измерительные нормирующие Ш703, Ш705.

Изготовитель – ПО „Электроприбор”, г. Киев.

Потребляемая мощность преобразователей – 10 ВА.

Выходной сигнал постоянного тока – 0...5, 4...20 мА, 0...10 В.

Тип первичного датчика: для Ш703 – ТСП, ТСМ; для Ш705 – ТХК, ТХА.

Основная погрешность преобразователей – 0,5 %.

Имеются модификации искробезопасного исполнения.

Измерительные преобразователи давления являются бесшкальными приборами, предназначенными для преобразования давления измеряемой среды в унифицированный электрический или пневматический сигнал для дистанционной передачи в системах автоматического контроля, регулирования и управления.

Схемы внешних электрических соединений преобразователей с электрическим выходным сигналом показаны на рис. 147.

Основные технические характеристики преобразователей давления с электрическим выходным сигналом, наиболее часто используемых на предприятиях транспорта газа, приведены в табл. 60.

Контроль загазованности помещений

При утечках горючего газа в помещении котельной или ГРП может образоваться взрывоопасная смесь. Диапазон взрывоопасных концентраций метанового газа в воздухе 5–15 % по объему.

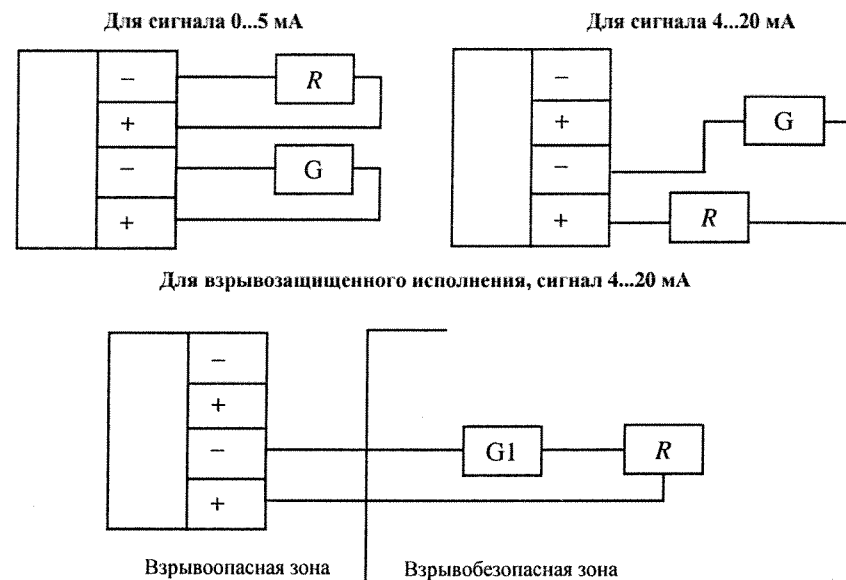


Рис. 147. Схема внешних электрических соединений преобразователей:

R – сопротивление нагрузки; G – источник питания постоянного тока; G1 – барьер искрозащиты или искробезопасный блок питания

Для контроля концентрации горючих газов в воздухе котельной или ГРП вследствие утечек в газопроводах (особенно у фланцевых, резьбовых и сварных соединений) служат газоиндикаторы стационарные и переносные.

Наибольшее распространение получили газоанализаторы ПГФ2М1 (его модификация „Метан” ПГФ2М1-И1АУ4 определяет концентрацию метана 0,37–4,2 % по объему); индикатор УГ-2 для определения в воздухе малых содержаний окиси углерода, ацетилена, сернистого ангидрида, паров ксилола и этилового эфира (пределы измерения СО от 0,015 до 0,4 мг/л); индикатор ШИ – шахтный переносной искробезопасный интерферометр для определения содержания метана в воздухе (измеряет концентрацию от 0 до 6 % по объему); индикатор ИВП-1 переносной; газоискатель ВГИ-2 – высокочувствительный газоискатель для определения мест утечки (верхний предел измерения до 2 % по объему метана).

Из автоматических приборов, способных сигнализировать о повышении концентрации природного газа в необслуживаемых помещениях (например, ГРП), выпускаются системы контроля уровня загазованности помещений ГАЗ-1 и ГАЗ-1М, а также термохимический газоанализатор АГАТ.

Технические характеристики преобразователей

Тип датчика	Метран-43-ДИ	ГЖИУ-406	ПБЭ-10	Сапфир-22МГ*	МТ-100Р	МИДА-ДИ
Назначение	Измерение избыточного давления	Измерение избыточного и абсолютного давления	Измерение избыточного давления	Измерение избыточного и абсолютного давления	Измерение избыточного давления	Измерение избыточного давления
Изготовитель	АО „Метран“, г. Челябинск	ВНИИА г. Москва	Фирма „Калининградавтоматика“	АО „Манометр“, г. Москва	АО „Манометр“, г. Москва	СП „Мидас-ИЦР“, г. Ульяновск
Диапазоны измерения, МПа	0,4...40	0,1...25	0,01...10	0,004...400	0,0025...100	0,001...160
Выходной сигнал	0...5 мА 4...20 мА	0...5 мА 4...20 мА	Изменение выходного сопротивления	4...20 мА, 0...5 мА, 0...20 мА	0...5 мА 4...20 мА	4...20 мА, 0...5 мА, 0...5 В
Возможность настройки „нуля“ и диапазона	Есть	Есть	Нет	Нет	Есть	Нет
Основная погрешность	0,25 %; 0,5 %; 1,0 %	0,25 %; 0,5 %	0,6 %; 1,0 %	0,25 %; 0,5 %; 1,0 %	0,25 %; 0,5 %; 1,0 %	0,25 %; 0,5 %; 1,0 %
Дополнительная погрешность (от изменения температуры на 10 °С)	0,25 %; 0,5 %	0,45 %	0,25...1,15 %	0,25 %; 0,5 %	0,10...0,25 %	0,2...0,5 %
Температура окр. среды, °С	-30...+50	-50...+70	-60...+60	-50...+80	-50...+80	-40...+80
Исполнение (обычное, взрывозащищенное)	Взрывозащищенное	Взрывозащищенное	Взрывозащищенное	Взрывозащищенное	Взрывозащищенное	Взрывозащищенное
Напряжение питания, В	36, 16 - 42	9 - 48		36, 16 - 42	36	24 - 36
Потребляемая мощность, Вт	1,0	1,0		1,2	0,8	1,0

* Являются аналогами ранее выпускавшихся преобразователей „Сапфир-22“, „Сапфир-22М“.

До замены сигнализатора загазованности непрерывного действия контролировать концентрацию газа в воздухе производственных помещений необходимо переносными приборами (газоанализаторами) через каждые 30 минут рабочей смены.

Система ГАЗ-1 предназначена для непрерывного автоматического контроля загазованности помещений, в которых возможно образование взрывоопасных смесей. Система обеспечивает непрерывный контроль до 16 точек. При содержании метана в помещении от 0,5 до 1 % по объему выдается релейный сигнал с включением световой сигнализации. Кроме этого, система позволяет визуально проконтролировать содержание метана путем подключения датчика к указывающему прибору стойки на блоке питания и контроля.

Система состоит при 16 точках контроля: из стойки СБС-1-16 с 16 блоками сигнализации и из 16 датчиков ДМГ-1.

Датчики соединяются со стойкой кабелем длиной до 300 м (при сечении жилы кабеля 1,5 мм²). Стойки СБС предназначены для установки в помещениях контроля загазованности при температуре окружающего воздуха от 5 до 35 °С и относительной влажности до 80 % (при температуре 35 °С).

Датчики ДМГ-1 работоспособны при температуре воздуха в контролируемом помещении от минус 10 до плюс 35 °С и относительной влажности до 98 % (при температуре 35 °С). Напряжение питания от сети переменного тока 220 В с частотой 50 Гц. К датчику подводится стабилизированное напряжение 12 В постоянного тока от своего стабилизатора, который предусмотрен в схеме каждого блока сигнализации.

Принцип определения уровня загазованности в системе ГАЗ-1 следующий (рис. 148).

В корпусе 1 датчика ДМГ-1 (рис. 148, а) имеется термогруппа 2, которая состоит из измерительного и компенсационного элементов, выполненных из активной окиси алюминия с платиновыми спиралями. Измерительный элемент активирован платинопалладиевым катализатором и имеет темный цвет. Платиновые спирали, которые являются термопреобразователями сопротивления, включены в противоположные плечи измерительной мостовой схемы. При появлении в камере сгорания 3 газа метана происходит беспламенное сжигание этого газа на чувствительном элементе, который предварительно нагрет до 380 °С электротоком, пропущенным по платиновым спиралям. Реакция горения газа повышает температуру измерительного элемента, что приводит к увеличению сопротивления спирали измерительного элемента и, следовательно, к разбалансу моста.

Исполнительное устройство блока сигнализации при этом заставляет сработать световую и звуковую сигнализацию.

При 0,5 %-м содержании метана в воздухе помещения загорается лампочка „0,5 % СН₄“, и в этом случае релейный сигнал может быть использован для включения аварийной вентиляции.

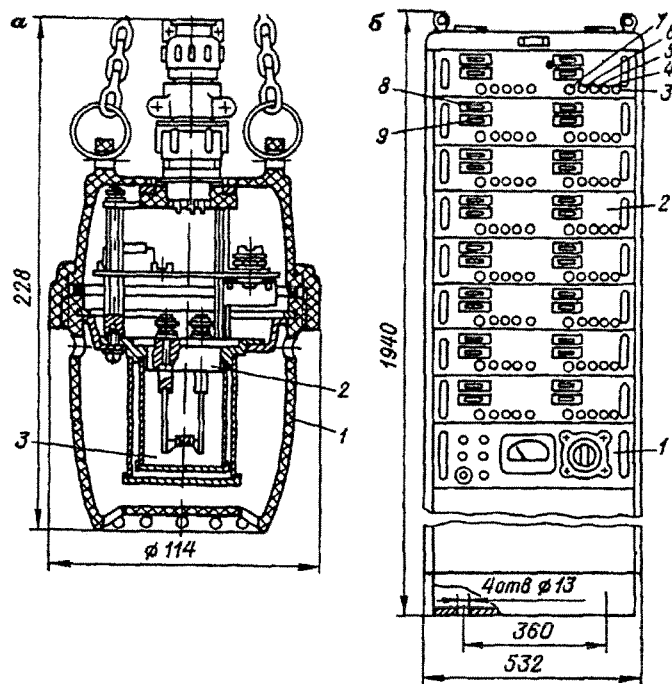


Рис. 148. Система ГАЗ-1 контроля уровня загазованности помещений:

а – датчик: 1 – корпус датчика; 2 – термогруппа; 3 – камера сгорания;
б – стойка СБС-1-16: 1 – блок контроля и питания; 2 – блоки сигнализации; 3 – предохранители; 4 – выключатели питания; 5 – кнопка „Проверка”; 6 – резисторы „Установка нуля”; 7 – включение блока; 8 – лампы световой сигнализации при 1 % CH_4 ; 9 – лампы световой сигнализации при 0,5 % CH_4

При 1 %-м содержании метана в воздухе помещения загорается лампочка „1 % CH_4 ”. В этом случае релейный сигнал используется для включения защиты.

На блоке питания и контроля имеется микроамперметр, проградуированный в процентах CH_4 , к которому может подключаться диагональ моста любого датчика для визуального контроля концентрации метана.

Конструктивно блоки 2 сигнализации (рис. 148, б) спарены и объединены в стойке совместно с блоком питания и контроля 1.

На лицевой панели блоков сигнализации располагаются: лампы световой сигнализации 9 – „0,5 % CH_4 ”; 8 – „1 % CH_4 ”; 7 – включение блока; резисторы; 6 – „установка нуля”; кнопка 5 „Проверка”; выключатели 4 питания; предохранители 3.

На блоке питания и контроля установлены показывающий прибор с переключателями датчиков, выключатель питания 220 В на стойку, вы-

ключатель в цепи питания 127 В от трансформатора на стабилизаторы блоков сигнализации, сигнальные лампочки о наличии указанных напряжений, а также предохранители в этих цепях.

Принцип действия сигнализатора ГАЗ-1М аналогичен газоанализатору ГАЗ-1, но обладает следующими преимуществами:

- электронная схема построена на современной микроселектронной базе;
- сокращено (до двух) число соединительных проводов на каждый датчик;

- высокая помехозащищенность измерительных цепей обеспечивает за счет передачи информации об уровне загазованности в точке установки датчика в виде частотно-модулированного сигнала;

- искробезопасность выходных цепей увеличена за счет уменьшения потерь в линии, что позволило также увеличить дальность действия с 300 до 500 м;

- на выходе каждого канала имеются индивидуальные указывающие приборы, позволяющие одновременно контролировать содержание метана в местах установки всех датчиков;

- в комплект сигнализатора входят четыре искробезопасные телефонные трубки, благодаря чему можно вести переговоры по проводам связи датчика со стойками одновременно с передачей информации без взаимных помех. Это облегчает проведение калибровки со вторичной аппаратуры датчиков без их демонтажа.

Газоанализатор АГАТ предназначен для непрерывного дистанционного измерения концентрации метана от 0 до 2,5 % по объему в 10 различных точках и для сигнализации двух значений 0,5 и 1 % по объему концентрации метана.

Принцип действия газоанализатора АГАТ аналогичен принципу действия системы ГАЗ-1 (рис. 148). Информационный пульт газоанализатора и 10 датчиков метана, соединенных с пультом кабелем длиной до 5 км. Аппаратура АГАТ позволяет подключать регистрирующие и пускорегулирующие приборы и аппараты. Напряжение питания: пульта – 127/220 В, 50 Гц, датчика – 45 В, 50 Гц.

Габаритные размеры информационного пульта 580×410×185 мм, масса 40 кг. Выполнен в виде настольного прибора, на передней панели которого расположены показывающий прибор, световые табло сигнализации и кнопки переключения каналов для сброса звуковой сигнализации и включения аппаратуры.

Габаритные размеры датчика метана 150×188×128 мм, масса 3 кг. Состоит из металлического корпуса, на передней панели которого размещены показывающий прибор, светодиод и защитный колпачок чувствительного элемента.

Газоанализатор АГАТ – взрывобезопасный прибор, уровень его взрывозащиты обеспечивается искробезопасными параметрами источников питания и датчиков питания.

Газоанализатор ШИ-10 (шахтный интерферометр) представляет собой переносной оптический искробезопасный прибор, предназначенный для определения содержания метана и углекислого газа в замкнутом объеме.

Действие прибора основано на измерении смещения интерференционной картины, происходящего вследствие изменения состава исследуемого рудничного воздуха, который находится на пути одного из двух лучей, способных интерферировать. Величина смещения пропорциональна разности между показателями преломления света исследуемой газовой смеси и атмосферного воздуха.

Интерференционная картина имеет одну белую ахроматическую полосу, ограниченную двумя черными полосами с симметрично окрашенными краями.

Исходное (нулевое) положение интерференционной картины фиксируется путем совмещения левой черной полосы с нулевой отметкой неподвижной шкалы. Шкала прибора с равномерными делениями градуирована в процентах (по объему). Цена деления шкалы 0,25 % CH_4 . Отметки шкалы через целые деления обозначены цифрами от 0 до 6.

Технические данные прибора следующие:

1. Пределы измеряемых концентраций:

а) метана от 0 до 6 % CH_4 (по объему);

б) углекислого газа от 0 до 6 % CO_2 (по объему).

2. Погрешность прибора $\pm 0,2$ % CH_4 или CO_2 при $t = 20$ °С и $P = 760$ мм рт. ст.

3. Прибор дает правильные показания при изменении температуры окружающей среды от -10 °С до 40 °С и атмосферного давления от 720 мм до 800 мм рт. ст. с учетом приведения к нормальным условиям.

4. Габаритные размеры, не более, мм:

длина – 108

ширина – 58

высота – 184.

5. Масса прибора с футляром не более 1,6 кг.

6. Масса прибора без футляра не более 1,35 кг.

7. Время определения метана и углекислого газа – 1 мин.

8. Исполнение прибора рудничное искробезопасное.

Возможные неисправности прибора и способы их устранения приведены в табл. 61.

Шахтный интерферометр ШИ-10 (рис. 149) состоит из литого силуминового корпуса, в котором смонтированы все детали прибора.

Внутри корпус прибора разделен перегородками на три отделения.

В первом отделении размещаются оптические детали прибора.

Во втором отделении находится лабиринт, представляющий собой катушку с намотанной на ней трубкой из полихлорвинила. Здесь же расположен сухой элемент для питания лампы. Эта часть отделения прибора закрывается выдвижной крышкой.

Возможные неисправности прибора и способы их устранения

Неисправность	Причина неисправности	Способ устранения
При нажатии на кнопку включения в поле зрения окуляра нет интерференционной картины	а) ослабла в патроне лампа б) перегорела лампа в) неисправна электрическая цепь г) разрядился сухой элемент	закрепить лампу в патроне, установить патрон на место и произвести настройку лампы при помощи незначительного поворота за хвостовик заменить лампу проверить плотность прилегания контактов к сухому элементу заменить сухой элемент
Слабая освещенность интерференционной картины	а) разрядился сухой элемент б) сбилась установка лампы	заменить сухой элемент произвести регулировку лампы
Интерференционная картина частично затемнена	а) сбилась установка лампы б) нарушилась юстировка прибора	произвести регулировку лампы произвести юстировку прибора в специальной мастерской
При определении концентрации метана погрешность прибора значительно выше допустимой	а) поглотительный патрон с ХПИ не поглощает CO_2 б) нарушилась юстировка прибора	произвести перезарядку поглотительного патрона произвести юстировку прибора в специальной мастерской
Плохо прокачивается газовая линия прибора	а) плотный ватный фильтр в поглотительном патроне б) пережата резиновая трубка	вскрыть поглотительный патрон и заменить фильтр устранить пережатие трубки
Резиновая груша засасывает воздух в прибор	засорился наружный клапан груши	произвести чистку клапана
Прибор дает заниженные показания	нарушена юстировка прибора	необходимо направить прибор на ремонт в специальную мастерскую
Негерметична газовая линия прибора	а) плохо смазан распределительный кран б) прорвана резиновая трубка	смазать распределительный кран смазкой Орион ТУ 38.101.124-71 заменить резиновую трубку

В третьем отделении корпуса прибора размещен поглотительный патрон, а также штуцер, на который надевается трубка резиновой груши при заполнении воздушной линии чистым атмосферным воздухом.

После прокачки воздушной линии прибора штуцер закрывается резиновым колпачком.

В оптическую схему (рис. 150) входят:

а) лампа накаливания L ;

б) конденсорная линза K ;

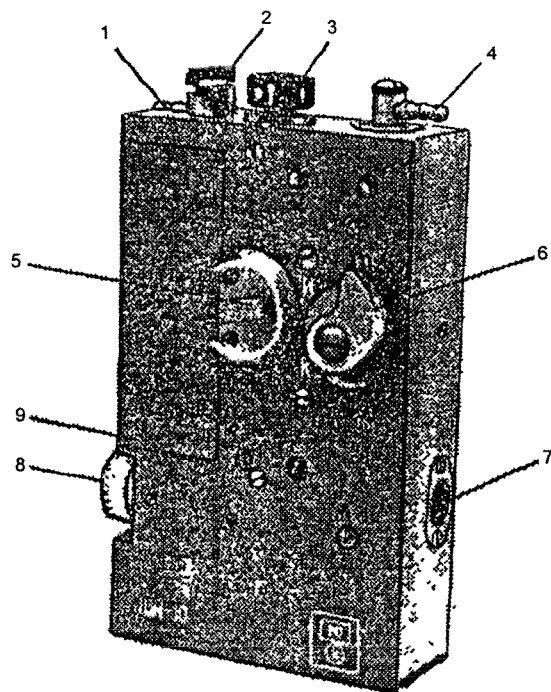


Рис. 149. Общий вид ШИ-10:

1 – штуцер для засасывания в прибор воздуха для анализа; 2 – распределительный кран (на CH_4 или CO_2); 3 – окуляр; 4 – штуцер с фильтром, на который надевается трубка резиновой груши; 5 – микровит; 6 – переключатель в положение „И” (измерение) и „К” (контроль); 7 – кнопка включения лампы; 8 – патрон с лампой; 9 – крышка отделения с поглотительным патроном

- в) плоскопараллельная пластина (зеркало) 3;
- г) подвижная газовоздушная камера А, имеющая три сквозных полости – 1, 2, 3, ограниченные плоскопараллельными стеклянными пластинами 4;
- д) призма полного внутреннего отражения Π ;
- е) призма полного внутреннего отражения Π_1 ;
- з) зеркало $З_1$;
- ж) зрительная труба с объективом ОБ, окуляром ОК и щелевой диафрагмой с отсчетной шкалой Ш.

При определении содержания метана или углекислого газа свет от лампы накаливания Л (рис. 150) проходит через линзу К и параллельным пучком падает на зеркало 3, где пучок света разлагается на два интерферирующих луча.

Первый луч света отражается верхней гранью зеркала 3, проходит по полостям 1 и 3 газовоздушной камеры, которые заполнены чистым атмосферным воздухом, отражается призмами Π , Π_1 и после двукратного прохождения по полостям 1 и 3 выходит из камеры.

Второй луч света, отразившись от нижней посеребренной грани зеркала 3 и преломившись на его верхней грани, проходит через полость 2 газовоздушной камеры, заполненной рудничным воздухом, после отражения призмами Π , Π_1 и четырехкратного прохождения полости 2 выходит из нее.

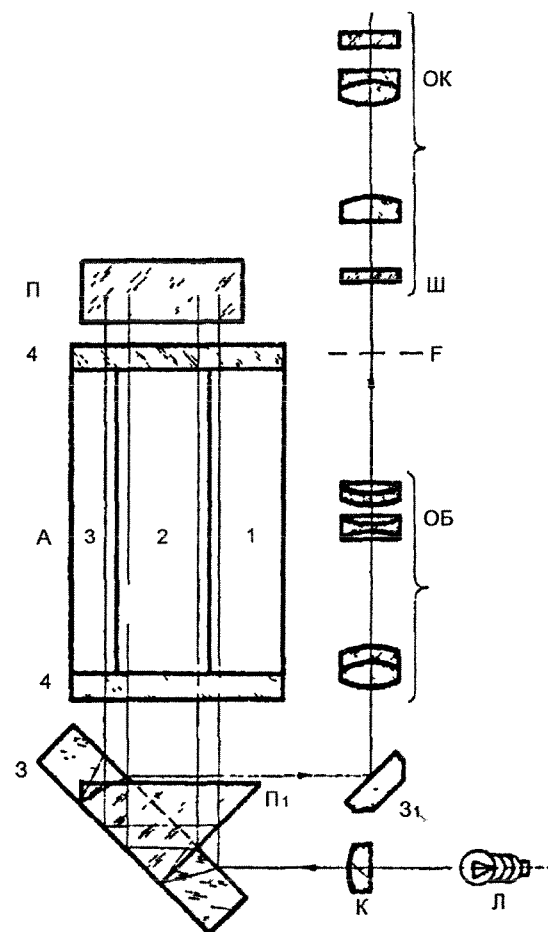


Рис. 150. Оптическая схема ШИ-10

Оба луча света, выйдя из камеры, попадают на зеркало 3 и, отраженные его верхней и нижней гранями, сходятся в один световой пучок, который зеркалом 3₁ отклоняется под прямым углом и направляется в объектив ОБ.

Выйдя из объектива ОБ, пучок света проходит через шелевую диафрагму Ш с отсчетной шкалой в окуляр ОК, через который наблюдается интерференционная картина. При этом интерферирующие лучи проходят через разные газовоздушные среды, в результате чего происходит смещение интерференционной картины относительно нулевой отметки шкалы. По величине смещения интерференционной картины, которое пропорционально концентрациям газа, производится определение процентного содержания метана и углекислого газа.

Газовоздушная схема прибора (рис. 151) состоит из двух обособленных друг от друга линий – газовой и воздушной.

В газовую линию прибора входят:

– распределительный кран 4, предназначенный для изменения направления движения газовой смеси в зависимости от определяемого газа (метан или углекислый газ);

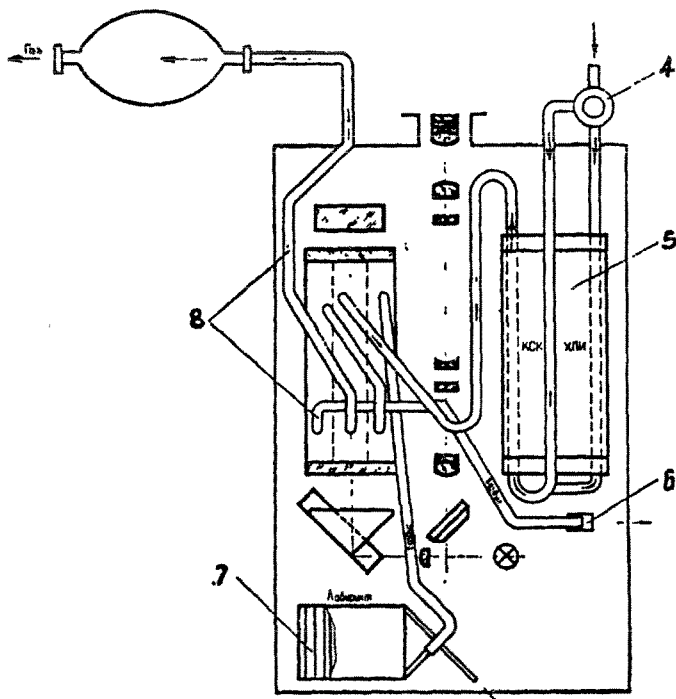


Рис. 151. Газовоздушная схема ШИ-10

– поглотительный патрон 5, разделенный на две части. Одна часть патрона заполняется химическим поглотителем известковым (ХПИ) для поглощения углекислого газа из газовой смеси, другая часть – гранулированным силикагелем марок КСК, КСМ для поглощения паров воды. Обе части поглотительного патрона имеют фильтры для улавливания пыли;

– соединительные резиновые трубки 8;

– газовая полость 2 газовой камеры.

В воздушную линию прибора входят:

– штуцер 6;

– соединительные резиновые трубки 8;

– воздушные полости 1 и 3 газовой камеры.

– лабиринт 7, который предназначен для поддержания воздушной линии прибора давления, равного атмосферному давлению, и сохранения чистого атмосферного воздуха.

При определении метана рудничный воздух через распределительный кран попадает в отделение поглотительного патрона, заполненное химпоглотителями. Затем рудничный воздух, очищенный от углекислого газа, по соединительной трубке попадает в отделение поглотительного патрона, заполненное силикагелем. Далее рудничный воздух, очищенный от углекислого газа, паров воды и пыли, попадает в полость 2 газовой камеры, откуда через резиновую грушу выходит в атмосферу.

При определении углекислого газа рудничный воздух через распределительный кран и соединительную трубку попадает в отделение поглотительного патрона, заполненное силикагелем. Очищенный от влаги и пыли рудничный воздух попадает в полость 2 газовой камеры.

Направление движения атмосферного воздуха и рудничного воздуха при засасывании их в прибор показано стрелками на рис. 151.

Перед спуском в шахту прибор должен быть подготовлен к работе.

Перед началом эксплуатации прибора (особенно после длительного хранения) необходимо проверить работоспособность поглотительного патрона. В случае необходимости (прибор дает заниженные показания) сменить силикагель и химпоглотитель в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

Проверить исправность резиновой груши. Для этого необходимо сжать грушу рукой и, зажав конец ее резиновой трубки, проследить, как быстро расправляется груша в разжатой руке. Резиновая груша, пригодная для работы, не должна расправиться. В случае быстрого расправления груши ее следует заменить.

Проверить герметичность газовой линии прибора. Для этого резиновую трубку груши надеть на штуцер 4 (рис. 149), закрыть плотно штуцер 1 и произвести сжатие груши. Газовая линия герметична, если после разжатия руки груша не расправляется. При быстром расправлении необходимо найти и устранить неисправность прибора.

Продуть воздушную и газовую линии прибора чистым атмосферным воздухом следующим образом.

Трубку резиновой груши надеть на штуцер 4 и сделать 5–6 сжатий груши.

После прокачивания чистым воздухом воздушной и газовой линий нажать кнопку включения лампы и посмотреть в окуляр. Если интерференционная картина и шкала окажутся нечеткими, вращением окуляра навести их на резкость.

Установить интерференционную картину в нулевое положение. Для этого переключатель 6 (рис. 149) поставить в положение „К” и, наблюдая в окуляр за положением интерференционной картины, медленно вращать микровинт 5 до совмещения левой черной полосы интерференционной картины с нулевой отметкой шкалы. Поставить переключатель 6 в положение „И”.

Поместить прибор в футляр.

Перед определением метана произвести проверку нулевого положения интерференционной картины. Для этого отстегнуть клапан футляра, переключатель 6 поставить в положение „К”, нажать кнопку включения лампы и посмотреть в окуляр на положение интерференционной картины. Если интерференционная картина не сместилась относительно нулевой отметки шкалы, переключатель поставить в положение „И” и застегнуть клапан.

Если интерференционная картина сместилась относительно нулевой отметки шкалы, то микровинтом 5 выставить ее на нуль. Затем переключатель 6 поставить в положение „И” и застегнуть клапан футляра.

После указанных операций прибор готов к работе.

Определение концентрации метана и углекислого газа производить только при положении переключателя на „И”.

При определении содержания метана в воздухе распределительный кран (рис. 149) ставится в положение „CH₄”. Путем трех сжатий резиновой груши проба рудничного воздуха через штуцер 1 или резиновую трубку, надетую на этот штуцер, прокачивается через прибор. Если набранный в прибор рудничный воздух содержит метан, то интерференционная картина сместится вправо вдоль шкалы. При наблюдении в окуляр по смещенному положению левой черной полосы интерференционной картины производится отсчет делений шкалы, и результат выражается с точностью до 0,1 %.

Для повторного определения содержания метана предварительной подготовки прибора не требуется, так как при трехкратном прокачивании грушей газовой линии предыдущая проба полностью удаляется из прибора и заменяется новой.

При определении концентраций газов показания прибора следует приводить к условиям 20 °С и 760 мм рт. ст. Формула приведения

$$П_{пр} = П \frac{760}{P} \cdot \frac{273+t}{293},$$

где $П_{пр}$ – приведенное показание прибора; $П$ – показание прибора; P – атмосферное давление, мм рт. ст.; t – температура, °С.

Пример. При $P = 800$ мм рт. ст. и $t = 7$ °С показания прибора по метану $П = 2$ % CH₄.

Действительное (приведенное) содержание метана будет равно

$$П_{пр} = 2 \frac{760}{800} \cdot \frac{273+7}{293} = 1,8 \text{ \% CH}_4.$$

Для определения содержания углекислого газа в рудничном воздухе необходимо вначале сделать определение концентрации метана указанным выше способом. Затем распределительный кран ставится в положение „CO₂” и производится прокачивание рудничного воздуха в прибор путем трех сжатий резиновой груши. Отсчет по шкале производится так же, как и при определении концентрации метана.

Полученный отсчет покажет суммарное содержание в воздухе метана и углекислого газа. Оба эти определения необходимо делать в одном и том же месте.

Без перезарядки поглотительного патрона прибором можно производить не более 500 определений при $t = 20$ °С и влажности не более 80 % (при повышении температуры и влажности число определений уменьшается). Для установления срока перезарядки поглотителей необходимо число 500 разделить на количество определений в день. После истечения этого срока необходимо поглотительный патрон в приборе заменить запасным. Замена поглотительного патрона производится следующим образом: вынуть из футляра прибор, снять с прибора крышку 9 (рис. 149) отделения с поглотительным патроном и отсоединить поглотительный патрон.

Затем подсоединить запасной поглотительный патрон и проверить герметичность газовой линии прибора.

В качестве поглотителя CO₂ применяется известковый химический поглотитель, изготовленный из гидроксида кальция (96 %) и едкого натра (4 %). Химический поглотитель должен быть в зернах размером от 3 до 5 мм, иметь влажность в пределах 16–20 % и содержать не более 4 % CO₂.

В качестве поглотителя влаги применяется силикагель марок КСМ, КСК гранулированный.

Замена лампы из числа запасных производится следующим образом. Снять колпачок с патрона 8 (рис. 149), отвернуть накидную гайку и вынуть патрон с лампой. Сменить лампу и поставить патрон на место.

При израсходовании всех запасных ламп можно применять покупные типа МН-1 напряжением 1 В и током 0,068 А.

Напряжение сухого элемента, питающего лампу, не влияет на показание прибора. Элемент заменяется только тогда, когда интерференционная картина становится слабо освещенной и неразборчивой.

2.7. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ГРС

Электроснабжение, наружное освещение, молниезащита ГРС. Потребителями электроэнергии на ГРС являются технологическая нагрузка насосов для принудительной циркуляции воды в системе отопления, приборов КИП и А, внутреннее и наружное освещение. Общая потребляемая мощность, как правило, не более 10 кВт. Категория нагрузки по надежности электроснабжения – III.

Электроснабжение ГРС предусматривается от ближайшей ЛЭП или от существующей трансформаторной подстанции напряжением 380/220 В. Питающая линия выполняется на железобетонных опорах.

Электросети на площадке ГРС выполняются кабелями, проложенными в земле, в траншее.

Наружное освещение площадки осуществляется прожекторами типа ПЭР-250, устанавливаемыми на молниеотводе типа МЖ-24,3. Сеть наружного освещения – кабель АП с ВГ = 0,66 кВ, уложенный в траншее.

В соответствии со СНиП II-4-79 норма освещенности проезда и наружного технологического оборудования – 2 лк.

Защита ГРС и взрывоопасных наружных установок, относящихся ко II категории по степени опасности поражения, от прямых ударов молнии обеспечивается молниеотводом типа МЖ-24,3 высотой 24,3 м, устанавливаемым на площадке ГРС. От электростатической индукции и статического электричества ГРС защищают, подсоединив все оборудование к заземлению от прямых ударов молнии, которое используют также в качестве повторного заземления зануленных частей электрооборудования. Защита от заноса высоких потенциалов по подземным коммуникациям в здания и сооружения ГРС обеспечивается заземлением всех трубопроводов и оболочек кабелей на вводах в защищаемые объекты. Сопротивление заземляющего устройства площадки ГРС не должно превышать 10 Ом.

Электрическое освещение помещений. Нормы освещенности ГРС приняты на основании СНиП II-4-79. Рабочее освещение принято на напряжение 220 В, ремонтное – 12 В. Питание сети рабочего и аварийного освещения осуществляется от двух разных групп осветительного щита.

Проводка осветительной сети выполняется кабелем АНРГ и проводом ВВГ; в помещениях со взрывоопасной средой – кабелем с медными жилами ВВГ. Монтаж осветительной сети во взрывоопасных помещениях должен выполняться в соответствии с инструкцией ВСН-332-74. Для заземления элементов электрооборудования используется нулевая жила кабеля (провода).

2.8. ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ГРС И ДО

В соответствии с требованиями нормативных документов: „Правил безопасности в газовом хозяйстве” Госгортехнадзора РФ 2000 г. и СНиП 2.04.08-87 „Газоснабжение” – на площадке ГРС предусматривается

снабжение газом подогревателей, котельной и дома оператора (ДО), состоящего из двух квартир. В каждой квартире потребителями газа являются одна 4-конфорочная газовая плита, один отопительный аппарат типа АОГВ-11,6 и проточный водонагреватель типа ВПГ-23. Поэтому на ГРС предусматривается газорегуляторный пункт (ГРП) или газорегуляторная установка (ГРУ).

От ГРС до ДО прокладывают подземный газопровод $D_y = 50$ мм, изолированный битумно-полимерной изоляцией весьма усиленного типа.

2.9. ТЕЛЕМЕХАНИКА ГРС

С ГРС на КС и в диспетчерскую линейно-производственного управления (ЛПУ) передаются по кабельной линии связи системы телемеханики „Импульс-2” или „Магистраль-1” следующие телеметрические данные:

- а) давление газа на входе на ГРС и на выходе из нее с помощью преобразователей давления типа Пбэ-10;
- б) расход газа по каждой нитке (трубопроводу) с помощью дифманометров ДТХ-01;
- в) температура газа как в каждой нитке, так и наружного воздуха с помощью термопреобразователей сопротивления типа ТСМ;
- г) общий аварийный нерасшифрованный сигнал с блока сигнализации УСГ-3М или УСГ-4.

На ГРС монтируют два контролируемых пункта (КП) системы телемеханики „Импульс-2” или „Магистраль-1” на стене аппаратной (КИП и А) и в здании редуцирования. Преобразователи давления Пбэ-10 устанавливают на металлических конструкциях в узле переключения, ГРС на входе и выходе газа. Дифманометры для измерения расхода газа типа ДТХ-01 с нормирующими преобразователями типа НП-ПЗ размещают в помещении расходомеров на тех же конструкциях, что и приборы КИП и А, подключают импульсными линиями к отдельным отборам диафрагм. Импульсные линии прокладывают по опорам КИП и А и стенам зданий ГРС.

Термопреобразователи сопротивления типа ТСМ-0879 или ТСМ-1088 для измерения температуры газа устанавливают на нитках на выходе газа к каждому потребителю. Температуру наружного воздуха измеряют термопреобразователями сопротивления типа ТСМ-6114 или ТСМ-0987, которые размещают на наружной стене здания ГРС. Термопреобразователи ТСМ работают в комплекте с измерительными преобразователями типа Ш-71И. Измерительные преобразователи Ш-71И, нормирующие преобразователи НП-ПЗ и соединительные коробки КСК-32, КС-40 устанавливают на металлической конструкции в помещении аппаратной (КИП и А) здания редуцирования ГРС.

Для телеуправления краном рядом со шкафами КП телемеханики размещают щит управления ЩУ с блоком управления.

Передачу общего предупредительного сигнала из ГРС в ДО осуществляют с помощью дистанционной аварийной сигнализации УСГ-3М, предусмотренной для работы во взрывобезопасных помещениях. Ниже приведена техническая характеристика этой сигнализации.

Дистанционная сигнализация состоит из двух блоков: передающего и приемного, связь между которыми осуществляется по воздушной или кабельной линии связи. Подсоединение блоков к линии связи выполняют через абонентские грозозащитные устройства АЗУ-2.

Передающий блок предназначен для формирования и выдачи сигналов аварии в линию связи; воспроизведения (звукового или светового) аварийного сигнала на ГРС; расшифровки (световой) сигналов аварии по группам параметров (давление, температура и др.). Этот блок защищает от выдачи ложного сигнала аварии при переходных режимах на ГРС, когда бывают возможны кратковременные превышения контролируемых параметров сверх заданных.

Техническая характеристика УСГ-3М

Число групп контролируемых технологических параметров	4
Электропитание устройства:	
основное	Переменный ток 220 В ($-25 \pm 10\%$) 50±2 Гц
резервное	10 сухих элементов, включенных последовательно
Мощность, потребляемая каждым полукомплектom, Вт:	
в дежурном режиме, не более	0,9
в аварийном режиме, не более	4
Температурный диапазон работы, °С	От -40 до 50
Максимальное удаление между приемным и передающим блоками устройства, км	До 20
Максимальное удаление линии связи между приемным и передающими блоками, км	До 4
Габаритные размеры, мм	380×315×165
Масса каждого полукомплекта (с резервным источником питания), кг, не более	10

Приемный блок предназначен для приема аварийных сигналов из линии связи; воспроизведения (светового и звукового) аварийного сигнала в ДО, включая сигнал при обрыве или коротком замыкании линии связи.

На передней панели передающего блока расположены органы управления и сигнализации:

- 1) тумблер включения напряжения питания;
- 2) кнопка квитирования звукового и светового сигнала;
- 3) сигнальные лампочки для расшифровки места неисправности, а также сигнализации наличия напряжения питания;
- 4) предохранитель 0,5 В.

Через клеммную колодку к передающему блоку подключают линию связи, сеть 220 В и датчики сигнализации. Датчики объединены по груп-

пам (давление и температура) и подключены к узлу входных реле передающего блока.

На передней панели приемного блока размещены:

- 1) тумблер включения напряжения питания;
- 2) кнопка квитирования звукового и светового сигнала;
- 3) кнопка проверки работы блока;
- 4) сигнальные лампочки наличия аварии и напряжения в сети питания;
- 5) предохранитель 0,25 А.

Кроме того, к этому блоку может быть подключен выносной громкоговоритель с кнопкой блокировки для установки его в квартире второго оператора и звонок громкого боя.

Конструктивно передающий и приемный блоки выполнены в виде навесных шкафов со съемными передними панелями. Шкафы разделены на два отсека – верхний и нижний. В верхнем размещено шасси с узлами и монтажом устройства, в нижнем – резервная батарея.

2.10. КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ГРС

И контроль и автоматизация ГРС должны быть предусмотрены в объеме, соответствующем „Положению по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов”. Схема автоматизации ГРС должна предусматривать:

а) редуцирование газа регуляторами давления газа прямого действия;

б) автоматическое поддержание давления газа на выходах из ГРС в заданных пределах;

в) автоматику безопасности подогревателей газа, котельной установки;

г) измерение давления и температуры на входе и выходах ГРС, температуры газа после подогревателей, учет расхода газа потребителям с передачей данных диспетчеру линейно-производственного управления (ЛПУ) по каналу телемеханики;

д) аварийную и предупредительную сигнализацию на щит оператора ГРС, в дом оператора (при надомном обслуживании) и диспетчеру ЛПУ об отклонении технологических параметров и неисправности оборудования ГРС, о загазованности помещений ГРС (блока редуцирования, котельной, расходомерной);

е) дистанционное управление кранами узла подключения ГРС, охраным краном ГРС, кранами узла подключения подогревателя газа. В отдельных случаях применяется дистанционное управление отсечными кранами на нитках редуцирования и замерных линиях, автоматическое переключение замерных линий в зависимости от расхода газа на выходе ГРС;

ж) учет давления газа на входе и выходе редуцирующих ниток;

з) автоматический сброс конденсата из газосепараторов.

Система защиты ГРС от превышения или понижения давления газа выполнена с помощью специально настраиваемых регуляторов давления,

последовательно включенных на каждой (рабочей и резервной) линии редуцирования.

Учет расхода газа по каждой нитке осуществляется либо камерной диафрагмой типа ДК, УСБ, работающей в комплекте с дифманометром типа ДСС с микропроцессорным комплексом „Суперфлоу“, либо газовым счетчиком.

Контроль температуры газа на входе ГРС и на выходе из нее осуществляется уравнивающим мостом типа КСМ и термопреобразователями типа ТСМ, вынесенными на щит сигнализации.

Уровень конденсата в газосепараторах регулируется автоматически комплектом „Водоотвод-1“, а уровень в емкостях сбора конденсата осуществляется буйковым уровнем типа УБ-ПГ.

Автоматика подогревателей газа предусмотрена в объеме комплектной поставки. Сигнал о неисправности каждого подогревателя газа передается на щит сигнализации.

Предусмотрено дистанционное управление кранами с пневмоприводом на входе ГРС и выходах из нее с помощью узлов управления ЭППУ-2М и блоков типа БК-8-1К из операторной.

При нарушении режима работы ГРС светозвуковая сигнализация подается в следующих случаях:

- а) при повышении и понижении давления газа на входе ГРС и выходе из нее;
- б) при прекращении подачи одоранта;
- в) при неисправности подогревателей;
- г) при неисправности оборудования котельной;
- д) при потере напряжения;
- е) при включении охранной сигнализации.

Расшифровка аварийного сигнала производится на щите КИП, установленном в операторной здания редуцирования ГРС.

Предусмотрен также ввод в работу резерва сетевых насосов. Резервные насосы отопления включаются автоматически при понижении давления в общем напорном трубопроводе. Аппаратуру управления сетевыми насосами устанавливают на щите автоматики ЩТА-7 в котельной. При понижении уровня воды в расширительном баке котельной предусмотрена отсечка газа к котлам.

При нарушении режима работы ГРС включается предупредительная сигнализация в ДО. Линия сигнализации осуществляется парой проводов, учтенной при монтаже связи ГРС с ДО.

2.11. ТЕЛЕФОНИЗАЦИЯ И РАДИОФИКАЦИЯ

Для организации связи ГРС с ДО и передачи сигналов прокладывают два кабеля ЗКПБ1×4×1,2. Телефонная связь должна быть организована между ДО и диспетчером ЛПУ, а также с потребителями газа.

ГРС должна быть радиофицирована. Для этого по техническим условиям районного эксплуатационно-технического узла связи выполняется воздушная подводка двух стальных проводов в помещение операторной здания редуцирования ГРС от ближайшей опоры линии радиофикации.

2.12. ОХРАННАЯ СИГНАЛИЗАЦИЯ ТЕРРИТОРИИ ГРС

Для автоматической сигнализации о проникновении на территорию ГРС посторонних лиц предназначена система устройств периметральной охранной сигнализации.

В качестве извещателей охранной сигнализации используется серийно выпускаемое промышленностью оптико-электронное устройство „Рубеж-3“.

В качестве аппаратуры приема сигналов принято серийно выпускаемое устройство охранной сигнализации УОТС-М, которое устанавливают в аппаратной (КИП и А) здания редуцирования ГРС.

Устройства „Рубеж-3“ размещают на стойках по углам площадки ГРС с внутренней стороны ограждения, на расстоянии 1,2 м от него, с ориентацией двухлучевого инфракрасного барьера параллельно полотну ограждения и с учетом разбивки периметра на блок-участки. При попытке проникновения через охраняемый участок площадки ГРС срабатывает выходной контакт устройства „Рубеж-3“, включенного в шлейф аппаратуры приема сигналов тревоги УОТС-М. Ею выдаются акустический и световой сигналы тревоги. По цепи автоматики эти сигналы тревоги подаются в квартиры операторов.

Для обеспечения подачи сигналов тревоги на аппаратуру предусматривается самостоятельная сеть проводов ПРППМ 2×1,2, прокладываемых в траншее и по стене здания открыто.

Электропитание устройств „Рубеж-3“ и УОТС-М осуществляется от сети переменного тока напряжением 220 В. Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается зануление (заземление) корпусов аппаратуры, для чего используются нулевые жилы питающих кабелей.

2.13. ПАССИВНАЯ ЗАЩИТА ГАЗОПРОВОДОВ

Изоляционные покрытия газопроводов в зависимости от толщины и числа слоев покрытий бывают трех типов: нормальные, усиленные и весьма усиленные.

На подземные стальные газопроводы, прокладываемые в городах, населенных пунктах и на территории промышленных предприятий, наносят защитные покрытия весьма усиленного типа независимо от коррозионной активности грунта.

Основным компонентом изоляционных покрытий являются битумы – остаточные продукты переработки нефти. Компонентами группового

состава битумов служат минеральные масла, смолы и асфальтены. Физико-механические свойства битумов приведены в табл. 62.

Таблица 62

Физико-механические свойства нефтяных битумов				
Марка битума	Температура размягчения, °С	Глубина проникновения иглы, °П	Растяжимость, см	Температура вспышки/хрупкости, °С
БНИ-IV	75	25 – 40	3	230/–7
БНИ-IV-3	65	30 – 50	4	230/10
БНИ-V	90	20	2	230/+7
БН-70/30	70	21 – 40	3	230/–
БН-90/10	90	5 – 20	1	240/–

На основе битумов готовят битумные мастики. Они представляют собой смесь битума с наполнителями и пластификаторами и бывают трех типов: битумно-минеральные, битумно-резиновые и битумно-полимерные.

Грунтовка

Поверхность изолируемых труб, фасонных частей до нанесения грунтовки должна быть очищена от грязи, ржавчины, пыли и тщательно просушена.

В зависимости от сезона нанесения покрытий грунтовка применяется летняя или зимняя. Но если зимой изоляцию труб выполняют в помещении с температурой не ниже плюс 10 °С на поточных линиях, оборудованных устройством для сушки грунтовки, то допускается применять битумную грунтовку для летнего времени.

Для приготовления битумной грунтовки нужное количество соответствующего битума расплавляют в емкости, обезвоживают и охлаждают до температуры 70 °С. Затем в бак наливают необходимое количество соответствующего бензина, в который при непрерывном перемешивании деревянной лопатой вливают небольшими порциями битум. Соотношение битума и бензина должно быть 1 : 3 по объему или 1 : 2 по массе. Грунтовка считается готовой, если в ней после смешивания не будет комков битума.

Приготовленная грунтовка может храниться в герметически закрытой таре не более 10 сут.

Состав грунтовок приведен в табл. 63.

Битумно-минеральные мастики

Состав битумно-минеральных мастик приведен в табл. 64. В качестве наполнителя в битумно-минеральную мастику применяют доломитизированный известняк средней плотности, асфальтовый известняк или доломит. В качестве пластификатора используют зеленое масло или осевое

Таблица 63

Тип и состав грунтовок	
Тип грунтовок	Состав грунтовок
Битумная грунтовка для летнего времени	Битум БН-90/10 или битум БНИ-V. Бензин неэтилированный авиационный Б-70 или автомобильный бензин А-72 или А-76.
Битумная грунтовка для зимнего времени	Битум БН-70/30 или битум БНИ-V. Бензин неэтилированный авиационный Б-70

Таблица 64

Состав битумно-минеральных мастик				
Мастика	Компоненты мастик, % по массе			
	битум БН 70/30 или БНИ-IV	битум БН 90/10 или БНИ-V	минеральный наполнитель	масло зеленое или осевое
I	75	–	25	–
II	–	75	25	–
III	70	–	25	5
IV	–	75	22	3

Примечания. 1. Мастику марок III и IV применяют при выполнении изоляционных работ в зимнее время. 2. В качестве минерального наполнителя используют доломитизированный известняк средней плотности, асфальтовый известняк или доломит.

масло. Пластификатор применяют для повышения пластичности мастик, а также для уменьшения хрупкости при отрицательных температурах.

Минеральные наполнители (доломит, доломитизированный и асфальтовый известняк) добавляют в мастику для повышения прочности, снижения чувствительности к изменениям температуры, а также для увеличения срока службы защитных покрытий.

Битумно-минеральную мастику приготавливают в следующей последовательности: в битумный котел на $\frac{3}{4}$ объема загружают кусками битум и постепенно нагревают до температуры до 150 °С. Затем при непрерывном перемешивании добавляют наполнитель и повышают температуру до 180 °С. После чего мастика должна быть готова к употреблению. Если в мастике появляются пузыри и пена, то это свидетельствует о наличии в ней влаги. В этом случае мастику необходимо выдержать при температуре 160–170 °С до исчезновения влаги.

Битумно-резиновые мастики

Состав битумно-резиновых мастик приведены в табл. 65.

Битумно-резиновая мастика имеет более высокие технические свойства, чем битумно-минеральная мастика (табл. 66). В качестве наполнителя в мастику используют резиновую крошку, получаемую дроблением старой амортизированной резины (изношенных автопокрышек).

Таблица 65

Состав битумно-резиновых мастик, % по массе

Марка мастики	Битум строительный		Резиновая крошка	Масло зеленое, осевое, веретенное или трансформаторное	Раствор полиизобутилена П-200 в зеленом масле или зеленое масло	Полидиен или зеленое масло
	БНИ-IV	БНИ-V				
МБР-66	88	—	5	—	7	—
МБР-68	83	—	7	—	—	10
МБР-75	88	—	7	5	—	—
МБР-80	86	—	7	—	7	—
МБР-90	93	—	7	—	—	—
МБР-100	90	—	10	—	—	—
МБР-100-М	45	45	10	—	—	—
МБР-100-2	—	83	12	5	—	—

Таблица 66

Свойства битумно-резиновых мастик

Марка мастики	Температура воздуха при нанесении мастики, °С	Температура размягчения, °С	Глубина проникания иглы, °П	Растяжимость, см
МБР-65	От +5 до -30	65 – 70	40	4
МБР-75	От +15 до -16	71 – 79	30	4
МБР-90	От +35 до -10	90	20	3
МБР-100	От +40 до -10	100	15	2

Пластификаторами могут быть, кроме зеленого масла, осевое, веретенное, трансформаторное масла, а также раствор полиизобутилена П-200 в зеленом масле, полидиен.

Для противокоррозионных покрытий трубопроводов применяют битумно-резиновые мастики заводского изготовления типа МБР. Мастику МБР-90 используют в летнее время, мастики МБР-65 и МБР-75 – в зимнее время.

Мастику МБР-100 применяют в летнее время в южных районах при постоянном тепловом воздействии 50–70 °С.

Битумно-полимерные мастики

Состав битумно-полимерных мастик приведен в табл. 67.

Физико-механические свойства битумно-полимерных мастик приведены в табл. 68.

Таблица 67

Состав битумно-полимерных мастик

Мастика	Компоненты мастик, % по массе						
	Битум БН-70/30 или БНИ-IV	Битум БН-90/10 или БНИ-V	Битум перекисленный с температурой размягчения 100–110 К	Атактический полипропилен	Полидиен	Полиэтилен порошкообразный нестабилизированный	Масло зеленое или осевое
Битумно-атактическая	95	—	—	5	—	—	—
Бутадиен-3	—	80	—	—	20	—	—
Бутадиен-Л	—	—	80	—	20	—	—
Бутилен-90	97	—	—	—	—	3	—
Бутилен-80	92	—	—	—	—	3	5

Примечания. 1. При проведении изоляционных работ для придания мастике эластичности следует применять при температуре до -15 °С масло зеленое или осевое – до -26 °С полидиен или низкомолекулярный полиизобутилен П-8 и П-20, или 5 %-ный раствор полиизобутилена П-200 в зеленом масле. 2. Битумно-атактическую мастику используют независимо от сезона проведения изоляционных работ; бутадиен-3 или бутилен-80 – в зимнее время, а бутадиен-Л и бутилен-90 – в летнее.

Таблица 68

Физико-механические свойства битумно-полимерных мастик

Показатели	Мастика				
	Битумно-атактическая	Бутадиен-3	Бутадиен-Л	Бутилен-90	Бутилен-80
Температура размягчения, °С, не менее	80–90	70	80	90	80
Глубина проникания иглы при 25 °С, десятые доли миллиметра, не менее	14–24	30	20	15	20
Растяжимость при 25 °С, см	1,5–3,5	3,5	3,0	2,0	2,5
Вспучивание	Не допускается				
Содержание воды	Следы				

Примечание. Температура размягчения битумных мастик должна превышать температуру транспортируемого по трубопроводу продукта не менее чем на 25 °С.

Битумно-полимерные мастики приготавливают в полевых и заводских условиях термомеханическим способом путем смешения полиэтилена высокой плотности с битумом при температуре 140 °С в течение 30 мин.

По сравнению с битумно-резиновыми мастиками битумно-полимерные имеют большую вязкость и устойчивость, меньше деформируются под действием сжимающих напряжений, меньше растворяются в ароматических углеводородах.

Битумно-полидиено-полипропиленовую мастику готовят паровым способом при температуре 190–210 °С на основе малопластичных битумов с добавкой полидиена 4–5 % и атактического полипропилена 4–5 %.

В целях предупреждения коксования битумных мастик их нельзя хранить в разогретом виде при температуре 190–200 °С более 1 ч, а при температуре 160–180 °С – не более 3 ч!

Армирующие материалы и их назначение

Для повышения механической прочности покрытий из битумных мастик в их конструкцию должны входить армирующие слои. Каждый слой мастики должен армироваться стекловолокнистым материалом, бризолом, гидроизолом.

Бризол готовят на основе битума и дробленой старой вулканизированной резины с добавлением асбеста и различных пластификаторов.

Бризол изготовляют следующих марок (табл. 69).

а) БР-С (средней термостойкости) для проведения работ при температуре воздуха от минус 5 до плюс 30 °С;

б) БР-М (морозостойкий) применяется в осенне-зимнее время при температуре воздуха от минус 10 до минус 25 °С с подогревом;

в) БР-Т (термостойкий) применяется в южных и других районах с температурой воздуха от 5 до 45 °С;

г) БР-П с повышенным сопротивлением разрыву.

К недостаткам бризола относятся: слипаемость при температуре 30 °С, хрупкость при отрицательных температурах ниже –15 °С (без подогрева), недостаточно высокая водостойкость и прочность.

Гидроизол – беспокровный материал, изготовленный пропиткой асбестовой бумаги нефтяными битумами. Обладает высокой водонасыщаемостью и более низким электросопротивлением.

Стеклохолст – стекловолокнистый рулонный материал, состоящий из штапельных стеклянных волокон, скрепленных синтетическим связующим. В качестве связующего используют поливинилацетатную эмульсию, мочевиноформальдегидную смолу, нейритовые латексы Л-3 и Л-4 и композиции из разных смол.

Стеклохолст обладает хорошими диэлектрическими и механическими свойствами: малой гигроскопичностью и высокой химической стойкостью. Его применяют при температуре воздуха от 30 до –30 °С. Битумная изоляция, армированная стекловолокном, устойчива против бактериальной коррозии и долговечна.

Таблица 69

Технические характеристики бризола различных марок

Показатели	Марка бризола			
	БР-С	БР-М	БР-Т	БР-П
Сопротивление разрыву (не менее), МПа	1,00	0,85	1,20	1,50
Относительное удлинение, %	15–35	20–45	10–30	15–35
Водопоглощение за 24 ч (не более), %	0,6	0,5	0,7	0,5
Водопроницаемость за 24 ч	Отсутствует			
Число изгибов на 180° при 25 °С до появления трещины (не менее)	10	10	10	10
Температура, при которой образец выдерживает без появления трещин четыре двойных перегиба на валике диаметром 10 мм, °С	–5	–10		–15
Температура применения, °С	От –5 до 30	От –10 до +20	От +5 до +45	От –15 до 45
Габаритные размеры (длина × ширина × толщина), мм	(5000±100) × (425±25) × (1,6±0,1)			

Стекловолокнистые холсты

Тип холста	ВВ-Г	ВВ-К
Ширина, мм	400–500	1000
Толщина, мм	0,5	0,5
Длина холста в рулоне, м	150	350
Средний диаметр волокна, мкм	16–18	16

Типы противокоррозионной битумной изоляции

Тип изоляции	Слои изоляции	Минимальная толщина изоляции, мм
Нормальная	Грунтовка Битумное покрытие Оберточная бумага или бризол	3
Усиленная	Грунтовка Битумное покрытие Стеклохолст или бризол Битумное покрытие Оберточная бумага или бризол	6
Весьма усиленная	Грунтовка Битумное покрытие Стеклохолст или бризол Битумное покрытие Стеклохолст или бризол Битумное покрытие Оберточная бумага или бризол	9

В качестве материалов для наружной обертки применяют бумагу мешочную по ГОСТ 228–81, оберточную бумагу марки „А”, бризол, пленку типа ПДБ (полимерно-дегтевобитумный материал), а также гидроизол.

Материал ПДБ состоит, %: из битума БН-70/30-30, полиэтилена высокого давления – 10, полиэтилена низкого давления – 15, полиизобутилена П-118 – 30 и генераторной смолы – 15.

При механизированных способах изоляции битумное покрытие наносится в один слой толщиной 3 мм, при ручной работе – в два слоя по 1,5 мм.

Указания по выбору типа изоляции газопроводов

Коррозионная активность грунтов и характеристика участков газопроводов	Тип изоляции
Газопроводы в грунте с низкой коррозионной активностью	Нормальная
Газопроводы в грунте с повышенной коррозионной активностью	Усиленная
Газопроводы в грунте с высокой коррозионной активностью, а также:	Весьма усиленная
а) газопроводы, проложенные в городах, населенных пунктах;	
б) газопроводы, проложенные на подводных переходах через реки, ж/д и трамвайные пути, автодороги, затопляемых поймах рек, в болотах	

Изготовление битумных мастик

Для приготовления битумной мастики битум кусками загружают в котел на $\frac{3}{4}$ его емкости. Загруженный битум нагревают при температуре 140–150 °С до полного расплавления. Для прекращения вспенивания в битум добавляют пеногаситель ПМС-200 из расчета 2 кг на 1 т массы.

После полного обезвоживания при температуре 170–180 °С в битум при непрерывном перемешивании добавляют наполнители.

Минеральный наполнитель загружают в количестве не более 25 кг/мин в разогретый и обезвоженный битум с помощью бункера-дозатора с шелевым регулирующим затвором. Чтобы минеральный наполнитель не осел на дно котла, перемешивающее устройство должно работать непрерывно до полной выработки мастики.

При применении в качестве наполнителя атактического полипропилена его добавляют порциями не более 10–15 кг в расплавленный и обезвоженный битум.

При применении в качестве наполнителя асбеста и низкомолекулярного полиэтилена в расплавленный битум при температуре 170–180 °С сначала вводят асбест порциями не более 15 кг, а затем температуру мастики снижают до 150 °С и вводят в котел низкомолекулярный полиэтилен порциями по 10–15 кг.

Готовые битумные мастики должны быть хорошо перемешаны, однородны и не иметь комков. Температура готовой битумноасбополимер-

ной мастики в ванне перед нанесением на трубы должна быть 150–170 °С.

В целях предупреждения коксования битумных мастик их нельзя хранить в разогретом виде при температуре 190–200 °С более 1 ч, а при температуре 160–180 °С – более 3 ч.

Признаком начавшегося коксования битума является появление на поверхности расплавленной массы пузырей и зеленовато-желтого дыма.

Нанесение защитных покрытий на основе битумных мастик

Поверхность изолируемых труб до наложения грунтовки должна быть очищена от грязи, окалины, ржавчины и пыли.

Очистка труб производится трубоочистными машинами, а очистку поверхности фасонных частей и зоны сварных соединений выполняют вручную плоскими или вращающимися металлическими щетками.

Грунтовку наносят на поверхность труб сразу же после их очистки. На механизированных линиях с помощью специальной установки для нанесения грунтовки, а в полевых условиях – с помощью кистей, мягкой ветоши и полотенца. Толщина высушенной грунтовки не должна превышать 0,05 мм.

Нанесение мастики на трубы должно производиться не позднее, чем через сутки после нанесения грунтовки, которая при нажиме не оставляет следов на руке.

Не разрешается нанесение изоляционных мастик и грунтовок во время дождя, тумана, снегопада и сильного ветра.

Изоляционные работы зимой в полевых условиях разрешаются при температуре воздуха не ниже минус 25 °С и при отсутствии атмосферных осадков.

Мастику наносят по периметру и длине трубопровода ровным слоем заданной толщины без пузырей и посторонних включений. Наружный оберточный слой должен накладываться на горячую мастику с нахлестом витков 2–3 см, внутренние оберточные слои разрешается накладывать без нахлестов.

Конец обертки должен быть перекрыт началом следующей на длину не менее 10 см и закреплен горячим битумом.

При нанесении защитных покрытий на трубы должны быть оставлены неизолированными концы труб длиной 150–200 мм для труб диаметром 57–219 мм; 250–300 мм для труб диаметром более 219 мм.

Нанесение грунтовки и наложение изолирующего покрытия на сварные стыки производится после испытания газопровода на прочность.

Мастичные покрытия в зоне сварных соединений срезают и зачищают на расстоянии 15–20 см от сварного шва.

На срезанную и очищенную поверхность покрытия наносят кистью или распыливанием слой грунтовки, на которую после высыхания в три

слоя наносят мастику, растирая ее в нижней части трубы полотенцем, а сверху – „квачем”.

Полотенце изготовляют из брезента шириной 40–50 см и длиной 1,5–2 м.

„Квач” делается из куска мешковины шириной 30 см и длиной, достаточной для охвата половины окружающей трубы.

Лента из стекловолокна при обертке трубы накладывается с натяжением, чтобы битумная мастика выдавливалась сквозь ячейки стеклоткани.

Полимерные покрытия

Для изоляции газопроводов применяют поливинилхлоридные и полиэтиленовые пленки, покрытые с одной стороны слоем клея.

Структура изоляционных покрытий

Тип покрытия	Структура покрытия	Толщина покрытия, мм
Нормальная	Грунтовка, полимерная липкая лента 1 слой, защитная обертка	0,35
Усиленная	Грунтовка, полимерная липкая лента 2 слоя, защитная обертка	0,65
Весьма усиленная	Грунтовка, полимерная липкая лента 3 слоя, защитная обертка	1,1

Защита пленок от механических повреждений обеспечивается наложением оберток из брезента, пленочного материала ПДБ (полимерно-дегтеобитумный материал).

Основные физико-механические свойства полимерных липких лент приведены в табл. 70.

Рулоны лент хранят вертикально в закрытых помещениях при температуре не выше 30 °С на расстоянии не менее 1 м от отопительных приборов.

Состав и свойства грунтовок, применяемых для полимерных лент, приведены в табл. 71.

Изоляционные покрытия из полимерных липких лент наносят в заводских условиях изоляционной машиной. Защита пленок от механических повреждений обеспечивается наложением оберток из брезента, пленочного материала ПДБ. Для покрытия трубопроводов применение получили порошкообразные эпоксиэфирные, виниловые и другие смолы в сочетании с антикоррозионными добавками. Порошкообразные покрытия характеризуются высокой прочностью сцепления со стальной поверхностью, высокой ударной вязкостью и стойкостью к истиранию. Такой же высокой характеристикой обладают защитные покрытия на основе парафина.

Таблица 70

Основные физико-механические свойства полимерных липких лент

Показатель	По ГОСТ 9.015–74*	Поливинилхлоридные		Полиэтиленовые	
		ПВХ-СЛ (ТУ 6-19-103–78)	ПВХ-СЛ (ТУ 51-456–78)	ПВХ-ЛМЛ	ПДБ и ПРДБ
Длина рулона, м, не менее	250±1	250	250	250	100, 250
Толщина, мм, не менее, ленты слоя клея	0,3; 0,1	0,3	0,35	0,3	0,2
Сопротивление разрыву, МПа, не менее	8	10	10	10	8
Относительное удлинение при разрыве, %, не менее	80	190	80	100	200
Удельное электрическое сопротивление при 20 °С, Ом·см, не менее	1·10 ¹¹	1·10 ¹¹	1·10 ¹⁰	1·10 ¹¹	1·10 ¹⁴
Липкость ленты, с, не менее	20	20	10	20	50
Морозостойкость, °С, не менее	–30	–30	–50	–60	–60
Адгезия к стали, кг/см ² , не менее	100	–	–	–	–
Температурный режим эксплуатации, °С	–	–30 – 55	–20 – 40	–60 – 50	–40 – 60
Температура нанесения (нижний предел), °С	–	5	–12	–40	–20

Примечания. 1. Ширина лент 400, 450, 800 мм или по заказу. 2. Согласно ГОСТ 20477–96 „Лента полиэтиленовая с липким слоем” в зависимости от толщины пленки – основы изготовляется двух марок: А и Б.

Таблица 71

Состав и свойства полимерных грунтовок

Состав грунтовки и их соотношение	Вязкость, с, по ВЗ-4	Плотность, г/см ³
Клей 4010, бензин Б-70 (1:1)	46,3	0,834
Клей 61, бензин Б-10 (1:3)	45,5	0,798
Клей 200-Л, бензин (1:2)	54,7	0,830
Клей 3051, бензин (1:1)	38,6	0,830
Полиизобутиленовый клей (18–20 %)	65,0	0,771
Битум БНИ-IV, бензин Б-70 (1:3)	15,0	0,850

Перед нанесением покрытий из полимерных лент поверхность изолируемых труб должна быть осушена, очищена от грязи, ржавчины и пыли. Поверхность труб покрывают грунтовкой, а затем наносят полимерную ленту с нахлестом 2/3 для получения изоляции весьма усиленного типа.

Контроль качества защитных покрытий

Проверку качества изоляционных работ по трассе газопровода осуществляют работники лаборатории строительно-монтажной организации, которая выполняет изоляционные работы, а также представитель технического надзора заказчика и представитель городского газового хозяйства. Результаты проверки оформляются актом.

Контрольные пробы мастик с целью определения температуры размягчения отбирают по одной пробе каждой марки не реже 1 раза в день. Растяжимость и прилипаемость (адгезию) мастики определяют периодически адгезиметром или вручную путем вырезки из покрытия треугольника с последующим отрывом его от металла. Сопротивление покрытия отрыву, определяемое адгезиметром, должно быть не менее 5 кгс/см² при температуре 6–25 °С и не менее 4 кгс/см² при температуре 25–30 °С. При проверке вырезкой треугольника покрытие считается хорошим, если оно отрывается от металла отдельными кусочками, без расслоения и если часть его остается на металле.

Прилипаемость защитного покрытия определяется через каждые 100 м труб, а также выборочно по требованию заказчика.

Качество защитного покрытия из полимерных лент проверяют внешним осмотром и проверкой числа слоев, ширины нахлеста, силы сцепления (прилипаемости) ленты с лентой и поверхностью трубопровода и сплошности.

Прилипаемость липких лент определяют отрывом их через сутки после покрытия. Для этого в покрытии делают ножом два надреза под углом 60°. Если слои сами не отслаиваются, а поднимаются при помощи ножа с некоторым усилием, то прилипаемость считается удовлетворительной.

Проверку сплошности защитного покрытия липких лент производят дефектоскопом при напряжении 6 кВ.

Качество защитного покрытия из липких лент при приемке проверяют через каждые 500 м, а также выборочно по требованию заказчика. Проверку защитного покрытия газопровода после засыпки землей производят приборами (ИПИТ) по специальной инструкции.

После укладки газопровода в траншею его присыпают грунтом на 20–25 см, за исключением сварных соединений. Затем проверяют отсутствие непосредственного электрического контакта между металлом газопровода и грунтом с выявлением дефектов в защитном покрытии приборами АНПИ и ИПИТ.

Дефектные места, а также повреждения защитного покрытия, выявленные во время проверки его качества, должны быть исправлены до окончательной засыпки газопровода.

Защитное покрытие уложенного газопровода принимают представители заказчика с оформлением акта на скрытые работы.

При сдаче защитного покрытия газопровода должны быть предъявлены:

- а) Сертификаты (паспорта) на каждую партию материалов покрытий;
- б) Результаты лабораторных испытаний проб, взятых из котлов в процессе приготовления битумной мастики;
- в) Результаты лабораторных испытаний материалов покрытий;
- г) Журнал изоляционных работ;
- д) Акты проверки качества защитного покрытия.

2.14. ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА ГАЗОПРОВОДОВ

В соответствии с требованиями нормативных документов: „Правил безопасности в газовом хозяйстве”, Госгортехнадзора РФ 2000 г. и СНиП 20408–87 („Газоснабжение”) – на площадке ГРС предусматривается снабжение газом подогревателей, котельной и дома оператора (ДО), состоящего из двух квартир. В каждой квартире потребителями газа являются одна 4-конфорочная газовая плита, один отопительный аппарат типа АОГВ-11,6 и проточный водонагреватель типа ВПГ-23. Поэтому на ГРС предусматривают регуляторный пункт (ГРП) или газорегуляторную установку (ГРУ). От ГРС до ДО прокладывают подземный газопровод $D_y = 50$ мм, изолированный весьма усиленной изоляцией.

На площадке ГРС для снабжения подогревателей газа и котельной прокладывают газопроводы подземным способом на глубине 0,9 м до верхней образующей трубы. Диаметр газопровода определяется расчетным путем. Все подземные стальные газопроводы должны быть защищены от коррозии почвенной и вызываемой блуждающими токами в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602–89.

Защита газопроводов от коррозии осуществляется изолированием от прилегающих грунтов и ограничение проникновения через изоляционные покрытия блуждающих токов (пассивная защита), а также создание защитного потенциала на газопроводе по отношению к окружающим грунтам (активная защита).

Коррозионная активность грунтов по отношению к стали приведена в табл. 72.

Основным показателем, определяющим опасность коррозии стальных подземных трубопроводов под действием переменного блуждающего тока, является смещение разности потенциала между трубопроводом и землей в отрицательную сторону не менее чем на 10 МВ по сравнению со стационарным потенциалом трубопровода. Стальные подземные трубо-

провода подлежат защите от коррозии, вызываемой блуждающими токами, путем катодной поляризации в анодной и знакопеременных зонах независимо от коррозионной активности грунтов. Катодная поляризация должна осуществляться таким образом, чтобы средние значения защитных потенциалов соответствовали значениям в табл. 73.

Таблица 72

Коррозионная активность грунта			
Коррозионная активность	Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом	Потеря массы образца, г	Средняя плотность поляризующего тока, МА/см
Низкая	Свыше 100	До 1	До 0,05
Средняя	20 – 100	1 – 2	0,05 – 0,2
Высокая	До 20	Свыше 2	Свыше 0,2

Таблица 73

Значения поляризационных (защитных) потенциалов		
Металл сооружения	Значения поляризационных (защитных) потенциалов по отношению к медно-сульфатному неполяризующемуся электроду в любой среде, В	
	минимальные	максимальные
Сталь		
С защитным покрытием	-0,85	-1,1
Без защитного покрытия	-0,85	Не ограничиваются

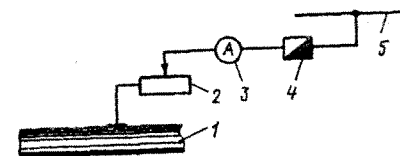
Катодную поляризацию подземных стальных трубопроводов проводят так, чтобы исключить вредное влияние ее на соседние подземные металлические сооружения, станции, изолирующие сланцы и вставки, или выполняют комплексную защиту.

Измерение поляризационных потенциалов на подземных газопроводах выполняют с помощью контрольно-измерительных пунктов, которые располагаются по трассе газопровода на территории населенных пунктов с интервалом через 200 м, а вне населенных пунктов – 500 м.

Кроме того, их предусматривают в местах пересечения газопроводов с другими подземными инженерными коммуникациями, а также с рельсовыми путями электрифицированного транспорта.

Для защиты газопроводов от электрокоррозии блуждающими токами применяют электродренажи, протекторы, катодные перемычки на смежные металлические подземные сооружения. Выбор того или иного способа защиты газопровода зависит от конкретных условий.

Рис. 152. Схема прямого (простого) дренажа:
1 – защищаемый газопровод; 2 – регулировочный реостат; 3 – амперметр; 4 – предохранитель; 5 – отрицательная шина (отсасывающий кабель)



Электродренажная защита

С помощью электродренажной защиты из анодной зоны защищаемого газопровода отводятся токи к их источнику (рельсовые сети или на отрицательную шину тяговой подстанции).

Для защиты металлических подземных газопроводов применяют три типа дренажей: а) прямой; б) поляризованный; в) усиленный.

Прямой дренаж обладает двухсторонней проводимостью. Дренажный кабель присоединяют к отрицательной шине или к отсасывающему кабелю (рис. 152).

Поляризованный дренаж обладает односторонней проводимостью от газопровода к источнику (рис. 153).

При появлении положительного потенциала на рельсах дренажный кабель автоматически отключается. За счет этого принципа представляется возможным присоединение дренажного кабеля к ним.

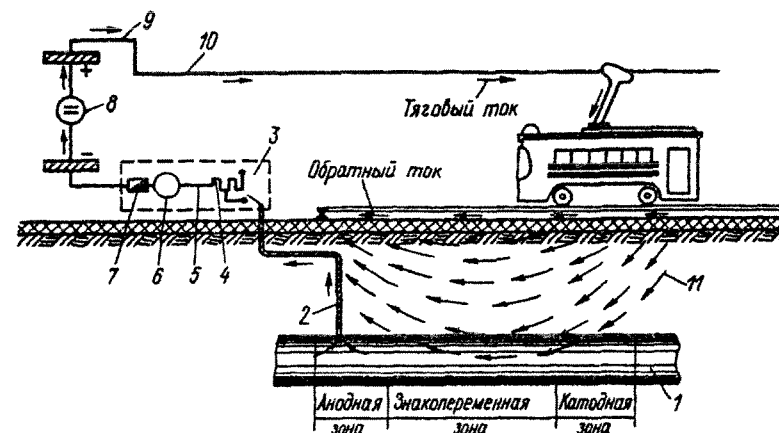


Рис. 153. Схема установки поляризованного дренажа:

1 – защищаемый газопровод; 2 – дренажный кабель; 3 – дренажная установка (вентильного типа); 4 – реостат; 5 – вентильный (выпрямительный) элемент; 6 – амперметр; 7 – предохранитель; 8 – генератор тяговой подстанции; 9 – фидер питающий; 10 – контактный троллейный провод; 11 – пути движения блуждающих токов

Установки поляризованной дренажной защиты состоят из поляризованного дренажа и соединительных кабелей. Основные технические характеристики преобразователей поляризованной дренажной защиты приведены в табл. 74.

Блоки совместной защиты УБСЗ-50 предназначены для совместной защиты подземных металлических коммуникаций от коррозии и устранения вредного влияния защитных электроустановок раздельной защиты на смежные коммуникации (рис. 154).

Таблица 74

Технические характеристики преобразователей поляризованной дренажной защиты

Тип устройства	Номинальный ток, А	Допустимое обратное напряжение, В	Максимальное дренажное сопротивление, Ом
ПГД-60	60	150	0,5
ПГД-100	100	50	0,5
ПГД-100М	100	100	0,5
ПГД-200М	200	50	0,5
ПД-3А	500	100	0,936
ПД-200	200	300	0,3
ПД-300	300	300	0,2
ПД-500	500	300	0,15
УБСЗ-10	10	100	0,3
УБСЗ-50	50	400	0,24
БДР	100	300	0,24

Наиболее распространенным для газопроводов является дренаж типа ПАД-1,2; ПАД-2; ПАД-3; ПДУ-АКХ (табл. 75).

Дренажный автоматический преобразователь ПАД-1,2 предназначен для преобразования переменного тока частотой 50 Гц, напряжением 300 В в регулируемый постоянный ток, который обеспечивает защиту подземных металлических газопроводов от коррозии, блуждающими токами в зонах неустойчивых анодных и знакопеременных потенциалов.

Таблица 75

Технические характеристики преобразователей автоматической дренажной защиты

Тип устройства	Выходная мощность, кВт	Выпрямленный ток, А	Напряжение выпрямленного тока, В	Допустимое обратное напряжение, В
ПАД-1,2	1,2	100/200	12/6	300
ПАД-2	2	165/330	12/6	300
ПАД-3	3	250/500	12/6	300
ПДУ-АКХ	3	250/500	12/6	300

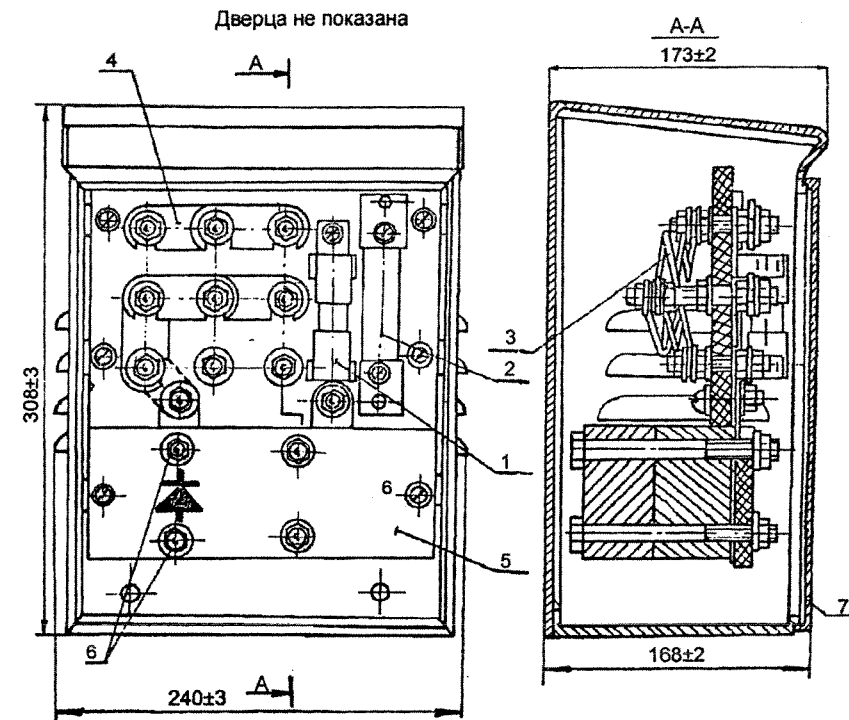


Рис. 154. Блок совместной защиты универсальный УБСЗ-50:

1 – предохранитель; 2 – шунт для обеспечения возможности измерения тока; 3 – регулировочное сопротивление; 4 – накладки; 5 – панель; 6 – клеммы для подсоединения кабеля; 7 – шкаф с дверцей

Преобразователь ПАД-3 предназначен для дренажной защиты в зонах устойчивых анодных и знакопеременных потенциалов. Преобразователи могут работать в условиях воздействия солнечной радиации, пыли и атмосферных осадков.

Усиленный дренаж. В усиленном дренаже дополнительно в цепь включают источник тока, который обеспечивает дренажный ток. Наиболее желательный вид защиты газопроводов от блуждающих токов электрифицированных железных дорог является усиленный дренаж, который характеризуется простотой. При этом отвод блуждающих токов осуществляется непосредственно на рельсы через дроссели.

Администрация железных дорог неохотно разрешает дренирование с отводом блуждающих токов непосредственно на рельсы, так как при этом усиливается коррозия подошвы рельса, и дренажные токи влияют на автоблокировку и сигнализацию. Установки автоматической усиленной

дренажной защиты состоят из усиленного дренажа (преобразователя), соединительных кабелей и защитного заземления.

Схема усиленного дренажа предусматривает последовательное включение в дренажную сеть дополнительного источника постоянного тока, чтобы увеличить отвод тока и обеспечить на газопроводе постоянный отрицательный потенциал.

Катодная защита. Установки катодной защиты состоят из катодной станции (преобразователя), анодного заземления, защитного заземления и соединительных кабелей.

Технические характеристики преобразователей катодной защиты приведены в табл. 76.

Таблица 76

Устройства катодной защиты				
Тип устройства	Выходная мощность, кВт	Напряжение выпрямленного тока, В	Выпрямленный ток, А	Примечание
ПСК-М-0,6	0,6	48/24	12,5/25	Обеспечивают автоматическое поддержание заданного потенциала
ПСК-М-1,2	1,2	48/24	25/50	
ПСК-М-2	2	96/48	21/42	
ПСК-М-3	3	96/48	31/62	
ПСК-М-5	5	96/48	52/104	
КСК-500	0,5	50	10	
КСК-1200	1,2	60	10	
КСС-400М	0,4	40	10	
КСС-300	0,3	12/24	25/12,5	
КСС-600	0,6	24/48	25/12,5	
КСС-1200	1,2	24/48	50/25	
СКЗТ-1500	1,5	60/24	25/50	
ТКСЗ-3000	3	66/30	50/100	
СКЗМ-АКХ	5,5	50	100/10	
ПАСК-М-0,6 ПАСК-М-1,2 ПАСК-М-2	0,6 1,2	48/24 48/24	12,5/25 25/50	
ПАСК-М-3	2	96/48	21/42	
ПАСК-М-5	3	96/48	31/62	
	5	96/48	52/104	

Эта защита заключается в катодной поляризации защищаемой поверхности подземного газопровода и придании ей отрицательного потенциала относительно окружающей среды при помощи источника постоянного тока. Защищаемое сооружение играет роль анода. Отрицательный полюс источника тока присоединяется к газопроводу, а положительный – к аноду (заземлению). В этом случае постепенно разрушается анодное заземление, защищая газопровод.

Катодная защита в городских условиях является основным видом защиты. Эффективность действия катодной защиты зависит от состояния изоляционных покрытий.

Принципиальная схема катодной защиты показана на рис. 155.

Ток от положительного полюса источника через соединительный кабель и анодное заземление переходит в почву, откуда через дефектные места в изоляции ток проникает на газопровод и по дренажному кабелю направляется к отрицательному полюсу источника. Создается замкнутая цепь, по которой ток идет от анода через землю к газопроводу и к отрицательному полюсу источника. При этом происходит постепенное разрушение анода, тем самым обеспечивается защита газопровода от электрокоррозии.

В качестве соединительных проводов применяют изолированные кабели марки СБ сечением 25–77 мм. Катодные преобразователи ПАСК используют в зонах знакопеременных потенциалов, а ПСК – в зонах устойчивых потенциалов (табл. 77).

Катодные установки также целесообразны и для защиты газопроводов от почвенной коррозии.

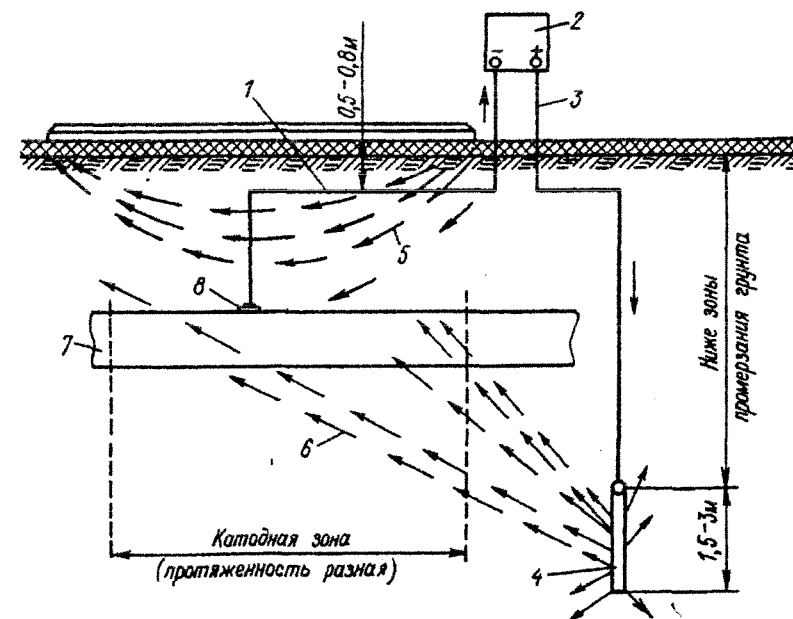


Рис. 155. Схема катодной защиты:

1 – дренажный кабель; 2 – источник постоянного тока; 3 – соединительный кабель; 4 – заземлитель (анод); 5–6 – пути движения токов: 5 – блуждающих; 6 – защитного в грунте; 7 – газопровод; 8 – точка дренирования

Таблица 77

Техническая характеристика преобразователей типа ПСК-М

Параметры	Нормы для типов					
	ПСК-М-0,3-12У1	ПСК-М-0,6-24У1	ПСК-М-1,2-24У1	ПСК-М-2,0-48У1	ПСК-М-3,0-48У1	ПСК-М-5,0-48У1
Напряжение питающей сети, В				220 + 22		
Частота питающей сети, Гц				50		
Число фаз				1		
Номинальная выходная мощность, кВт	0,3	0,6	1,2	2,0	30	5,0
Номинальное выпрямленное напряжение, В	12	24			48	
Номинальный выпрямленный ток, А	25		50	40	63	100
Пределы регулирования выпрямленного тока, % от номинального			От 10 до 100			
Коэффициент полезного действия, %, не менее	60	65	65	66	68	70
Коэффициент мощности, не менее					0,8	
Обратное напряжение вентильных элементов, В					800	
Режим работы преобразователя		Неавтоматический				

Станции сетевые катодные типа КСС-150-61, КСС-300-61, КСС-600-61, КСС-1200-61 предназначены для защиты магистральных трубопроводов от почвенной коррозии.

В зависимости от вида выпрямительного блока катодные станции предназначаются:

а) КСС-150/С-61, КСС-300/С-61, КСС-600/С-61, КСС-1200/С-61 (с выпрямительным блоком, собранным из селеновых шайб) – для наружной установки, для работы при температуре окружающего воздуха от -40 до 35 °С без счетчика, от -10 до 35 °С со счетчиком при относительной влажности до 85 %;

б) КСС-150/Г-61, КСС-300/Г-61, КСС-600/Г-61, КСС-1200/Г-61 (с выпрямительным блоком, собранным из германиевых диодов) – для наружной установки, для работы при температуре окружающего воздуха от -40 до 35 °С без счетчика, от -10 до 35 °С со счетчиком при относительной влажности до 85 %;

в) КСС-150/К-61, КСС-300/К-61, КСС-600/К-61, КСС-1200/К-61 (с выпрямительным блоком, собранным из кремниевых диодов) – для наружной установки, для работы при температуре окружающего воздуха от

-40 до 50 °С без счетчика, от -10 до 45 °С со счетчиком в тропическом исполнении при относительной влажности до 85 %.

Техническая характеристика катодных станций типа КСС приведена в табл. 78.

В городских условиях одна катодная станция обеспечивает защиту газопровода протяженностью до 1000 м. На расстояние до 2–3 км действие этих установок эффективно при хорошей изоляции газопровода.

Заземлители (аноды) катодных установок размещают от защищаемого газопровода и смежных с ним подземных металлических коммуникаций на расстоянии от 15 до 100 м в зависимости от силы тока, стекающего с заземлителя.

В качестве анодного заземления установок катодной защиты применяют:

а) железокремниевые электроды, выполненные в виде цилиндрических отливок с утолщением на концах, длиной 762–1525 мм и диаметром 50–125 мм;

б) углеграфитовые электроды, состоящие из углеграфитовой трубы, соединителя-токовода и кольца, который надевается на соединитель (табл. 79);

Таблица 78

Техническая характеристика катодных станций типа КСС

Параметры	КСС-150	КСС-300	КСС-600	КСС-1200
Номинальная мощность выпрямленного тока, Вт	150	300	600	1200
Потребляемая мощность при номинальной нагрузке, ВА	265	515	990	1980
Номинальное напряжение на стороне питания, В	110–127–220	110–127–220	110–127–220	110–127–220
Пределы регулирования напряжения на выходе при номинальной нагрузке, В:				
I диапазон	2,5–12,5	3,5–15	3–15	3–15
II диапазон	5–25	7–30	6–30	6–30
Степень регулирования выпрямленного напряжения, В:				
I диапазон	0,7±0,1	0,8±0,1	0,9±0,1	0,9±0,1
II диапазон	1,4±0,2	1,6±0,2	1,8±0,2	1,8±0,2
Номинальная сила выпрямленного тока, А:				
I диапазон	12,5	25	50	100
II диапазон	6,25	12,5	25	50
Габариты, мм	460×563×290	515×595×315	590×713×345	934×813×472
Масса прибора, кг	33,6	37,5	74,4	92

Таблица 79

Характеристика графитовых электродов-заземлителей

Тип	Конструкция	Пропитка	
		Детали	Состав
ГЗ-1-57	С нарезкой торца для ввинчивания графитированной головки	Графитированная головка	Формальдегидная смола с последующей термообработкой (в заводских условиях)
ГЗ-2-57	Контакт в ниппеле	Ниппель	То же
ГЗ-1-56	Контактная трубка установлена в электроде	Электрод	"
ГЗ-1-55	Контактная трубка установлена в электроде; на боковой поверхности проточена канавка	Часть электрода, предназначенная для установки контактной трубки	Расплавленная смесь парафина (75 – 85 %) с канифолью (25 – 15 %). Пропитка возможна в мастерских

в) графитированные электроды (ГАЗ-2), состоящие из колонны (стальной трубы диаметром 250–300 мм, полого графитированного стержня длиной 1250 мм, анодного провода);

г) электроды из водопроводных чугунных и стальных труб диаметром 150 мм, помещенные в глинистый раствор.

Анодное заземление по размещению рабочих электродов может быть вертикальным, горизонтальным, комбинированным (рис. 156).

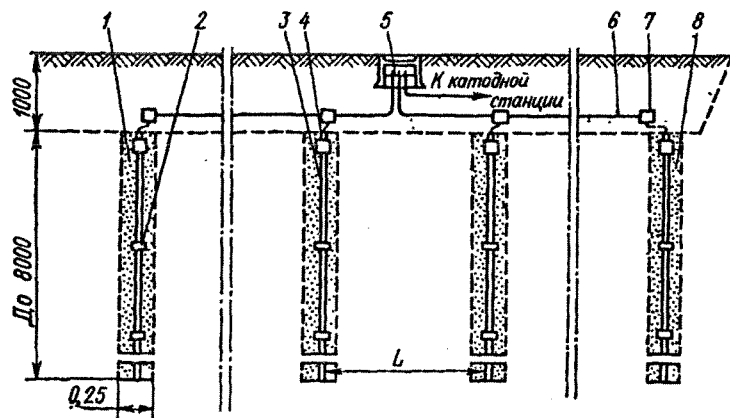


Рис. 156. Анодное заземление с вертикальным размещением железокремниевых электродов:

1 – коксовая мелочь (ГОСТ 11255–66); 2 – изоляционное соединение встык; 3 – железокремниевый электрод; 4 – токоввод с кабельным выводом; 5 – контактное устройство; 6 – кабельная магистраль; 7 – фитинг ФГ-20; 8 – буровая скважина

При установке стальных электродов в коксовую засыпку скорость их разрушения составляет 3–4 кг в год.

Скорость разрушения железокремниевых электродов составляет 0,2–1,1 кг в год.

Наиболее экономичными являются заземлители из графитовых и угольных стержней и труб наружным диаметром 75–96 мм, длиной до 1050 мм.

Характеристика железокремниевых анодов приведена в табл. 80.

Таблица 80

Характеристика железокремниевых анодов

Тип	Конструкция	Диаметр, длина, мм	Масса, кг	Площадь рабочей поверхности, см ²
АКО-1	Цилиндрическая отливка, армированная стальной трубой и стержнем	80, 1400	54	3600
АКО-2	То же, армированная стальным стержнем	80, 1500	52	3600
АКО-3	Винтовой анод, армированный стальным стержнем с лабиринтным уплотнением контакта	80, 1500	48	1950
АКО-4	То же, армированный стальной трубой	60, 1500 – 2000	30 – 40	3000 – 4000
АКО-6	Цилиндрическая отливка, армированная стальной трубой с лабиринтным уплотнением контакта	80, 1600	54	3600
АКО-6	То же, армированная стальной трубой	56, 1940	32	1700

Протекторная защита

Протекторная защита относится к одной из разновидностей катодной защиты. Защищаемый ток получают за счет работы гальванического элемента. Роль катода исполняет металл защищаемого сооружения, анодом служит металл с более отрицательными, чем у защищаемого металла, потенциалами. Электролитом служит почва, окружающая газопровод и протектор. При этом коррозия с газопровода переносится на легковозобновляемый протектор.

Протекторную защиту газопроводов в основном применяют при почвенной коррозии.

При защите от блуждающих токов протекторную защиту применяют при потенциалах до +0,3 В и оборудуют вентильными устройствами.

Протекторы используют в грунтах с удельным сопротивлением не более 50 Ом · м, устанавливая их на глубине не менее 1 м ниже границы промерзания грунта. Схема протекторной защиты приведена на рис. 157.

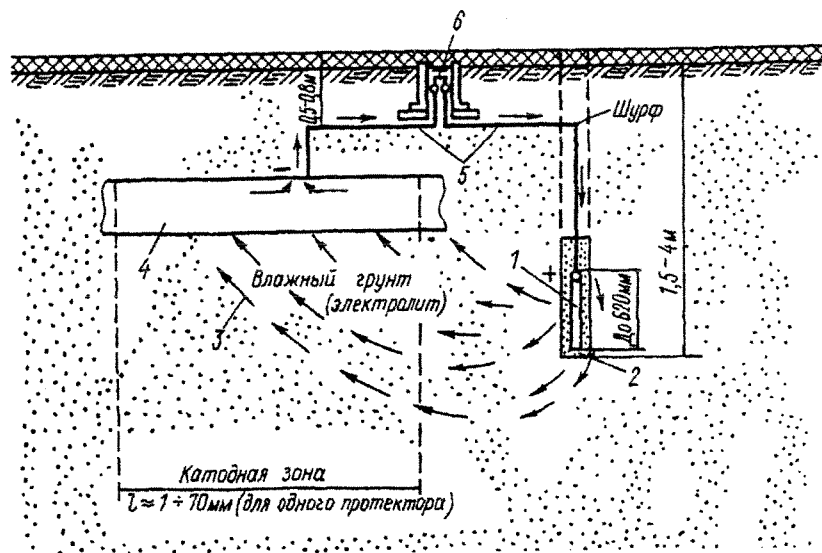


Рис. 157. Схема протекторной защиты:

1 – прожектор; 2 – заполнитель; 3 – защитный ток в грунте; 4 – газопровод; 5 – соединительные кабели; 6 – контрольный пункт

Протекторы располагают от газопровода не ближе 3 м, чтобы не привело к повреждению изоляционного покрытия солями растворяющегося протектора. Как правило, протекторы располагают на расстоянии 4–5 м от газопровода.

Протекторы применяют из магниевых, алюминиевых и цинковых сплавов.

Таблица 81

Характеристика магниевых протекторов			
Тип	Размеры, мм		Масса, кг
	диаметр	длина	
ПМ5 (ПМ5У)	95 (165)	500 (580)	6(16)
ПМ10(ПМ10У)	120 (200)	600 (700)	10 (30)
ПМ20 (ПМ20У)	150 (240)	800 (900)	20 (60)

Примечание. В скобках приведены данные протекторов, упакованных с активатором. Активатор представляет собой смесь, %: эпсомита (природный сернокислый магний) 25, строительного гипса (сернокислый кальций) 25, бентонитовой глины 50.

Главное назначение протекторов – дополнение к дренажной или катодной защите на удаленных участках газопроводов, где указанными видами защиты положительные потенциалы снимаются не полностью.

Типы и размеры магниевых протекторов приведены в табл. 81.

Для защиты стальных подземных резервуаров сжиженных газов от коррозии применяют протекторы.

Измерение поляризационного потенциала стальных газопроводов

Измерение потенциала поляризационного на стальных газопроводах производят при помощи стационарного КИП, который состоит из следующих элементов: медно-сульфатного электрода сравнения длительного действия с датчиком электрохимического потенциала; контрольными проводниками от электрода и датчика; контрольного проводника от трубопровода; ковра, под крышку которого введены контрольные проводники (рис. 158).

Неполяризующийся медно-сульфатный электрод МЭСД-АКХ (рис. 159) состоит из керамического корпуса с пористым дном, заполненного электролитом повышенной вязкости; стержня из красной меди, установленного в электролите датчика электрохимического потенциала. В комплект электрода входят контрольные проводники со штекерами и предохранительная труба.

Электрод устанавливают в специально вырытом шурфе или траншее таким образом, чтобы дно корпуса находилось на уровне нижней образующей трубопровода. Плоскость датчика при этом должна быть перпендикулярна к оси трубопровода (см. рис. 158).

Если нижняя образующая трубопровода находится выше максимальной глубины промерзания грунта, а электрод заполнен электролитом, замерзающим при отрицательных температурах, то дно корпуса электрода располагают на 150 мм ниже уровня максимального промерзания грунта.

Расстояние между стенкой трубопровода (или ее проекцией) и корпусом электрода должно быть равно 50–100 мм.

При установке электродов в глинистых или суглинистых грунтах специальной подготовки грунта не требуется. В сухих песчаных или супесчаных грунтах электрод устанавливают на специальную подушку из глины толщиной 100 мм. Корпус электрода полностью засыпают грунтом, из которого удалены включения крупнее 3 мм, увлажняют 3–4 ведрами воды и осторожно утрамбовывают.

Изолирующие фланцевые соединения (ИФС)

Использование ИФС (рис. 160) позволяет значительно снизить блуждающие токи на городских подземных коммуникациях. ИФС применяют на отводах трубопроводов с целью электрического отсоединения их от

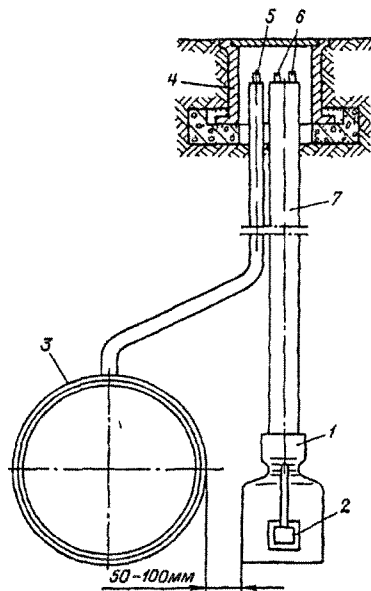


Рис. 158. Схема стационарного КИП:

1 – неполяризуемый медно-сульфатный электрод сравнения длительного действия; 2 – датчик электрохимического потенциала; 3 – трубопровод; 4 – ковер; 5 – контрольный проводник от трубопровода; 6 – контрольные проводники от электрода и датчика; 7 – предохранительная трубка

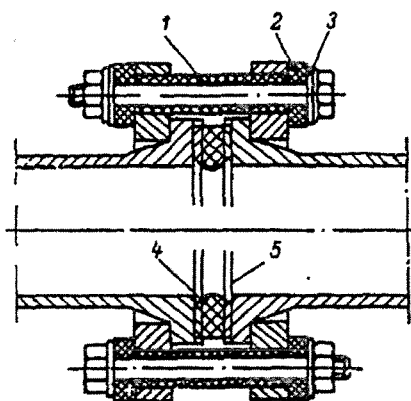


Рис. 160. Устройство изолирующих фланцев:

1 – изолирующая текстолитовая или паронитовая втулка; 2 – изолирующая шайба из текстолита, резины или хлорвинила; 3 – стальная шайба; 4 – текстолитовое кольцо-прокладка; 5 – свинцовые шайбы

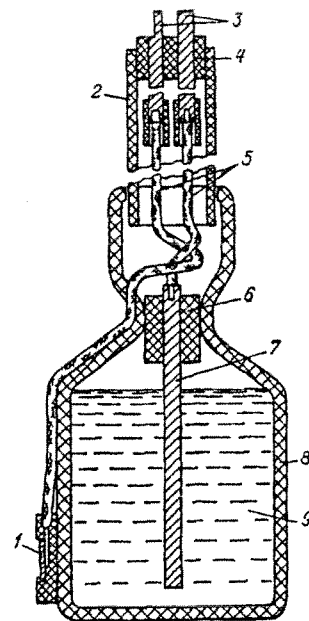


Рис. 159. Неполяризуемый медно-сульфатный электрод длительного действия с датчиком электрохимического потенциала:

1 – датчик; 2 – предохранительная трубка; 3 – штекеры; 4 – пробка верхняя; 5 – контрольные проводники; 6 – пробка нижняя; 7 – медный стержень; 8 – корпус электрода; 9 – электролит повышенной вязкости

распределительного газопровода для уменьшения перетекания блуждающих токов. Защита газопроводов с помощью ИФС заключается в том, что газопровод разбивают на отдельные участки, за счет этого уменьшается сила тока, протекающего по газопроводу. ИФС состоит из двух изолированных фланцев, которые крепятся изолированными шпильками.

Для контроля за электрическим потенциалом газопровода с каждой стороны от ИФС устанавливают контрольные проводники, которые выводят на поверхность под ковер.

Мероприятия для обеспечения химзащиты. Для обеспечения электрохимической защиты подземных трубопроводов ГРС и газопровода от ГРС до ДО от почвенной коррозии и блуждающих токов необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

1) установить на ГРС преобразователь катодной защиты типа ОПС-50-24-VI с блоком БДР на корпусе;

2) устроить три точки дренажа: на подводящем газопроводе до изолирующего фланца; на внутренних коммуникациях ГРС и на газопроводах низкого давления. Для этого на корпусе преобразователя устанавливают многоканальный блок совместной защиты БДР;

3) создать двухрядное поверхностное анодное заземление из электродов АЗМ-5 с обвязкой их кабелем марки АВВГ-0,66 сечением 2×10 мм;

4) проложить дренажную линию кабелем АВВГ-0,66 сечением 2×25 мм от преобразователя катодной защиты до анодного заземления;

5) устроить регулируемые переключки с блоками совместной защиты типа БЗК на пересечениях газопровода от ГРС до ДО с существующими трубопроводами и кабелями связи;

6) установить контрольно-измерительные пункты (КИП) по трассе газопровода от ГРС до ДО с шагом 200 м, оборудованные медно-сульфатными электродами сравнения длительного действия;

7) предусмотреть для обеспечения работы преобразователя катодной защиты в автоматическом режиме в точке дренажа установку медно-сульфатного электрода сравнения длительного действия с датчиком электрохимического потенциала.

Электроснабжение установки катодной защиты осуществляется от распределительного щита операторной здания редуцирования напряжением 220 В. Катодные станции, питающиеся от сети переменного тока, состоят из следующих основных узлов:

а) понижающий трансформатор или автотрансформатор;

б) двухполупериодный полупроводниковый выпрямитель;

в) устройства регулировки выходного напряжения;

г) выключатели и предохранители;

д) стрелочные приборы для контроля выходного выпрямленного тока и напряжения;

е) счетчики электроэнергии.

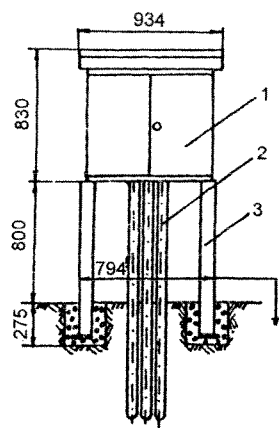


Рис. 161. Схема установки станции КСС-1200:
1 – станция КСС-1200; 2 – труба 1,5"×2000 (3 шт.); 3 – рама

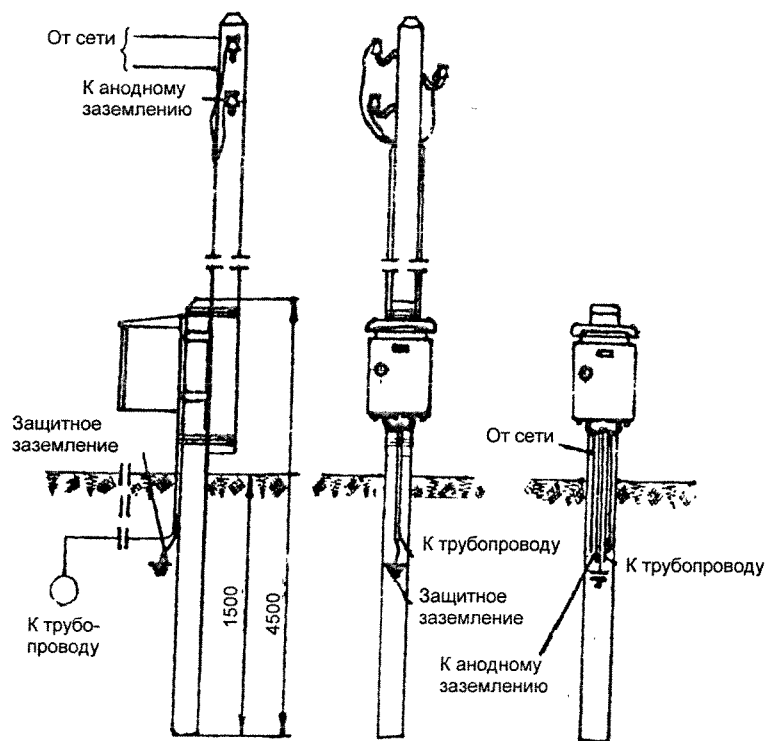


Рис. 162. Установка катодной станции КСС-300 и КСС-600 на опорных конструкциях

Катодные станции по схемному исполнению делятся на автоматические (ПАСК-М, ТДЕ9) и неавтоматические (КСС, ПСК, ТСКЗ) (рис. 161, 162, табл. 82).

Таблица 82

Основные технические характеристики неавтоматических катодных станций

Параметр	КСС-1200/48	КСС-1200/24	КСС-600/48	КСС-600/24	КСС-300/48	КСС-300/24
Номинальная выходная мощность, Вт	1200	1200	600	600	300	300
Потребляемая мощность при номинальной выходной мощности, ВА, не более	1980	1980	990	990	515	515
Потребляемый ток при номинальной выходной мощности и напряжении питания, А, не более	9,0	9,0	4,5	4,5	3,0	3,0
Номинальная сила выпрямлен. тока, А:						
I диапазон	50	100	25	50	12,5	25
II диапазон	25	50	12,5	25	6,25	12,5
Пределы регулирования выходного напряжения при номинальном выпрямленном токе, В:						
I диапазон	От ≤ 6,0 до ≥ 24,0	От ≤ 3,5 до ≥ 12,0	От ≤ 6,0 до ≥ 24,0	От ≤ 3,5 до ≥ 24,0	От ≤ 6,0 до ≥ 24,0	От ≤ 3,5 до ≥ 12,0
II диапазон	От ≤ 22,0 до ≥ 48,0	От ≤ 9,0 до ≥ 24,0	От ≤ 22,0 до ≥ 48,0	От ≤ 9,0 до ≥ 24,0	От ≤ 22,0 до ≥ 48,0	От ≤ 9,0 до ≥ 24,0
Степень регулирования выходного напряжения при номинальном выпрямленном токе, В:						
I диапазон	1,3 ± 0,2	0,9 ± 0,1	1,3 ± 0,2	0,9 ± 0,1	1,3 ± 0,2	0,9 ± 0,1
II диапазон	2,6 ± 0,3	1,8 ± 0,2	2,6 ± 0,3	1,8 ± 0,2	2,6 ± 0,3	1,8 ± 0,2
Габаритные размеры, мм	934×830×472		590×713×345		515×593×315	
Масса станции, кг, не более	95		75		38	

Автоматические катодные станции оборудованы специальными блоками, которые автоматически регулируют заданные электрические параметры защиты тока и напряжения и поддерживают их в заданных пределах. В основном ПАСК-1,2 используют в зонах устойчивых и знакопеременных потенциалов. ПСК-1,2 применяют только в зонах устойчивых потенциалов. Они могут работать только в режиме ручного регулирования выходного напряжения. ПАСК-М могут работать в режиме как автоматического поддержания защитного потенциала, так и ручного регулирования.

На газопроводах широко используют преобразователи катодной защиты типа ТДЕ9, которые по своим техническим и энергетическим параметрам аналогичны преобразователям ПАСК-1,2.

Анодные заземления выполняют из малорастворимых электродов (чугунные, железокремниевые, графитовые, графитопластовые и др.). Материалом для разрушающихся заземлений служат пришедшие в негодность трубы ($D_y = 50-200$ мм), рельсы, балки и т. п. При установке электродов стальных и из кремнистого чугуна в коксовую засыпку скорость их разрушения 3–4 и 0,2–1,1 кг/год соответственно. Наиболее экономичны заземления из графитированных и угольных стержней и труб.

Техническая характеристика ПАСК-1,2 и ПСК-1,2

	ПАСК-1,2	ПСК-1,2
Напряжение питающей сети, В	220±22	
Номинальная выходная мощность, кВт	1,2	
Номинальное выпрямленное напряжение, В	48/24	
Номинальный выпрямленный ток, А	25/50	
Пределы регулирования выпрямленного тока, % от номинального	От 10 до 100	
КПД, %	53	72
Обратное напряжение вентильных элементов, В	300	
Защитный потенциал, МВ	От 300 до 2500	
Точность автоматического поддержания защитного потенциала, МВ	±50	
Режим работы преобразователя	Автоматический – неавтоматический	Неавтоматический
Частота питающей сети, Гц	50	
Число фаз	1	

Расчет электрохимической защиты газопровода (от ГРС до ДО) от коррозии

Исходные данные

1. Диаметр газопровода D_r , мм.
2. Толщина стенки трубы σ_r , мм.
3. Продольное сопротивление газопровода R_r , Ом·м.

4. Удельное электрическое сопротивление земли в поле токов катодной защиты ρ_3 , Ом·м.

5. Смещение разности потенциалов „труба–земля” в точке дренажа установки катодной защиты $U_{т30}$, В.

6. Минимальное (по абсолютному значению) смещение разности потенциалов „труба – земля” $U_{т3м}$, В.

7. Коэффициент, учитывающий взаимовлияние соседней катодной станции, $k_b = 1$.

8. Сопротивление дренажных проводов $R_{др}$, Ом.

9. Сопротивление растеканию тока анодного заземления R_3 , Ом.

Расчет

1. Переходное сопротивление „труба – земля”, Ом · м², для газопровода на десятый год эксплуатации

$$R'_n(t) = R'_{nn} e^{-\gamma t},$$

где $R'_n(t)$ – переходное сопротивление на десятый год эксплуатации, Ом · м²; R'_{nn} – начальное переходное сопротивление на момент ввода газопровода в эксплуатацию (для газопроводов с полимерным покрытием $R'_{nn} = 5000$ Ом · м²), Ом · м²; $t = 10$ лет; γ – коэффициент, характеризующий скорость изменения переходного сопротивления во времени (для расчета принимают 0,125 на 1 год); e – основание натурального логарифма.

2. Переходное сопротивление „труба – земля”, Ом · м, на единицу длины газопровода

$$R_n(t) = R'_n(t) / (\pi D_r).$$

3. Постоянная распространения тока вдоль газопровода

$$\alpha = \sqrt{R_r / R_n(t)}.$$

4. Входное сопротивление газопровода, Ом

$$Z_{вх} = \frac{1}{2} \sqrt{R_r / R_n(t)}.$$

5. Минимальное расстояние между газопроводом и анодным заземлением, м

$$y = \rho_3 / Z_{вх},$$

где ρ_3 – при $\rho_3 = 120$ Ом·м равно 15, определяется по номограмме, приведенной в ВСНГ-106-78 „Инструкции по проектированию и расчету электрохимической защиты трубопроводов и промышленных объектов” Миннефтегазстрой 1980 г.

6. Длина защитной зоны УКЗ, м

$$l_3 = \frac{2}{\alpha} \ln \frac{2\pi Z_{вх} y}{k_b U_{т3м} / U_{т30} (2\pi Z_{вх} y + \rho_3)}.$$

Таблица 83

Сочетание грунтовок и растворителей к ним для покрытия надземных газопроводов

Рекомендуемые сочетания		Рабочая вязкость по ВЗ-4, с	
грунтовка	дополнительный растворитель	для распылителя	для кисти
ФЛ-ОЗК	Сольвент каменноугольный	20 – 22	25 – 35
ФЛ-013	То же	20 – 22	25 – 35
ХС-010	Р-4	17 – 19	25 – 35
ВЛ-018	РФГ-1	25 – 30	30 – 50
ЭП-00-10	Р-4	20 – 22	40 – 60
Э-4920	Р-4	20 – 22	25 – 30

Таблица 84

Сочетание лаков, эмалей и растворителей к ним для покрытия надземных газопроводов

Рекомендуемые сочетания		Рабочая вязкость по ВЗ-4, с	
эмаль и лак	дополнительный растворитель	для распылителя	для кисти
Эмаль ХВ-125	Р-4	17 – 19	25 – 35
Эмаль ХВ-124	Р-4	17 – 19	25 – 35
Эмаль ХСЛ	Р-4	17 – 19	25 – 35
Лак ПФ-170	Сольвент каменноугольный	17 – 19	35 – 40

Противокоррозионная защита надземных газопроводов. Надземные газопроводы защищают лакокрасочными покрытиями, состоящими из двух слоев грунтовки и двух слоев краски, эмали или лака. При окраске газопровода эмалями или красками добавляют 10–15 % алюминиевой пудры ПАК-3 или ПАК-4. Марка грунтовки или лака, или эмали выбирается в соответствии с типовыми технологическими инструкциями по лакокрасочным покрытиям.

Сочетание грунтовок и красителей с растворителями приведены в табл. 83, 84.

Все газопроводы на наружных установках, эстакадах, в подземных каналах, а также внутри зданий и помещений окрашиваются в желтый цвет.

2.15. АВТОМАТИКА ЗАЩИТЫ И СИГНАЛИЗАЦИИ ГРС

Одним из основных требований, предъявляемых к АГРС, является оснащение их защитной автоматикой, обеспечивающей бесперебойную подачу газа потребителям при выходе из строя части регулирующего оборудования. На ГРС применяются следующие системы защиты:

– „Защита-2”, выполненная на пневматических элементах и предназначенная для установки на объектах, имеющих две нитки редуцирования (по режиму – одна в работе, другая – в резерве);

– защита ГРС дублирующими контрольными регуляторами давления на базе регуляторов прямого действия, последовательно установленных по две штуки на каждую редуцирующую нитку.

Система „Защита-2”

Автоматическая система „Защита-2” предназначена для защиты линий потребителя от недопустимых отклонений давления газа на выходе ГРС. Система обеспечивает при понижении давления газа на выходе ГРС ввод в работу резервной линии, при повышении давления – перевод работы ГРС на резервную линию, а также включение электрической сигнализации и передачу нерасшифрованного аварийного сигнала в систему телемеханики при ее наличии. Питание системы – газ, транспортируемый через ГРС, соответствующим образом очищенный, осушенный и сгущенный до 1,4 кгс/см².

В комплект „Защиты-2” входят: щит автоматики ЩА-2-1 – комплексное устройство с пневматическими элементами, органами управления, датчиками давления и манометром; электрическая сигнализация, состоящая из щита сигнализации ЩС-1 и двух щитов надомного оповещения ЩНО-1-1 и ЩНО-1-2; два пневматических узла управления УУП-2; два конечных выключателя УВК-1-2; сосуд разделительный СР-2; две коробки переходные ПК-1; выпрямитель ВУ-24/06; два звонка громкого боя 220 В, МЗ-1; редуктор кислородный РКД; термосигнализатор ТС-100; четыре разрядника Р-350; четыре держателя ДГР; комплект запасных частей.

Принцип работы системы защиты заключается в следующем. В нормальном состоянии (рис. 163) в работе находится нитка II (нитка I в резерве). Тумблер выбора резерва В2 и тумблер В1 включены. Конечные выключатели кранов В3/II и В4/II замкнуты, на щите горит лампочка Л2 „Питание”.

При понижении давления газа на выходе ГРС (линия 003) до 0,9р_н замыкается контакт датчика низкого давления ДНД и сигнал по цепи 02, ДНД, 05, дроссель Др1, 06, пневмодроссель Е1 через время, зависящее от степени открытия дросселя Др1, поступает в камеру 3 ячейки памяти ЯП1. Контакт ЯП1 замыкается, в результате чего срабатывают реле Р1 по цепи 02, ЯП1, клапан перекидной КП1, В2 (деблокируя своим контактом линию 018) и ячейка памяти ЯП5 (по цепи 02, ЯП1, 07, КП6, 027, обеспечивая включение пневматической и электрической сигнализации по цепочке 02, ЯП5, 032, Л1 и Р2). Реле Р2, срабатывая, снимает пневмосигнал с разделительного сосуда Э1 и пневмоэлектропреобразователя в схеме сигнализации (линии 033 и 038). По цепи 02, ЯП1, КП1, 08, В2, 011 сигнал поступает на усилитель открытия крана резервной нитки и через линию 004 (007) в полость пневмоцилиндра открытия крана, а по цепи 011,

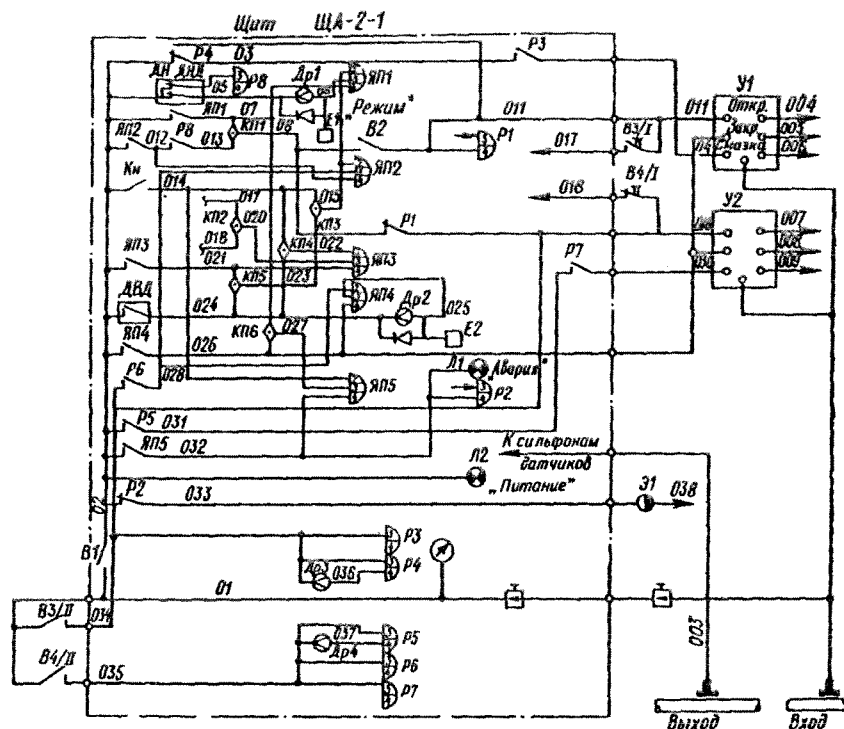


Диаграмма 1

Контакты датчика	Давление на выходе ГРС
	0,9 p _н p _н 1,1 p _н
ДВД	
ДМД	
ДН	

Диаграмма 2

Контакты выключателей	Состояние кранов
	Откр Загр
В3/II	
В4/II	
В3/I	
В4/I	

Диаграмма 3

Положение тумблера В2 „Режим“	Состояние контакта В2
I резерв	
II резерв	

Рис. 163. Принципиальная пневматическая схема системы „Защита-2“

Р4, 03, Р3, 04 – в командную камеру усилителя подачи смазки и через линию 006 (009) на мультипликатор. Как только кран трогается с места, контакт В3/II размыкается и камера 3 реле Р3 связывается с атмосферой. Контакт реле Р3 размыкается, прекращая подачу смазки на кран резервной нитки. После полного открытия крана замыкается контакт В3/I и срабатывает ЯП3 по цепи В2, 011, В3/II, 017, КП2, 020, обеспечивая поступление сигнала в камеры 2 ячеек памяти ЯП2 и ЯП1 по цепи 02, ЯП3, 021, КП5, 023, КП3, 015. Контакт ячейки памяти ЯП1 размыкается, снимая пневматический сигнал с усилителя открытия У1.

При повышении давления газа на выходе ГРС до 1,1 p_н замыкается контакт датчика высокого давления ДВД, при этом по цепи 02, ДВД, 024, КП4, 022 в камеру 2 ячейки памяти ЯП3 и по цепи 02, ДВД, 024, КП5, 023, КП3, 015 в камеры 2 ячеек памяти ЯП1 и ЯП2 поступает сигнал, давая временный запрет на срабатывание указанных ячеек, а по цепи 02, ДВД, 024, Др2, 025, Е2 через время, зависящее от степени открытия дросселя Др2, сигнал поступает в камеру 3 ячейки памяти ЯП4, замыкая ее контакт. В результате срабатывания ячейки памяти ЯП4 сигнал поступает по цепи 02, ЯП4, 026 на усилители закрытия узлов управления У1 и У2, с выхода которых силовое давление поступает по линиям 005 и 008 в полости закрытия пневмоцилиндров кранов. Одновременно по цепи 02, ЯП4, 026, КП6, 027 сигнал поступает в камеру 3 ячейки памяти ЯП5, замыкая ее контакт и обеспечивая включение пневматической и электрической сигнализации по цепи 02, ЯП5, 032, Л1 и Р2.

После закрытия кранов замыкаются контакты В3/II и В4/II и сигнал по цепи 01, В4/II, 035 поступает в камеры 3 реле Р5, Р6 и Р7, а по цепи 01, В3/II, 034 – в камеры 3 реле Р3 и Р4. Контакты указанных реле замыкаются, и сигнал поступает в командные камеры усилителей подачи смазки У1 и У2 по цепям 01, В1, 02, Р4, 03, Р3, 04 и 01, В1, 02, Р5, 031, Р7, 030. По цепи 01, В3/II, 034, Др3, 036 и по цепи 01, В4/II, 035, Др4, 037 сигнал поступает в камеры 4 реле Р4 и Р5 (время наполнения камер зависит от степени дросселирования Др3 и Др4), в результате чего контакты реле Р4 и Р5 размыкаются и подача смазки на уплотнители закрывающихся кранов прекращается. После перестановки (закрытия) кранов по цепи 01, В3/II, 034, Р6, 028 сигнал поступает в камеру 2 ячейки памяти ЯП4, отключая ее и тем самым обеспечивая снятие сигналов управления из командных камер усилителей закрытия У1 и У2. При размыкании контакта датчика ДВД снимается отключающий сигнал из камер 2 ячеек памяти ЯП1 и ЯП2 и обеспечивается срабатывание ячейки памяти ЯП2 подачей сигнала в камеру 3 по цепи 01, В3/II, 034, Р6. При понижении давления замыкаются контакты датчика номинального давления ДН, реле Р8 срабатывает и обеспечивает подачу сигнала на открытие резервного крана по цепи 02, ЯП2, 012, Р8, 013, КП1, 08, В2, 011, а по цепи 011, Р4, 03, Р3, 04 – подачу смазки до момента трогания крана и размыкания контакта В3/II.

Последующее понижение давления газа на выходе ГРС до 0,9 p_н приводит к замыканию датчика ДНД, но ввиду того что резервная линия уже введена в работу, по сигналу датчика ДНД никаких перестановок кранов не происходит. Вся последующая работа ГРС будет осуществляться только при помощи резервной нитки, так как рабочая нитка считается неисправной и автоматически в работу не вводится.

Деблокировка схемы после срабатывания осуществляется нажатием кнопки К_н, что обеспечивает подачу сигнала через линию 014 в камеру 2 ячеек ЯП1, ЯП2, ЯП3.

Щит автоматики ЩА-2-1 монтируется в регуляторном помещении. При выборе места установки щита необходимо учитывать свободу доступа к щиту, освещенность передней панели прибора, удобство при подключении и минимальные длины импульсных линий до конечных выключателей кранов. Газ на питание системы отбирается от входного коллектора. Труба до фильтра прокладывается с уклоном 1 : 15 в сторону отбора. Кислородный редуктор располагается вблизи ЩА-2-1. Газ для контроля давления на выходе ГРС отбирается до замерной диафрагмы.

Наладку системы защиты начинают с проверки и настройки датчиков давления. Датчики демонтируются, и на стенде производится их настройка. Манометрическая часть датчика подсоединяется к прессу, входной штуцер подключается к питающей линии сжатого воздуха давлением 1,4 кгс/см², а выход — к манометру со шкалой 0–1,6 кгс/см². Настройку датчиков осуществляют в соответствии с диаграммой 1 (см. рис. 163), добиваясь срабатывания (замыкания) контактов датчика ДВД при 1,1 p_n , ДН при p_n , ДНД — при 0,9 p_n . Значение p_n указывается при заказе системы защиты. Аналогичным путем в соответствии с диаграммой 2 (см. рис. 163) проверяется состояние контактов концевых выключателей кранов. Конечные выключатели ВЗ/II и В4/II должны быть замкнуты при закрытых кранах, а ВЗ/I и В4/I — при открытых положениях кранов. Проверку состояния контактов концевых выключателей необходимо произвести в обоих положениях кранов.

После проверки датчиков давления и концевых выключателей проверяется правильность монтажа и обвязки усилителей с пневмоцилиндрами кранов и мультипликаторов, и только после этого производится подача газа на управление кранами. Кислородным редуктором РД1 устанавливают давление перед блоком стабилизатора системы защиты не более 6 кгс/см², а после блока стабилизатора 1,4 кгс/см².

При выключенном тумблере В1 вручную открывают кран на рабочей нитке, кран на резервной нитке закрывают, закрывают входной кран (или краны за регуляторами давления), открывают байпас, настраивая им выходное давление, равное p_n , после чего включают тумблер В2 „Режим” и подают питание включением тумблера В1. При нормальной работе системы пневмоавтоматики на закрытый кран должен пройти сигнал подачи давления на мультипликатор смазки, на щите автоматики горит лампа Л2 „Питание”

Затем, постепенно понижая давление на выходе ГРС (прикрывая байпас), устанавливают его значение равным 0,9 p_n . При этом система „Защита-2” должна выдать команду на открытие крана резервной нитки, на щите сигнализации горит лампа Л1 „Авария”. При повышении давления на входе ГРС до значения 1,1 p_n „Защита-2” должна выдать сигнал — закрыть оба крана. При дальнейшем понижении выходного давления до 0,9 p_n „Защита-2” должна выдать сигнал на открытие крана резервной нитки. Кран рабочей нитки остается в закрытом положении. Все последующие

изменения выходного давления при исправной схеме защиты будут восприниматься только лишь переключением крана резервной нитки.

Для обеспечения надежной работы системы защиты необходимо не реже 1 раза в 2 месяца производить замену (или регенерацию) силикагеля в фильтрах-осушителях, не допуская попадания влаги в пневмоэлементы и пневмоцилиндры кранов. Периодически, но не реже 1 раза в 3 месяца следует опробовать работоспособность системы защиты по ранее указанному способу, добиваясь изменения давления на выходе ГРС байпасом.

Ежеквартально проверять настройку датчиков давления, при необходимости, а также при сезонном изменении температуры более 15 °С производить их подрегулировку. В случае отказа системы защиты и невозможности найти неисправность на месте целесообразно систему защиты (особенно на АГРС и в зимнее время) демонтировать, а на ее место установить заведомо исправную и настроенную. Ремонт, настройку системы защиты и проверку всех ее параметров значительно удобнее выполнять на пневмостенде в мастерской КИП.

Схема защиты ГРС дублирующими контрольными регуляторами давления газа

Предназначена для защиты ГРС от недопустимого повышения или понижения выходного давления. В качестве исполнительных органов используются регуляторы прямого действия серии РД, устанавливаемые последовательно по два на каждую редуцирующую нитку. Количество работающих и резервных ниток определяется технологической схемой ГРС и ее производительностью.

Принцип действия защиты основан на способности регуляторов давления в зависимости от задания настройки и значения выходного давления выбирать режим пропускной способности. При задании настройки, превышающей значение выходного давления, регулятор полностью открыт, при задании настройки ниже значения выходного давления регулятор закрыт.

Настройку регуляторов давления рассмотрим с помощью рис. 164. Условный режим работы: две нитки (I и II) в работе, две (III и IV) в резерве. При этом регуляторы на рабочих нитках I и II будут соответственно настроены: a_I и a_{II} на давление 1,1 p_n , b_I и b_{II} на давление p_n . На резервных нитках III и IV регуляторы настроены: a_{III} и a_{IV} на давление 1,1 p_n , b_{III} и b_{IV} на давление 0,9 p_n .

В исходном состоянии в работе находятся нитки I и II, давление на выходе ГРС поддерживается регуляторами b_I и b_{II} , настроенными на давление p_n . Регуляторы давления $a_I - a_{IV}$ ввиду большого задания настройки по отношению к выходному давлению открыты полностью. Регуляторы b_{III} , b_{IV} с заданием настройки 0,9 p_n находятся в закрытом состоянии, и газ через нитки III и IV не подается.

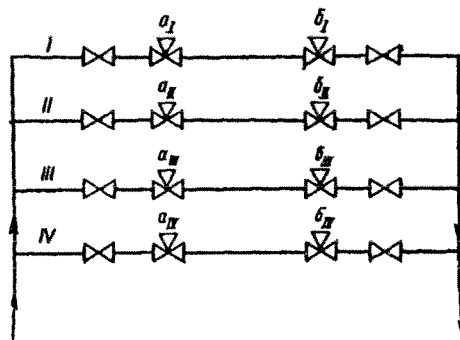


Рис. 164. Схема защиты ГРС дублирующими контрольными регуляторами давления

В случае неисправности рабочих регуляторов b_I и b_{II} может быть два аварийных состояния ГРС:

- 1) давление на выходе понижается до значения $0,9 p_n$, при этом в работу включаются регуляторы b_{III} и b_{IV} резервных ниток;
- 2) давление на выходе повышается до значения $1,1 p_n$, при этом в работу включаются регуляторы давления a_I и a_{II} .

В обоих случаях в работу включится резервное оборудование, обеспечивающее поддержание выходного давления в заранее заданных пределах.

Датчики дистанционной сигнализации соответственно устанавливаются на давление настройки регуляторов давления по минимальному и максимальному пределу, т. е. на давление $0,9 p_n$ и $1,1 p_n$. Следовательно, любое переключение на ГРС будет фиксироваться сигнализацией.

Данная схема защиты наиболее проста в обслуживании, надежна в работе. Обслуживание ее заключается в своевременной, не реже 1 раза в квартал, замене силикагеля в фильтрах импульсного газа, проверке срабатывания резервных ниток 1 раз в декаду и поочередной перенастройке регуляторов резерва на работу в рабочем режиме, а рабочих регуляторов — в режим резервных (не реже 1 раза в месяц).

Дистанционное автоматическое управление арматурой

Схема дистанционного управления краном с гидроприводом приведена на рис. 165. Для дистанционного управления применен узел типа ЭПУУ-2. Открытие и закрытие крана происходит в такой последовательности. При подаче сигнала на открытие срабатывает электропневмоклапан O узла управления 3 и газ под давлением поступает в гидроприставку 6 через вентиль 2 и фильтр-осушитель 1 из газопровода. Жидкость под давлением газа вытесняется из гидроприставки и через каналы шестиходового переключателя 4 поступает в полости цилиндров гидроприставки 7 . Поршни цилиндров гидропривода, перемещаясь под действием давления жидкости, поворачивают рычаг и шпиндель, который в свою очередь

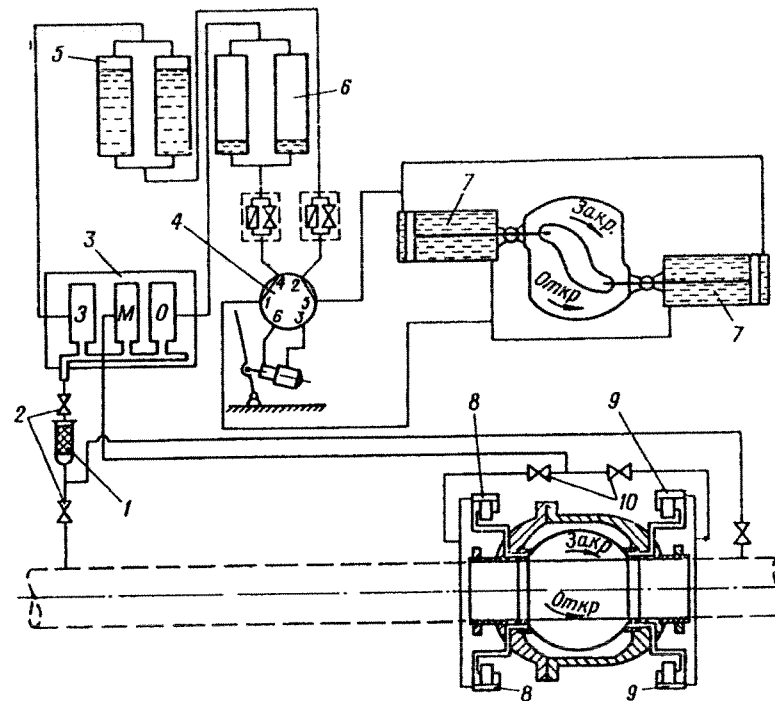


Рис. 165. Схема дистанционного управления кранами:

$M, O, 3$ — электропневмоклапаны; 1 — фильтр-осушитель; 2 — вентиль; 3 — узел управления; 4 — переключатель; $5, 6, 7$ — гидроприставки; $8, 9$ — мультипликаторы

поворачивает пробку крана. Жидкость из других полостей цилиндров гидропривода переливается в гидроприставку 5 через каналы переключателя 4 . На верхнем конце рычага привода имеется поводок, который при повороте шпинделя в конечном положении пробки поворачивает рычаг конечного выключателя ВК-700 или ВВ-5, обесточивая электропневмоклапан, и подача газа в гидробаллон прекращается. Одновременно срабатывает электропневмоклапан M для подачи газа в мультипликатор 8 или 9 , который, срабатывая, подает смазку под давлением в канавки узла крана, облегчая этим поворот пробки.

При подаче сигнала на закрытие также срабатывают два электропневмоклапана: 3 для подачи газа в гидроприставку на закрытие и M для подачи газа в другую пару мультипликаторов. С момента начала поворота пробки клапан M отключается и включается вновь по окончании поворота, что обеспечивает герметичность крана в закрытом положении.

Электропневматический узел управления ЭПУУ-2 разработан на базе электропневмоклапанов ЭК-48, которые размещены в сварной коробке и

имеют общий коллектор. Из магистрального газопровода к коллектору подводится газ с давлением до 55 кгс/см^2 . Два клапана служат для открытия и закрытия крана, третий – для подачи газа в пневмоцилиндр мультипликатора.

Электропневматические узлы управления имеют недостаток: требуют постоянного и надежного электропитания.

СКБ „Газприборавтоматика” разработало пневматические узлы управления кранами с пневмоприводом и мультипликатором. К ним относятся узлы управления типа УУП-1 или УУП-2. Узел УУП-1 состоит из корпуса, трех пневматических усилителей типа УП-2, связанных общим коллектором, трех пневматических кнопок типа КУП-4 и трех перекидных клапанов типа КП-2. Пневматические усилители подают газ высокого давления в рабочие полости пневмопривода для открытия или закрытия крана и в полость пневмоцилиндра мультипликатора для подачи уплотнительной смазки. Перекидные клапаны обеспечивают поступление сигнала в командную камеру усиления как при дистанционном, так и при местном управлении кранами.

При дистанционном управлении краном на открытие подается пневматический сигнал давлением $1,4 \text{ кгс/см}^2$ на вход перекидного клапана 16 (рис. 166), после срабатывания которого перекрывается линия 15 и газ по линии 14 поступает в командную камеру усилителя 13. С помощью контакта усилителя открытия газ из коллектора высокого давления 9 поступает в полость открытия А пневмоцилиндра крана 11. После снятия пневматического управляющего сигнала контакт 12 размыкается, благодаря чему полость А сообщается с атмосферой.

При дистанционном управлении краном на закрытие подается пневматический сигнал давлением $1,4 \text{ кгс/см}^2$ на вход перекидного клапана 2, после срабатывания которого перекрывается линия 1 и газ по линии 3 поступает в камеру усилителя закрытия 4. Контакт 10 усилителя закрытия открывает доступ газу из коллектора 9 в полость закрытия В пневмопривода крана 11.

При выполнении дистанционной команды „смазка” сигнал давлением $1,4 \text{ кгс/см}^2$ подается к усилителю смазки 7 через перекидной клапан смазки 5 по линии 6. Контакт 8 усилителя смазки открывает доступ газу из коллектора 9 в рабочую полость В пневмоцилиндра мультипликатора. При снятии сигнала контакт 8 размыкается и полость В сообщается с атмосферой.

Узлы управления ЭПУУ-2 и УУП-1 не имеют организованного отвода отработанного газа и поэтому не могут эксплуатироваться в помещениях. Для установки в помещениях применяются пневматические узлы управления типа УУП-2, предусматривающие организованный отвод отработанного газа.

Пневматический узел управления УУП-2 состоит из трех пневматических усилителей типа УП-3 (открытия, закрытия, смазки). Усилитель

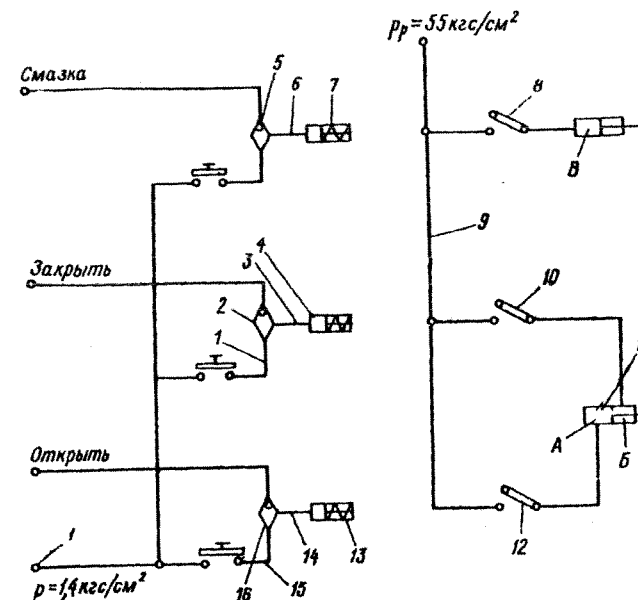


Рис. 166. Принципиальная схема узла управления УУП-1:

А, Б, В – полости; 1, 3, 6, 14, 15 – линии; 2, 5, 16 – клапаны перекидные; 4, 13 – камеры усилителя; 7 – усилитель смазки; 8, 10, 12 – контакты; 9 – коллектор; 11 – кран пневмоцилиндра

УП-3 (рис. 167) представляет собой трехходовой клапан с пневмоприводом мембранного типа и ручным дублером. Он подает газ давлением 64 кгс/см^2 в пневмопривод крана для его открытия или закрытия и в пневмопривод мультипликатора для подачи смазки.

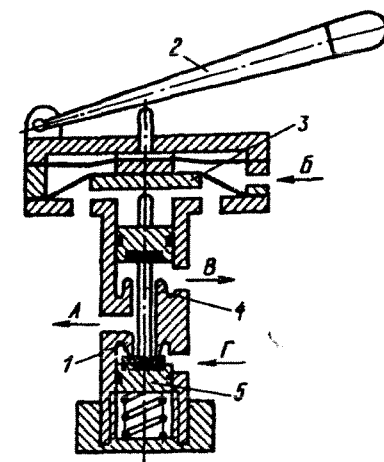


Рис. 167. Пневматический усилитель УП-3:

А, Б, В, Г – полости; 1 – сопло нижнее; 2 – рукоятка; 3 – привод мембранный; 4 – сопло верхнее; 5 – плунжер нижний

Принцип работы усилителя УП-3 состоит в следующем. В нормальном положении нижний плунжер 5 находится в крайнем верхнем положении, закрывая нижнее сопло 1, верхнее сопло 4 открыто и полость А сообщается с атмосферой. При подаче командного давления 1,4 кгс/см² в межмембранную полость В или при нажатии на рукоятку 2 мембранный привод 3 перемещает шток плунжера и происходит открытие нижнего сопла 1. Возникающее усилие входного давления газа на плунжере вызывает резкое срабатывание усилителя с закрытием верхнего сопла и полным открытием нижнего сопла. Газ высокого давления Г направляется на выход из усилителя к пневмоцилиндру крана. При снятии воздействия на мембранный привод плунжер возвращается в нормальное положение и отработанный газ из полости В сбрасывается через верхнее сопло в атмосферу.

Пневматические узлы управления являются основными для автоматического управления запорной арматурой. С помощью пневматических элементов разработаны системы защиты потребителей ГРС при нарушении технологического режима. Системы защиты обеспечивают работу ГРС с различными технологическими схемами без постоянного обслуживания персонала и в комплекте с системой телемеханики способны передавать диспетчеру сигналы о нарушении режима работы ГРС. Пневматические краны при помощи узлов управления в системах защиты обеспечивают автоматический ввод в действие и отключение резервных и рабочих ниток при изменении технологических параметров.

На ГРС с трехниточной схемой редуцирования давления газа (имеющих 50 %-й резерв по ниткам) нашли применение следующие схемы автоматического управления для обеспечения защиты потребителя от повышения и понижения давления.

1. Первая нитка – рабочая, вторая и третья – резервные. При повышении или понижении давления на выходе соответствующей ступени редуцирования первая нитка отключается краном с пневмоприводом и одновременно включается вторая нитка. В случае нарушения режима работы второй нитки осуществляется переход со второй нитки на третью и далее с третьей снова на первую. Если же при переходе с нитки на нитку давление продолжает повышаться, то все три нитки отключаются. После понижения давления до заданного опять включается первая нитка.

2. Первая и вторая нитки – рабочие, третья – резервная. В случае повышения давления вторая нитка отключается. Если же давление продолжает повышаться, то отключается и первая нитка. При понижении давления до заданного снова включаются первая и вторая нитки.

Преимуществом этих схем является то, что они обеспечивают защиту потребителей от повышения или понижения давления и, кроме того, исключают возможность прекращения подачи газа потребителям до прихода оператора на ГРС или приезда ремонтной бригады.

Разность настройки регуляторов давления рабочей и резервной ниток составляет 0,2–0,3 кгс/см².

На двухниточных ГРС (имеющих 100 %-й резерв по ниткам) схема автоматики обеспечивает при аварийном повышении давления газа на выходе ГРС автоматическое закрытие крана на работающей нитке с последующим вводом резервной нитки после восстановления на выходе номинального давления. При аварийном понижении давления на выходе ГРС происходит включение резервной нитки.

Контроль режима работы ГРС

Все ГРС оснащаются системой сигнализации, контролирующей основные технологические параметры: давление на входе и выходе, температуру воды в водонагревателях, работу защитной автоматики и работу контрольно-запального устройства в подогревателях газа. Наиболее распространенными в настоящее время являются системы сигнализации, выполненные на бесконтактных элементах, типа УСГ-3М и системы на релейных элементах. При любом отклонении параметра от заданного схема сигнализации выдает (формирует) аварийный сигнал на щитах ГРС с его расшифровкой, а в дом оператора выдается нерасшифрованный аварийный сигнал.

Устройство дистанционной сигнализации УСГ-3М. Устройство состоит из двух блоков – передающего и приемного. Связь между блоками осуществляется по воздушной или кабельной линии связи. Максимальное удаление между приемным и передающим блоками 20 км.

Передающий блок предназначен для формирования и выдачи сигналов аварии в линии связи, а также для воспроизведения аварийного сигнала на ГРС (звукового и светового) с его расшифровкой по группам контролируемых параметров (давление, температура и др.). При кратковременном замыкании контактов датчиков, контролирующих параметры ГРС, сигнал аварии передающим блокам не формируется. Приемный блок предназначен для приема и воспроизведения (звукового и светового) сигнала аварии, включая сигнал, возникающий при обрыве и коротком замыкании линии связи.

Блоки (рис. 168) состоят из входных реле *РВ*, узлов логики *УЛ*, основных источников питания *ОИП*, резервных батарей *БР*, сигнальных устройств, элементов грозозащиты. При возникновении сигнала аварии, т. е. при замыкании контактов датчиков *КД*, контролирующих параметры ГРС, срабатывает входное реле *РВ* передающего блока, в результате чего загораются лампочки *ЛК1* и *ЛК2* и в узел логики подается сигнал „0”. Под действием этого сигнала в узле логики включается реле времени, и по истечении 15–20 с (в зависимости от емкости конденсатора *С*) при наличии сигнала аварии загорится лампочка аварии *ЛА*, сработает реле *Р* и включит звуковой генератор *ЗГ* с громкоговорителем *Гр2*. В линию связи будет подан сигнал „0”.

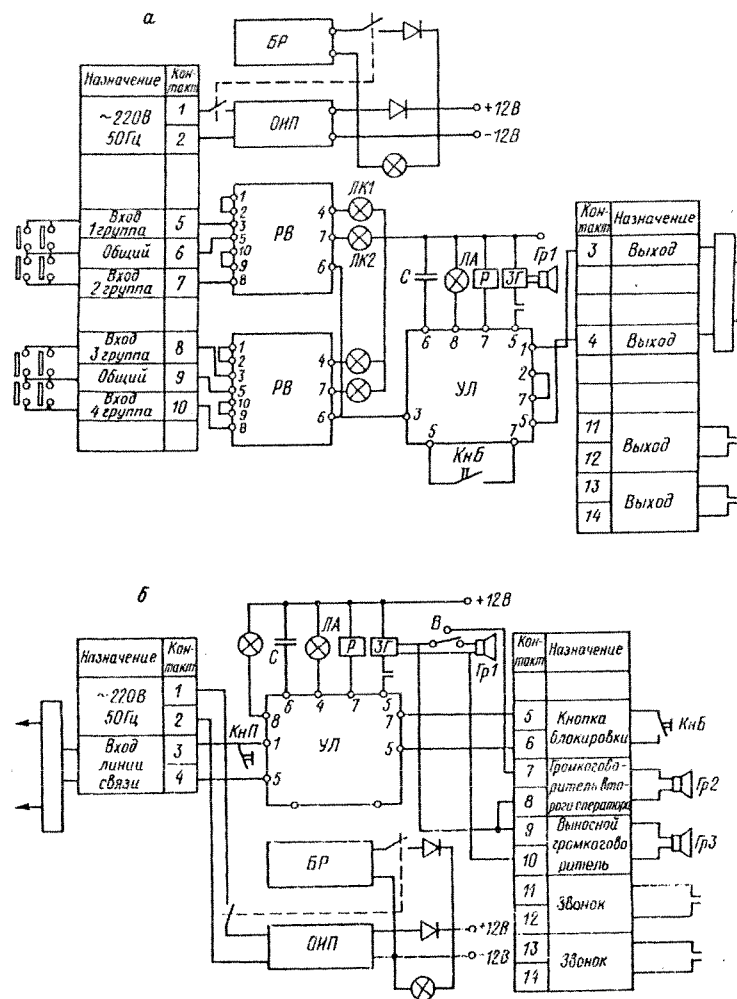


Рис. 168. Функциональная схема передающего (а) и приемного (б) блоков УСК-3

Узел логики приемного блока под воздействием входного сигнала „0” обеспечит срабатывание реле времени, реле *P*, световой и звуковой сигнализации операторов (*ЛА*, *ЗГ*, *Гр1*, *Гр2*, *Гр3*). Переключение сигнализации по квартирам операторов осуществляется тумблером *В*. Звуковой сигнал снимается нажатием кнопки *КнБ*. При этом, если авария не устранена, будет гореть лампочка аварии *ЛА*. Кнопка *КнП* предназначена для проверки работоспособности приемного блока.

Электрическая сигнализация (рис. 169), входящая в комплект „Защита-2”, состоит из щита сигнализации ЩС-1, устанавливаемого на

ГРС, и двух щитов надомного оповещения ЩНО-1-1 и ЩНО-1-2, соединенных воздушной или кабельной линией связи *ЛС*. Включение щита сигнализации ЩС-1 осуществляется тумблером *В1*, щитов надомного оповещения ЩНО-1-1 и ЩНО-1-2-тумблерами *В2-1* и *В2-2*. Рассмотрим режим работы схемы, когда включен ЩНО-1-1 в квартире первого оператора (работа ЩНО-1-2 аналогична). При отсутствии сигналов об отклонении давления газа на выходе ГРС или температуры воды в отопительном котле выше заданных пределов контакты элементов схемы находятся в следующих состояниях: а) контакт 1-3 устройства *У3* замкнут, контакт 2-4 разомкнут; б) переключающий контакт устройства *У2* и *У3* в положении 1-2; в) контакты 5-6, 7-8 тумблера *В2-1* и 1-2 тумблера *В2-2* замкнуты.

При недопустимом отклонении давления газа на выходе ГРС снимается давление с разделительного сосуда *РС* и входа преобразователя *У1-У2*. Переключающий контакт *У1-У2* занимает положение 1-3, срабатывает реле *P1* и загорается табло *Л1* „Редуктор”, контакты 4-5, 11-12 реле *P1* замыкаются, включая звонок громкого боя *Зв1* и цепь системы телемеханики. Контакт 1-2 реле *P1* размыкается, обесточивая реле *P2-1* и *P2-2*, контакты 1-2, 3-4 реле *P2-1* замыкаются, включая звонок селектора *С1*, звонок громкого боя *Зв2* и табло *Л2-1* „Авария”. Съем сигнала на ГРС осуществляется только лишь восстановлением номинального значения параметра, вызвавшего срабатывание системы. Цепь работы термосигнализатора аналогична описанной выше.

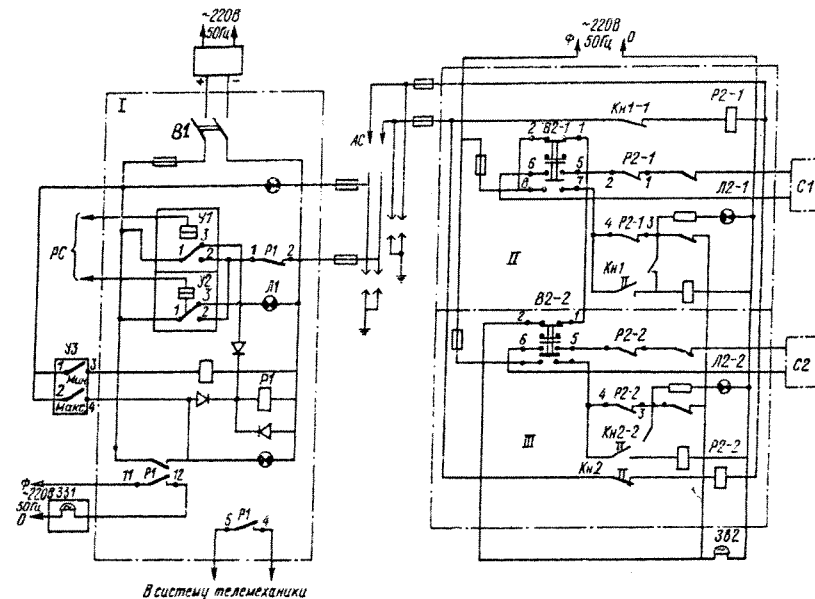


Рис. 169. Схема электрической сигнализации системы „Защита-2”

Опробование схемы сигнализации осуществляется кнопкой *Кн1-1*. При ее нажатии обесточивается реле *P2-1*, его контакты *1-2*, *3-4* замыкаются, включая звонок громкого боя, звонок селектора и табло *Л2-1* „Авария”. Для предупреждения операторов о том, что оба щита надомного оповещения отключены, схемой предусматривается включение звонка громкого боя *Зв2* через замкнутые контакты *1-2* тумблеров, *B2-1* и *B2-2*. Снятие звукового сигнала в доме оператора осуществляется нажатием кнопки *Кн-1* (*Кн-2*).

При исчезновении питания в цепи ГРС – дом операторов *ЛС* (обрыв линии, короткое замыкание и т. д.) включаются звонки селекторов в доме операторов.

Монтаж, наладка и эксплуатация системы сигнализации

Монтаж щитов сигнализации как на ГРС, так и в домах операторов должен осуществляться в соответствии с требованиями правил технической эксплуатации электроустановок. Местоположение щитов должно обеспечивать легкий доступ к ним для обслуживания. Монтаж щитов сигнализации может быть настенным или щитовым исходя из конкретных условий, высота установки 1,5–1,7 м от уровня пола. Щиты сигнализации, монтируемые на ГРС, должны располагаться во взрывобезопасных помещениях. В качестве датчиков давления используются электроконтактные манометры открытого и взрывобезопасного исполнения. Манометры взрывобезопасного исполнения могут устанавливаться во взрывобезопасных помещениях категории *B-1A*. Установка контактных манометров открытого исполнения может производиться только во взрывобезопасных помещениях через разделительные сосуды. Контроль работы систем отопления и подогрева осуществляется электроконтактными термометрами, показывающими температуру горячей воды в расширительных баках.

Обслуживание систем сигнализации заключается в периодической, не реже 1 раза в месяц, чистке контактов датчиков и контактов релейных устройств, а также в проверке работоспособности системы методом замыкания контактов датчика. Ремонт блоков УСГ-3М в случае выхода их из строя целесообразно производить в ремонтных мастерских ЛПУ, устанавливая на место снятого блока резервный.

2.16. ФОРМЫ ОБСЛУЖИВАНИЯ ГРС

Технические требования определяются основными техническими положениями и уровнем автоматизации узлов ГРС – очистки, подогрева, редуцирования давления и одоризации газа, – позволяющими отнести эти станции к категории автоматизированных объектов, не требующих вахтенного персонала для эксплуатации. К АГРС предъявляются следующие технические требования:

1. Автоматизированные ГРС должны быть оснащены необходимыми приборами контроля, показывающими и регистрирующими, системами автоматического регулирования давления газа, средствами защитной автоматики, сигнализации и управления, обеспечивающими бесперебойное снабжение потребителей.

2. Степень оснащения приборами должна удовлетворять условиям необходимого контроля за режимом работы ГРС. Обязательной регистрации на самопишущих приборах подлежат давление газа на входе ГРС, расход, давление газа на выходе ГРС к каждому потребителю и контроль температуры газа на входе и выходе станции.

3. В технологических аппаратах очистки газа должны быть предусмотрены устройства для автоматического удаления жидкости.

4. В одоризационных установках должны предусматриваться автоматические устройства, обеспечивающие ввод одоранта в газопровод в необходимом количестве пропорционально расходу газа.

5. Система автоматического регулирования давления газа и устройства защитной автоматики должны выполняться пневматического действия, использующими для своей работы энергию сжатого газа, транспортируемого через ГРС.

6. Не должен допускаться сброс газа в атмосферу помещений при работе устройств системы автоматического регулирования давления газа и защитной автоматики.

7. Узел переключения ГРС должен быть оснащен кранами с пневмоприводом на входном и выходном (выходных) трубопроводах. Краны с пневмоприводом должны управляться (открываться и закрываться) дистанционно от щитка управления, установленного в пределах площадки ГРС.

8. При подогреве газа для предотвращения гидратообразований в узле редуцирования применяемые средства подогрева должны быть укомплектованы необходимыми устройствами автоматики, обеспечивающими надежную и безопасную работу этих средств.

9. Все газорегуляторное оборудование, запорная и предохранительная арматура, приборы контроля, устройства и система защитной автоматики, сигнализации и управления должны размещаться в соответствующих закрытых помещениях.

10. Все отключающие и запорные органы в системе ГРС должны быть одинаковыми по условному давлению (64 кгс/см²).

11. Система автоматического регулирования на ГРС должна обеспечивать:

– автоматическое поддержание заданного давления газа и бесперебойную подачу его потребителям при изменении давления на входе ГРС от 55 кгс/см² до минимального (предусмотренного проектом) и при изменении нагрузки по расходу от максимальной до минимальной проектной производительности ГРС;

– постоянную готовность включения в работу резервных ниток редуцирования;

– качественный и устойчивый процесс регулирования при изменениях нагрузки, выходного давления и других факторов.

12. Система автоматического регулирования давления газа должна иметь устройства для ручного задания регулируемого давления, обеспечивающие плавную настройку регуляторов на любое значение параметра в рабочих диапазонах выходных давлений ГРС

13. Питание систем должно осуществляться очищенным и осушенным газом по схеме, обеспечивающей подвод питания – сжатого газа со входа или выхода ГРС.

14. Система защитной автоматики должна обеспечивать:

– непрерывный автоматический контроль давления газа, поддерживаемого системой регулирования, а также контроль за нагрузкой – расходом газа через ГРС в случае применения в схеме разгружающих байпасных трубопроводов;

– автоматическое включение в работу резервных ниток редуцирования (в том числе и разгрузочных байпасных трубопроводов при наличии их в схеме) в случае недопустимого уменьшения давления газа на выходе ГРС или увеличения нагрузки станции – расхода газа;

– автоматическое отключение резервных ниток редуцирования, а также и рабочих при недопустимом увеличении регулируемого давления на выходе ГРС.

При наличии в схеме разгрузочных байпасных трубопроводов они должны автоматически отключаться в случае снижения расхода газа и при увеличении давления (по настройке) на выходе ГРС.

15. Устройства защитной автоматики должны иметь ручное задание уставок срабатывания по превышению и уменьшению контролируемого давления от заданного значения. Погрешность защитной автоматики не должна превышать $\pm 0,15$ кгс/см² от заданных уставок срабатывания по давлениям (верхнему и нижнему пределам) и ± 10 % по расходу (для разгрузочного байпасного трубопровода).

16. Система сигнализации должна срабатывать и передавать аварийно-предупредительные сигналы в пункт обслуживания (дом оператора, диспетчерскую ЛПУ) при следующих нарушениях на ГРС:

– недопустимом увеличении и уменьшении давления газа, подаваемого потребителям (на выходе ГРС);

– уменьшении давления газа на входе ГРС ниже 12 кгс/см²;

– недопустимом увеличении и уменьшении температуры горячей воды на выходе водогрейных котлов (для ГРС с подогревом газа и для целей отопления);

– отказе в работе автоматической одоризационной установки или недопустимых отклонениях от нормы (увеличение или уменьшение) вводимого в трубопровод одоранта;

– обрыве и коротком замыкании линии связи системы сигнализации;

– отключении сети электропитания переменного тока.

17. Система сигнализации должна быть высоконадежной и выполняться, как правило, электрического действия на стандартных элементах преимущественно с нормально-замкнутыми контактами (элементами самоконтроля).

Электропитание системы сигнализации должно осуществляться от сети переменного тока напряжением 220 В.

Погрешность системы сигнализации после наладки и подготовки к действию при повторных контрольных ее поверках не должна давать отклонения от заданных уставок срабатывания более чем $\pm 3,5$ %.

Указанные требования обязательны для вновь проектируемых ГРС и распространяются на действующие станции производительностью до 100 000 м³/ч независимо от числа потребителей.

Основные технические решения, предусмотренные в требованиях, должны использоваться также и для ГРС производительностью свыше 100 000 м³/ч как мероприятия, повышающие их технический уровень автоматизации, надежность работы станций и безопасность их эксплуатации.

Для обеспечения бесперебойной и безаварийной работы всех узлов ГРС и в зависимости от ее пропускной способности предусматриваются следующие формы обслуживания.

Централизованная. Применима при пропускной способности станции не более 25000 м³/ч и на расстоянии не более 2 ч езды от промплощадки ЛПУ до ГРС. При этой форме обслуживания персонал на ГРС отсутствует. Все плановые профилактические и ремонтные работы выполняет персонал ремонтной службы ЛПУ один раз в неделю.

Периодическая. Осуществляется при пропускной способности ГРС до 50 000 м³/ч одним оператором в одну смену. Рабочий день оператора 7 ч (при 6-дневной рабочей неделе); в предпраздничные и предвыходные дни продолжительность рабочего дня сокращается на 1 ч. Распределение рабочих часов в течение рабочего дня устанавливается графиком, утвержденным начальником ЛПУ. В выходные и в праздничные дни оператор ГРС не работает.

Контроль за работой ГРС выполняет диспетчер ЛПУ по системе телемеханики.

Надомная. Применима при пропускной способности ГРС до 150 000 м³/ч, с выходными газопроводными коллекторами к потребителям. Обслуживают ГРС два оператора, из которых один – старший. Каждый оператор дежурит 1 сутки, из них 6 ч он работает непосредственно на ГРС, а остальные 18 ч дежурит дома у пульта автоматики.

После каждого дежурства оператор имеет суточный отдых. В это время дежурит оператор сосед. Профилактическое обслуживание ГРС операторы выполняют вместе с ремонтной бригадой.

Вахтенная. Имеет место на ГРС с пропускной способностью свыше 150 тыс. м³/ч, с выходными газопроводными коллекторами к потребителям более двух. ГРС посменно в соответствии с утвержденным графиком обслуживается персоналом круглосуточно. Один оператор является старшим, он же подменяет оператора, ушедшего в отпуск.

Вахтенная с круглосуточным дежурством. Выполняется двумя операторами на ГРС с пропускной способностью более 500 000 м³/ч, с выходными газопроводными коллекторами более двух.

Выполнение технических требований, предъявляемых к автоматизированному ГРС, дает возможность перевода их на новые формы обслуживания: периодическую и централизованную. При периодической форме ГРС обслуживается в одну смену одним оператором, периодически посещающим ГРС для выполнения необходимых работ согласно утвержденному графику и инструкции.

Продолжительность рабочего дня оператора ГРС принимается в соответствии с действующим законодательством при шестидневной рабочей неделе. Распределение рабочих часов в течение рабочего дня устанавливается графиком, утвержденным начальником ЛПУ и согласованным с диспетчерской службой и местным комитетом профсоюза. Между рабочими часами может быть не более двух перерывов, продолжительностью не менее 1 ч. В предпраздничные и предвыходные дни продолжительность рабочего дня сокращается на 1 ч. В выходные и праздничные дни запись расхода газа производится на диаграмму, поставленную накануне; оператор на работу не выходит; рапорт дежурному диспетчеру не подается, а контроль за работой ГРС осуществляется диспетчером ЛПУ по системе телемеханики.

При отпуске или болезни оператора на ГРС, находящуюся на периодической форме обслуживания, командировается оператор с другой ГРС (надомного, вахтенного обслуживания) или ГРС переводится на централизованную форму обслуживания.

При периодической форме обслуживания оператором ГРС выполняется следующая работа:

- а) ежедневно:
 - проверка загазованности помещений и проветривание их;
 - проверка режима работы ГРС;
 - проверка отсутствия утечек газа и потеков жидкости;
 - пополнение воды в системе отопления;
 - проверка задающих параметров уставок регуляторов и давления газа на входе и выходе ГРС;
- проверка наличия связи с диспетчером ЛПУ;
- устранение возможных утечек газа в местах различных соединений;
- проверка и корректировка расхода одоранта;
- опробование сигнализации на ГРС и в доме оператора;

– снятие показаний приборов, смена диаграмм, заправка пера-самописца чернилами, подсчет расхода газа, посадка пера самопишущих приборов на нуль;

– продувка фильтров тонкой очистки газа питания пневмоавтоматических устройств;

– проверка уровня масла и продувка пылеуловителей или других узлов очистки газа;

– очистка оборудования от пыли, снега; уборка производственных помещений;

б) еженедельно:

– проверка давления газа на собственные нужды, настройка регулятора;

– опробование резервной нитки на срабатывание путем искусственного изменения выходного давления;

– опробование предохранительных клапанов на срабатывание;

– набивка смазки кранов, добавление смазки в мультипликаторы кранов;

– обмыливание соединений;

в) ежемесячно:

– опробование дистанционного управления кранами с узла управления и щита дистанционного управления защитной автоматики;

– проверка работоспособности постоянно открытой и закрытой арматуры;

– посадка стрелки показывающих манометров на нуль;

– проверка планиметров.

2.17. РЕМОНТНАЯ СЛУЖБА

При ЛПУ создается ремонтная служба ГРС, в состав которой входят группы КИП и А, учета газа, ремонтно-техническая. За ремонтной службой ГРС закреплены специально оборудованные автомобили.

Служба ремонтная создается для обслуживания не менее 15 ГРС и удаленности их от ЛПУ более чем на 40 км. Основные задачи этой службы:

- 1) централизованное техническое обслуживание ГРС;
- 2) своевременная ликвидация аварийных ситуаций при всех формах обслуживания;
- 3) измерение расхода газа;
- 4) метрологическое обеспечение средств измерений и их ремонт;
- 5) выполнение пуско-наладочных работ на вновь вводимых в эксплуатацию ГРС;
- 6) разработка планов проведения огневых и газоопасных работ;
- 7) оформление документации в установленном порядке на выполнение профилактических и ремонтных работ, а также по ликвидации аварий и неисправности оборудования;

8) заливка метанола в коммуникации с целью исключить гидратообразование.

2.18. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГРС

По окончании строительства ГРС должна быть принята в эксплуатацию межведомственной комиссией в соответствии с действующими строительными нормами и правилами.

Перед пуском ГРС на станции проводят пуско-наладочные работы, во время которых проверяют работоспособность всего оборудования, а также КИП и А; всю проектную и техническую документацию, акты на опрессовку оборудования и инженерных коммуникаций, настройку предохранительных клапанов, систему защиты и аварийно-предупредительную сигнализацию.

Допуск вновь поступившего оператора к самостоятельной работе разрешается только после обучения его по специальности в объеме, предусмотренном программой. Все операторы ежегодно сдают экзамены на знание техники безопасности и правил технической эксплуатации ГРС в соответствии с календарным графиком.

Дежурные операторы имеют право изменять технологический режим работы ГРС только по распоряжению диспетчера ЛПУ, а также переходить с одной линии редуцирования на другую только в соответствии с утвержденным графиком. В аварийной ситуации после переключения на другую линию редуцирования оператор обязан доложить об этом диспетчеру ЛПУ.

Регулировка, настройка системы защиты, автоматики, сигнализации, предохранительных клапанов, а также ревизия регуляторов и регламентные работы проводятся по утвержденным планам и графикам.

Все действия по переключению с одной линии редуцирования на другую, переходы на байпасную линию и обратно, регулировке, настройке системы защиты, автоматики, сигнализации, предохранительных клапанов, а также любые профилактические, ремонтные и другие работы оператор должен записывать в эксплуатационный журнал ГРС.

Пределы срабатывания защитной автоматики и аварийной сигнализации давления газа на выходе из ГРС должны составлять $\pm 10\%$ от установленного номинального давления газа.

Заблаговременно извещают потребителей газа при переходе на байпасную линию работы ГРС.

При изменении расхода газа ниже 30 и выше 80 % учет газа должен обеспечиваться за счет параллельно подключенных приборов учета газа к основным расходомерам.

Для нормальной работы оборудования ГРС и системы КИП и А в зимнее время необходимо поддерживать температуру в помещении КИП и А 20 ± 2 °С, в помещении редуцирования – не ниже 5 °С.

Для очистки газа от конденсата должны быть сооружены устройства для автоматического удаления жидкости в подземные сборники. Запрещается разливать конденсат на землю, а также сбрасывать его в реки и водоемы. Разлившийся конденсат должен быть убран вместе с землей.

На рабочем месте оператора должна находиться следующая техническая и оперативная документация.

1. Типовое положение по обслуживанию ГРС.
2. Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов.
3. Инструкция по пуску, остановке, изменению режимов и аварийным переключениям ГРС.
4. Инструкция по обслуживанию системы защиты и сигнализации.
5. Инструкция по обслуживанию установки пылеочистки газа.
6. Инструкция по обслуживанию установки одоризации газа.
7. Инструкция по обслуживанию замерных узлов и обработке диаграмм самопишущих приборов ГРС.
8. Инструкция по эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
9. Инструкция по эксплуатации котлов отопления и установке подогрева газа.
10. Инструкция по обслуживанию станции катодной защиты.
11. Инструкция по эксплуатации монорельса и однотонной тали.
12. Инструкция по эксплуатации молниезащитных устройств и устройств защиты объектов ГРС от статического электричества.
13. Инструкция по противопожарной безопасности на ГРС.
14. Инструкция по оказанию первой помощи пострадавшим.
15. Вахтенный журнал для записи контролируемых параметров режима работы ГРС.
16. Журнал распоряжений для записи всех распоряжений по ГРС.
17. Журнал контролирующих лиц для записи замечаний инспекторов Госгортехнадзора.
18. Журнал для проведения инструктажа с операторами на рабочем месте.
19. Журнал дефектов для записи о всех выявленных неисправностях ГРС.
20. Журнал учета расхода одоранта.
21. График дежурств.
22. Технологическая схема ГРС.
23. Выписка из протокола об аттестации персонала ГРС.
24. Номера телефонов Горгаза, основных потребителей, пожарной команды, скорой помощи и местных руководящих органов.
25. График ППР для ГРС.
26. Таблицы часовых расходов газа и поправочных коэффициентов.
27. Схема коммуникации подогрева газа и отопления помещений.
28. Схема одоризационной установки.
29. Схема блока переключения.

Персоналом ремонтно-профилактической группы еженедельно проводится следующая работа на ГРС, обслуживаемых централизованно:

- проверка отсутствия утечек газа и потеков жидкости;
- проверка задающих параметров регуляторов и давления газа на входе и выходе ГРС;
- проверка точности работы одоризатора, корректировка расхода одоранта;
- проверка наличия связи с диспетчером ЛПУ;
- проверка герметичности мест присоединения импульсных линий к приборам, оборудованию;
- опробование сигнализации и связи с диспетчером;
- продувка фильтров тонкой очистки газа питания пневмоавтоматических устройств;
- очистка оборудования от пыли и снега;
- продувка узлов очистки газа;
- подбивка смазки в краны, добавление смазки в мультипликаторы кранов;
- опробование резервной нитки на срабатывание путем искусственного изменения выходного давления;
- опробование предохранительных клапанов на срабатывание;
- проверка работоспособности защитной автоматики;
- проверка работы подогревателя газа;
- проверка работоспособности постоянно открытой и закрытой арматуры;
- визуальная проверка работы горелки;
- замена силикагеля в фильтрах-осушителях;
- снятие показаний с расходомера и манометров.

2.19. ДОМ ОПЕРАТОРОВ (ДО)

Архитектурно-строительная часть. Дом операторов, как правило, одноэтажный, с двумя трехкомнатными квартирами, с надворными постройками (рис. 170).

Фундаменты – ленточные бутобетонные; стены наружные из кирпича керамического, пустотелого, рядового; внутренние – из кирпича керамического полнотелого, рядового; покрытие – сборные железобетонные ребристые плиты по сборным железобетонным балкам с пролетом 6 м; утеплитель – ячеистый бетон ($\gamma = 400 \text{ кг/м}^3$); перегородки – кирпичные; крыша чердачная – из наслонных стропил с наружным водостоком; кровля дома – рулонная, веранды – из асбоцементного листа; двери наружные – остекленные, внутренние – щитовые и остекленные; окна – с раздельными переплетами (варианты со спаренными переплетами, с тройным остеклением, со стеклопакетами и стеклами); полы – дощатые, керамическая плитка, линолеум; облицовка дома отборным кирпичом с расшивкой швов,

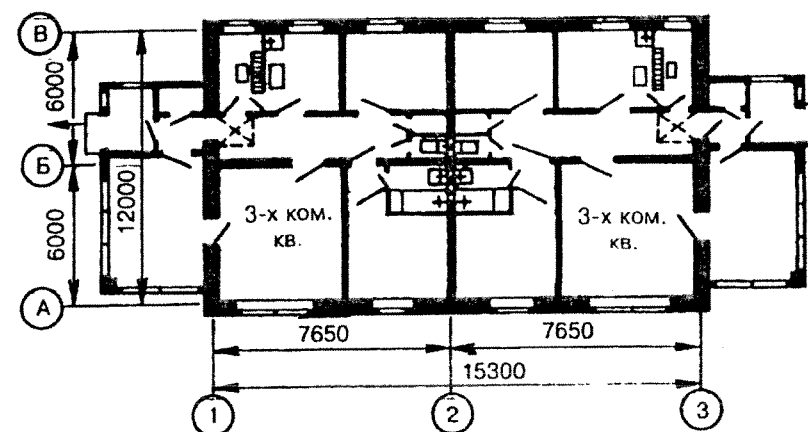
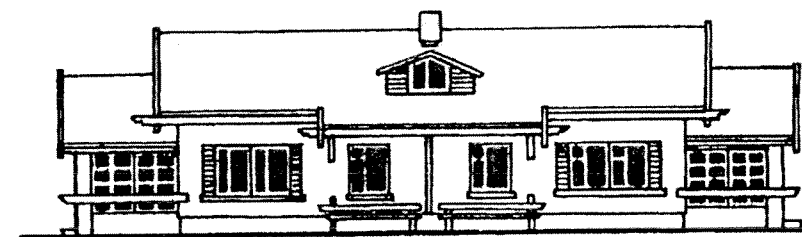


Рис. 170. Одноэтажный двухквартирный жилой дом операторов

покрытие деревянных элементов фасада – олифой, лаком; внутренняя отделка – обои в жилых и подсобных помещениях; водоземельсионная окраска и глазурованная плитка в кухне, ванной.

Основные технико-экономические показатели ДО

Строительный объем, м ³	484,0
Площадь застройки, м ²	215,0
Жилая площадь, м ²	83,38
Общая площадь, м ²	130,42

Водоснабжение. Источником водоснабжения площадки ДО могут быть:

а) поселковый водопровод, подключение к которому осуществляется в соответствии с выданными Облводоканалом техническими условиями. Расчетный напор у основания стояков водопровода 10 м;

б) шахтный колодец с перекачивающим насосом ВКС-2/26, который закладывают в 50–100 м от площадки ДО. Для подачи воды в дом от шахтного колодца прокладывают на глубине 0,5 м ниже промерзания

грунта напорный водопровод из труб общего назначения, диаметр которого определяют расчетным путем. Внутридомовые сети холодного и горячего водоснабжения монтируют из стальных водо(газо)проводных труб диаметром 15–25 мм по ГОСТ 3262–75 и окрашивают масляной краской за 2 раза.

Расчетный расход воды на наружное пожаротушение 5 л/с; на хозяйственно-питьевое водоснабжение 2,16 м³/сут, в том числе: холодное водоснабжение 1,18, горячее 0,98.

Отопление. Для отопления ДО устанавливают отопительное оборудование: водонагреватели АКГВ-20-3; АОГВ-11,6; АОГВ-17,4-3-У; АГВ-80 в каждой квартире или на две квартиры котельная с чугунными или стальными секционными котлами.

В качестве топлива используют природный газ с теплотой сгорания $Q_H = 8550$ ккал/м³. Котлы и все типы водонагревателей оборудуются автоматикой безопасности. По принципу работы их можно разделить на пневматические и электрические.

Пневматическая автоматика безопасности котлов (АПОК, УАБ-МГП) (рис. 171) работает непосредственно на энергии (давлении) сжигаемого газа и состоит из клапана-отсекателя 1, датчика контроля наличия факела 5 на запальнике 6, датчика тяги 4 и дилатометрического терморегулятора 3.

Клапан-отсекатель представляет собой устройство, состоящее из четырех камер А, Б, В и Г, двух мембран, клапана, отсекающего камеру А от камеры Б, кнопки запуска 7 и дросселя 8. Камера Г сообщается с двумя датчиками контроля факела и тяги.

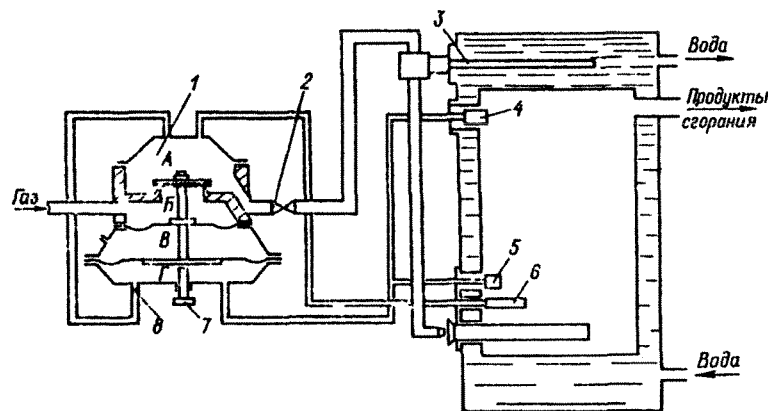


Рис. 171. Принципиальная схема обвязки автоматики безопасности типов АПОК, УАБ-МГП:

А, Б, В, Г – камеры; 1 – клапан-отсекатель; 2 – кран; 3 – терморегулятор дилатометрический; 4 – датчик тяги; 5 – датчик контроля факела; 6 – запальник; 7 – кнопка запуска; 8 – дроссель

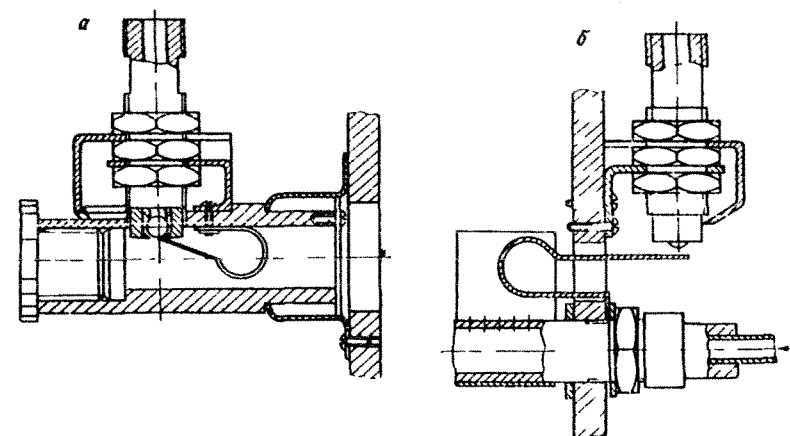


Рис. 172. Датчики тяги (а) и факела (б) автоматики безопасности типов АПОК, УАБ-МГП

Датчик факела представляет собой нормально открытое сопло с заслонкой в виде шарика, приводимого в действие биметаллической пластиной (рис. 172). При наличии факела биметаллическая пластина нагревается и, изгибаясь, обеспечивает открытие сопла. Датчик тяги – нормально закрытое сопло, открытие которого происходит при нагревании биметаллической пластины отработанными газами.

Дилатометрический терморегулятор (рис. 173) обеспечивает поддержание температуры воды в котле в соответствии с уставкой и состоит из клапана-отсекателя 4 с рычажным приводом и пружиной, латунного термобаллона 1 с инварным стержнем 2, расположенным внутри него, и ручного задатчика нагрева воды 3. Принцип работы терморегулятора основан на

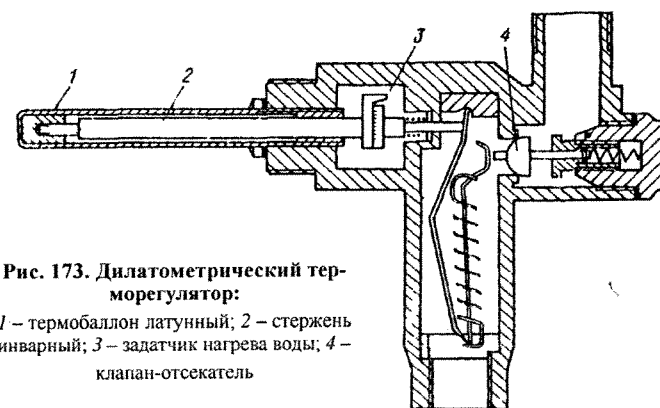


Рис. 173. Дилатометрический терморегулятор:

1 – термобаллон латунный; 2 – стержень инварный; 3 – задатчик нагрева воды; 4 – клапан-отсекатель

двухпозиционном регулировании подачи газа в котел. Клапан 4 открыт при температуре воды ниже уставки задатчиком 3 и закрыт при температуре воды выше уставки. Открытие и закрытие клапана 4 происходит за счет теплового изменения длины латунного термобаллона 1, обеспечивающего перемещение инварного стержня, не имеющего при данных температурах линейного расширения (удлинения). Свободный конец инварного стержня через систему рычагов обеспечивает открытие или закрытие клапана 4.

Включение котла в работу производится при закрытом кране 2 (см. рис. 171), проветренной топке и внесенном в топку котла факеле розжига нажатием на кнопку 7 клапана-отсекателя и удержании ее в течение 30–50 с. При этом камера А сообщается с камерой Б. По импульсным линиям газ поступает к запальнику 6 и одновременно в камеру Г через дроссель 8. Датчик контроля факела срабатывает, сопло закрывается и прекращается сброс газа из камеры Г, давление в ней повышается до значения входного. Вследствие разности эффективных площадей мембран Г и Б клапан будет удерживаться в открытом положении. Срабатывание любого датчика (открытие сопла) вызовет сброс газа из камеры Г, так как диаметр сопла значительно больше диаметра дросселя 8, и, как следствие, закрытие клапана-отсекателя.

Электрическая автоматика безопасности состоит из электромагнитного клапана-отсекателя, работающего на термо-ЭДС, вырабатываемой термопарой, и терморегулятора. Электромагнитный клапан-отсекатель состоит из двухстороннего клапана 3, электромагнита 2, кнопки запуска 1 (рис. 174).

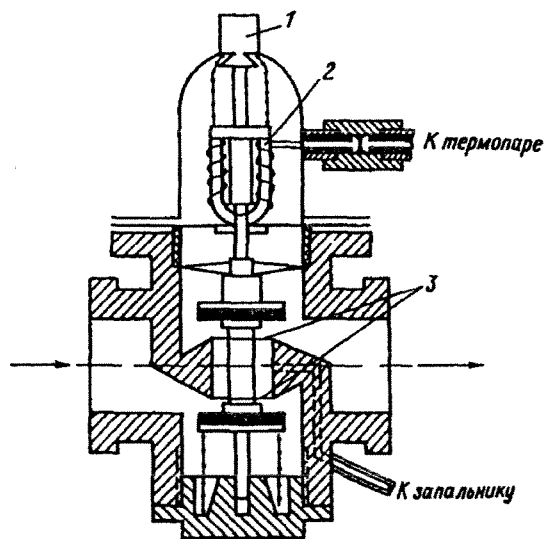


Рис. 174. Электромагнитный клапан:
1 — кнопка запуска; 2 — электромагнит; 3 — клапан двухсторонний

Датчик контроля факела представляет собой хромель-копелевую термопару, место спайки которой находится в зоне пламени запальника. При разогреве на концах термопары создается термо-ЭДС, обеспечивающая удержание электромагнитного клапана в рабочем состоянии.

Устройство терморегулятора электрической автоматики безопасности аналогично устройству терморегулятора пневматической автоматики безопасности.

Включение котла, оснащенного электрической автоматикой безопасности, в работу осуществляется в той же последовательности, что и котлов с пневматической автоматикой безопасности. Различие имеется лишь в принципе работы. При нажатии кнопки 1 (см. рис. 174) электромагнитного клапана-отсекателя верхний двухсторонний клапан закроется, нижний — откроется и газ через него поступит на запальник. Через 35–60 с термопара разогреется, и вырабатываемая ею термо-ЭДС обеспечит удержание клапана в открытом состоянии. После этого кнопка может быть отпущена. При отпускании кнопки верхний клапан под воздействием давления также откроется и обеспечит подачу газа на основную горелку. При погасании запальника термопара остынет, термо-ЭДС исчезнет и клапан-отсекатель под воздействием пружины закроется, прекратив подачу газа в котел.

Монтаж систем автоматики должен осуществляться в соответствии с требованиями заводских инструкций и обеспечивать удобство обслуживания.

Наладка систем автоматики безопасности должна производиться перед каждым отопительным сезоном, проверка работоспособности систем — в целом не реже 1 раза в месяц.

Подпитка системы осуществляется электронасосом или ручным насосом Р-0,8-30 из бака запаса холодной воды. Тепловая схема обеспечивает приготовление горячей воды температурой 70–90 °С. Система отопления — двухтрубная, с верхней разводкой. В качестве отопительных приборов применяют радиаторы МС-140.

Автоматический газовый водонагреватель АГВ-80 (рис. 175). Предназначен для местного водяного отопления жилых помещений площадью до 60 м² и для снабжения горячей водой квартиры в ДО (ванна, умывальник, кухня).

Водонагреватель АГВ-80 (рис. 175) состоит из следующих основных узлов: оцинкованного сварного бака, кожуха, топочного устройства (основание) с горелкой, газового крана, регулятора температуры, магнитного газового клапана, фильтра, запальника, термопары, предохранительного клапана, предохранителя от обратного потока (тягопрерывателя).

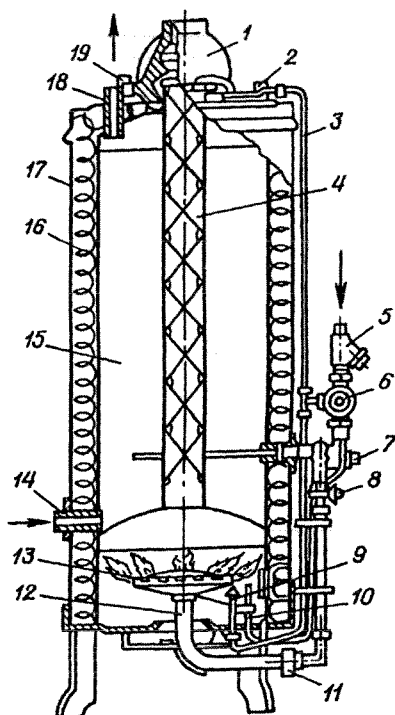


Рис. 175. Схема газового водонагревателя АГВ-80:

1 – тягопрерыватель; 2 – муфта термометра; 3 – автоматика безопасности; 4 – стабилизатор; 5 – фильтр; 6 – магнитный клапан; 7 – терморегулятор; 8 – газовый кран; 9 – запальник; 10 – термopapa; 11 – заслонка; 12 – диффузор; 13 – газовая горелка; 14 – штуцер для подачи холодной воды; 15 – бак; 16 – термоизоляция; 17 – кожух; 18 – штуцер для выхода горячей воды; 19 – клапан предохранительный

Техническая характеристика АГВ-80

Запас воды в баке, л	80
Номинальная тепловая нагрузка горелки, ккал/ч	6000
Расход газа горелкой (с теплотой сгорания 8000–9000 ккал/м ³ и плотностью 0,73 кг/м ³), м ³ /ч	0,7
Номинальное давление газа перед водонагревателем, мм вод. ст.	130
Максимальное давление воды в водопроводе, кгс/см ²	6
Интервал настройки по температуре нагрева воды в баке, °С	40 – 90
Время нагрева воды от 20 до 80 °С, мин	70
Допустимое минимальное разрежение в дымоходе, мм вод. ст.	0,1
КПД	0,8
Диаметры отверстия в форсунках, мм:	
горелки (природный газ)	2,4
запальника (природный газ)	0,5
Габаритные размеры, мм:	
диаметр	410
высота	1660
Масса, кг	85

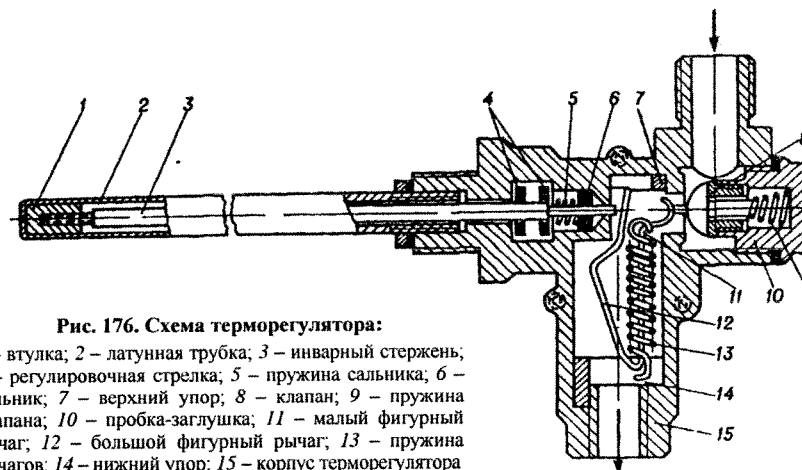


Рис. 176. Схема терморегулятора:

1 – втулка; 2 – латунная трубка; 3 – инварный стержень; 4 – регулировочная стрелка; 5 – пружина сальника; 6 – сальник; 7 – верхний упор; 8 – клапан; 9 – пружина клапана; 10 – пробка-заглушка; 11 – малый фигурный рычаг; 12 – большой фигурный рычаг; 13 – пружина рычагов; 14 – нижний упор; 15 – корпус терморегулятора

Терморегулятор (рис. 176). Это прибор двухпозиционного действия (позиции „открыт – закрыт”), предназначенный для автоматического регулирования температуры воды. Открытие и закрытие клапана терморегулятора при изменении температуры воды в баке осуществляется автоматически за счет удлинения или укорачивания латунной трубки терморегулятора, находящейся внутри бака (в воде) и обладающей большим линейным расширением при изменении температуры. Внутри трубки, во втулке, на резьбе закреплен стержень из инвара (сплав железа с никелем), обладающий очень малым линейным расширением, который свободным концом нажимает на систему рычагов с пружиной, связанных с клапаном терморегулятора.

Терморегулятор имеет специальную шкалу и ручку-указатель, перемещением которой можно настроить его на любую температуру в пределах от 40 до 90 °С путем изменения длины свободного конца стержня при ввертывании его во втулку латунной трубки. Если водонагреватель настроен на температуру нагрева воды 80 °С, ручка-указатель находится против надписи на шкале „Гор.” Чтобы понизить температуру настройки на 10 °С, необходимо ручку-указатель отвести в крайнее нижнее положение, против надписи „Хол.”, так как перемещение ручки-указателя вверх или вниз в пределах шкалы соответствует $t \approx 10$ °С. Для того чтобы настроить на температуру нагрева до 90 °С, необходимо отвернуть винт, соединяющий ручку-указатель со стержнем, и отвести ее в крайнее нижнее положение; затем вновь закрепить ручку-указатель винтом и отвести ее в крайнее верхнее положение. Настройка на температуру выше 90 °С не допускается.

Термopapa представляет собой копелевый стержень, заключенный в хромелевую трубку, который одним концом спаян с медной проволокой,

другим – с хромелевой трубкой. Проволока помещена в медную трубку, которая спаяна с хромелевой трубкой. При нагреве спая (хромель-копель) термопары пламенем запальника в ней возникает ЭДС, создающая в цепи (термопара–обмотка сердечника магнитного клапана) электрический ток, способный удержать якорь электромагнита в притяннутом положении.

Запальник предназначен для нагрева термопары и зажигания горелки. Пламя запальника не гаснет до выключения газа.

Магнитный газовый клапан (рис. 177) служит для подачи газа на запальник, к горелке при открытом клапане терморегулятора, а также для автоматического закрытия прохода газу на горелку и запальник при прекращении подачи газа из сети.

Принцип действия его основан на том, что обмотка сердечника, получая определенную ЭДС от нагретой термопары, намагничивает сердечник, который и притягивает якорь, связанный через шток с двухседельным клапаном, удерживает его в определенном положении и открывает проход газу из сети на запальник и горелку. В нерабочем положении клапан прижимается к нижнему седлу при помощи пружины и закрывает доступ газа к запальнику и горелке. Чтобы зажечь запальник, в течение 1 мин нажимают на кнопку пуска до отказа, давая возможность пламени запальника нагреть термопару для возникновения достаточной ЭДС в обмотке, которая позволяет удержать якорь на намагниченном сердечнике при помощи электромагнита. После того как кнопку отпускают, шток принимает промежуточное положение, открывая верхний и нижний клапаны, отчего газ пойдет на запальник и горелку.

В случае прекращения подачи газа пламя запальника и горелки гаснет, спай термопары остывает и якорь притягивается электромагнитом

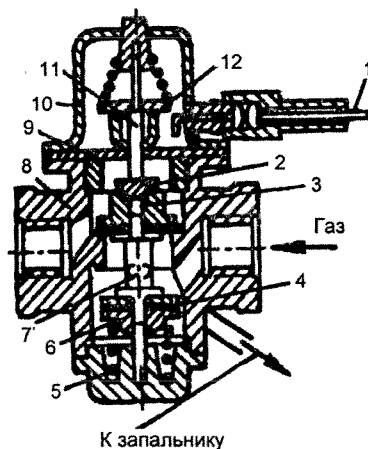


Рис. 177. Схема магнитного газового клапана:
1 – провода; 2, 4 – клапаны; 3, 6 – тарелки клапана;
5 – пружина; 7 – шток; 8 – корпус; 9 – мембрана; 10 – колпак; 11 – сердечник; 12 – якорь

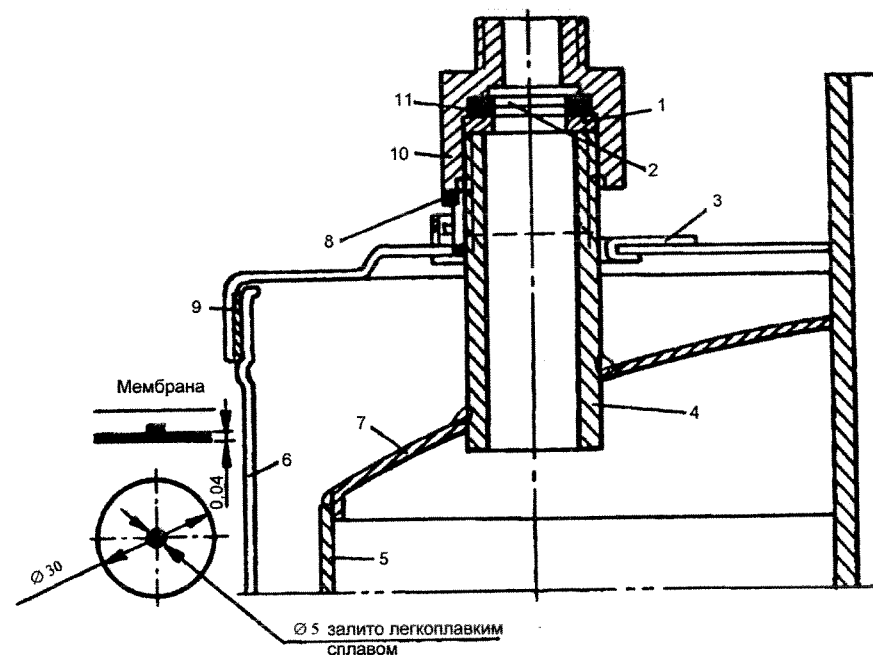


Рис. 178. Схема предохранительного клапана:

1 – промежуточное кольцо; 2 – мембрана; 3 – шайба; 4 – труба; 5 – бак; 6 – кожух; 7 – верхняя крышка; 8 – плomba; 9 – крышка кожуха; 10 – корпус; 11 – прокладка

не будет. Под действием нижней пружины клапан поднимется вверх, его нижняя тарелка прижмется к седлу и прекратит подачу газа на запальник.

Предохранительный клапан (рис. 178) состоит из чугунного корпуса, в котором между двумя прокладками находится мембрана. Она представляет собой специальную пластинку из медной фольги толщиной 0,04–0,05 мм, в середине которой на отверстие диаметром 5 мм наплавлен легкоплавкий сплав. При давлении в баке 6–8 кгс/см² или температуре воды 95–98 °С мембрана прорывается, вода проходит через сигнальную трубку, что и предохраняет бак от разрыва (возможного несчастного случая).

Вентиляция, газоснабжение, канализация

Вентиляция в ДО вытяжная, с естественным побуждением. Вытяжка из кухонь и санузлов – через вентиляционные решетки и каналы.

Газоснабжение осуществляется от ГРС газопроводом низкого давления, который прокладывают в зоне технического коридора. Потребите-

лями газа в ДО являются отопительные аппараты, оборудованные автоматами безопасности и регулирования. Давление газа у потребителей 200–250 мм вод. ст. На кухне установлены газовая 4-конфорочная плита и водогрейный аппарат для горячего водоснабжения.

Канализация. Хозяйственно-бытовые сточные воды отводят в наружную сеть бытовой канализации одним выпуском диаметром 100 мм из чугунных канализационных труб по ГОСТ 6942.3–80. Хозяйственно-бытовые стоки внутриплощадочной сетью канализации сбрасываются в общую поселковую (районную) сеть хозяйственно-бытовой канализации; при отсутствии последней стоки ДО собирают в водонепроницаемый выгреб вместимостью 25–50 м³.

Телефонизация и радификация. Телефонизируют ДО от существующей поселковой АТС кабелем типа ТПП 20×2×0,5 в соответствии с техническими условиями на подключение районного узла связи. Для ввода в ДО используют кабель КСПП 1×4×0,9.

В соответствии с техническими условиями радификация ДО осуществляется подвеской двух стальных проводов СТ-3 от ближайшей опоры до радиоантенны на крыше здания.

Электроснабжение. Дом оператора и хозяйственные постройки получают электрический ток напряжением 380/220 В от существующей трансформаторной подстанции с подвеской проводов на железобетонных опорах в соответствии выданными техническими условиями пригородных электрических сетей. Общая потребляемая мощность ДО и хозяйственных построек от 3 до 5 кВт. Категория нагрузки по надежности электроснабжения – III.

Общие указания при прокладке газопровода от ГРС до ДО. Газопровод от ГРС до ДО прокладывают в соответствии с требованиями нормативных документов.

1. Правила безопасности в газовом хозяйстве Госгортехнадзора России.
2. СНиП 2.04.08–87* СНиП 2.05.08–85 Газоснабжение.
3. СНиП 3.02.01–87 Земляные сооружения.
4. СНиП III–4–80 Правила производства и приемки работ, техника безопасности в строительстве.
5. СНиП 3.01.04–87 Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения.
6. СНиП 2.05.06–85 Магистральные трубопроводы.
7. СНиП 3.01.01–85 Организация строительного производства.
8. Правила пожарной безопасности при производстве сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства, утвержденные ГУПО МВД СССР.
9. ГОСТ 9.602–89 – защита от коррозии.
10. Монтаж, испытание, приемку газопроводов в эксплуатацию, а также проверку сварочных стыков физическими методами контроля производить в соответствии с требованиями СНиП 3.05.02–88.

11. Соединения на газопроводе выполнять на сварке. Проверять качество всех сварных швов физическими методами контроля по ГОСТ 7512–82.

12. Патрубки к фланцу задвижки приваривать электродами УОНИ 13/55 в три слоя (1-й диаметром 3 мм, 2-й и 3-й слои – диаметром 4 мм), с обязательной подваркой корня шва. После приварки провести испытание всего узла воздухом по нормам герметичности по ГОСТ 9544–75 (по 1-му классу герметичности).

13. Для защиты от коррозии надземный участок газопровода нужно изолировать антикоррозионным покрытием, состоящим из двух-трех слоев грунтовки ФЛ-ОЗК (ГОСТ 9109–81) и двух слоев лака ПФ-170 (ГОСТ 15907–70), в качестве растворителя применить сольвент каменноугольный (ГОСТ 1928–79).

14. Для защиты от коррозии подземный газопровод нужно изолировать битумно-полимерной мастикой.

15. Все выходы из земли (стояки) должны быть заключены в футляры из стальных труб диаметром на 100–150 мм больше диаметра газопровода. Концы футляров заделывают просмоленной пенькой и заливают битумно-резиновой мастикой.

16. Грунт разрабатывают механизированно и вручную. Вручную разрабатывают места пересечения траншей с существующими подземными сооружениями и воздушными линиями электропередач (ЛЭП), а также подчистку дна траншей после экскаватора.

2.20. РЕКУЛЬТИВАЦИЯ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ

Все земли сельскохозяйственного назначения, отводимые во временное пользование под строительство инженерных сетей от ГРС до ДО, подлежат рекультивации. Работы по снятию, хранению и восстановлению плодородного слоя почвы выполняет генподрядная строительная организация.

Приведение земель в состояние, пригодное для дальнейшего использования их по назначению (внесение удобрений, вспашка, боронование и др.), выполняют силами землепользователей за счет средств, предусмотренных сводной сметой на строительство инженерных коммуникаций.

Согласно требованиям нормативных материалов („О рекультивации земель, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы при разработке месторождений полезных ископаемых и торфа, проведении геологоразведочных, строительных и других работ“) рекультивацию земель, снятие плодородного слоя, перемещение его во временный отвал и возвращение плодородной почвы на рекультивируемую полосу следует производить в теплое время года (май – октябрь).

Конкретные сроки выполнения работ по рекультивации земель устанавливают заказчик совместно с землепользователями, увязывая их с ка-

лендарным графиком строительства. По согласованию с землепользователями и организациями, осуществляющими государственный контроль за использованием земель, допускается снимать плодородный слой в зимних условиях. Мерзлый плодородный грунт при этом следует разрабатывать бульдозером, предварительно применив рыхлители. Такое согласование проводят при оформлении отвода земель для строительства.

Работы по горнотехническому этапу рекультивации (снятие, хранение и возвращение плодородной почвы) выполняются силами и техническими средствами генподрядной организации и состоят из следующих операций:

1) снятие плодородного слоя бульдозером с полосы рекультивации, равной длине ножа-отвала бульдозера (3,2 м), и перемещение его во временный отвал в пределах зоны временного отвода земель, где он хранится до окончания основных строительных работ. Плодородный слой снимают на всю толщину продольными проходами бульдозера, не допуская смешивания плодородного слоя с минеральным грунтом;

2) планировка полосы рекультивации над поверхностью ненарушенных земель после прокладки газопровода и других инженерных коммуникаций, а также последующей засыпки траншей;

3) уборка строительного мусора, загрязненного плодородного грунта с заменой его качественным и планировка строительной полосы с засыпкой ям и рытвин, образовавшихся в период строительства;

4) проверка инспектором по использованию и охране земель состояния грунта в полосе рекультивации, чтобы исключить засыпку загрязненного минерального грунта слоем качественной почвы;

5) перемещение бульдозером плодородной почвы из временного отвала на полосу рекультивации и равномерное ее распределение по полосе. Нанесение плодородного слоя почвы следует производить в теплое время года и при нормальной влажности грунта. При ливневых или затяжных дождях выполнять эту работу не рекомендуется;

6) окончательная планировка полосы рекультивации автогрейдером.

При снятии почвы, хранении ее во временном отвале, а также возврате на полосу рекультивации недопустимы смешивание ее с подстилающими грунтами, загрязнение, размыв и выдувание.

Передача восстановленных земель генподрядчиком оформляется актом в установленном порядке, с участием представителей землепользователей и органов, осуществляющих государственный контроль за использованием земель.

Биологический этап рекультивации, выполняемый силами землепользователей, предусматривает проведение полного комплекса необходимых агротехнических мероприятий в пределах всей полосы временного отвода земель под строительство газопровода и других инженерных коммуникаций.

Снятие и восстановление плодородного слоя в строительной полосе в пределах лесных угодий не производится. В целях сохранения лесного ландшафта после завершения строительных работ с территории строительства вывозят пни и порубочные остатки с последующим захоронением их путем перекрытия грунтом не менее 1 м. Эти работы выполняются силами генподрядчика.

2.21. ОХРАНА ПРИРОДЫ И АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ

Источниками выбросов газа на ГРС являются:

1) продувочная свеча емкости сбора конденсата при стравливании газа в атмосферу во время ее наполнения, ремонта, внутреннего осмотра и гидравлических испытаний;

2) продувочная свеча одоризационной установки при стравливании газа в подземные емкости одоранта и заполнении расходной емкости.

Предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды и атмосферного воздуха от загрязнения:

1) запас этилмеркаптана, необходимый для одоризации газа, следует хранить в подземной емкости;

2) операции по сливу и наливу, транспортировке, хранению и применению одоранта должны выполняться закрытым способом;

3) в процессе заполнения подземной емкости одорантом смесь паров этилмеркаптана с природным газом перед сбросом ее в атмосферу должна быть подвергнута очистке от этилмеркаптана в установке нейтрализации паров одоранта;

4) сброс уловленного конденсата должен производиться автоматически в подземную емкость для сбора конденсата, откуда перекачивается топливозаправочной колонкой в передвижную емкость для дальнейшего его использования;

5) вокруг ГРС должна предусматриваться санитарно-защитная зона радиусом 500 м;

6) после выполнения строительного-монтажных работ, вертикальной планировки и уборки строительного мусора проводится озеленение площадки ГРС.

2.22. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННОЙ САНИТАРИИ И ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

ГРС является взрывоопасным сооружением. Поэтому при их проектировании и строительстве должны быть приняты необходимые конструктивные решения и предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, сохранность и безопасность строений и сооружений, находящихся в непосредственной близости от трассы газопрово-

дов и площадки ГРС, соблюдение правил техники безопасности, промышленной санитарии и пожарной безопасности при строительстве и эксплуатации всех объектов ГРС в соответствии со следующими нормативными документами:

- ОНТП-1-85 Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы;
- СНиП 2.04.08-87* Газоснабжение;
- СНиП 3.02.01-87 Земляные сооружения;
- СНиП III-4-80 Правила производства и приемки работ, техника безопасности в строительстве;
- СНиП 3.05.02-88 Газоснабжение;
- СНиП 3.01.04-87 Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения;
- СНиП 4-80 Техника безопасности в строительстве;
- СНиП 3.01.01-85 Организация строительного производства;
- СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы;
- СНиП 3.05.05-88 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы;
- ГОСТ 9.602-89 Защита от коррозии;
- ГОСТ 7512-82 Соединения газопроводов на сварке;
- ГОСТ 9544-75 Испытание газопроводов воздухом;
- ГОСТ 9109-81 Грунтовка ФЛ-ОЗК;
- ГОСТ 15907-70 Лак ПФ-170;
- ГОСТ 1928-79 Растворитель сольвент каменноугольный;
- Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных газопроводов, утвержденное Мингазпромом;
- Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов, утвержденные Мингазпромом;
- Правила охраны магистральных газопроводов, утвержденные Мингазпромом;
- Правила технической и безопасной эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов, утвержденные Мингазпромом;
- Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий;
- Правила пожарной безопасности при проведении сварочных и других работ на объектах народного хозяйства;
- Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов, изд. 1995 г.;
- Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов, утвержденные Мингазпромом;
- Противопожарные нормы проектирования предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности;
- Правила пожарной безопасности в газовой промышленности, утвержденные Мингазпромом;

– Правила безопасности в газовом хозяйстве Госгортехнадзора Российской Федерации;

– Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ „О промышленной безопасности опасных производственных объектов”;

– Правила измерения расхода газа и жидкостей стандартными сужающими устройствами. ГОСТ 8.563.1-97; ГОСТ 8.563.2-97; ГОСТ 8.563.3-97;

– Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;

– Правила устройства электроустановок (ПУЭ);

– ГОСТ 12.0.004-90 Организация обучения безопасности труда;

– Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, утвержденные Госгортехнадзором РФ;

– Правила устройства и безопасности эксплуатации паровых и водогрейных котлов, утвержденные Госгортехнадзором РФ;

– Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды, утвержденные Госгортехнадзором РФ;

– Правила технической эксплуатации и требования безопасности труда в газовом хозяйстве Российской Федерации, утвержденные Госгортехнадзором РФ;

– Правила техники безопасности при работах на воздушных линиях связи и радиофикации;

– Правила техники безопасности при работах на кабельных линиях связи и кабельных линиях радиофикации;

– Технические требования к системам регулирования, защиты, контроля и сигнализации автоматизированных ГРС с безвахтенным обслуживанием, утвержденные Мингазпромом;

– Классификация производственных и вспомогательных помещений и наружных установок объектов газовой промышленности по взрыво- и пожароопасности, утвержденные Мингазпромом;

– Инструкция по определению категорийности, контролю качества сварных соединений, очистке полости и испытанию газопроводов;

– Инструкция по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности;

– Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах Министерства газовой промышленности.

Присоединять газопровод-отвод к действующему газопроводу следует в соответствии с „Типовой инструкцией на производство огневых работ на действующих магистральных газопроводах, газосборных сетях газовых промыслов и станций ПХГ, транспортирующих природный и попутный газы”, утвержденной Мингазпромом.

Основным продуктом на ГРС является природный газ, имеющий следующие свойства: температуру самовоспламенения 537 °С, пределы взрываемости: нижний – 4,86 %, верхний – 15,2 %.

Газовоздушная смесь с пределом взрываемости выше 16 % огнеопасна. Скапливаясь в закрытых помещениях и колодцах, газ вытесняет воздух и вызывает удушье. Пары одоранта взрывоопасны и вредны для организма человека. Слив одоранта в подземную и расходные емкости из бочек должен производиться только закрытым способом специально обученным персоналом численностью не менее трех человек.

Запрещается для перелива одоранта пользоваться открытыми воронками.

Электроснабжение ГРС относится к III категории электроснабжения и эксплуатируется в соответствии с „Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей“, „Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей“.

Предусматривается защита здания ГРС от прямых ударов молний молниеотводами в соответствии с „Указаниями по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений“. Наружные установки (пылеуловители, свечи, емкости конденсатосборников, одоризационные установки) защищают от вторичных проявлений молний и разрядов статического электричества путем заземления на контур по I категории.

Защита от электрической индукции и статического электричества выполняется присоединением всего оборудования к заземлению от прямых ударов молнии, которое используется также в качестве повторного заземления зануленных частей электрооборудования.

Защита от заноса высоких потенциалов в подземные коммуникации, в здания и сооружения ГРС обеспечивается заземлением всех трубопроводов и брони кабелей на вводах в защищаемые объекты. Сопротивление заземляющего устройства площадки ГРС 10 Ом. Заземление нетоковедущих частей осветительного оборудования производится нулевым проводом осветительной сети.

Персонал, обслуживающий электроустановки, должен быть ознакомлен с правилами технической эксплуатации электроустановок (ПТЭЭ) и правилами техники безопасности при обслуживании этих установок. Допуск к работе – только после проверки знаний специальной комиссией.

Перечень необходимых средств пожаротушения на ГРС: пенный огнетушитель (1 шт.); углекислотный огнетушитель ОУ-1 (1 шт.); ящик с песком вместимостью 0,5 м³ (1 шт.); лопата совковая (1 шт.) и кошма (1 шт.) размером 2×2.

В процессе эксплуатации всех объектов ГРС должны также соблюдаться все требования отраслевых правил техники безопасности, охраны труда и промсанитарии.

Арматура, газовые коммуникации от входного крана ГРС до выходного крана измерительных ниток включительно должны быть гидравлически или пневматически испытаны на прочность давлением 69 кгс/см² при положительных температурах.

Подземные трубопроводы, кроме участка от ПГА-10 до блока редуцирования, а также подземная часть кранов на высоту 15 см над поверхностью земли и все подземные резервуары следует защитить битумно-резиновой изоляцией усиленного типа в соответствии с ГОСТ 9.602–89.

Газопровод между ПГА-10 и блоком редуцирования должен быть теплоизолирован минеральной ватой (надземный участок) и битумоперлитом (подземный участок). Надземные трубопроводы, металлические конструкции и технологические аппараты необходимо защитить лакокрасочными покрытиями за 2 раза. Все наземные трубопроводы на линиях редуцирования покрывают звукопоглощающей изоляцией. Газопроводы при пересечении стен здания следует заключать в футляр. Участки газопроводов в футлярах не должны иметь стыковых соединений. Пространство между газопроводом и футляром необходимо заделывать просмоленной прядью и битумом или жирным цементным раствором.

Продувочные свечи должны иметь минимальное число поворотов и выводиться на высоту не менее 2 м выше карниза крыши здания редуцирования.

Узлы местного управления ЭПУУ-3 кранами, расположенными в пункте редуцирования, установить по месту, предварительно согласованному с заказчиком. Причем при выборе места установки узлов управления ЭПУУ-3 необходимо учитывать хорошую освещенность их при эксплуатации и полную обзорность управляемого крана с поста управления.

Организованный сброс отработанного газа из узлов управления в помещении регуляторов выполняется индивидуальными линиями (трубой 22×3 ГОСТ 8734–75) и выводится на высоту не менее 2 м выше карниза крыши здания редуцирования.

Узлы местного управления ЭПУУ-2 кранами с пневмоприводами, расположенными на территории площадки ГРС, устанавливаются на раме по месту, рядом с каждым краном в соответствии с техническими условиями.

Продувку вымораживателя следует производить при закрытом кране на входе газа.

3. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ГРС (АГРС)

Описываемые станции предназначены для снижения высокого давления (55 кгс/см^2) природного, попутного нефтяного, искусственного газов, не содержащих агрессивных примесей, до заданного низкого ($3\text{--}12 \text{ кгс/см}^2$), поддержания его с заданной точностью $\pm 10 \%$, а также для подготовки газа перед подачей потребителю в соответствии с требованиями ГОСТ 5542–87.

Все АГРС во время компоновки их на монтажной площадке модернизируются по индивидуальному проекту с дополнительной установкой технологического оборудования (молниеприемник, ограда, охранная сигнализация, прожекторы, продувочная свеча, контролируемый пункт телемеханики, противопожарный инвентарь и т. п. в комплект поставки не входят и должны быть предусмотрены в проекте привязки).

В настоящее время находятся в эксплуатации следующие типы автоматических ГРС: АГРС-1/3, АГРС-1, АГРС-3, АГРС-10, „Энергия-1”, „Энергия-1М”, „Энергия-2”, „Энергия-3”, „Ташкент-1” и „Ташкент-2”, „Исток” БК-ГРС.

При описании технологической части ГРС были названы их основные узлы. Все перечисленные АГРС имеют, как правило, те же узлы: очистки, подогрева, редуцирования, учета и одоризации газа, переключения и сигнализации (блок КИП и А). Оборудование блоков монтируется на жестких рамах сварной конструкции, ограждено от воздействия атмосферных осадков и от посторонних лиц металлическими шкафами. Блоки связаны между собой трубопроводами и кабелями, оснащены вспомогательным оборудованием, образуя законченный комплекс станций.

Станции типа АГРС обеспечивают:

- 1) очистку газа от механических примесей;
- 2) подогрев газа перед редуцированием;
- 3) редуцирование газа до рабочего давления;
- 4) измерение расхода газа;
- 5) одоризацию газа перед подачей его потребителю;
- 6) выдачу аварийных сигналов при нарушении режима работы станции.

Все АГРС предназначены для эксплуатации на открытом воздухе в районах с сейсмичностью до 7 баллов по шкале Рихтера, с умеренным

климатом, при температуре окружающего воздуха от -40 до 50°C с относительной влажностью 95% при 35°C .

В процессе эксплуатации АГРС выявляются существенные конструктивные недостатки, сводящиеся в основном к следующему:

1) выход из строя регуляторов давления газа вследствие выпадения конденсата в процессе редуцирования газа в виде хлопьев льда и прихватывания клапана регулятора;

2) выход из строя в зимнее время приборов КИП из-за низких температур в блоках КИП и А и сигнализации, обогреваемых осветительными лампами.

3.1. АГРС-1/3

АГРС-1/3 предназначена для снабжения газом малых населенных пунктов и промышленных объектов с малым газопотреблением от магистральных газопроводов.

Техническая характеристика АГРС-1/3

Максимальная пропускная способность, $\text{м}^3/\text{ч}$:	
$p_{\text{вх}} = 12$ и $p_{\text{вых}} = 3 \text{ кгс/см}^2$	1100
$p_{\text{вх}} = 55$ и $p_{\text{вых}} = 12 \text{ кгс/см}^2$	4780
Температура, $^\circ\text{C}$:	
газа на входе на АГРС	От -10 до 20
окружающего воздуха	От -40 до 50
Перепад температуры газа на входе в подогреватель и на выходе из него при максимальном расходе, $^\circ\text{C}$	5
Расход топливного газа на подогреватель, $\text{м}^3/\text{ч}$	3
Погрешность поддержания давления газа на выходе из регулятора, %:	
до 6 кгс/см^2	± 10
свыше 6 кгс/см^2	± 5
Число выходов на потребителя	1
Аварийная сигнализация	Дистанционная передача нерасшифрованного сигнала
Одоризация	Капельная
Счетчик измерения расхода газа	Ротационный

АГРС-1/3 (рис. 179, табл. 85) состоит из трех основных блоков: переключения, подогревателя газа, редуцирования. АГРС-1/3 работает по следующей схеме. Газ высокого давления $p_{\text{вх}} = 12\text{--}55 \text{ кгс/см}^2$ поступает в блок переключения, который смонтирован на сварной раме. Две двустворчатые двери металлического шкафа обеспечивают свободный доступ ко всем узлам и органам управления блока, на торце которого справа установлен одоризатор. В шкафу находятся входной и выходной газопроводы со смонтированными на них запорными кранами с ручным управлением типа 11с206к, байпасной линией с вентилями, предохранительным

Габаритные размеры (мм) и масса блоков АГРС-1/3

Блок	Ширина	Длина	Высота	Масса, кг
Переключения	1150	1930	2100	1060
Подогрева	930	1090	2600	700
Редуцирования	1650	2630	2100	1800
Сигнализации	900	500	1700	180

клапаном, фильтром, показывающими манометрами. Переключающее устройство служит для переключения на время ремонтных работ подачи газа потребителю с автоматического регулирования на ручное.

Для устранения возможного проникновения блуждающих токов на оборудование АГРС по подводящим газопроводам и другим инженерным коммуникациям на газопроводах ввода и вывода устанавливают изолирующие фланцевые соединения, для изоляции которых устанавливают пропитанные бакелитовым лаком марки ЛБС-1 прокладки из паронита толщиной 4 мм. Стягивающие шпильки заключены в разрезные втулки из фторопласта Ф-4, между шайбами которых также предусмотрены изолирующие прокладки из паронита с пропиткой бакелитовым лаком ЛБС-1.

Газ в блоке переключения, проходя через фильтрующий слой из латунной сетки или из стекловолокна, установленного в блоке фильтра (рис. 180), очищается от механических примесей.

Из блока переключения газ поступает в подогреватель или, минуя его, в блок редуцирования.

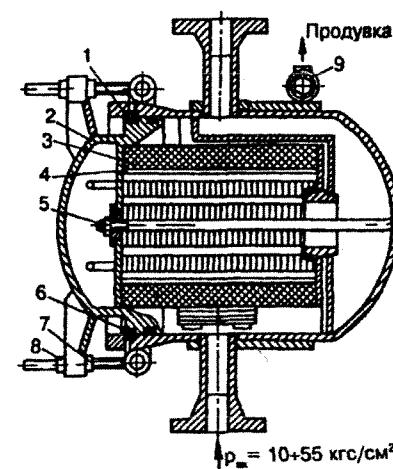


Рис. 180. Фильтр АГРС-1/3:

1 – корпус; 2 – крышка; 3 – кассета; 4 – фильтрующий слой; 5 – гайка для крепления кассеты; 6 – секторы; 7, 8 – гайки для крепления крышки; 9 – вентиль для продувки

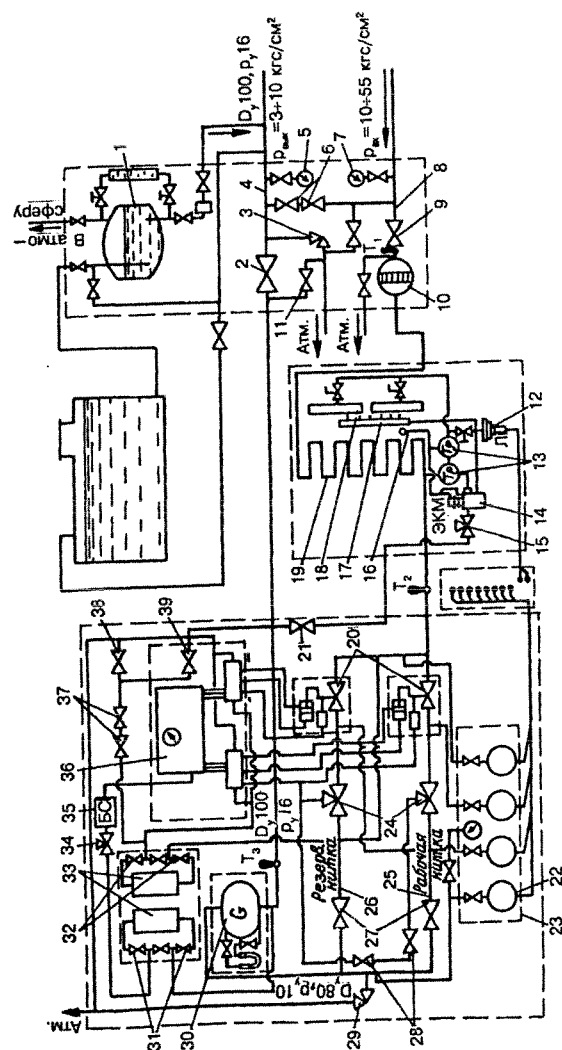


Рис. 179. Принципиальная схема АГРС-1/3:

1 – одоризатор; 2 – кран выходной нитки; 3 – предохранительный клапан; 4 – выходная нитка; 5 – манометр выходной нитки; 6 – вентиль байпасной линии; 7 – манометр входной нитки; 8 – входная нитка; 9 – кран входной нитки; 10 – фильтр; 11 – вентиль продувочный; 12 – датчик; 13 – терморегулятор; 14 – клапан электромагнитный; 15 – регулятор давления топливного газа; 16 – термопара; 17 – запальник; 18 – горелка; 19 – змеевик; 20 – регулятор; 21 – регулятор давления; 22 – электроконтактный манометр; 23 – вентиль питания подогревателя; 24 – вентиль импульсных линий; 25 – шит прибора; 26 – вентиль импульсных линий; 27 – краны на выходах ниток редуцирования; 28 – вентиль импульсных линий; 29 – шит прибора; 30 – сбросной клапан; 31 – счетчик газа; 32 – вентиль питания автоматики защиты; 33 – фильтр; 34 – редуктор; 35 – блок-стабилизатор; 36 – шит автоматики защиты; 37, 38 – вентили настройки автоматики защиты; 39 – вентиль импульсной линии автоматики защиты

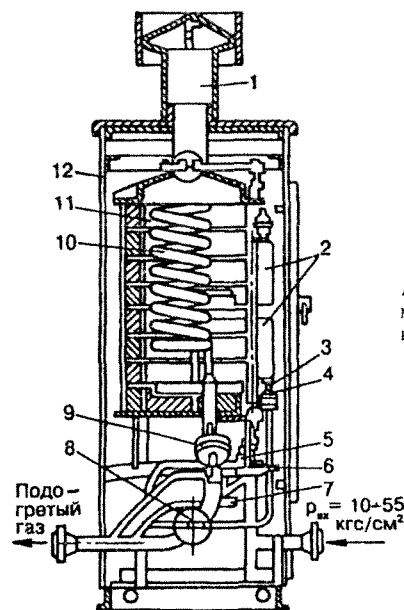


Рис. 181. Подогреватель АГРС-1/3:

1 — дефлектор; 2 — горелки; 3 — запальник; 4 — термомопа; 5 — регулятор давления; 6 — электромагнитный клапан; 7 — датчик; 8, 9 — терморегуляторы; 10 — смеситель; 11 — огневая камера; 12 — шкаф

Подогреватель газа (рис. 181) смонтирован на сварной раме. Все узлы его размещены в металлическом шкафу с двустворчатой дверью, обеспечивающей свободный доступ ко всем узлам и органам управления подогревателя. В верхней части шкафа находятся основные узлы подогревателя: огневая камера, горелки и смеситель. Стенки огневой камеры футерованы огнеупорным кирпичом. На огневой камере сверху установлена труба с дефлектором для отвода продуктов сгорания. Горелки инфракрасного излучения вмонтированы в торцевую стенку огневой камеры. Зажигание горелок осуществляется запальником. В зоне излучения горелок расположен смеситель, по которому проходит подогретый газ.

Для поддержания температуры газа в заданных пределах (от 5 до 60 °С) на выходе из подогревателя установлен терморегулятор (см. рис. 10). В случае погасания пламени запальника подогревателя газа на диспетчерский пункт линейно-производственного управления (ДПЛ ЛПУ) или в дом оператора (ДО) датчиком (см. рис. 11) подается сигнал „авария“. Кроме того, при погасании пламени запальника установленный в подогревателе электромагнитный клапан (см. рис. 12) перекрывает поступление топливного газа к горелке. Подробное описание принципа работы терморегулятора, датчика и электромагнитного клапана дано в подразделе „Блок подогрева газа“.

Регуляторы давления газа. Для снабжения топливным газом подогревателя применяют регуляторы типа РДГ-8, РД-32 и РД-50.

Поступающий в регулятор РДГ-8 (рис. 182) газ проходит штуцер 2 с накидной гайкой, имеющей уплотнительную прокладку 1 и фильтрующую сетку 3.

Степень открытия седла 16 определяется положением плунжера 17, который перемещается коленчатым рычагом 15, связанным со штоком 18 мембраны 13. Плунжер с мягкой уплотнительной прокладкой на торце может перемещаться вдоль оси седла клапана. Дросселированный газ поступает в подмембранное пространство, откуда подается потребителю через штуцер 10, а также воздействует снизу на мембрану 13, зажатую между корпусом 12 и крышкой 8. На мембрану опирается тарелка 14, отжимаемая вниз пружиной 9. Сжатие пружины регулируют гайкой 7 при снятом защитном колпаке 6.

Усилие на мембрану снизу, возникающее от выходного давления, уравновешивается силой сжатой пружины сверху. Поэтому изменение сжатия пружины при ввертывании или вывертывании гайки 7 определяет настройку регулятора на заданное выходное давление.

Очищенный от механических примесей и подогретый газ направляется в блок редуцирования. Все узлы этого блока размещены в металлическом шкафу с тремя двустворчатыми дверями, обеспечивающими свободный доступ ко всем узлам и органам управления.

В блоке редуцирования расположены две редуцирующие нитки (рабочая и резервная) с регуляторами давления типа РД-25-64, краны пробковые

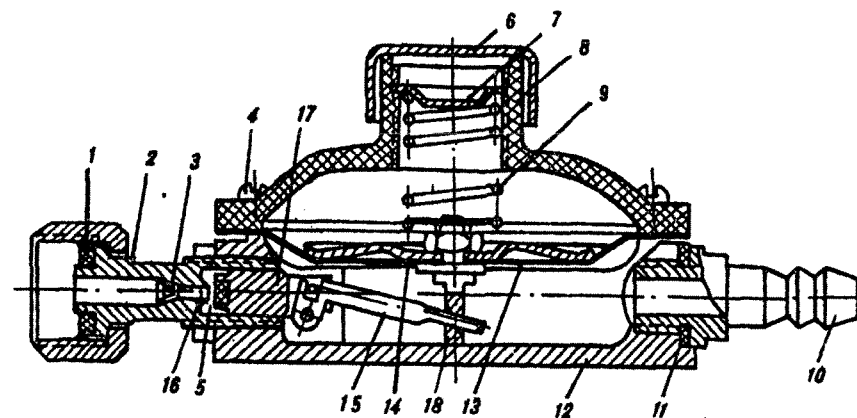


Рис. 182. Регулятор РДГ-8:

1, 11 — прокладки; 2 — входной штуцер; 3 — канал входного штуцера; 4 — винт; 5 — клапан; 6 — колпачок; 7 — регулировочная шайба; 8 — крышка; 9 — пружина; 10 — выходной штуцер; 12 — корпус; 13 — мембрана; 14 — тарелка; 15 — рычаг; 16 — седло клапана; 17 — плунжер; 18 — шток

с ручным и пневмоприводом, с мультипликатором и узлами управления к ним, со сбросным клапаном, со щитом с электроконтактными манометрами и щитом автоматики защиты, с фильтрами-осушителями для командного газа.

На щите автоматики смонтированы система „Защита-2” на пневмо-элементах и узлы управления кранами УПП-2, которые вместе с пневмо-приводными кранами редуцирующих ниток образуют систему защитной автоматики.

В качестве обогревателей в шкафах узла измерения расхода газа и электроконтактных манометров применяют светильники во взрывобезопасном исполнении.

Регулятор давления газа РД-25-64 (рис. 183). Газ входного давления дросселируется в регулирующем органе, степень открытия которого зависит от положения плунжера 7 относительно седла 6. По каналу 9 в теле плунжера газ заполняет регулировочную полость В. Плунжер снизу отжимается вверх к седлу пружиной 8. Через систему отверстий из входного патрубка порция газа перепускается в нагрузочную полость А. Из точки отбора импульса К, выходного давления газа по трубке 5 в подмембранную полость Б поступает импульс, создавая давление на резиновую мембрану 4 снизу вверх. Давление в полости А воздействует на мембрану сверху вниз.

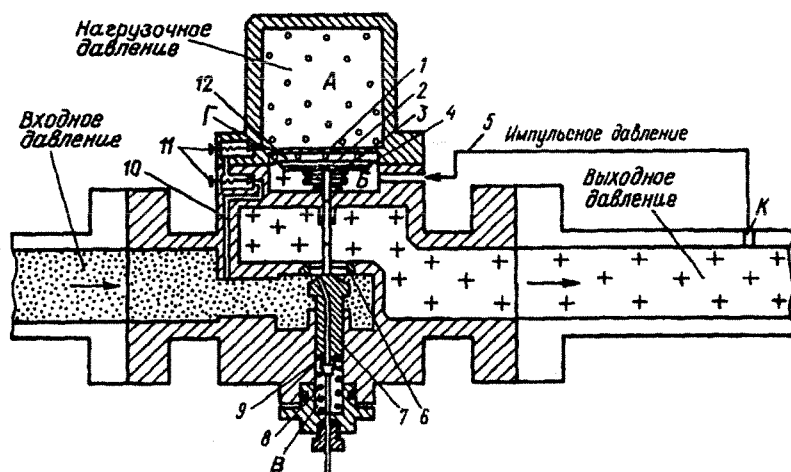


Рис. 183. Регулятор давления газа РД-25-64:

1 – дроссельное отверстие; 2 – опорный диск; 3, 8 – пружины; 4 – мембрана резиновая; 5 – трубка; 6 – седло клапана; 7 – плунжер; 9 – канал; 10 – штуцер; 11 – вентиль игольчатый; 12 – перегородка; А, Г – нагрузочные полости; Б – подмембранная полость; В – регулировочная полость; К – точка отбора импульса

При отсутствии расхода газа тарелка плунжера 7 под давлением пружины 8 перекрывает отверстие седла клапана; при увеличении расхода мембрана 4 под воздействием давления в полости *A* начинает опускаться вниз, перемещая плунжер через промежуточный шток. Проходной диаметр седла регулятора увеличивается до тех пор, пока давление в подмембранной полости *B* не восстановится. При уменьшении расхода газа подвижная система перемещается в обратную сторону.

Для того чтобы уменьшить резкие колебания выходного давления газа, нагрузочная камера разделена перегородкой 12 на две неравные по объему полости A и Γ , причем меньшая полость Γ примыкает к мембране. Перегородка 12 имеет дроссельное отверстие 1, через которое газ перетекает из полости A в полость Γ или обратно, что предохраняет плунжер от резких колебаний. Опорный диск 2 удерживается пружиной 3 в прижатом положении к мембране.

Определять пропускную способность регулятора РД-25-64 при заданных значениях давлений газа на входе и выходе регулятора можно по графику (рис. 184).

Затем газ поступает в узел учета (измерения расхода) газа. Принцип действия этого узла состоит в преобразовании пневматическим дифманометром типа ДМПК-100 перепада давления на сужающем устройстве в пневматический сигнал, который далее интегратором пневматическим компенсационным типа ПИК-1 преобразуется во вращение счетчика барабанного типа. Цифровой счетчик барабанного типа ПИК-1 регистрирует расход газа, проходящего через сужающее устройство.

В качестве обогревателей в шкафах узла измерения расхода газа и электроконтактных манометров применяют светильники во взрывобезопасном исполнении.

В блоке сигнализации УСГ-3М объединены сигналы, поступающие от датчиков при нарушении нормального режима работы станции. Каждая из четырех групп контролируемых параметров блока УСГ-3М принимает сигналы в следующих ситуациях:

- 1) при отклонении выходного давления газа за допустимые пределы;
- 2) при закрытии рабочей нитки или открытии резервной;
- 3) при понижении давления газа на входе ГРС до минимально допустимого;
- 4) при отклонении температуры подогреваемого газа за допустимые пределы.

Из блока редуцирования газ поступает в блок переключения, где одорируется.

Одоризатор (рис. 185) предназначен для одоризации газа, поступающего к потребителю. Одорант находится в расходной емкости, вмещающей двухнедельный его запас, который периодически пополняется из подземной емкости. Расходная емкость снабжена указателем уровня одоранта.

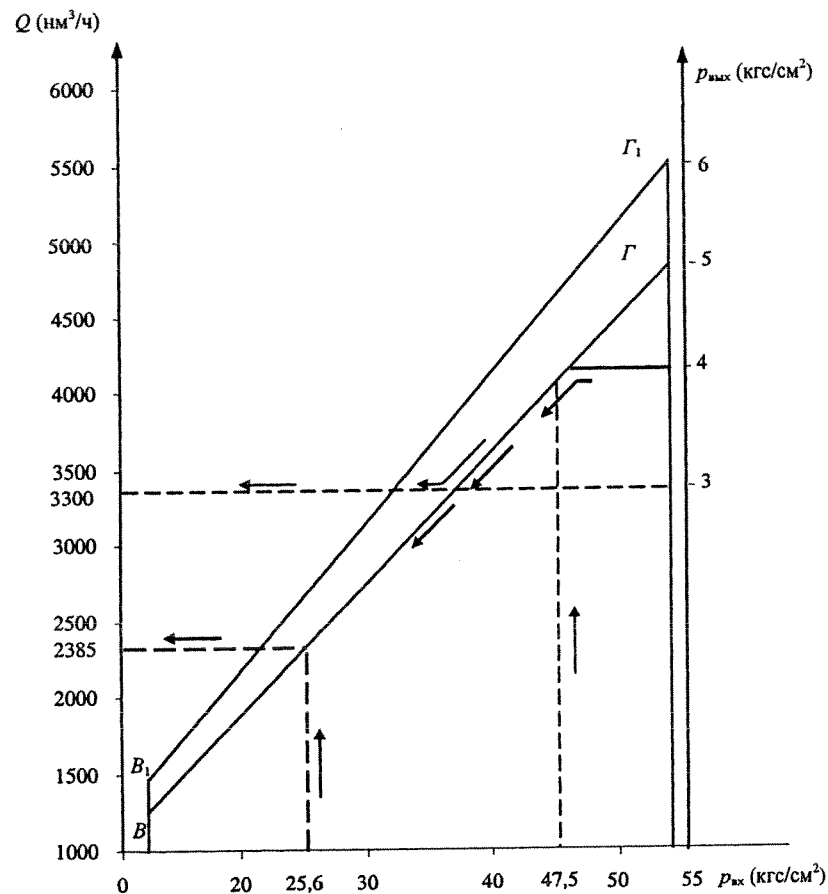


Рис. 184. График для определения пропускной способности АГРС-1/3 при значениях $p_{вх}$ и $p_{вых}$

Линия $B_1\Gamma_1$ — прямая, ограничивающая пропускную способность АГРС без подогревателя газа;
 Линия $B\Gamma$ — прямая, ограничивающая пропускную способность АГРС с подогревателем газа;
 Пример 1: $p_{вх} = 26,5 \text{ кгс/см}^2$; $p_{вых} = 4 \text{ кгс/см}^2$; $Q = 2385 \text{ м}^3/\text{ч}$
 Пример 2: $p_{вх} = 47,5 \text{ кгс/см}^2$; $p_{вых} = 3 \text{ кгс/см}^2$; $Q = 3300 \text{ м}^3/\text{ч}$

Одорант вводится в поток газа на выходе через регулировочный вентиль типа 15с27нж (рис. 186, табл. 86) и смотровое окно, которое позволяет определить необходимое количество одоранта. В качестве одоранта применяют этилмеркаптан, представляющий собой бесцветную прозрачную жидкость, которая имеет резкий неприятный запах.

Минимальное количество одоранта в газе должно быть таким, чтобы в помещении ощущалось присутствие газа при концентрации, равной 1/5

Рис. 185. Одоризатор:
 1 — расходная емкость; 2 — трубки заполнения емкости; 3 — указатель уровня; 4 — регулировочный вентиль типа 15с27нж; 5 — смотровое окно; 6 — запорный вентиль; 7 — уравнивающая линия

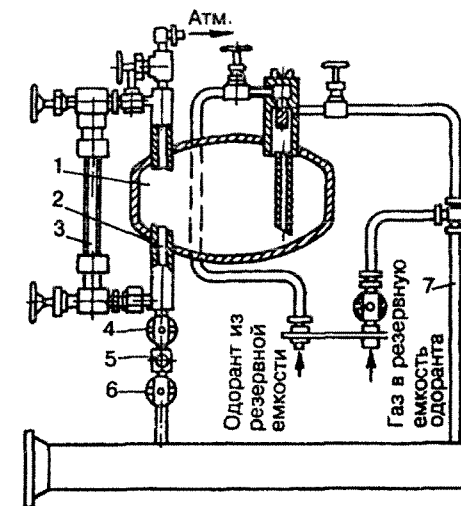


Рис. 186. Вентиль типа 15с27нж:
 1 — седло запорного узла; 2 — золотник; 3 — сальниковая набивка; 4 — грундбукса; 5 — шпindel; 6 — маховик

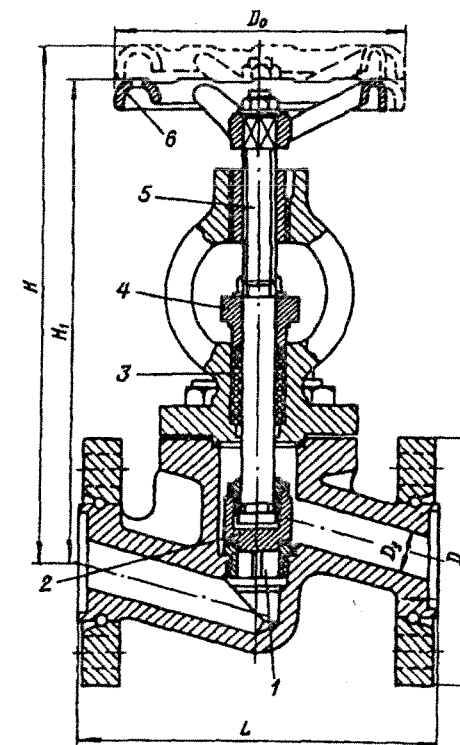


Таблица 86

Основные размеры, мм, и масса вентиля 15с27ниж

D_y	L	D_0	D	H_1	H	Масса, кг
15	175	120	105	214	225	7,4
20	190	140	125	232	246	10,0
25	200	160	135	272	292	13,4
32	210	200	150	315	335	18,2
40	225	240	165	377	377	22,3

нижнего предела взрываемости, что соответствует для природного газа 16 г одоранта на 1000 м³ газа. Это – среднегодовая норма. Зимой обычно она больше, чем летом. В начальный период эксплуатации вновь построенных газопроводов эта норма может увеличиться в 1,5–2 раза.

3.2. АГРС-1

Станция предназначена для снабжения газом малых населенных пунктов и отдельных промышленных объектов и поддержания давления с заданной точностью. АГРС-1 состоит из двух металлических шкафов:

- 1) шкафа с регулирующей и защитной арматурой;
- 2) шкафа подогрева газа.

В технологической схеме АГРС-1 учет количества газа, проходящего через станцию, не предусмотрен. При привязке АГРС-1 в проекте дополнительно предусмотрены: учет количества газа; выдача аварийных сигналов при нарушении режима работы станции; электрохимзащита, молниеприемник, ограда, охранная сигнализация, продувочная свеча, проекторы, противопожарный инвентарь.

Техническая характеристика АГРС-1

Пропускная способность, м ³ /ч, при $p_{вх} = 12 \text{ кгс/см}^2$ и $p_{вых} = 3 \text{ кгс/см}^2$	1000
Давление газа, кгс/см ² :	
на входе	12–55
на выходе	3–12
Погрешность регулирования выходного давления до 6 кгс/см ² , %	±10
Температура, °С:	
газа на входе	От –10 до 20
окружающего воздуха	От –40 до 50
нагрева газа в подогревателе при максимальном расходе	До 15
Расход топливного газа, м ³ /ч	3
Диаметр газопровода, мм:	
входного	100
выходного	150
Электропитание	Переменный ток 220/380 В с частотой 50 Гц
Число выходов на потребителя	1
Одоризация	Капельная

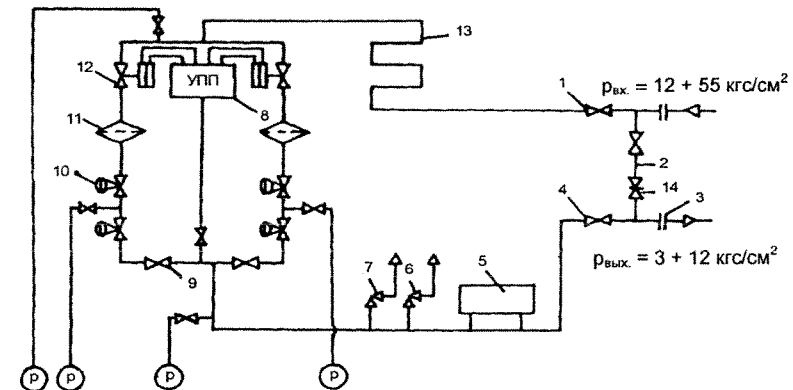


Рис. 187. Технологическая схема АГРС-1:

1 – кран входной ручной; 2 – обводная линия; 3 – изолирующий фланец; 4 – задвижка выходная; 5 – одоризатор; 6 – предохранительный клапан; 7 – сбросной клапан; 8 – узел управления кранами; 9 – кран ручной; 10 – регулятор давления газа; 11 – фильтр; 12 – кран с пневмоприводом; 13 – подогреватель газа; 14 – вентиль ручной

АГРС-1 работает по следующей схеме (рис. 187). Газ высокого давления через ручной входной кран поступает в подогреватель, в огневой камере которого смонтированы газовые горелки инфракрасного излучения. Змеевик, по которому проходит газ, нагревается инфракрасным излучением и газами, нагретыми за счет сгорания топливного газа в инфракрасных горелках. Полное описание подогревателя дано в подразделе об АГРС-1/3.

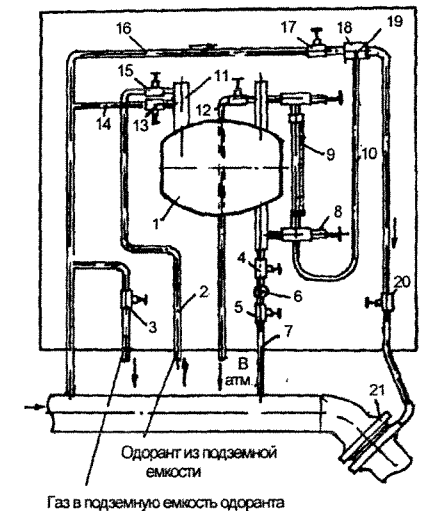


Рис. 188. Одоризатор газа (капельница):

1 – расходная емкость; 2, 7, 10, 14, 16 – трубки; 3–5, 8, 12, 13, 15, 17, 20 – вентили; 6 – смотровое стекло; 9 – указатель уровня; 11 – фильтр; 18 – камера; 19 – фитиль; 21 – диафрагма

Подогретый газ, пройдя через фильтры, очищается от механических примесей, после чего поступает в регулятор давления газа типа РД-25-64. Редуцированный газ низкого давления поступает в узел капельной одоризации (рис. 188), где в него вводят этилмеркаптан (из расчета 16 г на 1000 м³ газа). На входном и выходном газопроводах станции, как и в АГРС-1/3, устанавливают изолирующие фланцы для защиты станции от блуждающих токов.

3.3. АГРС-3

Станция предназначена для снабжения газом населенных пунктов и промышленных предприятий от магистральных газопроводов.

АГРС-3 состоит из пяти блоков: переключения; подогрева; редуцирования; одоризации и КИП и А.

Техническая характеристика АГРС-3

Пропускная способность, м ³ /ч:	
при $p_{вх} = 12 \text{ кгс/см}^2$ и $p_{вых} = 3 \text{ кгс/см}^2$	2750
при $p_{вх} = 55 \text{ кгс/см}^2$ и $p_{вых} = 12 \text{ кгс/см}^2$	11200
Давление газа, кгс/см ² :	
на входе	12–55
на выходе	3–12
Погрешность регулирования выходного давления до 6 кгс/см ² , %	±10
Температура, °С:	
газа на входе	От –10 до 20
окружающего воздуха	От –40 до 50
нагрева газа в подогревателе при максимальном расходе	До 15
Расход топливного газа, м ³ /ч	4,2
Диаметр газопровода, мм:	
входного	159
выходного	219
Электропитание	Переменный ток 220/380 В с частотой 50 Гц
Число выходов на потребителя	1
Одоризация	Капельная

АГРС-3 работает по следующей схеме (рис. 189). Газ высокого давления поступает в блок переключения (рис. 190), предназначенный для защиты газопроводной системы потребителей от возможного возникновения высокого давления газа, а в случае ремонтных и профилактических работ – для подачи газа потребителям по байпасной линии с применением ручного регулирования его давления. В качестве запорной и регулирующей арматуры применяется кран с рычажным приводом и задвижка D_{y50} . Блок переключения состоит из линий входящих и исходящих газопроводов, байпаса с двумя вентилями узла предохранительных сбросных клапанов типа ППК-4 или СППК-4Р с трехходовым краном, кранов с ручным приводом и манометров.

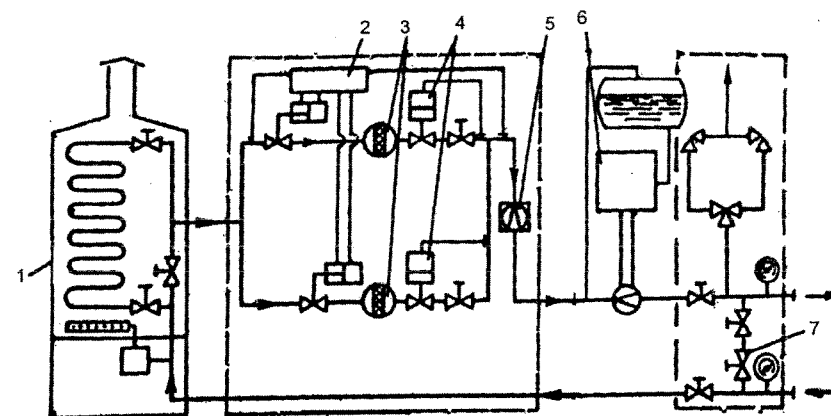


Рис. 189. Принципиальная схема АГРС-3:

1 – подогреватель газа ПГА-5; 2 – система защиты станции „Защита-2”; 3 – фильтры; 4 – регуляторы давления газа РД-40-64; 5 – расходомер; 6 – одоризатор УОГ-1; 7 – байпасная линия

На золотник клапана ППК-4 (см. рис. 83) действует с одной стороны усилие сжатой пружины. Когда на выходе из АГРС-3 давление газа превысит заданное, газ, преодолевая усилие сжатой пружины, приподнимает золотник и соединяет выходной газопровод с атмосферой. После снижения давления газа в выходном газопроводе золотник под действием пружины возвращается в исходное положение, перекрывая проход газа через сопло клапана, разобщая выходной газопровод с атмосферой.

Настройка пружины на срабатывание осуществляется регулировочной втулкой. Разделительная перегородка служит для ограждения от внешних воздействий, а рычажный механизм – для проведения контрольной продувки вручную.

Работа клапанов при разном давлении обеспечивается сменными пружинами. Клапан считается отрегулированным, если его открытие и закрытие происходят с резким хлопком, без пропуска газа через закрытый затвор.

Затем газ поступает в огневой подогреватель ПГА-5, смонтированный на жесткой сварной раме. На монтажной площадке подогреватель устанавливают на железобетонном фундаменте. Более подробно конструкция подогревателя ПГА-5 описана в подразделе 2.2.

Блок подогрева газа

Из блока подогрева газ поступает в блок редуцирования, также смонтированный на сварной раме. Все узлы блока размещены в металлическом шкафу с открывающимися дверцами. Блок редуцирования включает

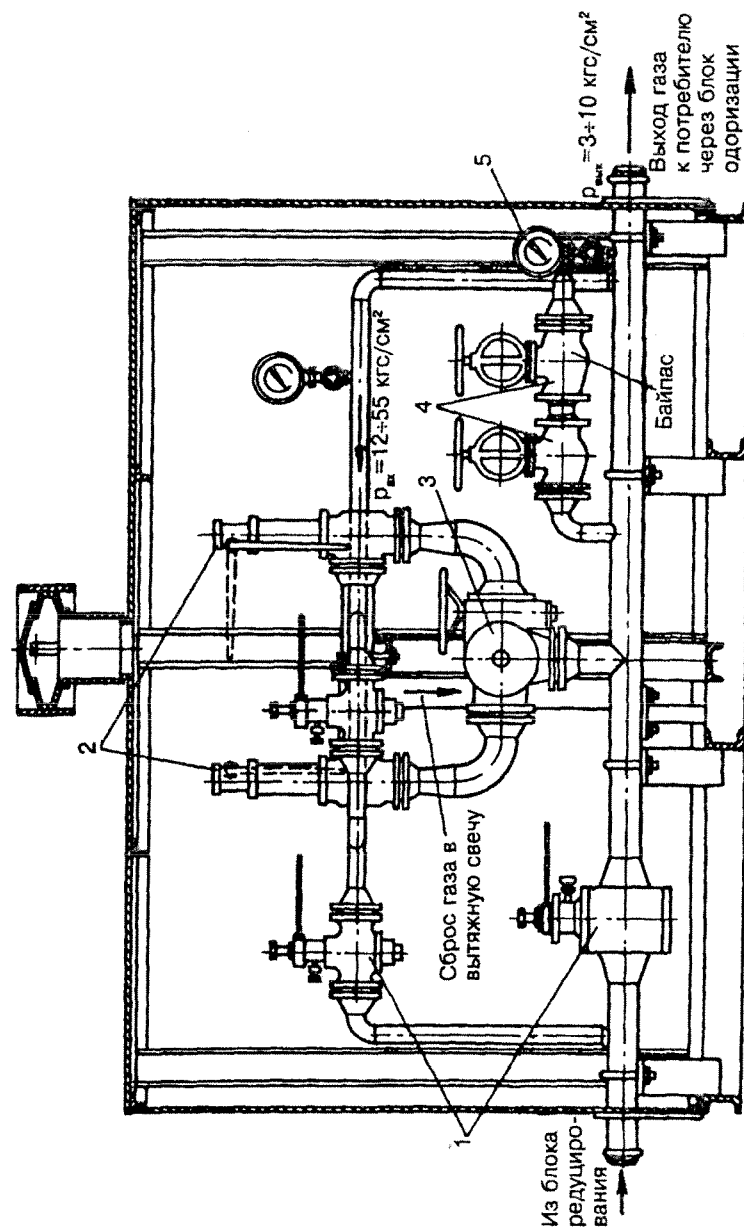


Рис. 190. Блок переключения АГРС-3:

1 - краны; 2 - предохранительные клапаны; 3 - трехходовой кран; 4 - вентили; 5 - манометр

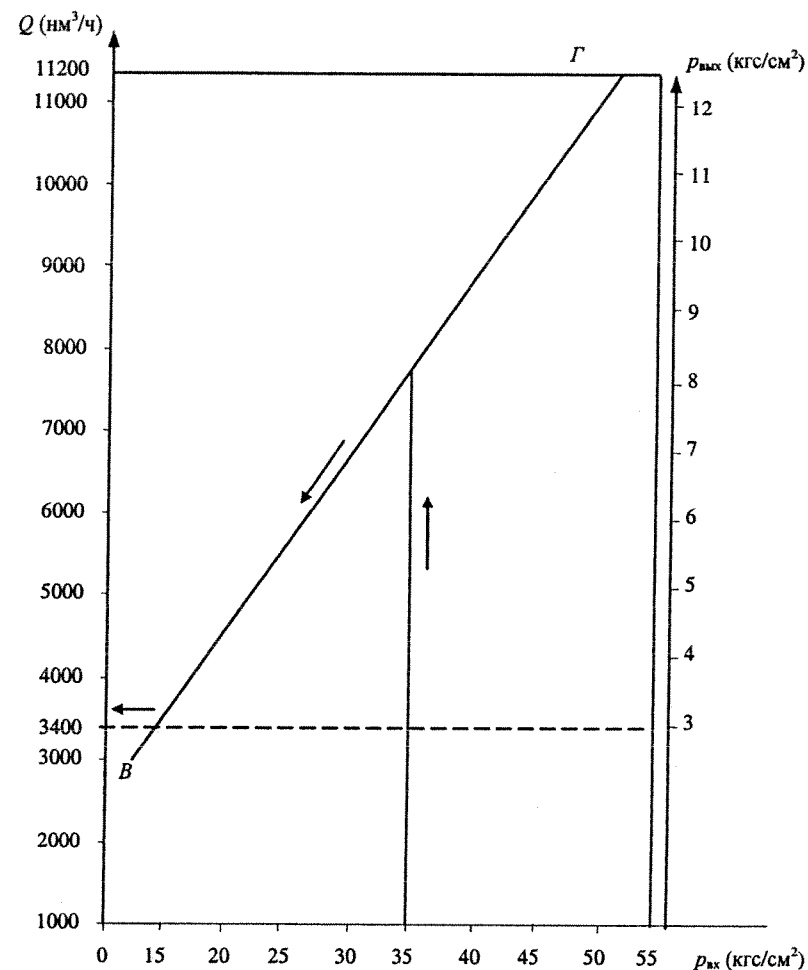


Рис. 191. График для определения максимальной пропускной способности АГРС-3 при заданных значениях $p_{вх}$ и $p_{вых}$.

Пример: $p_{вх} = 35 \text{ кгс/см}^2$; $p_{вых} = 3 \text{ кгс/см}^2$; $Q = 3400 \text{ нм}^3/\text{ч}$

два фильтра со стекловолокнистым наполнителем для очистки от механических примесей и частично от конденсата, две редуцирующие нитки (рабочую и резервную), узел измерения расхода газа с помощью диафрагмы, щит с электроконтактными манометрами, краны пробковые как с ручным, так и с пневматическим приводом, с узлами управления к ним, сбросной клапан, фильтры-осушители для командного газа.

На АГРС-3 установлены регуляторы давления газа типа РД-40-64. Описание и техническая характеристика данного регулятора приведены в разд. 2.2. Определять пропускную способность регулятора РД-40-64 при заданных значениях давлений газа на входе и выходе регулятора можно по графику рис. 191.

Газ поступает в узел учета газа, где расход газа измеряют камерными диафрагмами типа ДК-100 и регистрируют дифманометрами-расходомерами. Затем газ переходит в блок одоризации, где установлен одоризатор типа УОГ-1, подробное описание которого дано в разд. 2.2. Норма одоризации – 16 г этилмеркаптана на 1000 м³ газа.

Из блока одоризации газ проходит в блок переключения, который предназначен для отключения на время ремонта блока редуцирования и подогревателя. Газ в этом случае подается по байпасной линии 7.

АГРС-3 снабжена системой аварийной сигнализации типа УСГ-3М, осуществляющей контроль за режимом основных узлов АГРС и дистанционную передачу в ДО предупредительных сигналов при нарушении работы станции, обусловленном следующими причинами:

- 1) отклонением выходного давления газа за допустимые пределы;
- 2) закрытием рабочей нитки или открытием резервной;
- 3) понижением давления газа на входе до минимально допустимого значения;
- 4) отклонением температуры подогреваемого газа за допустимые пределы.

3.4. АГРС-10

Предназначена для снабжения газом населенных пунктов и промышленных предприятий от магистральных газопроводов.

Техническая характеристика АГРС-10

Пропускная способность, тыс. м ³ /ч:	
при $p_{\text{вх}} = 12 \text{ кгс/см}^2$ и $p_{\text{вых}} = 3 \text{ кгс/см}^2$	11
при $p_{\text{вх}} = 55 \text{ кгс/см}^2$ и $p_{\text{вых}} = 12 \text{ кгс/см}^2$	38
Давление газа, кгс/см ² :	
на входе	12–55
на выходе	3–12
Погрешность регулирования выходного давления до 6 кгс/см ² , %	±10
Температура, °С:	
газа на входе	От –10 до 20
окружающего воздуха	От –40 до 50
нагрева газа в подогревателе ПГА-10 при максимальном расходе	До 5
Расход топливного газа на подогрев, м ³ /ч	10
Диаметр газопровода, мм:	
входного	150
выходного	200
Электропитание	Переменный ток 220/380 В с частотой 50 Гц
Число выходов на потребителя	1

Аварийная сигнализация	Дистанционная передача нерасшифрованного аварийного сигнала
Одоризация	УОГ-1

АГРС-10 состоит из пяти основных функциональных блоков:

- 1) переключения; 2) подогрева газа; 3) редуцирования; 4) одоризации;
- 5) сигнализации (КИП и А).

АГРС-10 работает по следующей схеме (рис. 192). Газ высокого давления поступает в блок переключения, состоящий из газопроводов, байпасной линии с двумя вентилями, узла предохранительных клапанов с трехходовым краном, пробковых кранов с ручным приводом и манометров. При подаче газа потребителю через байпасную линию редуцирование газа осуществляется вручную, с помощью вентиля.

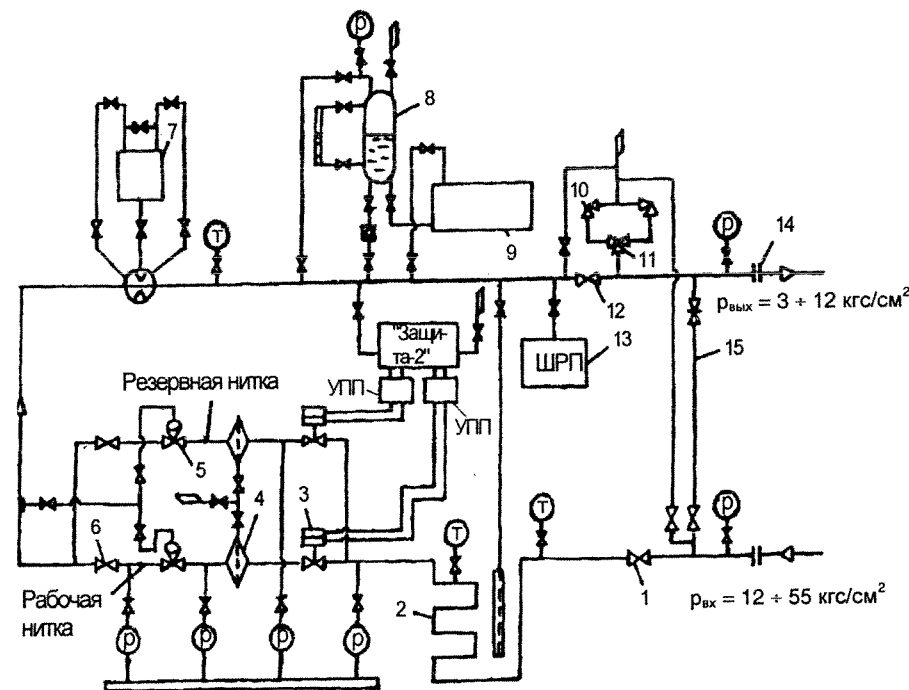


Рис. 192. Технологическая схема АГРС-10:

1 – кран входной ручной; 2 – подогреватель газа; 3 – кран с пневмоприводом; 4 – фильтр; 5 – регулятор давления газа; 6, 12 – краны с ручным приводом; 7 – блок учета газа; 8 – одоризатор газа; 9 – емкость для одоранта; 10 – предохранительный клапан; 11 – трехходовой кран; 13 – шкафовая газорегуляторная установка; 14 – изолирующий фланец; 15 – обводная линия

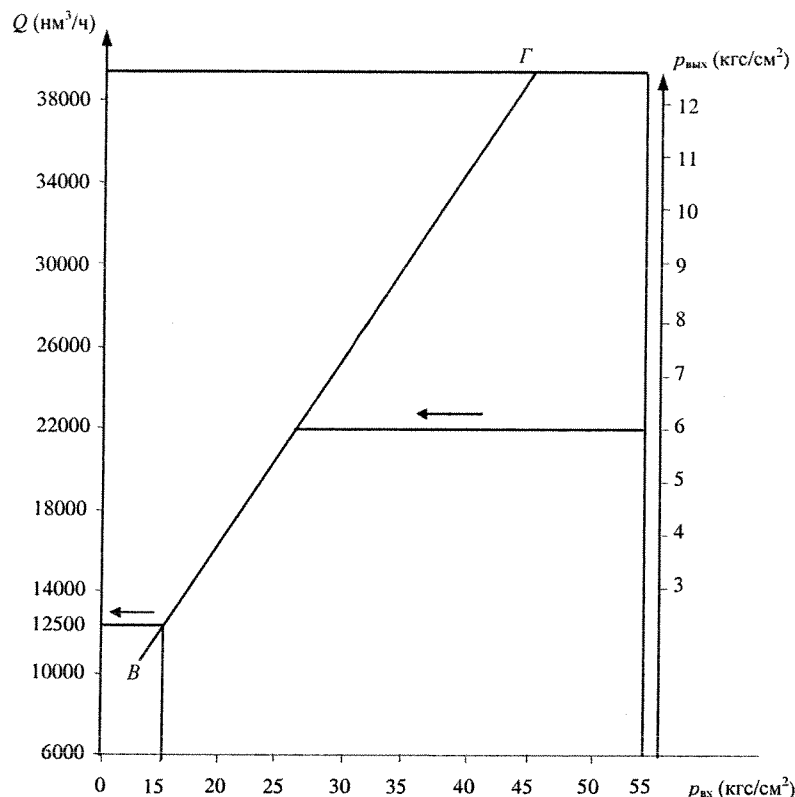


Рис. 193. График для определения максимальной пропускной способности АГРС-10 при заданных значениях $p_{вх}$ и $p_{вых}$

Пример: $p_{вх} = 15 \text{ кгс/см}^2$; $p_{вых} = 6 \text{ кгс/см}^2$; $Q = 12500 \text{ нм}^3/\text{ч}$

В качестве запорной и регулирующей арматуры на байпасной линии применяют кран с рычажным приводом и задвижку D_y80 .

Из блока переключения газ направляется в огневой подогреватель газа типа ПГ-10, который по конструкции идентичен ПГ-5.

Подогреватель ПГ-10 смонтирован на сварной раме, на монтажной площадке устанавливается на железобетонном фундаменте. Узлы блока подогревателя размещены в металлическом шкафу с двустворчатой дверью, обеспечивающей доступ ко всем узлам. Подробное описание подогревателя ПГ-10 приведено в разд. 2.2.

Подогретый газ поступает в узел очистки, где с помощью фильтров со стекловолнистым наполнителем и сеткой очищается от механических примесей, а затем направляется в блок редуцирования, смонтиро-

ванный на раме жесткой сварной конструкции. Все узлы блока редуцирования, как и блока подогрева, расположены в металлическом шкафу с тремя двустворчатыми дверями, которые обеспечивают свободный доступ ко всем узлам и органам управления.

В блоке редуцирования находятся две редуцирующие нитки (рабочая и резервная) с регуляторами давления типа РДУ-50, краны пробковые как с ручным, так и с пневматическим приводом, мультипликатор и узлы управления к ним, сбросной клапан, щит с электроконтактными манометрами, щит автоматики и защиты, фильтры-осушители для командного газа. Определять пропускную способность регулятора РДУ-50 при заданных значениях давлений газа на входе и выходе регулятора можно по графику рис. 193.

Из блока редуцирования газ поступает в узел учета газа камерными диафрагмами типа ДК-200, регистрируется расход газа дифманометрами-расходомерами. Затем газ попадает в блок одоризации, где установлен одоризатор типа УОГ-1 (см. подраздел 2.2). Норма одоризации – 16 г этилмеркаптана на 1000 м^3 газа.

АГРС-10 оборудована системой дистанционной аварийной сигнализации, предназначенной для контроля за работой основных узлов станции. Контроль за режимом работы блоков станции осуществляют датчики (электроконтактные манометры, манометрические термометры), которые кабельными линиями связаны с передающим блоком дистанционной аварийной сигнализации УСГ-3М, установленным в блоке КИП и А. Из этого блока нерасшифрованные аварийно-предупредительные сигналы передаются в ДО или на диспетчерский пульт ЛПУ при следующих нарушениях:

- 1) недопустимом увеличении или уменьшении давления газа на выходе из АГРС;
- 2) уменьшении давления газа на входе в блок редуцирования ниже 12 кгс/см^2 ;
- 3) недопустимом увеличении или понижении температуры подогреваемого газа;
- 4) погасании пламени запальника в подогревателе;
- 5) отключении внешнего электроснабжения.

3.5. АГРС „ЭНЕРГИЯ-1М”

Станция „Энергия-1М” – это модернизированная АГРС „Энергия-1”, предназначенная снабжать газом населенные пункты, промышленные объекты.

Обслуживание оборудования блоков, кроме блока КИП и А, осуществляется снаружи, без захода оператора внутрь шкафа, хотя размеры блока вполне позволяют оператору зайти внутрь.

Техническая характеристика АГРС „Энергия-1М”

Пропускная способность, тыс м³/ч:

номинальная 10

максимальная при $p_{вх} = 75$ кгс/см² и $p_{вых} = 12$ кгс/см² 40

Резерв по пропускной способности блока редуцирования, % 100

Давление газа, кгс/см²:

на входе 12–75

на выходе 3–12

Точность поддержания выходного давления, % ±5

Температура газа на входе, °С От –10 до 60

Одоризация Автоматическая, ОГП-02

Сброс паров одоранта при заправке рабочей и резервной Эжектором в выходной трубопровод

Измерение расхода газа Автоматическое

Электропитание Переменный ток 220/380 В с частотой 50 Гц

Аварийная сигнализация Дистанционная передача нерасшифрованного аварийного сигнала

Средний срок службы (с учетом замены комплектующих с меньшим сроком службы), лет Не менее 10

Примечания. 1. Состав газа на входе в АГРС по ОСТ 51.40–83. 2. Имеется аварийное электропитание 24 В от аккумуляторов с автоматической подзарядкой. 3. Предусмотрена возможность установки передающего комплекса для подключения к системе телемеханики.

Станция „Энергия-1М” (рис. 194, табл. 87) работает по следующей схеме: газ высокого давления поступает в подогреватель, где нагревается, что позволяет предотвратить выпадение гидратов. Затем подогретый газ попадает в фильтр для очистки от механических примесей. Фильтрующим элементом является металлическая сетка. В блоке очистки установлены два фильтра: один – рабочий, а второй – резервный.

После очистки газ поступает в блок редуцирования, состоящий из двух редуцирующих ниток: нижней (рабочей) и верхней (резервной). Редуцирующие нитки равноценны по пропускной способности. Редуцирование давления газа осуществляется в одну ступень. Резервные регуляторы в резервной, параллельной, нитке позволяют предотвратить падение выходного давления газа при аварийном закрытии одного из регуляторов рабочей нитки. Система работает по методу облегченного резерва. Рабочий регулятор имеет настройку на выходное давление, а расположенные последовательно регуляторы защитной и резервной нитки настраиваются на давление $1,05p_{вых}$. В период нормальной работы станции их регулирующие клапаны полностью открыты. Второй регулятор, установленный в резервной нитке, настраивается на давление $0,95 p_{вых}$, поэтому в период нормальной работы станции он закрыт. В случае аварийного открытия защитного регулятора с настройкой $1,05p_{вых}$ на выходе с АГРС поддерживается

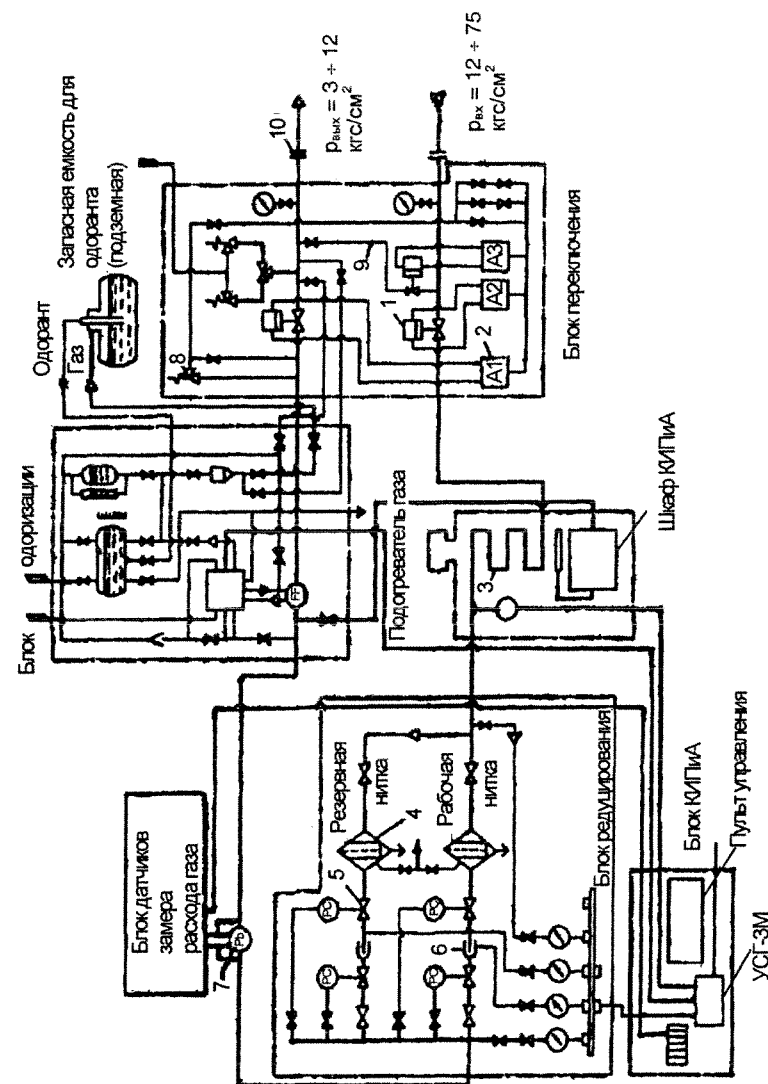


Рис. 194. Технологическая схема АГРС „Энергия-1М”:

1 – кран входной с пневмоприводом; 2 – блок управления краном электропневматический; 3 – подогреватель газа; 4 – фильтр; 5 – регулятор давления газа РДУ; 6 – компенсатор; 7 – диафрагма камерная ДКС-100-100-1; 8 – клапан сбросной; 9 – обводная линия; 10 – изолирующий фланец

Таблица 87

Габаритные размеры (мм) и масса блоков и оборудования АГРС „Энергия-1М”

Оборудование	Ширина	Длина	Высота	Масса, кг
Блок редуцирования	2200	5450	2700	3300
Блок переключения	2200	4800	2700	3500
Блок одоризации	1300	1800	2400	1000
Блок КИП и А	2250	4500	2700	3000
Емкость дренажная	1250	2600	1700	1300
Емкость для одоранта	720	6110	1960	1025
Подогреватель газа*	—	—	—	—

* Допускается поставка ПГА-200, ПТГ-15, ПТПГ-30.

давление газа на несколько более высоком уровне. В случае аварийного закрытия одного из регуляторов рабочей нитки выходное давление газа поддерживается на несколько более низком уровне резервной (параллельной) ниткой с настройкой регулятора $0,95p_{\text{вых}}$.

Контроль за давлением входным, выходным и между регуляторами осуществляется с помощью электроконтактных манометров ВЭ-166.

Газ низкого давления проходит в расходомерную нитку для измерения его, откуда поступает в блок одоризации, где перед подачей потребителю одорируется. Одоризация газа пропорционально его расходу обеспечивается автоматическим одоризатором ОГП-02 из расчета 16 г этилмеркаптана на 1000 м^3 газа. Установленная в блоке одоризации рабочая емкость обеспечивает запас одоранта не менее чем на 7 дней. На период ремонтных работ предусмотрена одоризация газа с помощью ручной капельницы. Расход одоранта при этом устанавливается по среднему расходу газа.

Одорируемый газ поступает в блок переключения, который состоит из входной и выходной ниток трубопроводов, предохранительных клапанов, кранов и байпасной линии. При работе станции по байпасной линии редуцирование давления осуществляется вручную, а одоризация — с помощью капельницы. Предохранительные клапаны позволяют уберечь систему потребителя от аварийного повышения давления газа.

Станция „Энергия-1М” оборудована системой дистанционной аварийной сигнализации, предназначенной как для контроля за работой основных узлов станции, так и для автоматической дистанционной передачи в пункт обслуживания (ДП, ПУ, ДО и т. д.) аварийного сигнала при следующих нарушениях:

а) недопустимом увеличении или уменьшении давления газа на выходе из станции;

б) уменьшении давления газа на входе в блок редуцирования ниже 12 кгс/см^2 ;

в) выходе из строя защитных регуляторов;
г) недопустимом увеличении или понижении температуры подогреваемого газа;

д) исчезновении (погасании) пламени запальника подогревателя;

е) нарушении работы одоризатора;

ж) повышении концентрации газа в блоках редуцирования и переключения.

Контроль за режимом работы основных узлов станции осуществляется с помощью датчиков (электроконтактных манометров, манометрического термометра, сигнализатора взрывоопасных концентраций), расположенных в блоках. Датчики кабельными линиями связаны с передающим блоком устройства дистанционной аварийной сигнализации УСГ-4-2, установленного в блоке КИП и А. Передающий блок служит для передачи нерасшифрованного сигнала об основных нарушениях в работе станции. В блоках переключения и редуцирования установлены датчики взрывобезопасных конструкций, которые срабатывают при возрастании загазованности в блоках до взрывоопасных концентраций.

Питание электрической схемы станции осуществляется от внешнего источника трехфазного переменного тока напряжением 220/380 В. Напряжение подводится к автоматическому выключателю пульта управления через входную клемму и распределяется по цепям освещения, электрообогрева и питания приборов КИП и А.

Блоки переключения и редуцирования освещаются взрывобезопасными светильниками ВЗГ-200, питаемыми от пульта управления.

3.6. АГРС „ЭНЕРГИЯ-2”

Предназначена для газоснабжения небольших поселков, сел и промышленных объектов от магистральных газопроводов.

Техническая характеристика АГРС „Энергия-2”

Номинальная пропускная способность, $\text{м}^3/\text{ч}$	1000
Резерв по пропускной способности блока редуцирования, %	100
Давление газа, кгс/см^2 :	
на входе	12–75
на выходе	3–12
Точность поддержания выходного давления, %	± 5
Температура, $^{\circ}\text{C}$:	
газа на входе	От –10 до 20
окружающего воздуха	От –40 до 50
Число выходных коллекторов	1
Диаметр газопровода, мм:	
входного	100
выходного	150
Электропитание	Переменный ток 220/380 В с частотой 50 Гц

Средний срок службы (с учетом замены комплектующих с меньшим сроком службы), лет не менее 10

Примечания. 1. Состав газа на входе в АГРС – по ОСТ 51.40–83. 2. Имеется аварийное электропитание 24 В от аккумуляторов с автоматической подзарядкой. 3. Предусмотрена возможность установки передающего комплекса для подключения к системе телемеханики.

Станция „Энергия-2” (рис. 195) работает по следующей схеме. Газ высокого давления поступает в подогреватель, где нагревается, предотвращая таким образом выпадение гидратов. После подогрева газ, проходя через металлическую сетку фильтра, очищается от механических примесей. Фильтры установлены перед каждой ниткой блока редуцирования. Подогретый и очищенный газ поступает в блок редуцирования, состоящий из двух редуцирующих ниток: нижней (рабочей) и верхней (резервной). Редуцирующие нитки равноценны по пропускной способности. Редуцирование газа осуществляется в одну ступень. Регуляторы в резервной (параллельной) нитке служат для предотвращения падения выходного давления газа при аварийном закрытии одного из регуляторов рабочей нитки. Блок работает по методу облегченного резерва. Рабочий регулятор настроен на выходное давление, а расположенные последовательно с ним регуляторы защитной и резервной нитки настраиваются на давление $1,05p_{\text{вых}}$. Поэтому в период нормальной работы станции их регулирующие клапаны полностью открыты. Второй регулятор в резервной нитке настраивается на давление $0,95p_{\text{вых}}$, поэтому в период нормальной работы станции он закрыт.

В случае, когда происходит аварийное открытие рабочего регулятора с настройкой $1,05p_{\text{вых}}$, на выходе станции поддерживается давление несколько более высокое. Если же имеет место аварийное закрытие одного из регуляторов рабочей нитки, выходное давление газа поддерживается на несколько более низком уровне резервной (параллельной) ниткой (с настройкой регулятора $0,95p_{\text{вых}}$).

Контроль за входным, выходным и давлением газа между регуляторами осуществляется с помощью электроконтактных манометров ВЭ-16рб.

Газ после блока редуцирования проходит в блок учета в камерную диафрагму, откуда поступает в блок одоризации, где одорируется этилмеркаптаном пропорционально его расходу в автоматическом одоризаторе УОГ-1 (из расчета 16 г этилмеркаптана на 1000 м^3 газа). Рабочая емкость одоризатора обеспечивает запас этилмеркаптана на 7 дней.

Одорированный газ попадает в блок переключения, который состоит из входной и выходной ниток трубопроводов, предохранительных клапанов, кранов и байпасной линии. При работе станции по байпасной линии редуцирование давления газа осуществляется вручную. Предохранительные клапаны позволяют предохранить систему потребителя от аварийного повышения давления газа.

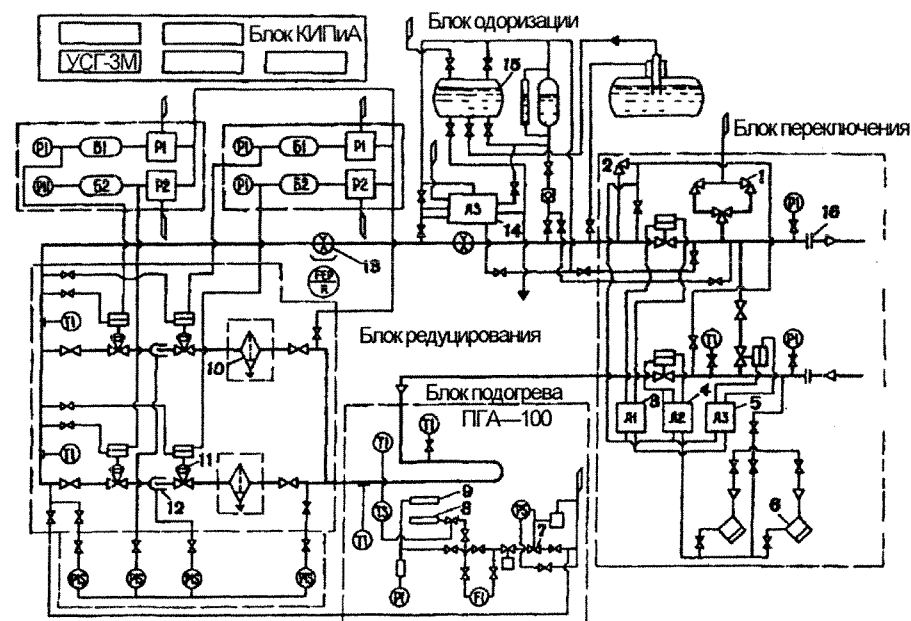


Рис. 195. Технологическая схема АГРС „Энергия-2”:

1 – предохранительный клапан; 2 – сбросной клапан; 3–5 – узлы управления кранами (3 – выходным; 4 – входным; 5 – краном обводной линии); 6 – фильтр осушки силового газа; 7 – редуктор; 8 – горелка подовая; 9 – запальник; 10 – фильтр; 11 – регулятор давления газа РД-80-40; 12 – компенсатор; 13 – камерная диафрагма; 14 – автоматический задатчик; 15 – расходная емкость; 16 – изолирующий фланец

Станция „Энергия-2” оборудована системой дистанционной аварийной сигнализации, предназначенной для контроля работы основных узлов станции и автоматической дистанционной передачи либо в ДП ЛПУ, либо в диспетчерский пункт линейного управления ДО аварийно-предохранительного сигнала при следующих нарушениях в работе АГРС:

- а) недопустимом увеличении или уменьшении давления газа на выходе из АГРС;
- б) уменьшении давления газа на входе в блок редуцирования ниже 12 кгс/см^2 ;
- в) выходе из строя защитных регуляторов;
- г) недопустимом увеличении или понижении температуры подогреваемого газа;
- д) погасании пламени запальника подогревателя;
- е) нарушении работы одоризатора;

ж) повышении концентрации газа в блоках редуцирования и переключения.

Контроль за режимом работы основных узлов станции осуществляется с помощью датчиков (электроконтактных манометров, манометрического термометра, сигнализатора взрывоопасных концентраций), расположенных в соответствующих блоках. Датчики кабельными линиями связаны с передающим блоком устройства дистанционной аварийной сигнализации УСГ-3М, установленным в блоке КИП и А и служащим для передачи нерасшифрованного сигнала об основных нарушениях в работе станции.

В блоках переключения и редуцирования размещены датчики взрывоопасных концентраций, которые срабатывают при возрастании загазованности до взрывоопасных концентраций. Освещение этих блоков осуществляется с помощью взрывобезопасных светильников ВЗГ-200, питаемых от пульта управления в блоке КИП и А, а помещения блока КИП и А – люминесцентными светильниками ЛПО-16-40/М-0.5Е1, Е2.

Конструктивные недостатки станции „Энергия-2” такие же, как и у АГРС „Энергия-1М”.

3.7. АГРС „ЭНЕРГИЯ-3”

Станция предназначена для снабжения газом промышленных объектов и населенных пунктов от магистральных газопроводов с условным давлением 80 кгс/см².

Техническая характеристика АГРС „Энергия-3”

Номинальная пропускная способность, м ³ /ч	3000
Резерв по пропускной способности блока редуцирования, % 100	
Давление газа, кгс/см ² :	
на входе	12–75
на выходе	3–12
Точность поддержания выходного давления, %:	
при $p_{\text{вых}} = 6$ кгс/см ²	±10
при $p_{\text{вых}} = 6–12$ кгс/см ²	±5
Температура газа на входе, °С:	От –40 до 50
Перепад температуры газа на входе в подогреватель и на выходе из него при расходе 1000 м ³ /ч, °С	Не менее 75
Измерение расхода газа (ТУ 25-02-100255–83)	Дифманометром ДСС-712-2с
Аварийная сигнализация	Дистанционная передача нерасшифрованного аварийного сигнала
Электропитание аварийной системы	Переменный ток 220 В с частотой 50 Гц
Одоризация	Капельная

Примечание. Имеется аварийное питание 24 В от аккумуляторов с автоматической подзарядкой.

Станция (рис. 196, табл. 88) работает по следующей схеме. Газ высокого входного давления проходит через каскадный фильтр (в котором фильтрующим элементом является сетка), где очищается от механических примесей. Затем газ поступает в подогреватель ПГА-100, где нагревается с целью предотвратить выпадение гидратов при редуцировании в змеевике радиационным излучением горелки и теплом уходящих газов. Аппаратура, размещенная в шкафу КИП и А, осуществляет контроль за нормальной работой подогревателя по наличию пламени запальника и температурному режиму.

Подогретый газ проходит в блок редуцирования, имеющий две редуцирующие нитки: рабочую (нижнюю) и резервную (верхнюю), которые равноценны как по составляющему их оборудованию, так и по пропускной способности станции.

Система редуцирования имеет последовательно-параллельное соединение регуляторов давления типа РДУ-80-01 и состоит из одного рабочего и трех резервных регуляторов. Редуцирование давления газа осуществляется в одну ступень. Система редуцирования работает по методу облегченного резерва. Рабочий регулятор на рабочей нитке настроен на выходное давление $p_{\text{вых}}$, расположенный перед ним резервный на рабочей нитке и первый из регуляторов на резервной – настроены на давление $1,05p_{\text{вых}}$, а поэтому в период нормальной работы станции их регулирующие клапаны полностью открыты. Второй регулятор на резервной нитке настроен на давление $0,95p_{\text{вых}}$, вот почему в период нормальной работы станции его клапан закрыт.

Контроль за входным и выходным давлением в блоке редуцирования осуществляется с помощью электроконтактных манометров ВЭ-16рб, размещенных в обогреваемом шкафу.

В блоке редуцирования происходит снижение давления топливного газа для горелок подогревателя до 100–200 мм вод. ст.

Из блока редуцирования газ низкого давления проходит в расходомерную нитку блока измерения расхода, в котором установлен дифманометр, а затем поступает в блок переключения.

Этот блок состоит из входной и выходной ниток, предохранительных клапанов, байпасной линии, одоризатора и кранов с пневмоприводом.

Таблица 88

Габаритные размеры (мм) и масса блоков АГРС „Энергия-3”

Блок	Ширина	Длина	Высота	Масса, кг
Переключения	2000	2820	2380	2295
Редуцирования	2000	2800	2630	1750
КИП и А	400	1050	1760	280
Подогрева	1550	2300	2450	3000

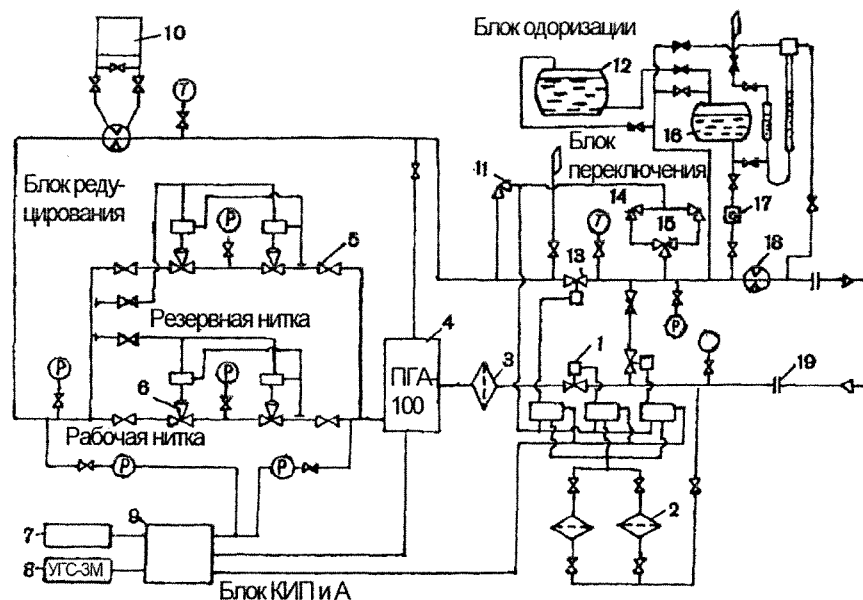


Рис. 196. Технологическая схема АГРС „Энергия-3“:

1 – кран с пневмоприводом; 2 – фильтр газа; 3 – фильтр кассетный; 4 – подогреватель газа; 5 – кран ручной; 6 – регулятор давления газа; 7 – датчик; 8 – дистанционная сигнализация; 9 – пульт управления; 10 – блок измерения расхода газа; 11 – клапан сбросной; 12 – подземная емкость; 13 – кран на выходе газа; 14 – клапан предохранительный; 15 – кран трехходовой; 16 – расходная емкость одоризатора; 17 – капельница; 18 – сужающее устройство; 19 – изолирующий фланец

Последние служат для отключения станции на время ремонта, когда газ потребителю подается по байпасной линии. Поддержание заданного выходного давления осуществляется вручную, а контроль за ним – по манометру.

Предохранительные клапаны предохраняют систему потребителя от превышения давления газа, особенно при работе по байпасной линии. С помощью трехходового крана на время ремонта можно отключить один из предохранительных клапанов, но при этом другой предохранительный клапан остается подключенным к выходной нитке станции.

Перед подачей потребителю газ поступает в блок одоризации. Одоризационная установка имеет два типа одоризатора: фитильный (рабочий) и капельный (резервный). Одорант находится в рабочей емкости, вмещающей двухнедельный запас одоранта. Одорант по мере расходования периодически пополняется из подземной резервной емкости. В качестве одоранта применяют этилмеркаптан из расчета 16 г на 1000 м³ газа.

АГРС „Энергия-3“ оборудована системой дистанционной аварийной сигнализации, размещенной в блоке КИП и А, предназначенной для контроля за работой основных узлов и включающей в себя датчики (электроконтактные манометры, манометрические термометры).

Датчики кабельными линиями связаны с передающим блоком дистанционной аварийной сигнализации УСГ-3М. Из блока КИП и А нерасшифрованные аварийно-предупредительные сигналы передаются в ДО или на ДП ЛПУ при следующих нарушениях в работе станции:

- 1) недопустимом увеличении или уменьшении выходного давления;
- 2) уменьшении давления газа на входе в блок редуцирования ниже 12 кгс/см²;
- 3) недопустимом увеличении или понижении температуры подогреваемого газа в ПГА-100;
- 4) погасании пламени запальника в подогревателе;
- 5) отключении внешнего электроснабжения.

Конструктивные недостатки „Энергии-3“ такие же, как и у „Энергии-1М“.

3.8. АГРС „ТАШКЕНТ-1“ И „ТАШКЕНТ-2“

Станции предназначены для газоснабжения небольших населенных пунктов и промышленных предприятий. Они разработаны на основе АГРС-1/3, АГРС-3, АГРС-10 с модернизацией некоторых узлов. Ниже приведена техническая характеристика станций типа „Ташкент“.

АГРС типа „Ташкент“ состоит из трех основных блоков: технологического, сигнализации и объединенного блока подогрева газа и воздуха в технологическом блоке (рис. 197, 198).

В технологическом блоке размещены следующие узлы: переключения; очистки и автоматического слива конденсата в подземную емкость; учета (измерения расхода) газа; редуцирования и одоризации. Все эти узлы в технологическом блоке размещены на двух жестких сварных рамах и ограждены от воздействия атмосферных осадков и от посторонних лиц металлическими шкафами. На входном и выходном газопроводах установлены изолирующие фланцы, позволяющие предотвратить возможность проникновения блуждающих токов на оборудование станций.

Техническая характеристика АГРС типа „Ташкент“

Номинальная пропускная способность, тыс. м ³ /ч	10 и 2
Резерв по пропускной способности блока редуцирования, %	100
Давление газа, кгс/см ² :	
на входе	12–75
на выходе	3–12
Температура, °С:	
газа на входе	От –10 до 20
окружающего воздуха	От –40 до 40

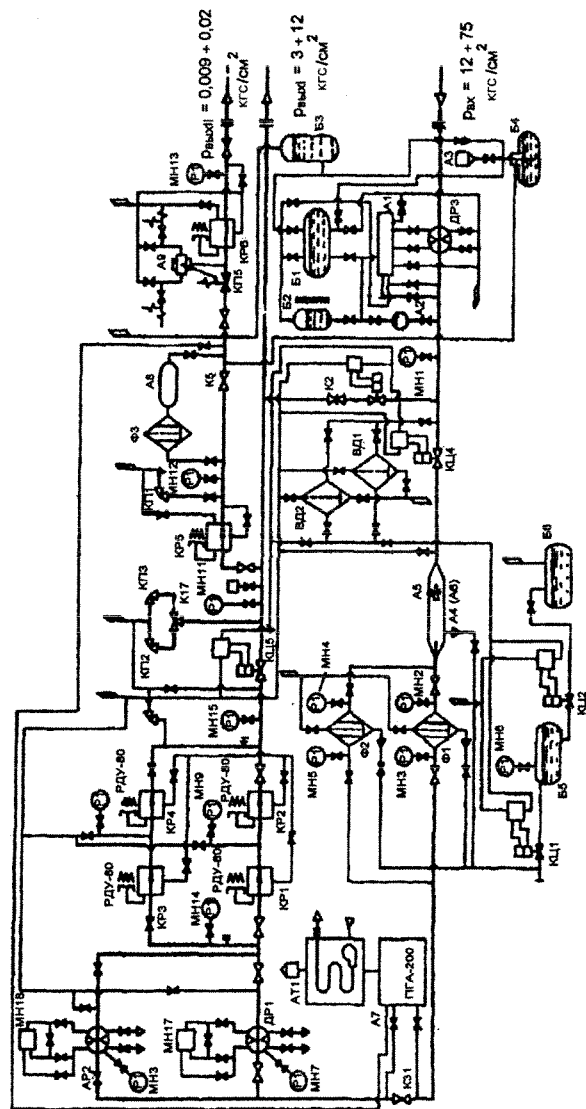


Рис. 197. Технологическая схема АГРС „Ташкент-1“:

А1 – узел дозатора; А2 – каплеуловитель; А3 – устройство присоединительное; А4 (А6) – конденсатоотводчик; А5 – отстойник; А7 – подогреватель газа ПГА-200; А8 (А10) – счетчик газа РГ-100; А9 (А11) – реле импульсное; А11 – реле импульсное; А12 – емкость для сбора конденсата подземные; Б2 – одоризатор; Б3 – расходная емкость для одоранта; Б5, Б6 (Б7) – емкости для сбора конденсата подземные; ВД1, ВД2 – фильтры-осушители газа ФОГ-16-1,5; ДР1, ДР2 – устройства сужающие быстротечные; ДР3 – диафрагма ДК; К1–К15 – ручные задвижки; К17 (К16) – кран трехходовой; К11–К13 – клапаны предохранительные; К15 (К14) – клапан-отсекатель; КР1–КР4 – регуляторы давления РДУ; КР5, КР6 – регуляторы давления РД-32М; МН1–МН16 – дифманометры; МН17, МН18 – дифманометры; Ф1, Ф2 – краны шаровые; Ф3 – фильтры ФХ-02; Ф3 – фильтр-реверсия.

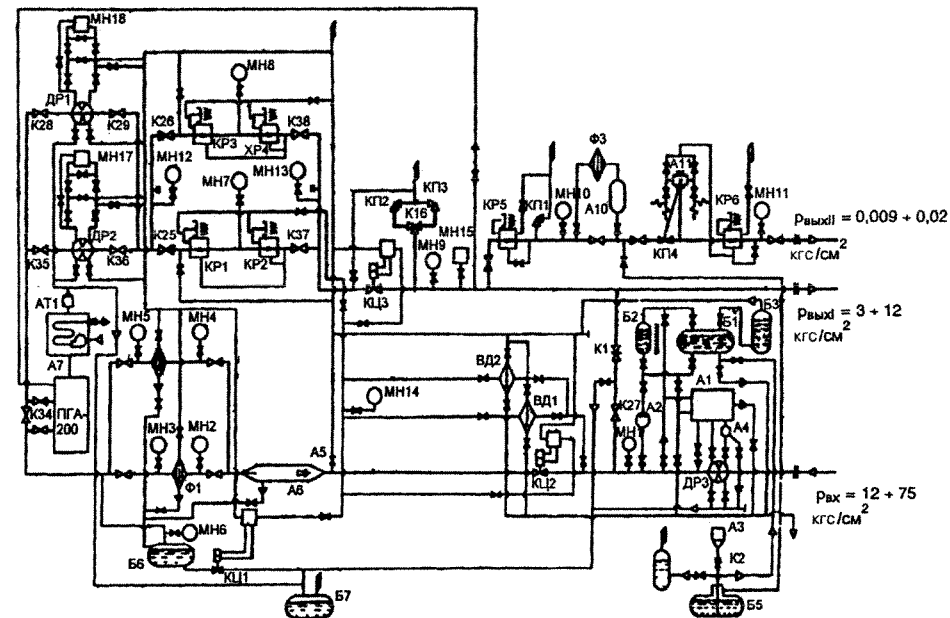


Рис. 198. Технологическая схема АГРС „Ташкент-2“:

Усл. обозначения см. рис. 197

Число выходных коллекторов	2
Диаметр газопровода, мм:	
входного	100
выходного	50, 200
Электропитание	Переменный ток
	220/380 В в час

Примечание. Предусмотрена возможность установки передающего комплекса для подключения к системе телемеханики.

Станции работают по следующей схеме. Газ высокого давления поступает в приемный коллектор узла переключения технологического блока, где он одорируется. Затем газ переходит в отбойник для отделения конденсата, который сливается в подземную емкость. Из отбойника газ попадает в фильтры типа ФХ-02, где очищается от механических примесей. Очищенный газ поступает в подогреватель типа ПГА-200 с теплообменником и вентилятором.

Подогретый и очищенный газ попадает в узел измерения расхода, где установлены дифманометры типа ДСС-712-2с, а затем поступает в узел редуцирования с регуляторами давления типа РДУ-80. Число редуци-

рующих ниток — две: рабочая и резервная. На каждой нитке установлено по два регулятора.

Система редуцирования работает по методу облегченного резерва. Рабочий регулятор на рабочей нитке настроен на выходное давление $p_{\text{вых}}$. Расположенный последовательно с рабочим резервный регулятор на рабочей нитке и один из регуляторов на резервной — настраиваются на давление газа $1,05p_{\text{вых}}$, а поэтому в период нормальной работы станции их регулирующие клапаны полностью открыты. Второй регулятор на резервной нитке настраивается на давление $0,95p_{\text{вых}}$, в период нормальной работы станции его клапан закрыт.

Контроль за входным и выходным давлениями газа в узле редуцирования осуществляется электроконтактными манометрами типа ВЭ-16рб. Командный газ для регуляторов очищается в фильтрах-осушителях типа ФОГ-16-1,5.

Из узла редуцирования газ направляется в выходную нитку технологического блока, на которой установлены предохранительные клапаны, предохраняющие систему потребителя от превышения давления. Выходная нитка разделяется на две. На одной из них последовательно установлены два регулятора давления газа типа РД-32М, фильтр-ревизия и счетчик газа типа РГ-100. Таким образом, две выходные нитки могут иметь газ разного давления.

Очистка газа производится конденсатоотводчиком и двумя установленными параллельно газовыми кассетными фильтрами (рабочим и резервным). В конденсатоотводчике происходит отделение значительной части жидкости за счет некоторой потери скорости жидких частиц при расширении диаметра протока, а также за счет наличия тупикового участка в конце конденсатоотводчика. Кроме того, этот процесс усиливается отбойником, вставленным в корпус конденсатоотводчика. В фильтрах производится дальнейшая очистка газа от жидкости и механических частиц.

Конденсат из конденсатоотводчика и фильтров самотеком поступает в емкость, снабженную датчиком уровня жидкости типа ДУЖЭ-200М. При заполнении емкости до верхнего допустимого уровня датчик срабатывает, замыкая электрический контакт в цепи соленоида открытия пневмогидроприводного крана на линии слива конденсата в подземную емкость, расположенную вне блока редуцирования и очистки. При этом на щите управления в блоке сигнализации появляется световой сигнал „Верхний уровень”. После слива конденсата при достижении нижнего уровня настройки датчика его контакт перебрасывается и замыкает цепь соленоида закрытия крана. На щите управления горит сигнал „Нижний уровень”.

При неисправности устройства автоматического слива конденсата, если по истечении заданного времени (приблизительно 3 мин) кран не откроется, или не закроется, или остановится в промежуточном положе-

нии, подается аварийный сигнал в дом оператора. Для этого используется реле времени с регулируемой уставкой от 20 до 200 с. Расшифровка аварийного сигнала производится с помощью светодиодов на щите управления в блоке сигнализации.

Станции оборудованы системой дистанционной аварийной сигнализации, предназначенной для контроля работы основных узлов. Контроль за режимом работы узлов станции осуществляют датчики (электроконтактные манометры, манометрические термометры и пр.), которые кабельными линиями связи соединены с передающим блоком дистанционной аварийной сигнализации УСГ-3М, установленным в блоке сигнализации, откуда нерасшифрованные аварийно-предупредительные сигналы передаются в ДО или на ДП ЛПУ при следующих нарушениях в работе станций:

- 1) недопустимом увеличении или уменьшении давления газа на выходе из АГРС;
- 2) уменьшении давления газа на входе в узел редуцирования ниже 12 кгс/см^2 ;
- 3) недопустимом увеличении или понижении температуры подогреваемого газа в ПГА-200;
- 4) погасании пламени запальника в подогревателе;
- 5) отключении внешнего электроснабжения.

Основной конструктивный недостаток АГРС „Ташкент-1” и „Ташкент-2” в том, что из-за совмещения подогревателя ПГА-200 с теплообменником и вентилятором при выходе из строя одного из видов оборудования исключается нормальная эксплуатация станции. Например, выход из строя как теплообменника, так и вентилятора парализует работу блока сигнализации, узлов очистки и учета газа.

3.9. АГРС „ИСТОК”

Автоматическая газораспределительная станция АГРС „Исток” предназначена для автоматического редуцирования природного газа высокого давления от магистральных газопроводов, поддержания давления в выходном трубопроводе в заданном диапазоне и с необходимой точностью, независимо от отбора газа потребителем и колебания давления на входе, а также для очистки, одоризации газа, замера расхода и предохранения выходного трубопровода в случае повышения давления выше допустимой нормы.

АГРС предназначена для эксплуатации на объектах при температуре окружающего воздуха от минус 40 до плюс 40 °С при влажности до 98 % при 35 °С.

АГРС изготавливается в блочно-контейнерном исполнении и размещается на промышленной площадке в соответствии с проектом привязки. АГРС работает без постоянного обслуживающего персонала.

Техническая характеристика

Диапазон давлений на входе, кгс/см ²	От 12 до 75
Диапазон давлений на выходе, кгс/см ²	От 3 до 12
Максимальная объемная производительность при $p_{вх} = 75$ кгс/см ² , м ³ /ч	100 000
Минимальная объемная производительность, м ³ /ч	100
Точность поддержания давления на выходе АГРС, %	±3 от заданного значения давления
Давление управляющего газа, кгс/см ²	15
Диапазон температуры газа на входе в АГРС, °С	-10...+50
Регулируемая среда	Природный газ, соответствующий требованиям ГОСТ 5542-87
Модули АГРС соответствуют классу В-1 а, категории 11А взрывоопасности. Оборудование АГРС выполнено во взрывозащищенном исполнении по ГОСТ 12.1011-78.	
Климатическое исполнение У категории 1 по ГОСТ 15150-69.	

АГРС (рис. 199) представляет собой сварную конструкцию из труб, переходов, тройников, отводов и другой трубопроводной арматуры, а также фланцевых соединений агрегатов и узлов. Входным трубопроводом блока переключения станция соединяется с магистральным газопроводом высокого давления, а выходным трубопроводом – с газопроводом низкого давления.

АГРС изготавливается в модульно-блочном исполнении, и блоки поставляются заказчику в полной заводской готовности.

В состав АГРС входят:

- блок очистки и редуцирования;
- блок переключения и одоризации;
- блок управления;
- подогреватель (по согласованию с заказчиком).

1. Блок очистки и редуцирования:

- обеспечивает очистку газа от крупных механических примесей, пыли, капельной влаги, эмульсии, масел;
- обеспечивает редуцирование природного газа до заданных параметров, автоматически поддерживает давление в выходном трубопроводе, независимо от отбора газа потребителем и колебания давления на входе с необходимой точностью.

2. Блок переключения и одоризации:

- обеспечивает подачу газа потребителю, поддерживает и замеряет его расход автономно в случае выхода из строя основного блока редуцирования;

- система одоризации размещена в блоке переключения и обеспечивает подачу одоранта в выходной трубопровод станции.

3. Блок управления (двухуровневая микропроцессорная система контроля и управления АГРС-МСКУ):

- обеспечивает автоматический контроль параметров, поддерживает заданные технологические режимы;

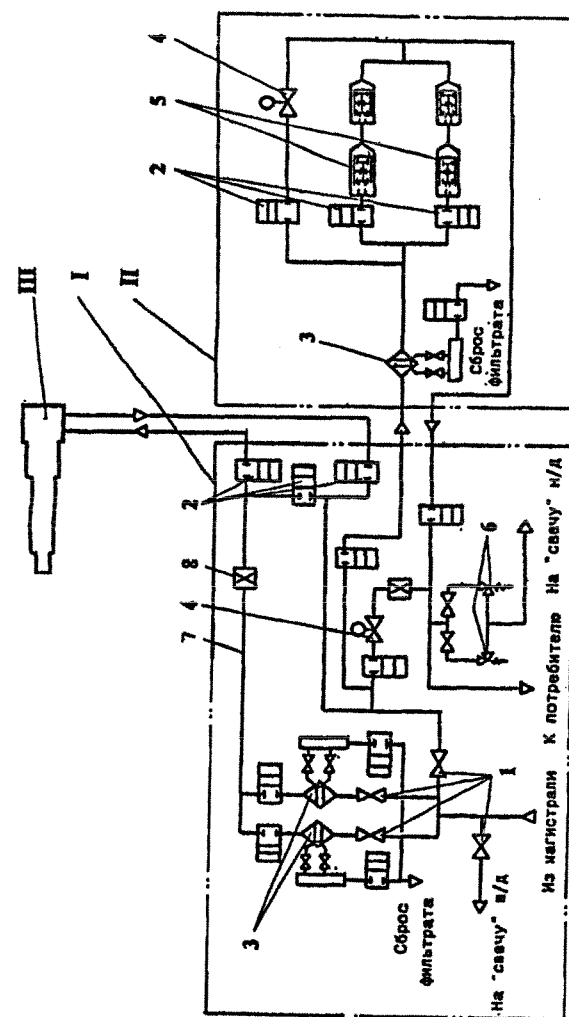


Рис. 199. Технологическая схема АГРС «Исток»:

1 – Блок очистки, переключения и одоризации; II – блок очистки и редуцирования; III – подогреватель газа; 1 – кран шаровой D_{100} ; 2 – отсечник потока газа; 3 – фильтр; 4 – кран шаровой D_{100} с электроприводом; 5 – регуляторы; 6 – предохранительные клапаны; 7 – измерный участок; 8 – диафрагма

– обеспечивает автоматическое переключение с основной нитки на резервную в зависимости от роста или падения выходного давления за пределы допустимого;

– обеспечивает автоматическое переключение на байпасную нитку и автоматически поддерживает в ней выходное давление при отключении основной и резервной ниток;

– обеспечивает автоматическое включение блока переключения при отказе всех трех ниток блока редуцирования: основной, резервной и байпасной;

– обеспечивает индикацию расхода газа на текущий момент и суммарного расхода за определенный период времени для технологических целей;

– обеспечивает автоматическое переключение на резервное электропитание (аккумуляторную батарею) при отключении электросети;

– обеспечивает автоматическое реагирование при аварийных ситуациях (пожар и разрыв трубопровода, отключение электроэнергии, превышение уровня загазованности и т. д.);

– все параметры работы станции и аварийные ситуации фиксируются системой контроля и управления и передаются по системе связи в центральную диспетчерскую;

– при проведении отладочных работ, диагностики причин отклонения параметров, возникших в автоматическом режиме, – переход на ручной режим управления станцией.

Устройство и работа

Блок очистки и редуцирования представляет собой конструкцию, смонтированную на раме, и размещен в блок-контейнере с размерами 6,2×3×2,9 м.

Основными элементами блока являются:

– входная нитка с шаровым краном и двухступенчатым фильтром-сепаратором;

– основная рабочая нитка с отсечными кранами и линейно-осевым регулятором давления типа „ЛОРД-100”;

– резервная рабочая нитка с отсечными кранами и регулятором давления „ЛОРД”. Резервная нитка предназначена для работы станции в случае нарушения режима поддержания давления или ремонта основной нитки блока редуцирования;

– технологическая байпасная нитка с отсечным краном и шаровым краном, снабженным электромеханизмом МЭО-250/025-11ВТ4-93. Байпасная нитка предназначена для работы в случае отключения основной и резервной ниток блока редуцирования и при необходимости кратковременной работы АГРС на давлениях, отличающихся от настройки ЛОРДов;

– выходная нитка с расходомером;

– детали крепежа.

Примечания:

– в конструкции основной и резервной ниток блока редуцирования предусмотрена возможность установки отсекающего потока газа соосно с регулятором давления или модуля из двух последовательно расположенных регуляторов давления ЛОРД;

– отсекатель потока газа предназначен для аварийной отсечки потока газа при повышении или понижении рабочего давления свыше 15 %;

– модуль из двух последовательно расположенных регуляторов давления ЛОРД предназначен для редуцирования газа и защиты потребителя от повышения и понижения давления свыше 5 % в трубопроводе низкого давления.

Шаровой кран с ручным приводом, установленный на входной нитке, предназначен для прекращения подачи газа на блок очистки и редуцирования при проведении регламентных работ или замене агрегатов.

Двухступенчатый фильтр-сепаратор предназначен для очистки газа от механических примесей, капельной влаги, эмульсии, масел.

Отсечные краны на входе и на выходе основной нитки, на входе и на выходе резервной рабочей нитки предназначены для отключения одной из рабочих ниток (при работающей другой) с целью демонтажа и ремонта регуляторов давления.

Отсечные краны предназначены также для автоматической отсечки потока газа по сигналам системы автоматического управления.

Краны имеют пневматический и ручной привод. Для автоматической отсечки газа краны комплектуются управляющими электропневмоклапанами, индукционными и механическими сигнализаторами положения „открыт – закрыт”.

Линейно-осевой регулятор давления типа „ЛОРД-100” в основной рабочей нитке и в резервной обеспечивает поддержание заданного выходного давления при изменении расхода газа потребителем, а также при изменении давления газа на входе в регулятор.

Редуцирующий элемент регулятора выполнен в виде осесимметричного тела и размещается внутри трубопровода низкого давления.

Регулятор давления комплектуется пилотным регулятором-усилителем обеспечивающим установку регулятора в заданный диапазон регулирования.

Отсечной кран на входе в байпасную нитку перекрывает ее при работающих основной или резервной нитках блока редуцирования и автоматически включает байпас при выходе из строя обеих ниток или при проведении на них работ.

Шаровой кран с исполнительным электрическим механизмом МЭП 250/25-0 автоматически от системы управления (или вручную) поддерживает расход газа в выходном трубопроводе.

В выходной нитке установлен расходомер в виде диафрагмы. Расход газа определяется по давлению и температуре газа на входе и выходе диафрагмы. Перед диафрагмой установлена выравнивающая решетка для

обеспечения минимальной длины трубопровода перед диафрагмой. Сигналы с датчиков давления и температуры обрабатываются микропроцессором системы управления для технологических целей, а также могут направляться в систему „Суперфлоу” для коммерческого замера расхода газа.

Блок переключения и одоризации представляет собой конструкцию, смонтированную на раме и соединяющуюся непосредственно с газопроводами высокого и низкого давления. Блок размещен в блок-контейнере с размерами 4,4×3×9 м.

Основными элементами блока являются:

- входная нитка с отсечным краном;
- система командного газа, включающая: редуктор, фильтры-поглотители и коллекторы раздачи газа на электропневмоклапаны;
- насос-дозатор подачи одоранта;
- выходная нитка с отсечным краном и блоком предохранительных клапанов;
- байпасная нитка с отсечным краном, шаровым краном и расходомерным узлом с трубкой Вентури;
- нитка сброса газа на „свечу”.

Отсечной кран предназначен для отключения блока очистки и редуцирования в аварийных ситуациях, при этом одновременно закрывается отсечной кран на выходной нитке блока переключения.

Отсечной кран предназначен для подачи газа в байпасную нитку и обеспечения потребителя газом при проведении регламентных работ, аварийной ситуации на блоке очистки и редуцирования. Шаровой кран с исполнительным электрическим механизмом МЭП 250/250-0 автоматически (или вручную) поддерживает расход газа в выходном трубопроводе блока переключения через байпасную нитку.

Расходомер представляет собой сопло (труба Вентури, работающая в критическом режиме). Расход газа определяется по давлению и температуре газа на входе и выходе за соплом, которые обрабатываются микропроцессором системы управления, воспринимающим сигналы с датчиков давления и температуры и преобразующим их в расход.

Узел предохранительных клапанов предназначен для сброса газа на „свечу” при повышении давления газа в выходной нитке выше допустимого. На выходной нитке установлено два предохранительных клапана. Перед каждым клапаном имеется шаровой кран с ручным управлением. Краны установлены для ремонта или замены одного из клапанов.

Насос-дозатор предназначен для подачи одоранта в выходной трубопровод низкого давления и для придания запаха газу, подаваемому потребителю. Одоризатор работает в режиме автоматического дозирования одоранта пропорционально объемному расходу газа (16 г на 1000 м³ газа).

Нитка сброса газа на „свечу” предназначена для удаления в атмосферу газа при срабатывании предохранительных клапанов.

4. БЛОЧНО-КОМПЛЕКТНЫЕ ГРС (БК-ГРС)

Блочно-комплектные ГРС изготавливал Дрогобычский машиностроительный завод (Украина). Они предназначены для газоснабжения городов, населенных пунктов и промышленных предприятий от магистральных газопроводов с давлением газа 12–55 кгс/см² и поддержания выходного давления 3, 6, 12 кгс/см².

БК-ГРС состоят из следующих технологических блоков: очистки, подогрева, переключения, редуцирования, учета (измерения расхода), одоризации газа и сигнализации. Оборудование блоков размещено на жестких сварных рамах и ограждено металлическими шкафами. На монтажной площадке блоки соединяются газопроводами и кабелями, оснащаются вспомогательным оборудованием (молниеприемник, продувочная свеча, прожекторы, охранная сигнализация и т. п.) и оградой, образуя законченный комплекс. На входном и выходном газопроводах всех типовых размеров БК-ГРС установлены изолирующие фланцы, препятствующие проникновению блуждающих токов на оборудование станций.

Известны БК-ГРС шести типоразмеров:

1) три типоразмера с одним выходом на потребителя – БК-ГРС-1-30, БК-ГРС-1-80, БК-ГРС-1-150;

2) три типоразмера с двумя выходами на потребителя – БК-ГРС-II-70, БК-ГРС-II-120, БК-ГРС-II-160.

БК-ГРС всех типоразмеров применяются в России и в странах СНГ, но все они на монтажной площадке претерпевают реконструкцию по индивидуальным проектам, так как имеют существенные конструктивные недостатки в блоках очистки, обогрева, редуцирования и учета газа.

В настоящее время АО „Газоснабжение” (г. Москва) выпускает БК-ГРС для одного и двух потребителей, с номинальной пропускной способностью 10–160 тыс. м³/ч следующих типоразмеров: БК-ГРС-20; БК-ГРС-20с; БК-ГРС-20/20; БК-ГРС-20-20с; БК-ГРС-40; БК-ГРС-40с; БК-ГРС-40/20; БК-ГРС-40/20с; БК-ГРС-80; БК-ГРС-80с; БК-ГРС-40/40; БК-ГРС-40/40с; БК-ГРС-40/80с; БК-ГРС-40-80; БК-ГРС-160; БК-ГРС-160с; БК-ГРС-80/80; БК-ГРС-80/80с. Станции предназначены для снабжения газом от газопровода высокого давления ($p_y = 12–55$ кгс/см²) коммунально-бытовых и промышленных потребителей с давлением $p_y = 3; 6, 12$ кгс/см², с необходимой степенью очистки и одоризации и в необходимых количествах.

Основой конструкции ГРС является блок-бокс, выполненный из трехслойных панелей заводского изготовления. Наибольшая масса блок-бокса 12 т. Степень огнестойкости IIIa. Расчетная температура наружного воздуха -40°C , для северного варианта -45°C .

4.1. БК-ГРС-I-30

Станция скомплектована из перечисленных выше технологических блоков.

Техническая характеристика БК-ГРС-I-30

Номинальная пропускная способность, тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$	30
Давление газа, $\text{кгс}/\text{см}^2$:	
на входе	12–55
на выходе	3–12
Температура, $^{\circ}\text{C}$:	
газа на входе	От -10 до 20
окружающего воздуха	От -45 до 45
Число выходных коллекторов	1
Диаметр газопровода, мм:	
входного	200
выходного	300

Газ высокого входного давления поступает в блок переключения БК-ГРС, который состоит из кранов на входном и выходном газопроводах, обводной линии и предохранительных клапанов (рис. 200). В период ремонтных работ подача газа потребителю осуществляется по обводной линии с применением ручного регулирования давления газа. Из блока переключения газ направляется в мультициклонные пылеуловители $D_y = 800$ мм (их два) для очистки газа от механических примесей и конденсата. Слив конденсата из пылеуловителей автоматизирован с помощью регуляторов уровня и клапанов с мембранным приводом.

Очищенный газ поступает в подогреватель типа ПГА-10, откуда направляется в блок редуцирования, состоящий из двух линий: рабочей и резервной. Обе линии имеют одинаковое оборудование, а их функции периодически меняются. На рабочей линии редуцирования установлены кран с пневмоприводом, регулятор давления газа типа РД-100-64 и кран с ручным приводом на выходе. В случае выхода из строя рабочей линии система „Защита-2” включает посредством крана с пневмоприводом резервную линию.

Из блока редуцирования газ поступает в блок учета (измерения расхода) газа, состоящий из двух ниток – рабочей и резервной. Расход газа измеряется камерными диафрагмами типа ДК-100 и регистрируется дифманометрами-расходомерами. Затем газ попадает в блок одоризации, где установлен универсальный одоризатор газа УОГ-1. Норма одоризации 16 г этилмеркаптана на 1000 м^3 газа.

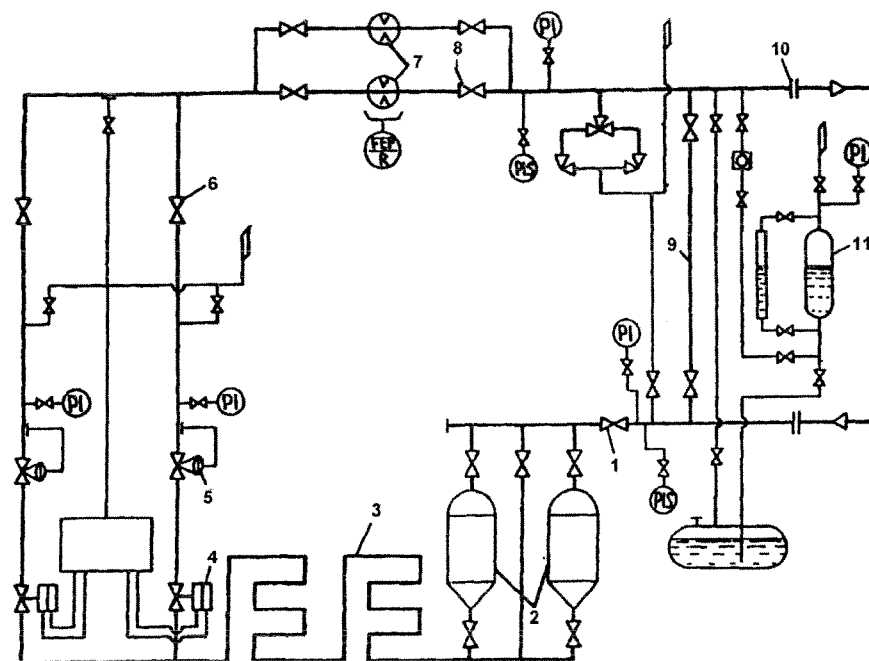


Рис. 200. Технологическая схема БК-ГРС-I-30:

1 – кран ручной; 2 – пылеуловители мультициклонные; 3 – подогреватель газа; 4 – кран с пневмоприводом; 5 – регулятор давления газа РД-100-64; 6 – кран ручной; 7 – диафрагма камерная; 8 – кран выходной ручной; 9 – обводная линия; 10 – изолирующий фланец; 11 – одоризатор газа

Система аварийно-предупредительной сигнализации обеспечивает подачу нерасшифрованного сигнала в ДО или на пульт диспетчера ЛПУ при следующих нарушениях работы станции:

- 1) недопустимом увеличении или уменьшении давления газа на выходе станции;
- 2) уменьшении давления газа на входе в блок редуцирования ниже $12 \text{ кгс}/\text{см}^2$;
- 3) недопустимом увеличении или понижении температуры подогреваемого газа в ПГА-10;
- 4) погасании пламени запальника в подогревателе;
- 5) отключении внешнего электроснабжения.

Как отмечалось ранее, БК-ГРС всех типоразмеров на монтажной площадке модернизируются по индивидуальному проекту. Так, для БК-ГРС-I-30 предусмотрены следующие мероприятия.

1. Утепление блоков редуцирования и сигнализации (за счет дополнительной кирпичной кладки) и отопление помещений блоков.

2. Установка в блоке редуцирования дополнительных регуляторов давления газа.

3. Установка специальных фильтров (обычно висциновых) для тонкой очистки импульсного газа, питающего системы регулирования и защиты.

4.2. БК-ГРС-I-80

Станция укомплектована теми же технологическими и строительными блоками, что и БК-ГРС-I-30.

Техническая характеристика БК-ГРС-I-80

Номинальная пропускная способность, тыс. м ³ /ч	80
Давление газа, кгс/см ² :	
на входе	12–55
на выходе	3–12
Температура, °С:	
газа на входе	От –10 до 20
окружающего воздуха	От –45 до 40
Число выходных коллекторов	1
Диаметр газопровода, мм:	
входного	200
выходного	400

Газ из магистрального газопровода или из газопровода-отвода высокого давления поступает в блок переключения станции, состоящий из кранов на входном и выходном газопроводах, обводной линии и предохранительных клапанов (рис. 201). Во время ремонтных работ подача газа потребителю осуществляется по обводной линии, минуя ГРС, с применением ручного регулирования давления газа.

Из блока переключения газ высокого давления поступает в мультициклонные пылеуловители (их два), устанавливаемые параллельно. Диаметр их $D_y = 800$ мм. Слив конденсата с механическими примесями из мультициклонов предусмотрен в подземную емкость.

Очищенный газ высокого давления попадает в блок редуцирования, который состоит из трех линий (ниток), на каждой из которых установлены кран с пневмоприводом и с ручным приводом на выходе, регулятор давления газа. На двух линиях редуцирования установлены регуляторы РД-150-64, а на третьей – РД-25-64. Третья линия редуцирования действует во время пускового периода эксплуатации станции; две основные линии (рабочая и резервная) работают в течение расчетного периода эксплуатации станции. При выходе из строя рабочей линии редуцирования система „Защита-2” посредством пневмоприводных кранов включает резервную линию.

Из блока редуцирования газ низкого давления поступает в блок учета газа, состоящий из двух линий (рабочей и резервной). Расход газа измеряется камерными диафрагмами типа ДК-100 и регистрируется дифманометрами-расходомерами. Затем газ поступает в блок одоризации,

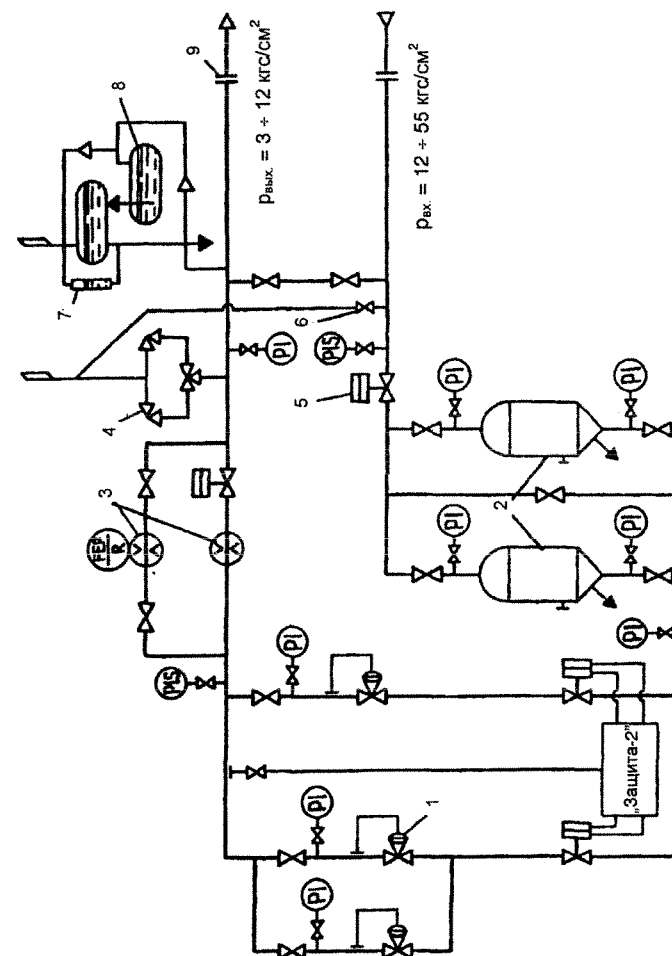


Рис. 201. Технологическая схема БК-ГРС-I-80:

1 – регулятор давления газа; 2 – пылеуловители мультициклонные; 3 – диафрагмы камерные ДК-100; 4 – предохранительный клапан; 5 – клапан с пневмоприводом; 6 – кран ручной; 7 – одоризатор газа УОГ-1; 8 – емкость для одоранта; 9 – изолирующий фланец

где в универсальном одоризаторе УОГ-1 в газ добавляют этилмеркаптан из расчета 16 г на 1000 м³ газа.

Система аварийно-предупредительной сигнализации обеспечивает подачу нерасшифрованного сигнала в ДО или на пульт диспетчера ЛПУ при следующих нарушениях работы станции:

- 1) недопустимом увеличении или уменьшении давления газа на выходе станции;
- 2) уменьшении давления газа на входе в блок редуцирования ниже 12 кгс/см²;
- 3) отключении внешнего электроснабжения;
- 4) недопустимом увеличении или понижении температуры подогреваемого газа;
- 5) погасании пламени запальника в подогревателе.

Модернизация станции БК-ГРС-I-80 по индивидуальному проекту предусматривает следующее.

1. Установку подогревателя газа.
2. Дополнение узла очистки устройством для сбора и удаления механических примесей и конденсата в автоматическом режиме из мультициклонов в подземную емкость.
3. Утепление блоков редуцирования и сигнализации (кирпичной кладкой) и отопление помещений.
4. Установку дополнительных регуляторов давления газа.
5. Монтаж специальных (висциновых) фильтров для тонкой очистки импульсного газа, питающего систему регулирования и защиты.

4.3. БК-ГРС-I-150

Станция состоит из комплектных технологических и строительных блоков, аналогичных таковым на БК-ГРС-I-30 и БК-ГРС-I-80.

Техническая характеристика БК-ГРС-I-150

Номинальная пропускная способность, тыс. м ³ /ч	150
Давление газа, кгс/см ² :	
на входе	12–55
на выходе	3–12
Температура, °С:	
газа на входе	От –10 до 20
окружающего воздуха	От –45 до 40
Число выходных коллекторов	1
Диаметр газопровода, мм:	
входного	400
выходного	500

Газ из магистрального газопровода высокого давления поступает в блок переключения, состоящий из кранов на входном и выходном газопроводах, обводной линии и предохранительных клапанов (рис. 202).

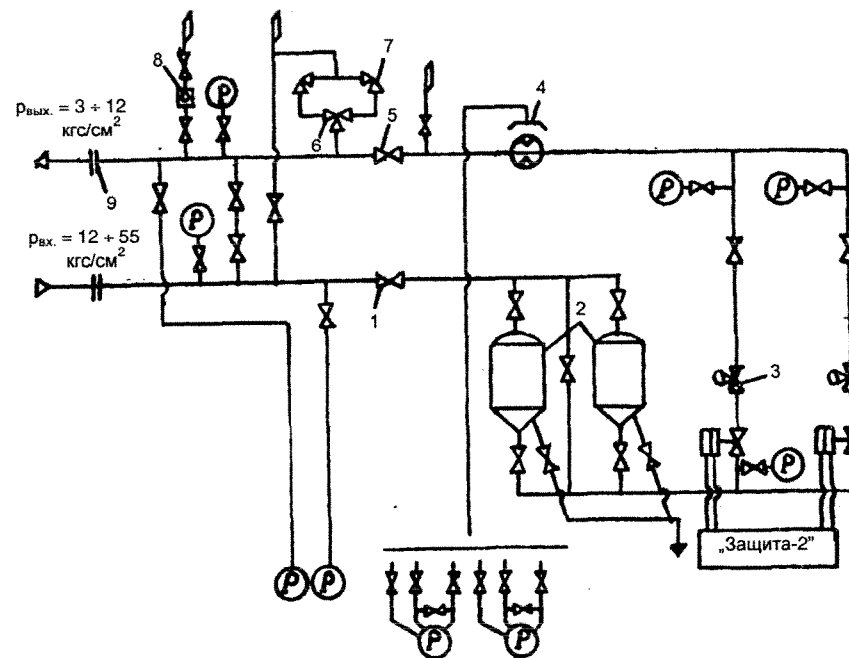


Рис. 202. Технологическая схема БК-ГРС-I-150:

1 – кран входной; 2 – пылеуловители мультициклонные; 3 – регулятор давления газа РДУ-64; 4 – диафрагма камерная ДК-100; 5 – кран выходной ручной; 6 – кран трехходовой; 7 – предохранительный клапан; 8 – одоризатор газа УОГ-1; 9 – изолирующий фланец

В период ремонта подача газа потребителю осуществляется по обводной линии, минуя ГРС, с применением ручного регулирования давления газа. Предохранительные клапаны защищают всю газопроводную систему низкого давления от возможного увеличения давления газа.

Из блока переключения газ попадает в блок очистки, в котором установлены два параллельно работающих мультициклона $D_y = 800$ мм. Слив конденсата с механической примесью предусмотрен в подземную емкость.

Очищенный газ направляется в блок редуцирования, в котором смонтированы две линии редуцирования: рабочая и резервная. На каждой линии установлены кран с пневмоприводом, регулятор давления газа типа РДУ-100-64 и кран с ручным приводом на выходе. При выходе из строя рабочей линии редуцирования система „Защита-2” включает при помощи пневмоприводных кранов резервную линию.

Из блока редуцирования газ низкого давления попадает в блок учета, состоящий из одной нитки. Расход газа измеряется камерными диафраг-

мами типа ДК-100 и регистрируется дифманометрами-расходамерами. Затем газ направляется в блок одоризации, где установлен универсальный одоризатор газа УОГ-1. Норма одоризации 16 г этилмеркаптана на 1000 м газа.

Система аварийно-предупредительной сигнализации обеспечивает подачу нерасшифрованного сигнала в ДО или на пульт диспетчера ЛПУ при следующих нарушениях работы станции:

- 1) недопустимом увеличении или уменьшении давления газа на выходе станции;
- 2) уменьшении давления газа на входе в блок редуцирования ниже 12 кгс/см²;
- 3) недопустимом увеличении или понижении температуры подогретого газа;
- 4) погасании пламени запальника в подогревателе;
- 5) отключении внешнего электроснабжения.

Модернизация БК-ГРС-I-150 осуществляется по индивидуальному проекту на монтажной площадке и включает в себя следующие мероприятия.

1. Установку подогревателя газа.
2. Монтаж устройства для сбора и удаления конденсата с механической примесью из мультициклонов в подземную емкость в автоматическом режиме.
3. Утепление блоков редуцирования и сигнализации (кирпичной кладкой) и отопление помещений.
4. Монтаж дополнительных регуляторов давления газа.
5. Установку специальных (висциновых) фильтров для тонкой очистки импульсного газа, питающего системы регулирования и защиты.
6. Монтаж в блоке учета газа дополнительной – резервной – линии.
7. Установку каплеуловителя для одоризации газа.

4.4. БК-ГРС-II-70

Станция состоит из семи технологических блоков, которые имеют место на всех БК-ГРС.

Техническая характеристика БК-ГРС-II-70

Номинальная пропускная способность, тыс. м ³ /ч	140
Давление газа, кгс/см ² :	
на входе	12 – 55
на выходе	3 – 12
Температура, °С:	
газа на входе	От –10 до 40
окружающего воздуха	От –45 до 40
Число выходных коллекторов	2
Диаметр газопровода, мм:	
входного	150
выходного	200, 300

Газ высокого давления из магистрального газопровода поступает в блок переключения станции, который состоит из кранов на входном и выходном газопроводах, обводной линии и предохранительных клапанов (рис. 203). Поскольку выходных газопроводов два, то и обводных линий две и предохранительных клапанов два комплекта. Каждый выходной газопровод может быть отключен на период ремонтных и профилактических работ. В этом случае подача газа потребителю осуществляется по обводной линии газопровода с применением ручного регулирования давления газа. Предохранительные клапаны предохраняют всю газопроводную систему низкого давления ($p_{\text{вых}} = 3-12 \text{ кгс/см}^2$) от возможного его увеличения.

Из блока переключения газ направляется в блок очистки, состоящий из двух параллельно работающих мультициклонов $D_y = 800 \text{ мм}$. Слив конденсата с механической примесью предусмотрен в подземную емкость (без сброса в автоматическом режиме). Очищенный газ поступает в блок подогрева, где размещен огневой подогреватель ПГА-10, после чего подогретый газ попадает в блок редуцирования, состоящий из двух секций, каждая из которых имеет своего потребителя. В каждой секции смонтированы две линии редуцирования: одна из них рабочая, другая – резервная.

На каждой линии редуцирования установлены кран с пневмоприводом, регулятор давления газа типа РД-100-64 и кран с ручным приводом на выходе. При выходе из строя рабочей линии система „Защита-2” включает в работу резервную при помощи пневмоприводных кранов.

Из каждой секции блока редуцирования газ низкого давления по своим выходным газопроводам направляется в блок учета газа, состоящий из двух рабочих линий (ниток). Расход газа измеряется камерными диафрагмами типа ДК-100 и регистрируется дифманометрами-расходамерами.

Из блока учета газ направляется в блок одоризации, где на каждой выходной линии газопровода установлен свой универсальный одоризатор типа УОГ-1. Норма одоризации – 16 г этилмеркаптана на 1000 м³ газа.

Система аварийно-предупредительной сигнализации обеспечивает подачу нерасшифрованного сигнала в ДО или на пульт диспетчера ЛПУ при следующих нарушениях работы станции:

- 1) недопустимом увеличении или уменьшении давления газа на выходе станций;
- 2) уменьшении давления газа на входе в блок редуцирования ниже 12 кгс/см²;
- 3) недопустимом увеличении или понижении температуры подогретого газа;
- 4) погасании пламени запальника в подогревателе;
- 5) отключении внешнего электроснабжения.

Модернизация БК-ГРС-II-70, выполняемая на монтажной площадке по индивидуальному проекту, предусматривает следующие мероприятия.

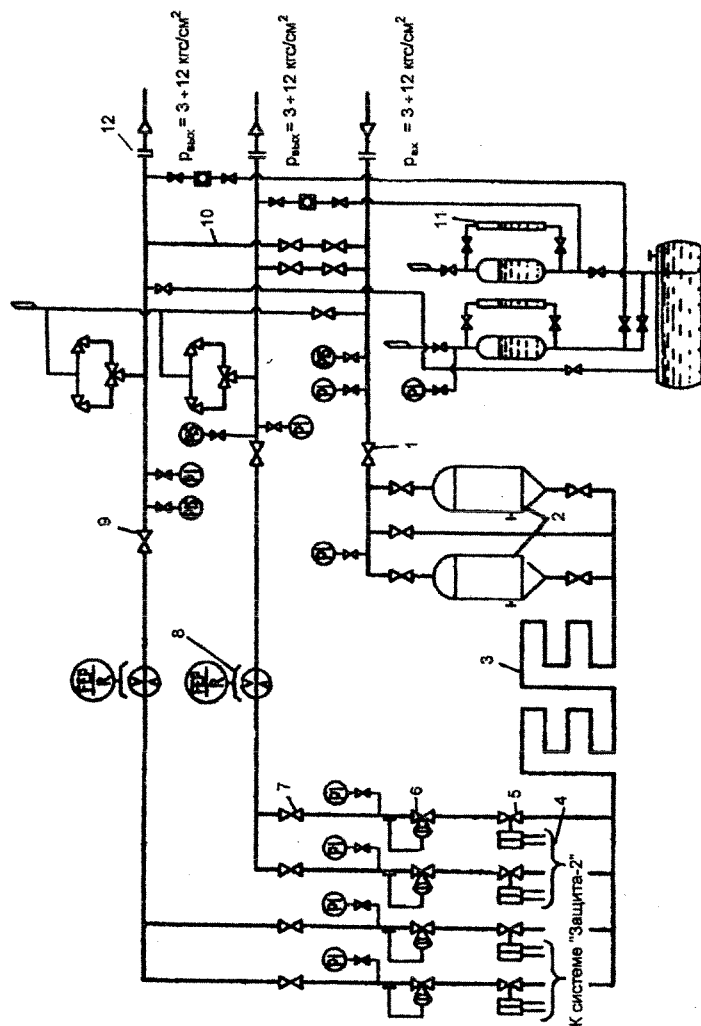


Рис. 203. Технологическая схема БК-ГРС-II-70:

1 – кран входной ручной; 2 – пылеуловители мультициклонные; 3 – подогреватель газа типа ПГА-10; 4 – к системе „Защита-2”; 5 – кран с пневмоприводом; 6 – регулятор давления газа РД-100-64; 7 – кран ручной; 8 – диафрагма камерная; 9 – кран ручной выходной; 10 – обводная линия; 11 – одоризатор газа УОГ-1; 12 – изолирующий фланец

1. Установку устройства для сбора и удаления конденсата с механическими примесями в подземную емкость в автоматическом режиме.
2. Утепление блоков редуцирования и сигнализации (кирпичной кладкой) и отопление помещений.
3. Проектирование котельной для отопления.
4. Монтаж дополнительных регуляторов давления газа в блоке редуцирования.
5. Установку специальных (висциновых) фильтров для тонкой очистки импульсного газа, питающего систему регулирования и защиты.
6. Монтаж в блоке учета газа дополнительных линий: резервной и измерительной линий на пусковой период эксплуатации станции.
7. Установку капельницы для одоризации газа.

4.5. БК-ГРС-II-120

Станция состоит из комплексных технологических и строительных блоков, аналогичных таковым для БК-ГРС-II-70.

Техническая характеристика БК-ГРС-II-120

Номинальная пропускная способность, тыс. м³/ч	240
Давление газа кгс/см²:	
на входе	12–55
на выходе	3–12
Температура, °С:	
газа на входе	От –10 до 20
окружающего воздуха	От –45 до 40
Число выходных коллекторов	2
Диаметр газопровода, мм:	
входного	300
выходного	300, 400

Газ высокого давления из магистрального газопровода поступает в блок переключения, который состоит из кранов на входном и двух выходных газопроводах (коллекторах), двух обводных линий и двух комплектов предохранительных клапанов (рис. 204). Каждый выходной газопровод (коллектор) может быть отключен на время ремонтных и профилактических работ. В этом случае подача газа потребителю осуществляется по обводной линии коллектора с ручным регулированием давления газа. Предохранительные клапаны предохраняют всю систему газопроводов низкого давления ($p_{\text{вых}} = 3-12 \text{ кгс/см}^2$) от возможного увеличения давления газа.

Из блока переключения газ поступает в блок очистки, в котором установлены два параллельно работающих мультициклонных пылеуловителя $D_y = 800 \text{ мм}$. Слив уловленного конденсата и механических примесей предусмотрен в подземную емкость без устройства сброса в автоматическом режиме.

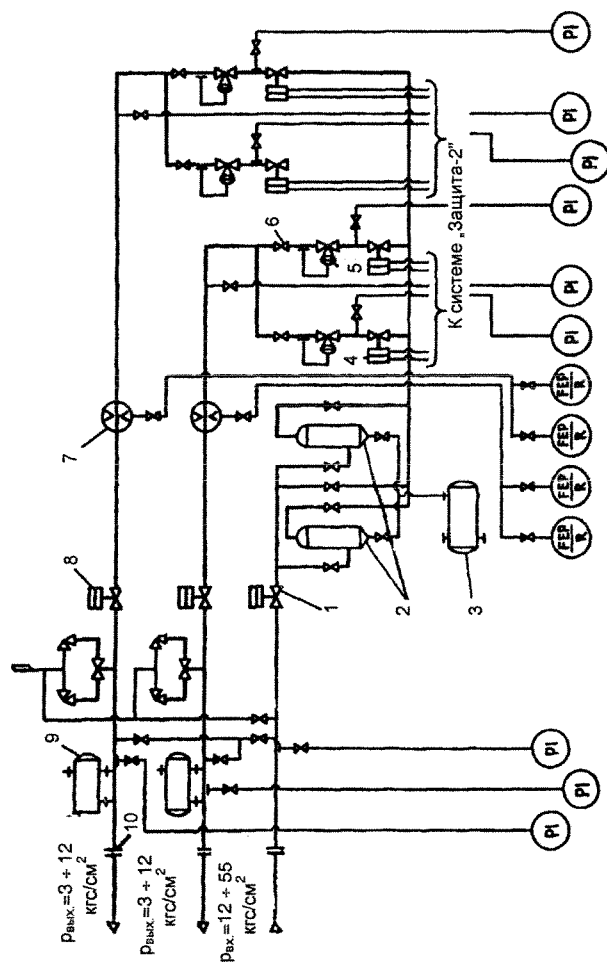


Рис. 204. Технологическая схема БК-ГРС-II-120:

1 – кран с пневмоприводом; 2 – пылеуловители мультипозиционные; 3 – емкость для сбора конденсата; 4 – кран с пневмоприводом; 5 – регулятор давления газа РД-100-64 и РД-150-64; 6 – кран ручной; 7 – сужающее устройство ДК-100; 8 – кран выходной с пневмоприводом; 9 – одоризатор газа УОГ-1; 10 – изолирующий фланец

Очищенный газ поступает в блок редуцирования, состоящий из двух секций. Каждая секция может редуцировать газ на разное давление в зависимости от желания потребителя. В каждой секции смонтированы две линии редуцирования, одна из которых – рабочая, а другая – резервная. На каждой линии редуцирования установлены кран с пневмоприводом, регулятор давления газа типа РД-150-64 или РД-100-64 (в зависимости от расхода газа) и кран с ручным приводом на выходе. При выходе из строя рабочей линии редуцирования система „Защита-2” при помощи пневмоприводных кранов включает в работу резервную линию.

Из каждой секции блока редуцирования газ низкого давления по своим выходным газопроводам попадает в блок учета газа, состоящий из одной рабочей линии. Расход газа измеряется камерными диафрагмами типа ДК-100 и регистрируется дифманометрами-расходомерами. Затем газ попадает в блок одоризации, в котором на каждой выходной линии газопровода установлен свой универсальный одоризатор газа типа УОГ-1. Норма одоризации – 16 г этилмеркаптана на 1000 м³ газа.

Система аварийно-предупредительной сигнализации обеспечивает подачу нерасшифрованного сигнала в ДО или на пульт диспетчера ЛПУ при следующих нарушениях работы станции:

- 1) недопустимом увеличении или уменьшении давления газа на выходе станции;
- 2) уменьшении давления газа на входе в блок редуцирования ниже 12 кгс/см²;
- 3) недопустимом увеличении или понижении температуры подогретого газа;
- 4) погасании пламени запальника в подогревателе;
- 5) отключении внешнего электроснабжения.

Все перечисленные ниже мероприятия по модернизации БК-ГРС-II-120 решаются в индивидуальном проекте на монтажной площадке.

1. Монтаж устройства для сбора и удаления конденсата, с механическими примесями в подземную емкость в автоматическом режиме.
2. Установка подогревателя газа.
3. Утепление блоков редуцирования и сигнализации (кирпичной кладкой) и отопление помещений.
4. Проектирование котельной для отопления.
5. Монтаж дополнительных регуляторов давления газа.
6. Установка специальных (висциновых) фильтров для тонкой очистки импульсного газа, питающего систему регулирования и защиты.
7. Монтаж в блоке учета газа дополнительных измерительных линий: резервных и линий на пусковой период эксплуатации станции.
8. Установка капельницы для одоризации газа.

4.6. БК-ГРС-II-160

Станция состоит из комплексных технологических и строительных блоков, таких же, как и у других БК-ГРС.

Техническая характеристика БК-ГРС-II-160

Номинальная пропускная способность, тыс. м ³ /ч	320
Давление газа, кгс/см ² :	
на входе	12–55
на выходе	3–12
Температура, °С:	
газа на входе	От –10 до 20
окружающего воздуха	От –45 до 40
Число выходных коллекторов	2
Диаметр газопровода, мм:	
входного	400
выходного	300, 500

Газ высокого давления из магистрального газопровода поступает в блок переключения, состоящий из кранов на входном и двух выходных газопроводах, двух обводных линий и двух комплектов предохранительных клапанов (рис. 205). Каждый выходной газопровод (коллектор) может быть отключен на время ремонтных и профилактических работ. В этом случае подача газа потребителю осуществляется по обводной линии коллектора с применением ручного регулирования давления газа. Предохранительные клапаны предохраняют всю систему газопроводов низкого давления ($p_{\text{вых}} = 3\text{--}12 \text{ кгс/см}^2$) от возможного увеличения давления газа.

Из блока переключения газ поступает в блок очистки, состоящий из двух параллельно работающих мультициклонных пылеуловителей $D_y = 800 \text{ мм}$. Очищенный газ переходит в блок редуцирования, имеющий две секции. Каждая из них может редуцировать газ на разное давление в зависимости от желания потребителя. В каждой секции блока смонтированы две линии: рабочая и резервная, на которых установлены кран с пневмоприводом, регулятор давления газа типа РД-150-64 и кран с ручным приводом на выходе. В случае выхода из строя рабочей линии система „Защита-2” при помощи пневмоприводных кранов включает в работу резервную линию.

Из каждой секции блока редуцирования газ низкого давления по своим выходным газопроводам поступает в блок учета газа. Каждый выходной газопровод в этом блоке имеет одну рабочую измерительную линию. Расход газа измеряется камерными диафрагмами типа ДК-100 и регистрируется дифманометрами-расходомерами.

Система аварийно-предупредительной сигнализации обеспечивает подачу нерасшифрованного сигнала в ДО или на пульт диспетчера ЛПУ при следующих нарушениях в работе станции:

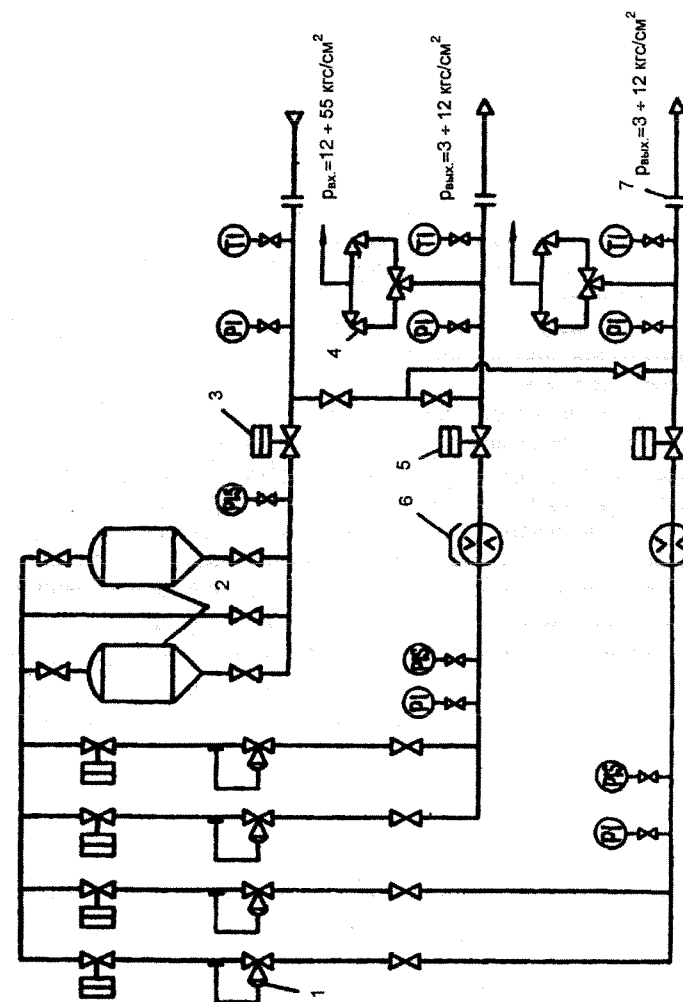


Рис. 205. Технологическая схема БК-ГРС-II-160:

1 – регулятор давления газа РД-150-64; 2 – пылеуловители мультициклонные; 3 – кран входной; 4 – предохранительный клапан; 5 – кран выходной; 6 – диафрагма камерная ДК-100; 7 – изолирующий фланец

1) недопустимом увеличении или уменьшении давления газа на выходе станции;

2) уменьшении давления газа на входе в блок редуцирования ниже 12 кгс/см²;

3) недопустимом увеличении или понижении температуры подогретого газа;

4) погасании пламени запальника в подогревателе;

5) отключении внешнего электроснабжения.

Модернизация БК-ГРС-II-160 осуществляется по индивидуальному проекту на монтажной площадке. Она предусматривает следующие мероприятия:

1. Установку подогревателя газа.

2. Монтаж устройства для сбора и удаления конденсата с механическими примесями в подземную емкость в автоматическом режиме, а также оборудования для перекачки конденсата из подземной емкости в передвижную наземную.

3. Утепление блоков редуцирования и сигнализации (кирпичной кладкой) и отопление помещений.

4. Монтаж котельной для отопления.

5. Установку дополнительных регуляторов давления газа.

6. Размещение дросселей постоянного сечения или дроссельной камеры параллельно регулирующим ниткам в блоке редуцирования.

7. Установку специальных (висциновых) фильтров для тонкой очистки импульсного газа, питающего системы регулирования и защиты.

8. Оснащение блока учета газа дополнительными измерительными линиями (резервными), а также измерительных линий на пусковой период эксплуатации станции.

9. Монтаж блока одоризации и установку капельницы.

5. ВОЗМОЖНЫЕ НЕИСПРАВНОСТИ СИСТЕМ И ОБОРУДОВАНИЯ ГРС И СПОСОБЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ

Неисправность	Причина	Способ устранения
Вентили запорные типа ВИ		
Нарушена герметичность запорного узла	Попадание между золотником и седлом твердых частиц На уплотнительной поверхности седла вмятины, задиры, царапины	Демонтировать вентиль, разобрать, продуть и притереть золотник и седло Притереть уплотнительную поверхность седла с помощью притира и абразивного порошка
Нарушена герметичность сальникового узла	Погнутость шпинделя, глубокая коррозия, задиры, царапины на нем Пропуск газа через сальник	Шпиндель выпрямить; задиры, царапины устранить надфилем и отшлифовать наждачной бумагой, притереть, смазать солидолом Подтянуть сальник нажимной гайкой; сменить сальниковую набивку
Маховичок не держится на шпинделе	Свободная посадка	В торце шпинделя изготовить резьбу М3–М4 и винтом с шайбой закрепить маховичок
Шпиндель проворачивается по резьбе	Глубокая коррозия или разрушение резьбы от чрезмерного усилия при закрывании вентиля	Вентиль заменить
Задвижки		
Негерметичность затвора	Износ уплотнительных поверхностей золотника и седла	Наплавка, механическая обработка и притирка золотника и седла
Утечка газа через сальниковое устройство	Слабая набивка сальника Сальниковая набивка утратила свои уплотнительные свойства	Подтянуть сальник Сменить сальниковую набивку
Утечки газа в местах соединения крышки с корпусом и фланцевых соединений корпуса с газопроводом	Слабо затянуты болтовые соединения Прокладка утратила свои уплотнительные свойства	Подтянуть болтовые соединения Сменить прокладку

Неисправность	Причина	Способ устранения
Утечка газа через материал корпуса	Эрозионное „разъедание” стенок корпуса, образование свища	Заварить свищ
Задвижка открывается трудно или вообще не открывается	Повреждена или очень загрязнена резьба шпинделя Замерзла влага в сальниковом устройстве или в запорном узле	Исправить или зачистить резьбу Отогреть задвижку горячей водой
Усилие поворота на маховике больше 50 кгс	Отсутствие смазки Изменение свойств смазки Заклинивание, задир уплотнительных поверхностей, кинематических пар	Набить смазку Сменить смазку Снять кран, перебрать и отремонтировать
Потеря герметичности крана	Недостаточное давление смазки Отсутствие смазки Изменение свойств смазки Износ или механические повреждения уплотнительных поверхностей	Проверить мультипликатор, при необходимости отремонтировать его Заправить кран смазкой Сменить смазку Поджать пробку регулировочным болтом так, чтобы не препятствовать ее повороту; при невозможности устранить негерметичность, снять кран для ремонта
Большое время закрытия	Задир кинематических пар Разрушение поршневых колец в пневмоприводе Засорение фильтров Порча мультипликатора	Снять, перебрать и отремонтировать дефектные пары Сменить кольца, манжеты Очистить фильтры Отремонтировать мультипликатор
Мультипликатор не дает достаточного давления	Задир поршня Разрушение поршневых колец, прокладок Отказ в работе обратных клапанов Погнут шток	Снять и отремонтировать Сменить манжеты, кольца и прокладки Заменить обратные клапаны
В конечных положениях пневмопривод не выключается	Нарушение регулировки конечных выключателей Отказ узла управления	Подрегулировать подвижными упорами Отремонтировать узел управления
Краны запорные пробковые		
Нарушена герметичность затвора	Загрязненная смазка или несоответствие ее температурному режиму	Проверить качество смазки и ее соответствие температурному режиму

Неисправность	Причина	Способ устранения
Усилие на маховике более 50 кгс	Отсутствие смазки в кране Увеличен зазор между уплотнительными поверхностями пробки и корпуса Задир уплотнительных поверхностей пробки и кинематических пар редуктора с корпусом	Набить кран смазкой под давлением, проверить давления смазки в мультипликаторе Поджать пробку регулировочным винтом, проверить ее на легкость поворота Разобрать кран и устранить дефекты
Большое время закрытия	Примерзание пробки к корпусу (повышенная влажность газа) Не исправен узел управления Износ или разрушение поршневых колец пневмопривода Задир направляющих поверхностей пневмопривода Загрязнение фильтра-осушителя Мультипликатор не срабатывает	Отогреть кран и отжать пробку крана набивкой смазки Проверить узел управления, устранить неисправности Заменить уплотнительные кольца Снять пневмопривод и устранить задиры Очистить фильтр-осушитель
Мультипликатор не дает необходимого давления	Износ или разрушение поршневых колец и обеспечение ими герметичности Задир цилиндра Отказ в работе обратных клапанов	Отремонтировать мультипликатор Замнить кольца и проверить обеспечение ими герметичности Снять мультипликатор и устранить задиры Отремонтировать клапаны
В конечных положениях пневмопривод не выключается	Нарушение регулировки конечных выключателей Не исправен конечный выключатель Отказ узла управления	Отрегулировать подвижными упорами или прокладками под конечный выключатель Сменить выключатель Отремонтировать узел управления
Узел управления не срабатывает	Не исправен узел управления Обмерзание вентиля в месте отбора сжатого газа	Снять и отремонтировать узел управления Отогреть водой; заменить на большее проходное сечение
Одоризатор АОГ-30		
Одоризатор не работает; давление питания есть; Давление питания есть, реле времени не работает	„Залегла” мембрана клапана Засорен дроссель реле времени	Разобрать клапан, заменить мембрану Прочистить и продуть дроссель

Неисправность	Причина	Способ устранения
Не срабатывает аварийная система одоризации	Сбилась регулировка датчика давления Негерметичность в соединениях трубопроводов аварийной системы В линию нагнетания (и насос) проник (или образовался) газ	Подрегулировать датчик давления Обмыливанием соединений найти место негерметичности и устранить Удалить газовую подушку
При всей работающей системе отсутствуют вспрыск и повышается давление в линии нагнетания Вспрыск слабый; по манометру на линии нагнетания наблюдается падение давления при всасывании Отсутствие вспрыска и расхода одоранта по калибровочной емкости	Клапан нагнетания негерметичен Засорился клапан на всасывании, клапан негерметичен	Перебрать клапан, возможно, заменить элемент уплотнения Перебрать клапан, заменить элемент уплотнения

Пневматические усилители типа УП-1 и УП-2

При поступлении командного давления в полость А нет подачи газа высокого давления в пневмопривод или мультипликатор	Порвана мембрана Засорился фильтр-осушитель Верхний клапан герметично не перекрывает седло	Снять крышку, промежуточное кольцо и заменить мембрану Перезарядить фильтр-осушитель адсорбентом (цеолитом, силикагелем) Разобрать усилитель со стороны мембранного привода, извлечь верхний клапан, прочистить внутреннюю полость усилителя и уплотнительную шайбу клапана, установить на место или заменить ее, собрать усилитель Полностью разобрать усилитель, продуть внутренние полости, очистить и промыть соляной кислотой поверхности корпуса и клапанов от грязи, оксидов, после чего вновь собрать усилитель. В случае поломки или глубокой коррозии пружины заменить ее
После прекращения подачи командного давления в надмембранную полость поступление газа высокого давления в пневмопривод или мультипликатор не прекращается	Попадание твердых частиц между нижним клапаном и седлом; загрязнение и окисление трущихся поверхностей верхнего и нижнего клапанов, о стенки корпуса; необеспечение пружины прижатия клапана к седлу; неправильная установка мембраны	

Пневмопривод

Перестановка пробки крана происходит очень медленно	Износ уплотнительных колец поршня	Заменить уплотнительные кольца. Устранить шероховатости и задиры на внутренних поверхностях цилиндра
---	-----------------------------------	--

Неисправность	Причина	Способ устранения
Пробка крана не всегда проходит до упора в положениях „Открыто”, „Закрыто”	Отсутствие смазки полости цилиндра и штока Попадание в полость цилиндра твердых частиц Загрязненность и коррозия поверхности и штока Износ уплотнительных колец поршня Конечные выключатели срабатывают с опережением	Протереть и смазать внутреннюю поверхность цилиндра и шток Сменить адсорбент в фильтре-осушителе Очистить, промыть и смазать поверхность штока Заменить уплотнительные кольца Отрегулировать работу конечных выключателей

Мультипликатор смазки крана

Мультипликатор не обеспечивает необходимое давление смазки	Износ уплотнительных колец поршня Некачественная обработка внутренней поверхности цилиндра Неисправность обратных клапанов	Разобрать мультипликатор, заменить уплотнительные кольца Разобрать мультипликатор, устранить шероховатости и задиры на внутренней поверхности цилиндра Разобрать обратный клапан, промыть, прочистить, при необходимости сформовать уплотнительную поверхность седла под шарик
--	--	--

Регуляторы давления типа РД-32 и РД-50

При медленном открытии крана перед регулятором давление в газовом коллекторе возрастает сильным „всплеском” или „качкой” После закрытия крана продувочной свечи выходящее давление непрерывно повышается вплоть до срабатывания гидрозащиты	Нарушена проходимость импульсной трубки или свечи безопасности при подсоединении их к штуцерам регулятора накидной гайкой При прекращении подачи газа через продувочную свечу золотник не закрывает седло регулирующего клапана	Разобрать штуцерное соединение, заменить уплотнительную прокладку. Диаметр отверстия прокладки должен быть не менее 7 мм Уменьшить усилие пружины на мембрану
--	--	--

Регуляторы давления типа К, 28с48нж и 28с50нж

При подаче командного газа в мембранно-исполнительный механизм шток не перемещается	Порвалась мембрана у клапанов вида ВЗ	Разобрать мембранно-исполнительный механизм, сменить мембрану, собрать и отрегулировать мембранно-исполнительный механизм
---	---------------------------------------	---

Неисправность	Причина	Способ устранения
Выходное давление повышается при малом отборе газа	Износ уплотнительных поверхностей золотника и седла Обрыв штока Попадание твердых частиц между седлом и золотником Засорение, разрыв, перекрытие трубки, передающей командное давление в мембранный привод регуляторов вида ВЗ Велика общая длина штока у регуляторов вида ВО	Притереть золотник с седлом Разобрать клапан, заменить шток С помощью командного прибора 2–3 раза кратковременно открыть и закрыть регулятор. Если после этого давление продолжает повышаться, регулятор следует разобрать, узел дросселирования прочистить, промыть и вновь собрать Если вентиль на импульсной линии открыт, необходимо проверить целостность импульсных трубок, прочистить их и продуть Сократить общую длину штока посредством соединительной втулки до полного закрытия регуляторов Заменить мембрану
Выходное давление понижается	Порвалась мембрана у регулятора вида ВО Засорение, разрыв, перекрытие трубки, подающей командное давление в мембранный привод регуляторов вида ВО Велика общая длина штока у регуляторов вида ВЗ	Если вентиль на импульсной линии открыт, необходимо проверить целостность импульсных трубок, прочистить их и продуть Сократить общую длину штока посредством соединительной втулки до полного закрытия регуляторов Смазать и отрегулировать затяжку сальника
При плавном изменении подаваемого в мембранный привод командного давления шток перемещается скачками Утечка газа через сальниковое устройство	Отсутствие смазки в сальнике или тугая его затяжка Недостаточная смазка, слабое уплотнение сальниковой набивки, которая утратила свои уплотняющие свойства	Произвести дополнительную смазку, подтянуть сальник с помощью грундбоксы или заменить сальниковую набивку
Шток с золотником при плавном изменении командного давления от максимума не доходит до верхнего и нижнего положений	Пружина регулятора сжата больше, чем требуется, поэтому усилие командного давления оказывается недостаточным для ее сжатия	Отрегулировать усилие пружины

Неисправность	Причина	Способ устранения
Заданное давление на выходе устанавливается в процессе регулирования только при крайних положениях золотника: верхнем и нижнем	Пружина клапана недостаточно сжата, поэтому не может преодолеть силы между штоком и сальником Попадание между золотником и соплом твердых частиц Условный диаметр регулятора велик (требуемое давление на выходе обеспечивается при почти полностью закрытых соплах) Условный диаметр регулятора мал (требуемое давление на выходе обеспечивается только при почти полностью открытых соплах)	Отрегулировать сжатие пружины и затяжку сальника Разобрать регулятор, прочистить и промыть уплотнительные поверхности золотника и сопла Заменить на регулятор с меньшим условным диаметром; переделать дросселирующий узел, оставив в работе одну пару дросселирующего органа Заменить на регулятор с большим условным диаметром
Регулятор давления типа РД-64 (D_н = 25, 40 мм)		
Регулятор не настраивается	Засорился перепускной канал из нагрузочной камеры в надмембранную полость Деформированы уплотнительные поверхности золотников перепускных вентилях	Снять корпус нагружающего устройства, прочистить перепускной канал Заменить золотник вентильного устройства
После настройки регулятора давление на выходе постепенно снижается	Негерметичность перепускных вентилях Порвана мембрана Негерметично заделана мембрана	Проверить исправность перепускных вентилях, устранить неисправность Заменить мембрану Устранить негерметичность заделки мембраны
При изменении расхода газа давление за регулятором не поддерживается постоянным	Заседание подвижной системы регулятора по следующим причинам: разбухание резиновых уплотнительных колец, загрязнение трущихся поверхностей, намораживание кристаллогидратов в узле редуцирования	Разобрать регулятор, очистить от грязи и кристаллогидратов, заменить кольца
Регулятор работает нечетко	Поломана пружина золотника Сломан направляющий хвостовик золотника	Заменить пружину Заменить золотник
Не подается импульс газа выходного давления	Засорились импульсные трубки	Продуть импульсные трубки

Неисправность	Причина	Способ устранения
Регулятор давления типа РД-64 ($D_y = 50, 80, 100$ и 150 мм)		
При подаче командного газа в мембранный блок шток не перемещается	Мембрана не прогибается вследствие неправильной установки при сборке	Совершенно ослабить крепежные болты крышки и мембранного блока, установить мембрану так, чтобы она могла прогибаться
	Заедание направляющего стакана в нижнем седле	Регулятор разобрать, найти причину заедания, устранить ее
При малом отборе газа давление на выходе повышается	Износ уплотнительной поверхности золотника	Заменить золотник
	Ослабление гаек, крепящих золотник к штоку	Подтянуть гайки
	Попадание твердых частиц между золотником и седлом	Регулятор разобрать, прочистить, промыть узел дросселирования и вновь собрать
Выходное давление понижается	Порвалась мембрана	Заменить мембрану
	Обмерзание деталей задающего редуктора ВР-1 и импульсных линий	Демонтировать импульсные трубки и редуктор ВР-1, отогреть, продуть, просушить и вновь смонтировать
При плановом изменении подаваемого в мембранный привод командного давления шток перемещается скачками	Отсутствие смазки уплотнительных колец штока и направляющего стакана	Добавить смазку в полость штока и в направляющий стакан
Заданное давление на выходе устанавливается в процессе регулирования только при крайних положениях золотника: верхнем или нижнем	D_y регулятора велик, если обеспечивает заданное давление при почти полном закрытии седла золотника	Заменить регулятор или золотник: вместо тарельчатого поставить чашечный (корончатый)
	D_y регулятора мал, если обеспечивает заданное давление при почти полностью открытом седле золотника	Регулятор заменить на следующий размер D_y
При определенном расходе газа кривая записи давления на расходомере принимает резко выраженный пилообразный вид	Завышенный D_y регулятора	Заменить регулятор
Регулятор РДУ		
Регулятор не настраивается на заданное давление	Порвана мембрана усилителя	Заменить мембрану усилителя

Неисправность	Причина	Способ устранения
После настройки регулятора давление на выходе отклоняется от заданного сверх допустимых пределов	Засорилось подающее или сбросное седло усилителя	Разобрать усилитель, прочистить седло
	Произошло засорение линии питания усилителя или импульсной линии	Продуть подающую и импульсную линии
	Закрыт или засорился вентиль на импульсной линии	Открыть вентиль и продуть его
	Заклинивание редуцирующего органа исполнительного устройства по причине намораживания кристаллогидратов	Отключить регулятор, обогреть корпус исполнительного устройства
	Замерзание клапана и седел усилителя	Обогреть корпус клапанного устройства, установить фильтр-осушитель перед редуктором перепада
	Произошло разрушение резиновых колец привода исполнительного устройства	Разобрать исполнительное устройство, заменить резиновые кольца
	Заклинилась подвижная система усилителя	Разобрать усилитель, очистить ходовую часть от пыли и грязи
	Произошло замерзание редуктора перепада	Обогреть корпус редуктора, установить фильтр-осушитель

Линейно-осевой регулятор давления ЛОРД

Неисправность	Способ устранения
Перетекание газа из одной полости в другую из-за негерметичности.	Разобрать регулятор и заменить соответствующее уплотнительное кольцо.
Заклинивание движущихся частей из-за попадания в трущиеся пары загрязнений.	Разобрать регулятор, прочистить и смазать соответствующие трущиеся части.
Не настраивается командное давление из-за неисправного усилителя или кислородного редуктора.	Разобрать усилитель или кислородный редуктор, выяснить причину и устранить неисправность.
Выходное давление резко возрастает по времени и становится больше командного.	Снять и прочистить трубку подвода входного давления в разгрузочную полость регулятора.

Пневматическая система типа „Защита”

Неисправность	Причина	Способ устранения
Падение давления в линии питания системы	Засорение блока фильтра со стабилизатором	Разобрать, прочистить блок фильтра со стабилизатором
	Повреждение линии питания	Отсоединить соответствующую линию и заменить импульсную трубку
	Разрыв мембраны индикатора	Заменить индикатор

Неисправность	Причина	Способ устранения
Утечка газа из элементов пневмоавтоматики Не проходит команда на уплотнение закрывшегося крана	Неисправность элемента	Заменить элемент
	Изменилась уставка	Настроить соответствующий дроссель
	Не сработал конечный выключатель	Проверить исправность нажимного устройства или заменить конечный выключатель

Автоматические ГРС (АГРС-1/3 и АГРС-3)

Подогреватель газа не работает	Погас запальник, электромагнитный клапан перекрыл подачу газа к горелкам Вышли из строя термопара и электромагнитный клапан, прекратилась подача газа к горелкам Вышел из строя регулятор давления газа горелок	Регулировкой подачи газа к запальнику добиться устойчивого пламени Отремонтировать термопару или заменить ее
Подогреватель газа не работает или поддерживает на выходе слишком высокую температуру	Вышел из строя терморегулятор	Осмотреть и отремонтировать регулятор давления газа В случае заклинивания ходовой части перебрать и очистить подвижные детали. В случае прорыва термометрической системы устранить повреждение и вновь заполнить систему жидкостью (масло, керосин)
Выход из строя регулятора давления газа редуцирующих ниток: а) регулятор не настраивается на требуемое выходное давление б) после настройки регулятора давление на выходе постепенно падает	Отломился или деформировался кончик иглы перепускного вентиля Нагружающая камера утратила герметичность	Заменить иглу перепускного вентиля Проверить состояние мембраны и перепускных вентилях Ликвидировать негерметичность нагружающей камеры
в) при изменении расхода газа давление за регулятором не поддерживается постоянным г) регулятор работает нечетко	Заклинилась подвижная система регулятора Поломана пружина клапана Поломан направляющий хвостовик клапана	Разобрать регулятор Очистить от пыли и грязи, собрать и проверить на легкость и плавность хода Заменить пружину Заменить клапан

Неисправность	Причина	Способ устранения
д) не подается импульс в импульсную камеру Газ не одорируется	Засорилась импульсная трубка Засорился регулирующий вентиль подачи одоранта	Продуть импульсную трубку Прочистить вентиль
Характерные неисправности регулирующей системы: а) рабочая нитка закрыта, резервная — открыта. Давление на выходе нормальное б) рабочая и резервная нитки открыты. Давление на выходе нормальное	Вышел из строя регулятор давления рабочей нитки из-за заклинивания подвижной системы Вышел из строя регулятор давления рабочей нитки, так как нагружающая камера утратила герметичность и заклинило подвижную систему	Разобрать регулятор и отремонтировать Разобрать регулятор и отремонтировать
в) рабочая и резервная нитки открыты. Давление на выходе понижается	Выход из строя подогревателя газа и как следствие образование гидратов в рабочих проходах регуляторов давления газа	Очистить полости регуляторов от кристаллогидратов и отремонтировать подогреватель газа
г) рабочая и резервная нитки закрыты и попеременно то открываются, то закрываются	Одновременно вышли из строя регуляторы давления рабочей и резервной ниток	Отремонтировать регуляторы

Автоматическая ГРС типа АГРС-10

Регуляторы давления в блоке редуцирования не настраиваются на заданное давление	Порвана мембрана усилителя регулятора Засорились подающее или сбросное седла регулятора Засорилась линия питания усилителя или импульсная Закрыт или засорился вентиль импульсной линии	Заменить мембрану Разобрать усилитель и прочистить седла Продуть подающую или импульсную линии Открыть вентиль и прочистить его
После настройки регулятора давления выходное давление газа отклоняется от заданного сверх допустимых пределов	Заклинивание редуцирующего органа исполнительного устройства из-за образования гидратов Замерзание клапана и седел усилителя Разрушение уплотнительных колец привода исполнительного устройства Заклинивание подвижной системы усилителя	Отключить регулятор и отогреть исполнительное устройство Отогреть корпус клапанного устройства. Установить фильтр-осушитель перед редуктором перепада давления. Разобрать исполнительное устройство и заменить уплотнительные кольца Разобрать усилитель, очистить подвижную часть

Неисправность	Причина	Способ устранения
Давление газа в линии питания системы „Защита-2” падает	Замерзание редуктора перепад Засорился блок фильтра со стабилизатором системы „Защита-2” Повреждение линии питания Разрыв мембраны индикатора Не исправен регулятор давления рабочей нитки	Собрать усилитель и проверить легкость хода подвижной системы Отогреть корпус редуктора, установить фильтр-осушитель Прочистить дроссель блока фильтра со стабилизатором Заменить импульсную линию Заменить индикатор Отремонтировать регулятор на рабочей нитке
Рабочая нитка редуцирования закрыта, резервная – открыта, давление газа на выходе из ГРС нормальное Рабочая и резервная нитки открыты; давление на выходе из ГРС нормальное Рабочая и резервная нитки открыты, давление газа на выходе из ГРС пониженное Одорант в газопровод поступает, но степень одоризации значительно ниже нормы	То же	То же
Одорант в газопровод поступает, но степень одоризации выше нормы. В стеклянной трубке измерительной емкости УОГ-1 при контрольном измерении характерных колебаний уровня одоранта не наблюдается	Загидрачивание рабочих проходов регуляторов давления или заедание их подвижной системы Вентиль и шаровой кран рабочей линии блока одоризации УОГ-1 открыты не полностью Засорился вентиль рабочей линии блока одоризации УОГ-1 Засорился кольцевой зазор дозатора При работе дозатора в циклическом режиме сбился регулировка дросселя клапана. Коэффициент K больше установленного при настройке значения Засорился и негерметичен клапан поплавковой камеры УОГ-1 Произошла разгерметизация поплавка	Прочистить проходы регуляторов от гидратов и отремонтировать регуляторы Вентиль и шаровой кран открыть полностью Продуть вентиль газом, отсоединив вентиль от трубопровода со стороны дозатора. Продуть дозатор газом, отсоединив трубопровод рабочей линии со стороны плюсовой камеры Провести настройку дросселя клапана Разобрать, промыть и прочистить поплавковую камеру Определить место разгерметизации и запаковать

Неисправность	Причина	Способ устранения
Одорант в газопровод не поступает	Закрыт вентиль между измерительной и расходной емкостями УОГ-1 В расходной емкости закончился одорант Засорилось сопло дозатора	Открыть вентиль Заполнить емкость одорантом Вывернуть сопло и промыть в керосине. Очистить фильтр одоранта Отогреть поплавковую камеру горячей водой. Проверить качество одоранта Промыть контакты спиртом
При нормально работающем одоризаторе УОГ-1 происходит ложное срабатывание его сигнализации	Клапан поплавковой камеры УОГ-1 замерз Плохой контакт в разъемах блока сигнализации. Обрыв жилы кабеля „обмотка реле” Неисправна плата стабилизатора напряжения блока сигнализации УОГ-1 Неисправна одна из плат реле времени	Прозвонить кабель и устранить обрыв Переключить блок сигнализации УОГ-1 на питание от аккумуляторной батареи. Исправить платы Проверить блок сигнализации УОГ-1 на время формирования сигнала аварии, определить неисправную плату и заменить ее исправной

Дистанционно-аварийная сигнализация типа УСГ-3

При отсутствии напряжения в сети переменного тока 220 В устройство не работает В ДО поступает аварийный сигнал Неисправности на ГРС нет При замыкании контактов датчиков на ГРС сигнал аварии на ГРС не возникает Не горит лампа „Сеть” в приемном или передающем блоках	Проверить источники резервного питания в блоках. Заменить батареи на новые, если напряжение на них будет меньше 9 В Обрыв или короткое замыкание линии связи. Проверить и устранить повреждение на линии связи. Проверить предохранитель в АЗУ-2 Загрязнились контакты датчиков, прочистить контакты. Обрыв кабеля, соединяющего датчик с передающим блоком, или нарушено соединение с кабелем на клеммных колодках. Проверить и устранить повреждение в соединительном кабеле Перегорел предохранитель Перегорела лампа „Сеть”	Заменить предохранитель Заменить лампу
--	---	---

Автоматика безопасности котлов типа УАБ-МП-М

Утечка газа при работающих горелках	Неплотно завернуты штуцеры Неплотно прикрыто сопло заслонкой	Подтянуть все штуцерные соединения Убедиться в плотном прикрытии сопла биметаллической заслонкой в датчиках пламени и тяги
-------------------------------------	---	---

Неисправность	Причина	Способ устранения
Утечка газа в датчике тяги	Неплотно прикрыто сопло заслонкой	Подбором специальных шайб обеспечитькрытие сопла заслонкой, добиться времени срабатывания автоматики в пределах 8–12 с
Утечка газа в датчике пламени	То же	Заменить прокладки и установить заслонку относительно сопла с зазором, обеспечивающим время срабатывания автоматики 15–20 с
Утечка газа при полном прикрытии сопел заслонками и герметично затянутых штуцерных соединениях	Неисправен клапан-отсекатель	Заменить
Утечка газа в запальную горелку	Автоматическое прекращение подачи газа	Прочистить и смазать касторовым маслом уплотнительную подушку клапана-отсекателя. Проверить отсутствие утечки газа через пусковую кнопку реле
Утечка газа при прекращении подачи его на горелки	Неисправен клапан-отсекатель	Заменить
Время срабатывания больше установленного (30 с) либо менее 8 с при полном завале дымохода и угасании пламени	Не отрегулирован шайбами зазор в датчике тяги Мал зазор между соплом и заслонкой в водонагревателях	Отрегулировать зазор между соплом и заслонкой На водонагревателях увеличить зазор между соплом и заслонкой датчика пламени. При этом заменить паронитовую прокладку Регулировкой добиться увеличения времени срабатывания
Пламя горелки гаснет	Давление газа перед горелкой менее 40 мм вод. ст.	Отрегулировать давление газа перед горелкой
Сетевая катодная станция типа КСС		
При включении станции в сеть отсутствует напряжение на выходе, показания вольтметра и амперметра отсутствуют	Неплотно вставлен или перегорел предохранитель	Проверить надежность и целостность предохранителей, неисправные предохранители заменить (кроме КСС-1200-61)
	Неисправен выключатель в цепи высокого напряжения	Вынуть блок станции, проверить выключатель, устранить неисправность или заменить выключатель

Неисправность	Причина	Способ устранения
Показания вольтметра отсутствуют. Ток в цепи нагрузки есть (по показаниям амперметра)	Обрыв или излом провода в цепи высокого напряжения	Вынуть блок станции из кожуха, проверить состояние проводки и устранить обнаруженные повреждения монтажа
Вольтметр показывает наличие напряжения, показания амперметра отсутствуют	Неисправен вольтметр. Обрыв в проводке	Вынуть блок, проверить монтаж проводки к вольтметру. Заменить вольтметр (при его неисправности) или устранить неисправность проводки
	Неисправен амперметр. Оборван провод от шунта к амперметру	Проверить наличие и значение выпрямленного тока во внешней цепи контрольным прибором
При включении катодной станции предохранитель в цепи высокого напряжения перегорает (или срабатывает автоматический выключатель КСС-1200-61)	Перегрузка станции	При обнаружении тока вынуть блок из кожуха, осмотреть проводку, устранить неисправность или заменить амперметр
	Замыкание цепей выпрямленного тока на корпус	Проверить нагрузку при сниженном напряжении и вторичной цепи. Переключением ступеней регулирования напряжения уменьшить нагрузку станции
	Закорочен выпрямительный блок	Вынуть блок станции. Проверить омметром и мегомметром изоляцию между корпусом и цепями выпрямленного напряжения
	Витковое замыкание в трансформаторе	Повреждения устранить Вынуть блок станции Проверить каждый выпрямитель, неисправные заменить
При проверенном номинальном напряжении сети и номинальной нагрузке ток катодная станция при переключении напряжений переключателями грубой и плавной регулировки дает напряжение меньше указанного в таблице	Сильное стирание выпрямленных столбов (КСС/С-61)	Проверить трансформатор на отсутствие замыкания на холостом ходу. При обнаружении неисправности трансформатор отремонтировать или заменить
	Витковое замыкание в трансформаторе	Вынуть блок выпрямителей, проверить, каково падение напряжения в каждом из выпрямительных столбов
		При несоответствии заменить выпрямители
		Проверить трансформатор на отсутствие замыкания на холостом ходу. При обнаружении неисправности трансформатор отремонтировать или заменить

Неисправность	Причина	Способ устранения
Автоматический водонагреватель типа АГВ		
Не работает магнитный газовый клапан	Окисление контактных шайб	Отвернуть накидную гайку термопары и наждачным полотном зачистить контактные шайбы, навернуть накидную гайку
Не работает магнитный газовый клапан	Загрязнение полюсов сердечника и плоскостей якоря	Снять узел магнитного газового клапана, разобрать и протереть замшей или мягким сухим полотном плоскости якоря и сердечника электромагнита, не повредив полированной поверхности. Собрать и установить на место магнитный газовый клапан
Пламя запальника коптит или не горит	Засорено отверстие запальника	Пластиной толщиной 0,5 мм прочистить прорезь запальника
Прорвало мембрану предохранительного клапана	В баке создано гидравлическое давление более 6–8 кгс/см ² или температура выше 95–98 °С	Отвернуть корпус предохранительного клапана, заменить мембрану запасной и завернуть корпус. Предохранительная мембрана должна быть аккуратно вложена между двумя прокладками в корпусе и не должна иметь перегибов и других внешних дефектов. Установка самодельной мембраны может привести к аварии и несчастному случаю
При работе водонагревателя вода не достигла 80 °С, т. е. нужной температуры	Нарушена настройка регулятора температуры	Отрегулировать настройку терморегулятора
Пламя горелки гаснет	Тяга дымохода недостаточная. Дымоход не обеспечивает отвода продуктов сгорания	Отремонтировать дымоход в соответствии с требованиями для дымоходов, предназначенных для газовых приборов
Появление шума и отрыва пламени от газовой горелки	Большое поступление воздуха в горелку через смеситель	Поворотом воздушника уменьшить поступление воздуха
Пламя горелки коптящее (пламя горелки считается нормальным, если газ горит по всей горелке спокойно, имеет синюю окраску и высота его в пределах 80–155 мм)	Малое поступление воздуха	Поворотом воздушника увеличить подачу воздуха

Неисправность	Причина	Способ устранения
Подогреватель с жидкостным теплоносителем ПГ-10		
При нажатии кнопки „Контроль сигнализации” не горит одна из ламп сигнализации	Перегорела лампа	Заменить лампу
При нажатии кнопки „Контроль искры” отсутствует искра зажигания	Нарушен зазор между искрообразующими выводами электрода зажигания Электрод зажигания загрязнен Обрыв электроцепи зажигания Не работает катушка зажигания	Установить между искрообразующими выводами необходимое расстояние (не более 3 мм) Очистить электрод зажигания Проверить электроцепь и устранить неисправность Проверить катушку, устранить неполадки
При нажатии кнопки „Розжиг” запальная горелка не зажигается	Не открывается электромагнитный клапан запальной горелки Не поступает газ в запальную горелку, засорилось сопловое отверстие Сгорела катушка электромагнитного клапана	Проверить цепь электропитания клапана Если она исправна, заменить вентиль Разобрать запальную горелку, прочистить сопло Заменить катушку. Если это невозможно, заменить вентиль
Розжиг происходит, горение неполное Не загорается факел основной горелки	Не полностью поступает газ на запальную горелку Не открываются электромагнитные клапаны основной горелки	Разобрать запальную горелку, прочистить сопло Проверить цепь электропитания каждого клапана Если она исправна, установить, какой клапан неисправен, и заменить его
После срабатывания автоматики безопасности продолжает гореть факел горелки	Нарушена плотность электромагнитных клапанов горелки	Вскрыть клапаны и прочистить их от загрязнений
Не срабатывают датчики и приборы контролируемых параметров	Окислились контакты	Зачистить контакты
После нажатия кнопки „Розжиг” на шкафу управления загорается лампа „Нет пламени”	Неправильно установлен контрольный электрод Неисправен экран кабеля	Проверить правильность установки контрольного электрода Проверить правильность электромонтажа кабеля
При наличии пламени не гаснет лампа „Нет пламени” на щите шкафа управления	Неисправны контакты реле	Отключить автоматический выключатель, заменить реле или перепаять перемычки на резервные контакты и отразить это изменение в принципиальной электрической схеме

Неисправность	Причина	Способ устранения
Подогреватели ПГА-100 и ПГА-200		
Прогар радиационных конвективных труб змеевика и крутоизогнутых отводов	Перегрев труб и отводов	Заменить трубы и крутоизогнутые отводы
Погасла горелка	Засорились отверстия горелки	Прочистить отверстия горелки
	Нет подачи газа	Проверить соединения трубопровода топливного газа
		Прочистить трубы змеевика
Большой перепад давления в змеевике	Отложение механических примесей в трубах	Заменить горелочный камень
Выгорела футеровка горелочного камня подошелевой горелки	Некачественный материал	
Разрушилась футеровка огневой камеры	То же	Отремонтировать футеровку
Контрольно-запальное устройство: не горит запальник	Нет искры между электродами. Керамика треснула. Засорилось отверстие форсунки. Нет подачи газа	Проверить зазор между электродами. Заменить керамические трубки. Прочистить отверстие форсунки. Проверить соединение подводящего трубопровода
не открывается электромагнитный клапан		Произвести повторное включение с интервалом 15 с. В случае несрабатывания повернуть подачу напряжения тестером на клеммы.
		Прочистить контакты реле Р1 в блоке розжига и контроля пламени
не работает зажигание в блоке контроля пламени и зажигания	Не горит лампочка контроля пламени	Проверить контакты реле и целостность лампочки
Подогреватель с жидкостным теплоносителем ПТПГ-30		
При нажатии кнопки „Контроль сигнализации” лампа сигнализации не загорается	Перегорела лампа	Заменить лампу
При нажатии кнопки „Розжиг” горелка не зажигается	Нет искры зажигания из-за обрыва в цепи высоковольтного трансформатора	Проверить цепь высоковольтного трансформатора и устранить обрыв
	Не поступает газ на запальную горелку. Засорилось сопловое отверстие	Разобрать запальную горелку, очистить сопло и сетку

Неисправность	Причина	Способ устранения
Розжиг происходит, но напор факела слабый	Газ на запальную горелку поступает не полностью	Разобрать запальную горелку, очистить сопло и сетку
Розжиг происходит, а лампа „Пламени нет” не гаснет	Выпал электрод из держателя	Закрепить электрод в держателе
Нарушение нормальной работы прибора контроля пламени Ф34.2	Нарушение настройки прибора Ф34.2	Проверить функционирование прибора контроля пламени. Настройку его произвести согласно инструкции
Неисправности АГРС и способы их устранения		
Регулятор давления в блоке редуцирования не настраивается на заданное давление	Порвана мембрана усилителя регулятора	Заменить мембрану
	Засорилось подающее или сбросное седло регулятора	Разобрать усилитель и прочистить седло
	Засорилась линия питания усилителя или импульсная линия	Продуть подающую и импульсную линии
	Закрыт или засорился вентиль на импульсной линии	Открыть вентиль и прочистить его
Давление газа в линии питания системы „Защита-2” падает	Засорился блок фильтра со стабилизатором системы „Защита-2”	Прочистить дроссель блока фильтра со стабилизатором
	Повреждение линии питания	Заменить импульсную линию
	Разрыв мембраны индикатора	Заменить индикатор
	Неисправность элементов	Заменить элементы
Утечка газа из элементов пневматики системы „Защита-2”	Изменилась установка дросселей системы „Защита-2”	Настроить дроссели системы „Защита-2”
Не проходит команда на уплотнение закрытых кранов с пневмоприводом на входах редуцирующих ниток		
Одорант в газопровод поступает, но степень одоризации значительно ниже	Не сработал концевой выключатель системы „Защита-2”	Заменить концевой выключатель или проверить исправность нажимного устройства
	Вентиль и шаровой кран рабочей линии блока одоризации УОГ-1 открыты не полностью	Вентиль и шаровой кран открыть полностью
	Засорился вентиль рабочей линии блока одоризации УОГ-1	Продуть вентиль газом, отсоединив его от газопровода со стороны дозатора
	Засорился кольцевой зазор дозатора	Продуть дозатор газом, отсоединив трубопровод рабочей линии со стороны плюсовой камеры

Неисправность	Причина	Способ устранения
Одорант в газопровод поступает, но степень одоризации выше нормы. В стеклянной трубке замерной емкости УОГ-1 при контрольном замере не наблюдается характерных колебаний уровня одоранта Одорант в газопровод не поступает	При работе дозатора в циклическом режиме сбилась регулировка дросселя клапана	Провести настройку дросселя клапана
	Засорился и негерметичен клапан поплавковой камеры УОГ-1	Разобрать, промыть и прочистить поплавковую камеру
	Произошла утечка одоранта	Найти место негерметичности, удалить одорант и запаковать
При нормально работающем одоризаторе УОГ-1 происходит ложное срабатывание его сигнализации	Закрит вентиль между замерной и расходной емкостями УОГ-1	Открыть вентиль
	В расходной емкости кончился одорант	Заполнить емкость одорантом
	Засорилось сопло дозатора	Вывернуть сопло и промыть в керосине, отчистить фильтр дозатора
	Плохой контакт в разъемах блока сигнализации УОГ-1	Промыть контакт спиртом
	Обрыв жилы кабеля „обмотка реле“	„Прозвонить“ кабель и устранить обрыв
	Неисправность платы стабилизатора напряжения блока сигнализации УОГ-1	Переключить блок сигнализации УОГ-1 на питание от аккумуляторной батареи, исправить плату

6. РЕМОНТНЫЕ РАБОТЫ, ПРОВОДИМЫЕ НА ГРС

Технологические операции и виды ремонтных работ	Периодичность
Блок очистки газа	
Составление дефектной ведомости	По мере необходимости
Обследование и испытание сосудов, работающих под давлением	По мере необходимости
Ревизия запорной арматуры на входе и выходе блока	1 раз в год
Ревизия запорной арматуры на дренажной линии	Не реже 1 раза в 6 месяцев
Ремонт запорной арматуры	По мере необходимости
Ремонт регулирующей арматуры в системе автоматического удаления жидкости	По мере необходимости
Окраска наружных поверхностей оборудования и трубопроводов с последующим восстановлением надписей и указателей	По мере необходимости
Блок подогрева газа	
Составление дефектной ведомости	По мере необходимости
Ревизия теплообменника	1 раз в год
Ревизия подогревателей газа	1 раз в год
Ревизия запорной арматуры на водяной и газовых линиях	1 раз в год
Ревизия блоков безопасности горения и регулирования	1 раз в год
Проверка герметичности запорной арматуры	1 раз в год
Проверка работоспособности автоматики безопасности горения и регулирования	Ежемесячно
Ремонт запорных кранов и задвижек	По мере необходимости
Восстановление повреждений теплоизоляции на корпусе и коммуникациях блока	По мере необходимости
Блок редуцирования	
Составление дефектной ведомости	По мере необходимости
Ревизия запорной арматуры	1 раз в 6 месяцев
Ревизия регулирующей арматуры	1 раз в 6 месяцев
Ремонт запорной арматуры с ручным приводом	По мере необходимости

Технологические операции и виды ремонтных работ	Периодичность
Ремонт запорной арматуры с пневмоприводом	По мере необходимости
Ремонт регулирующей арматуры	По мере необходимости
Апробирование работоспособности рабочих и резервных линий от узлов дистанционного управления кранами	1 раз в месяц
Проверка герметичности в местах соединений импульсных линий к командным приборам, редукторам, задатчикам, регуляторам давления, фильтрам	Ежедневно
Ревизия узла подготовки импульсного и командного газа	По мере необходимости
Регенерация поглотителя в узле подготовки газа	По мере необходимости
Окраска наружных поверхностей оборудования и трубопроводов с восстановлением надписей и указателей направления потока газа	По мере необходимости
Блок учета газа	
Составление дефектной ведомости	По мере необходимости
Ревизия сужающего устройства	1 раз в год
Проверка герметичности соединительных линий блока	Ежедневно
Проверка точности показаний и тарировка приборов учета газа	Ежеквартально
Проверка и устранение утечек газа в соединениях блока учета	Ежедневно
Проверка показаний планиметров по контрольной линейке	1 раз в 10 дней
Комплексная проверка под руководством инженера ГРС состояния расходомерных узлов и достоверности учета газа	Ежеквартально
Подготовка и сдача в государственную поверку расходомерных устройств и приборов	1 раз в год
Блок одоризации	
Составление дефектной ведомости	По мере необходимости
Полная ревизия запорной регулирующей и предохранительной арматуры	1 раз в год
Полная замена сальниковой набивки, смена уплотнительных прокладок	1 раз в год
Проверка и регулировка расхода одоранта	Ежедневно
Блок переключения	
Составление дефектной ведомости на коммуникации, арматуру и оборудование блока	По мере необходимости
Ревизия запорной и предохранительной арматуры	1 раз в год
Настройка срабатывания предохранительных клапанов и пломбирование	1 раз в год
Проверка и апробирование плавности хода трехходового крана и запорной арматуры блока после ремонта	1 раз в год
Проверка работоспособности постоянно открытой и постоянно закрытой арматуры	1 раз в месяц

Технологические операции и виды ремонтных работ	Периодичность
Апробирование дистанционного управления краном с узла или щита управления	1 раз в месяц
Проверка герметичности, плотности запорных вентилей	1 раз в месяц
Ремонт запорной арматуры	По мере необходимости
Ремонт предохранительной арматуры	По мере необходимости
Подсыпка земли в местах размыва и проседания грунта	По мере необходимости
Окраска наружных поверхностей коммуникаций и оборудования блока с последующим восстановлением надписей и указателей направления движения газа	По мере необходимости
КИП и А	
Составление дефектной ведомости	По мере необходимости
Ревизия контрольно-измерительных приборов	1 раз в год
Ревизия датчиков, проверка работоспособности и точности срабатывания систем и устройств охранной, пожарной и дистанционной сигнализаций	1 раз в 6 мес.
Проверка и устранение утечек газа в соединениях КИП и А	По мере необходимости
Проверка работоспособности и точности показаний контрольно-измерительных приборов и автоматики	1 раз в квартал
Ремонт контрольно-измерительных приборов и автоматики	По мере необходимости
Ремонт систем охранной, пожарной и дистанционной сигнализации	По мере необходимости
Ревизия оборудования, блока подготовки и стабилизации газа защитной автоматики	1 раз в месяц
Проверка герметичности соединений в платах и элементах защитной автоматики	1 раз в квартал
Апробирование работоспособности защитной автоматики путем искусственного изменения давления	1 раз в квартал
Проверка установки датчиков и временных характеристик в системе защитной автоматики	1 раз в квартал
Апробирование дистанционного управления кранами линий редуцирования от узла управления и защитной автоматики	1 раз в квартал
Ремонт систем автоматики	По мере необходимости
Заливка масла в „карманы” датчиков	По мере необходимости
Запорная арматура	
Составление дефектной ведомости	По мере необходимости
Ревизия запорной арматуры	1 раз в год
Проверка работоспособности запорной арматуры	1 раз в месяц

Технологические операции и виды ремонтных работ	Периодичность
Ремонт запорной арматуры	По мере необходимости
Окраска запорной арматуры с восстановлением надписей, указателей, номеров	По мере необходимости
Система связи и телемеханики	
Составление дефектной ведомости	По мере необходимости
Ревизия средств связи и телемеханики	1 раз в год
Проверка работоспособности средств связи с диспетчером и потребителем	Ежедневно
Проверка работоспособности системы телемеханики в режимах ТР, ТУ, ТИ и ТС	1 раз в квартал
Проверка уставок датчиков системы телемеханики	1 раз в квартал
Проверка герметичности соединительных линий датчиков телемеханики и устранение утечек газа	Ежедневно
Ремонт средств связи и телемеханики	По мере необходимости
Окраска корпусов и щитов средств связи и телемеханики	По мере необходимости
Электрооборудование, молниезащита	
Составление дефектной ведомости	По мере необходимости
Ревизия электрооборудования	1 раз в год
Проверка надежности сварных (болтовых) соединений молниеотводов с контурным заземлением	1 раз в месяц
Проверка надежности заземления электрооборудования в электрических цепях	1 раз в месяц
Проверка работоспособности электроосвещения	Ежедневно
Ремонт электрооборудования и молниеотводов	По мере необходимости
Окраска электрооборудования и молниеотводов	1 раз в год
Отопление и вентиляция	
Составление дефектной ведомости	По мере необходимости
Ревизия системы отопления и вентиляции, автоматики горения и безопасности водогрейного котла	Перед отопительным сезоном
Ревизия оборудования блока редуцирования газа на собственные нужды	1 раз в квартал
Ремонт системы отопления и вентиляции	По мере необходимости
Окраска оборудования и системы отопления и вентиляции	По мере необходимости
Электрохимзащита	
Составление дефектной ведомости	1 раз в год
Ревизия средств электрохимзащиты	1 раз в год
Проверка работоспособности электрохимзащиты	1 раз в год
Ремонт электрохимзащиты	По мере необходимости

7. НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ

Разработкой новой научно-технической документации по строительству, монтажу и эксплуатации ГРС занимаются ведущие предприятия и организации России, имеющие большой опыт проектирования технологического оборудования ГРС. К таким фирмам и предприятиям относятся „Саратовгазприборавтоматика” (г. Саратов), „Агрогаз” (г. Екатеринбург), ВНИИР и ОКБ „Союз” (г. Казань), „Оргэнергогаз” (г. Москва) и др. Перед ними стояла задача разработать новую ГРС, отвечающую следующим требованиям. Эта станция должна быть:

- 1) автоматизированной, оснащенной современным оборудованием и надежной системой связи и телемеханики;
- 2) надежной и долговечной в эксплуатации и экологически чистой;
- 3) блочной или с укрупненными взаимозаменяемыми узлами, изготавливаемыми в заводских условиях;
- 4) оборудована устройствами для автоматического удаления конденсата в сборные емкости.

И наконец, все оборудование ГРС должно размещаться внутри помещений с температурой, необходимой для нормальной эксплуатации приборов КИП и А.

В конце 1995 г. разработаны в соответствии с ТУ 5-21-01-91, рассмотрены межведомственной комиссией РАО „Газпром” и рекомендованы к серийному выпуску новые блочные автоматизированные и блочно-комплектные ГРС, а также новое оборудование для них.

1. Автоматизированная станция „Саратов-1”, представляющая собой моноблок, смонтированный на жесткой сварной раме, с полной заводской сборкой.

Разработчики „Саратовгазприборавтоматика” и „Саратовгазавтоматика” (г. Саратов).

2. Автоматизированная станция „Саратов-5”, представляющая собой моноблок. На одной сварной раме размещены технологическое оборудование и утепленный шкаф КИП и А, а также подогреватель, одоризатор и дренажные емкости.

Разработчик „Саратовгазприборавтоматика” (г. Саратов).

3. Автоматизированная станция „Саратов-10”, представляющая собой моноблок, установленный на сварной раме, с полной заводской сбор-

кой. Оборудована утепленным блоком КИП и А и устройством дистанционной передачи сигналов о неисправностях в ДО или на пульт диспетчера ЛПУ. Имеет рабочую и резервную нитки.

Разработчики „Саратовгазприборавтоматика” и „Саратовгазавтоматика” (г. Саратов).

4. ГРС „Саратов-01” состоит из моноблока на раме сварной конструкции с полной заводской сборкой. Имеет две равноценные нитки редуцирования (рабочую и резервную), байпасную линию и емкость для хранения запаса одоранта на 15 дней с устройством для нейтрализации паров одоранта.

Разработчики „Саратовгазприборавтоматика” и „Саратовгазприбор” (г. Саратов).

5. ГРС „Саратов-1Ф” представляет собой моноблок на сварной раме с полной заводской сборкой. Имеет утепленный блок КИП и А и устройство дистанционной передачи сигнала в ДО или на диспетчерский пульт ЛПУ.

Разработчики „Саратовгазприборавтоматика” и „Саратовгазприбор” (г. Саратов).

6. Автоматизированные ГРС „Урожай-1” и „Урожай-2”. Первая изготавливается из блок-бокса, вторая – из двух блок-боксов (блока ГРС и блока-котельной).

Разработчик „Агрогаз” (г. Екатеринбург).

7. ГРС „Тюмень” состоит из отдельных блоков на сварной конструкции, соединенных между собой газопроводами и кабелями. Оснащена двумя нитками редуцирования (рабочей и резервной), автоматикой прекращения подачи газа потребителям, устройством дистанционной подачи сигнала в ДО или на диспетчерский пульт ЛПУ. Узел редуцирования обеспечивает двухступенчатое регулирование давления. Станция имеет центробежный сепаратор с автоматическим сбросом жидкости в подземную емкость, а также фильтр тонкой очистки от механических примесей.

Разработчик „Тюменьнигазпром” (г. Тюмень).

8. ГРС „Смена-1” представляет собой моноблок из сварной конструкции, где расположены технологический блок, шкаф управления, блоки подогрева и одоризации газа. Имеет две нитки редуцирования (рабочую и резервную) и устройство дистанционной подачи сигналов в ДО или на диспетчерский пульт ЛПУ.

Разработчик АО „Газстройдеталь” (г. Тула).

9. Блочно-комплектная ГРС „Тула” состоит из отдельных блоков (технологического, подогрева, одоризации газа, сигнализации) и емкости для сбора конденсата. Блоки соединены между собой газопроводами и кабелями, образуя единый комплекс станции. Технологический блок оснащен двумя нитками редуцирования (рабочей и резервной), устройством дистанционной подачи сигналов в ДО или на диспетчерский пульт ЛПУ.

Выпускаются несколько модификаций БК-ГРС „Тула”, с одним или с двумя выходами газа к потребителю.

Разработчик АО „Газстройдеталь” (г. Тула).

10. Блочно-комплектная ГРС-80/80 состоит из отдельных блоков сварной конструкции. Имеет рабочую и резервную нитки редуцирования с двумя выходами на потребителя; отдельный блок КИП и А; устройство дистанционной подачи сигналов в ДО или на диспетчерский пульт ЛПУ; три фильтра очистки газа; подземные емкости для сбора конденсата и хранения одоранта. Для подачи газа в ДО оборудована редуцирующим пунктом РП-10, где давление газа снижается до 500 мм вод. ст. Оснащена одоризатором, установленным в блоке редуцирования.

Разработчик АО „Газстройдеталь” (г. Тула).

11. Блок редуцирования давления газа (БРД), (БРД-50 и БРД-100).

Разработчик „Саратовгазприборавтоматика” (г. Саратов).

12. Шкафная газорегуляторная установка (УГШ) (УГШ-1 и УГШ-2).

Разработчик „Агрогаз” (г. Екатеринбург).

13. Установка сепарации и редуцирования газа „Сириус” состоит из моноблока, в котором размещен блок редуцирования газа и сепаратор высокого давления. Оборудована двумя нитками редуцирования, предохранительными клапанами, теплообменником для подогрева газа паром.

Разработчик „Тюменьнигазпром” (г. Тюмень).

14. Регуляторы давления газа¹ типа РГСД-50/150, РГСД-80/150 и РГСД-80/200 имеют конструкцию, которая обеспечивает работу их без сброса газа в атмосферу.

Разработчик „Агрогаз” (г. Екатеринбург).

15. Газорегуляторный пункт с регулятором давления газа РДГ-50-Н смонтирован на общей раме из швеллеров. Состоит из фильтра, регулятора РДГ-50-Н и клапана для сброса газа в атмосферу в случае увеличения давления газа выше заданного.

Изготовитель Щекинский завод по ремонту технологического оборудования (г. Щекино Тульской области).

16. Редуктор-задатчик „Редут” включает в себя редуктор перепада I ступени и собственно редуктор. Оснащен металлической мембраной, что обеспечивает простоту конструкции и исключает ее разрыв.

Разработчик „Саратовгазприборавтоматика” (г. Саратов).

17. Автоматические редуцирующие пункты РП-10 и РП-10с состоят из сварного утепленного шкафа, который монтируется как на стене здания, так и на столбах. Оснащены двумя редуцирующими нитками, что позволяет редуцировать газ с 50 кгс/см² до 500 мм вод. ст.

Разработчики „Саратовгазприборавтоматика” и „Саратовгазприбор” (г. Саратов).

¹ Кроме того, разработаны и нашли применение регуляторы давления газа типа РДП, с эластичным затвором РДО-1, устройство и технические характеристики которых также приведены автором.

18. Защитное устройство (ЗУ) монтируется на технологических трубопроводах блока переключения ГРС имеет клавишу ручного управления, входной и выходной ответные фланцы под приварку к трубе.

Разработчик „Агрогаз” (г. Екатеринбург).

19. Фильтры двух- и трехкаскадные устанавливаются на блоках очистки газа от механических примесей и капельной влаги. Могут выпускаться с расходом газа от 1 до 30 тыс. м³/ч и рабочим давлением от 4 до 320 кгс/см² в различном исполнении.

Разработчик АОЗТ Волжское КБ РКК „Энергия” (г. Самара).

20. Емкость для сбора конденсата представляет собой металлическую цистерну сварной конструкции, устанавливаемую в блоке очистки газа под землей. Оборудована колодцем управления и газопроводом для перекачки конденсата в передвижную подземную емкость.

Изготовитель „Газстройдеталь” (г. Тула).

При компоновке новых АГРС, а также нового оборудования на монтажной площадке следует строго выполнять требования нормативной документации по пожарной безопасности и технике безопасности, а также требования „Инструкции по строительному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтяной и газовой промышленности” СН 433–79.

Следует также иметь в виду, что огневые подогреватели газа должны быть расположены от других технологических установок ГРС на расстоянии не менее 15 м.

АГРС „Саратов-1”

Предназначена для снабжения газом от магистральных газопроводов и отводов с давлением до 75 кгс/см² отдельных потребителей, промышленных и сельскохозяйственных объектов, а также населенных пунктов. Представляет собой моноблок, расположенный на раме с полной заводской сборкой.

Техническая характеристика АГРС „Саратов-1”

Пропускная способность (в зависимости от давления на входе и выходе), м ³ /ч:	
I диапазон	От 100 до 1000
II диапазон	От 20 до 400
Давление газа, кгс/см ² :	
на входе	12–75
на выходе	3–6
I диапазон	0,02–0,05 (200–
II диапазон	500 мм вод. ст.)
Напряжение питания В:	
переменный ток (50 Гц)	220/380
постоянный ток	24
Потребляемая мощность, Вт:	

по переменному току	Не более 300
по постоянному току	Не более 30
Температура, °С:	
газа на входе	От –10 до 60
окружающей среды	От –40 до 40
Габаритные размеры, мм:	
ширина	2200
длина	4580
высота	3650
Масса, кг	4000

Подогрев газа осуществляется теплообменником от котла АГВ, установленного в шкафу КИП и А. Расход газа измеряется комплексом „Суперфлоу-II”. Одорируется газ в установке капельного типа.

По отдельному заказу могут быть поставлены резервная емкость для одоранта и емкость для сбора конденсата.

АГРС „Саратов-5”

Предназначена для снабжения газом от магистральных газопроводов и отводов с давлением до 75 кгс/см² отдельных потребителей, промышленных и сельскохозяйственных объектов и населенных пунктов. Станция состоит из блока ГРС, в котором на одной раме расположены технологическое оборудование и утепленный шкаф КИП и А, а также одоризатор, подогреватель газа и дренажная емкость. Одоризатор снабжен узлом эжектирования для отсоса паров одоранта при заправках со сбросом в выходной коллектор.

Техническая характеристика АГРС „Саратов-5”

Пропускная способность (в зависимости от давления на входе и выходе), м ³ /ч:	
I диапазон	От 200 до 5000
II диапазон	От 20 до 200
Давление газа, кгс/см ² :	
на входе	12–75
на выходе	3–6
I диапазон	0,02–0,05 (200–
II диапазон	500 мм вод. ст.)
Напряжение питания, В:	
переменный ток (50 Гц)	220/380
постоянный ток	24
Температура, °С:	
газа на входе	От –10 до 60
окружающей среды	От –40 до 40

Расход газа измеряется комплексом „Суперфлоу-II”. Одоризация газа – автоматическая, пропорциональная расходу. Сброс отстоя из накопителя фильтра – автоматический.

АГРС „Саратов-10”

Предназначена для снабжения газом от магистральных газопроводов и отводов с давлением до 75 кгс/см² отдельных потребителей, промышленных и сельскохозяйственных объектов, а также населенных пунктов в районах с умеренным климатом. Обеспечивает газификацию потребителей с минимальными капитальными затратами за счет максимальной заводской готовности.

Основные функции станции:

- 1) очистка газа от капельной влаги и механических примесей;
- 2) подогрев газа перед редуцированием;
- 3) редуцирование высокого давления до заданного низкого и поддержание его на выходе с заданной точностью;
- 4) одоризация газа пропорционально его расходу перед подачей потребителю;

5) измерение расхода газа с многосуточной регистрацией;

6) аварийная сигнализация при нарушении режимов работы.

Оснащена устройством для автоматического удаления жидкости из системы очистки в сборные емкости. Системы редуцирования имеют по две линии на каждый диапазон. Системы автоматического управления оформлены в виде отдельных блоков, соединенных линиями связи.

Техническая характеристика АГРС „Саратов-10”

Номинальная пропускная способность одной линии, м ³ /ч	
I диапазон	От 200 до 10000
II диапазон	От 20 до 400
Давление газа, кгс/см ² :	
на входе	12-75
на выходе	
I диапазон	3-12
II диапазон	0,02-0,05
Температура газа, °С	От -10 до 60

ГРС „Саратов-0,1”

Предназначена для снабжения газом с давлением до 75 кгс/см² мелких потребителей (небольших поселков, фермерских хозяйств) от магистральных газопроводов и отводов в районах с умеренным и холодным климатом, с минимальными капитальными вложениями за счет максимальной заводской готовности. Предусмотрены две равноценные нитки редуцирования, байпасная линия для газоснабжения потребителей при проведении ремонтных работ, емкость для хранения запаса одоранта на 15 дней и возможность нейтрализации паров одоранта.

Основные функции станции:

- 1) очистка газа от капельной влаги и механических примесей;
- 2) снижение высокого давления на входе до требуемого низкого и поддержание его на выходе с заданной точностью;

3) подогрев газа на входе с регулировкой температуры;

4) одоризация газа перед подачей потребителю;

5) измерение расхода с помощью счетчика газа;

6) аварийная сигнализация при нарушении режимов работы.

Система автоматики обеспечивает дистанционную выдачу нерасшифрованного сигнала о нарушении режимов в работе и закрытие крана на входе при аварийных ситуациях.

Техническая характеристика ГРС „Саратов-0,1”

Пропускная способность, м ³ /ч	До 100
Давление газа, кгс/см ² :	
на входе	12-75
на выходе	0,015-0,03
Температура, °С:	
газа на входе	От -10 до 60
окружающей среды	От -40 до 50
Электропитание (от аккумуляторной батареи), В	24

ГРС „Саратов-1Ф”

Предназначена для снабжения газом от магистральных газопроводов с давлением до 75 кгс/см² фермерских хозяйств и других небольших населенных пунктов путем снижения высокого давления природного газа до заданного низкого и поддержания его с определенной точностью. Станция оборудована утепленным блоком КИП и А, устройством дистанционной подачи сигналов о неисправностях УСГЧ-2. В линии редуцирования применен регулятор давления газа с отсекателем РДО-25-100, который автоматически прекращает подачу газа при повышении $p_{\text{вых}}$ и автоматически открывается при его понижении до заданного значения.

Техническая характеристика ГРС „Саратов-1Ф”

Пропускная способность, м ³ /ч:	
I диапазон	От 100 до 1000
II диапазон	От 20 до 200
Давление газа, кгс/см ² :	
на входе	До 75
на выходе	
I диапазон	1-12
II диапазон	0,02-0,05
Одоризация газа	Капельная
Габаритные размеры, мм	7500×2600×2800
Масса, кг, не более	7500

АГРС „Урожай-1”

Предназначена для подачи газа от магистральных газопроводов давлением до 75 кгс/см² потребителям в заданном количестве, с заданным давлением и необходимой одоризацией. Изготавливается из блок-боксов для эксплуатации на открытом воздухе при температуре окружающего

воздуха от -40 до 40 °С, в соответствии с требованиями ТУ 5-21-01-91. Станция прошла межведомственную комиссию РАО „Газпром” и рекомендована к серийному выпуску.

Техническая характеристика АГРС „Урожай-1”

Пропускная способность, тыс. м ³ /ч	До 10
Давление газа, кгс/см ² :	
на входе	12–75
на выходе	3–12
Точность поддержания давления, %	5
Температура газа на входе, °С	От -5 до 60
Габаритные размеры, мм:	
длина	7120
ширина	2200
высота	2500

АГРС „Урожай-2”

Предназначена для снабжения газом от магистральных газопроводов и отводов с давлением газа до 75 кгс/см² промышленных и сельскохозяйственных объектов. Подлежит эксплуатации на открытом воздухе при температуре от -40 до 40 °С. Изготовлена из двух блок-боксов: блока ГРС (12200×3200×3400 мм) и блока-котельной (8000×3200×3400 мм) в соответствии с ТУ 51-21-01-94.

Техническая характеристика АГРС „Урожай-2”

Пропускная способность, м ³ /ч	
I выход (Q_{\min}/Q_{\max})	10 000/40 000
II выход (Q_{\min}/Q_{\max})	3500/10 000
Давление газа, кгс/см ² :	
на входе	12–75
на выходе	6–12
Температура газа, °С	От -5 до 60

ГРС „Тюмень”

Предназначена для снабжения газом от магистральных газопроводов с давлением газа до 100 кгс/см² промышленных, сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов.

Станция состоит из отдельных блоков, смонтированных на рамах сварной конструкции и соединенных между собой газопроводами и кабелями, образуя единый комплекс. В зависимости от номинальной пропускной способности выпускаются следующие модификации: ГРС-5, ГРС-10, ГРС-22, ГРС-33, ГРС-50 и ГРС-100 (их пропускная способность 5, 10, 22, 33, 50 и 100 тыс. м³/ч соответственно). Станция оснащена двумя нитками редуцирования (рабочей и резервной). Каждая нитка в целях безопасности оборудована двумя регуляторами давления, один из которых –

резервный. При редуцировании давления газа в соотношении входного давления к выходному более $10:1$ на ГРС может применяться двухступенчатое регулирование, которое обеспечивает заданную точность поддержания выходного давления.

Запорный предохранительный клапан установлен на каждой нитке редуцирования и срабатывает при превышении допустимого давления. В случае, когда клапан закрывается, автоматически включается в работу резервная линия. Запорный предохранительный клапан оборудован устройством визуального и дистанционного контроля положения „открыто” – „закрыто”. Точность регулирования выходного давления, скорость срабатывания дублирующих регуляторов давления и предохранительных запорных клапанов гарантирует работу ГРС без открытия предохранительных сбросных клапанов и выпуска газа в атмосферу, за исключением аварийных случаев.

ГРС оборудована высокоэффективным центробежным сепаратором с автоматическим сбросом конденсата, сменным фильтром тонкой очистки (98 % частиц размером более 5 мкм), что обеспечивает работу ГРС на некондиционном газе. Сепаратор оснащен указателем уровня жидкости. По требованию заказчика в сепараторе устанавливается датчик сигнализации верхнего уровня.

Все параметры ГРС (давление, расход, температура и т. д.) передаются в систему телемеханики. Станция оборудована двумя типами автоматических одоризационных установок (абсорбционной или насосом-дозатором).

ГРС может поставляться с автономной газовой котельной. Станция работает без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Основные технические данные ГРС „Тюмень”

Рабочая среда	Природный газ
Номинальная пропускная способность, тыс. м ³ /ч	5–100
Давление газа, кгс/см ² :	
на входе	До 100
на выходе	0,03–12
Температура окружающей среды, °С	От -50 до 45

ГРС „Смена-1”

Предназначена для снижения высокого входного давления природного, попутного нефтяного или искусственных газов, не содержащих вредных примесей, до заданного выходного и поддержания его с определенной точностью, а также для очистки, подогрева, измерения расхода и одоризации газа перед подачей потребителю. Представляет собой моноблок на сварной конструкции, в котором расположены блоки подогрева (с двумя аппаратами АКГВ-23,2-3), редуцирования (с двумя нитками редуцирования: рабочей и резервной), одоризации (с фитильным

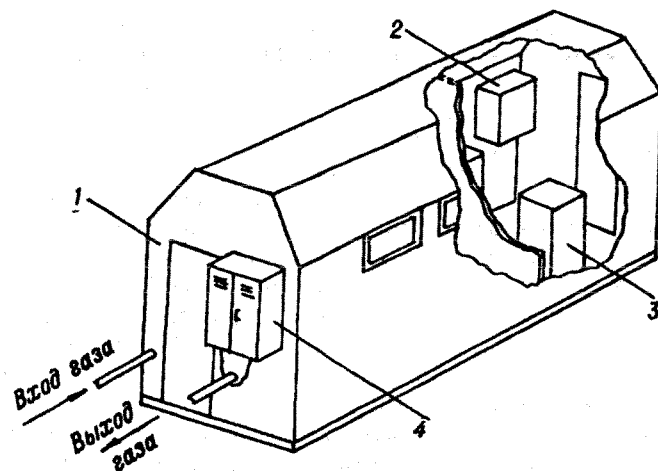


Рис. 206. Газораспределительная станция „Смена-1“:

1 – блок технологический; 2 – шкаф управления; 3 – подогреватель газа; 4 – блок одоризации газа

одоризатором). Шкаф управления размещен на стене станции снаружи (рис. 206).

Техническая характеристика ГРС „Смена-1“

Максимальная пропускная способность, м ³ /ч	1200
Давление газа, кгс/см ² :	
на входе	12–55
на выходе	3–12
Одоризация	Капельная
Аварийная сигнализация	Дистанционная
Габаритные размеры, мм	9000×3160×3626
Масса, кг	14060

БК-ГРС „Тула“

Предназначена для снабжения газом от магистральных газопроводов с давлением газа до 75 кгс/см² домов обходчиков магистральных газопроводов, домов операторов ГРС, отдельных потребителей с небольшим расходом газа. Состоит из отдельных функционально завершенных блоков. Модульное блочно-контейнерное исполнение, высокая заводская готовность обеспечивают быстрый монтаж и возможность эксплуатации на открытой площадке в климатических зонах с температурой от –40 до 60 °С, со снеговой нагрузкой ~0,02 кгс/см², а также в районах с сейсмичностью до 9 баллов.

Основные технические данные БК-ГРС „Тула“

Модификация	Давление газа, кгс/см ²		Пропускная способность, м ³ /ч
	на входе	на выходе	
Тула 1/50*	12–75	3–12	50
Тула 1/25	12–75	3–12	25
Тула 1/5	12–75	3–0,02	5
Тула 1/1	12–75	3–12	1
Тула 1/25–1/50	12–75	3–12	25/50**
Тула 2/25	12–75	3–12	25/25
БК-ГРС-1/30	12–75	3–12	30
БК-ГРС-2/70	12–75	3–12	70/70

* Первая цифра – число выходов, вторая – пропускная способность.

** В числителе данные для ГРС с одним выходом, в знаменателе – с двумя выходами.

На ГРС предусмотрены: узел измерения расхода газа с записью в память устройства и выдачей на дисплей (распечатку в ДО), в диспетчерскую ЛПУМГ, узлы очистки газа, эжектирования, одоризации и подогрева газа, отопления помещений. Система обогрева воздуха ГРС обеспечивает в зимнее время поддержание температуры внутри устройства блочного технологического не ниже 15 °С. Электропитание станций 380 В (аварийное – 24 В). В табл. 89 приведены технические данные станций „Тула“.

БК-ГРС-80/80с

Пропускная способность станции составляет 160 тыс. м³/ч (рис. 207). Она предназначена для снабжения газом от магистральных газопроводов с давлением газа до 55 кгс/см² промышленных и сельскохозяйственных потребителей. Оснащена двумя выходами на потребителя. Блоки редуцирования и КИП и А сварные, утепленные. Измерительные нитки наземные. Для их обслуживания предусмотрены металлические площадки. Блок очистки оборудован двумя или тремя фильтрами в зависимости от расхода газа. Диаметр подземной емкости для сбора конденсата (500, 800 и 1400 мм) также зависит от расхода газа. Одорант хранится в подземной емкости, перекачивается в расходную емкость давлением газа. Газ из выходного газопровода отбирается в редуцирующий пункт РП-10, где давление его снижается до 500 мм вод. ст., и направляется в жилые дома.

По желанию заказчика станция может быть оснащена подогревателем газа огневого или водяного типа.

Блок редуцирования давления газа (БРД)

Предназначен для снижения высокого входного давления, автоматического поддержания его на выходе из блока и защиты газопровода потребителя от недопустимого повышения давления. Блок может быть

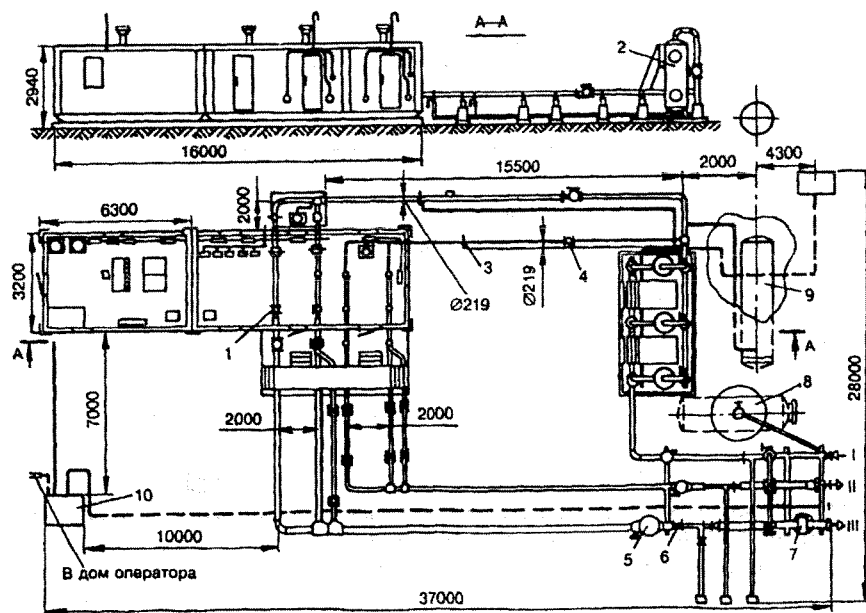


Рис. 207. Технологическая схема БК-ГРС-80/80с:

I – вход газа $D_y 300$; $p_y = 12 - 55 \text{ кгс/см}^2$; II, III – выход газа I и II потребителю $D_y 400$, $p_y = 3$ или 6 и 12 кгс/см^2 соответственно. 1 – регулятор давления; 2 – фильтр; 3 – устройство сужающее быстрое; 4 – краны с ручным управлением; 5 – краны с пневмогидроприводом; 6 – клапан из углеродистой стали; 7 – одоризатор газа; 8 – емкость для одоранта; 9 – емкость для сбора конденсата; 10 – редуцирующий пункт РП-10

использован на действующих и реконструируемых ГРС, а также при проектировании различных объектов газовой промышленности (ГРС, КС, ПХГ и т. д.).

Блок состоит из последовательно установленных входного пневмоприводного запорного крана, контрольного регулятора РДЗ, рабочего регулятора РДЭ и выходного запорного крана с ручным приводом (рис. 208). Указанная компоновка позволяет не устанавливать на ГРС или других объектах дополнительных устройств по отключению редуцирующей нитки, так как при повышении давления в работу вступает регулятор РДЗ.

БРД может комплектоваться блоком подготовки командного газа БКГ-1 (изготовитель – фирма „Саратовгазприборавтоматика”), который обеспечивает безаварийную работу системы управления регулятором РДЭ при подаче на ГРС или на другой объект неосушенного и неочищенного газа.

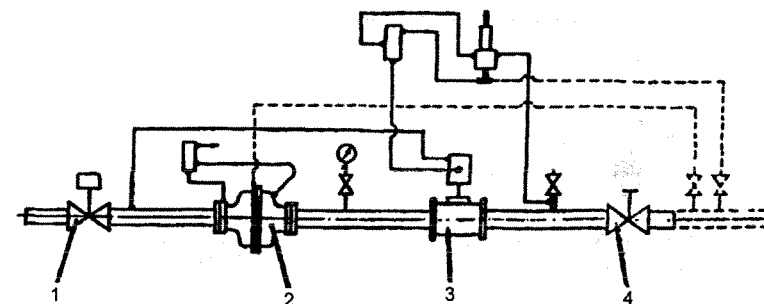


Рис. 208. Технологическая схема БРД:

I – кран запорный пневмоприводной; 2 – контрольный регулятор РДЗ; 3 – рабочий регулятор РДЭ; 4 – кран запорный с ручным приводом

Выпускается блок двух модификаций, поставляется в виде законченного изделия. Поэтому при его монтаже на объекте выполняется минимум технологических операций:

- 1) регулировка блока по высоте с помощью телескопических подставок;
- 2) приварка к входной и выходной ниткам объекта;
- 3) подсоединение импульсной линии к усилителю регулятора РДЭ и в задающую камеру регулятора РДЗ.

Техническая характеристика БРД

	БРД-50	БРД-100
Условный проход D_y , мм	50	100
Условное давление p_y , кгс/см^2	80	
Диапазон измерения входного давления, кгс/см^2	12–75	
Давление выходное, кгс/см^2	3–20	
Коэффициент пропускной способности, $k_y \text{ м}^3/\text{ч}$, не менее	20	80
Габаритные размеры, мм, не более	2400×460×500	3020×950×600
Масса, кг, не более	160	325

Установка газорегуляторная шкафная (УГШ)

Эта установка применяется в системах газоснабжения природным газом коммунально-бытовых потребителей. Предназначена для редуцирования высокого и среднего давления на низкое, автоматического поддержания выходного давления на заданном уровне, прекращения подачи газа при аварийных ситуациях. УГШ не требует специального помещения. Разработана в двух модификациях.

Техническая характеристика установок типа УГШ

	УГШ-1 с регулятором РДНК-400	УГШ-2 с двумя регуляторами РДНК-400
Пропускная способность, м ³ /ч	500	1000
Давление газа, кгс/см ² :		
на входе максимальное	6	
на выходе	0,022	
Допустимая потеря давления на сетке фильтра, кгс/см ² ..	0,05	
Температура эксплуатации, °С	От -40 до 60	
Габаритные размеры, мм	1100×900×420	1550×1300×570
Масса, кг	220	300

Установка сепарации и редуцирования газа „СИРИУС”

Эта установка предназначена для очистки и редуцирования природного и попутного нефтяного газа, используемого в промышленных котельных или для коммунальных нужд. Установка „Сириус” имеет следующие преимущества:

- 1) компактна и проста для установки;
 - 2) изготавливается „под ключ”;
 - 3) значительно сокращает капитальные вложения и срок строительства, поскольку изготовление и сборка выполняются в специализированных цехах;
 - 4) экономит расходы на подготовку строительной площадки и на пусковой период;
 - 5) сокращает срок строительства.
- Выпускается в двух модификациях.

Техническая характеристика установки „Сириус”

	„Сириус”	„Сириус-IP”
Расход газа, м ³ /ч	500	220-440
Давление газа, кгс/см ² :		
на входе	110	
на выходе	6	
первом	0,035	0,04
втором	2435	2760
Масса, кг		

Регуляторы давления газа типа РГСД

Предприятие „Агрогаз” (г. Екатеринбург) выпускает регуляторы давления типа РГСД следующих типоразмеров ($D_{y \text{ вх}}/D_{y \text{ вых}}$): 50/150; 80/150; 80/200; 150/300 и 200/300. Применяются в системах газоснабжения, предназначены для редуцирования высокого давления до заданного среднего, автоматического поддержания выходного давления в заданных пределах независимо от изменений входного давления и расхода, автоматического отключения подачи газа. Конструкция регуляторов обеспечивает их работу без сброса газа в атмосферу.

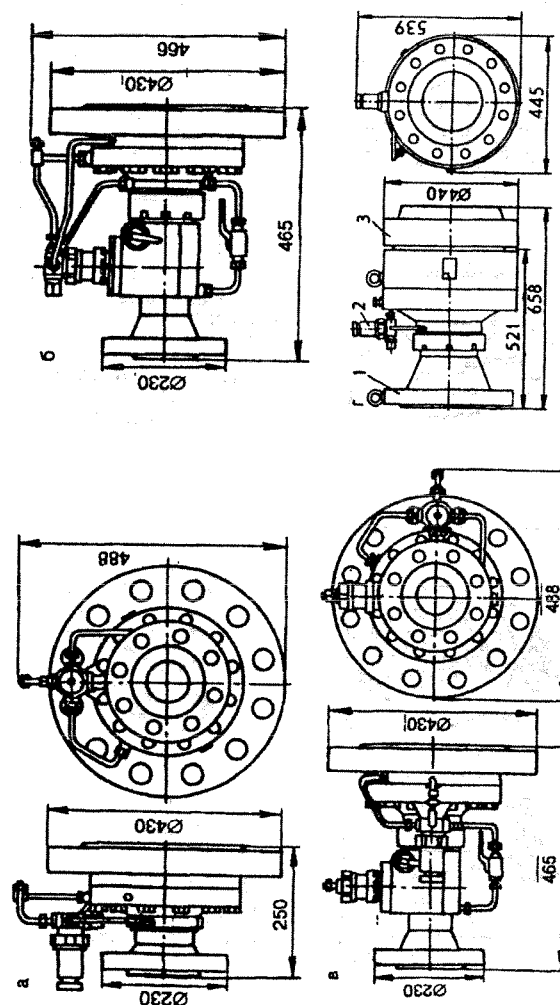


Рис. 209. Регуляторы давления газа типа РГСД:

а – РГСД-80/200-К01; б – РГСД-80/200-К02; в – РГСД-200Г/300-К01; г – РГСД-200Г/300-К02;
 $D_{y \text{ вх}} = 80 \text{ мм}$, $P_1 = 80 \text{ кгс/см}^2$; 1 – фланец $D_y 200 \text{ мм}$; 2 – клапан управления; 3 – фланец

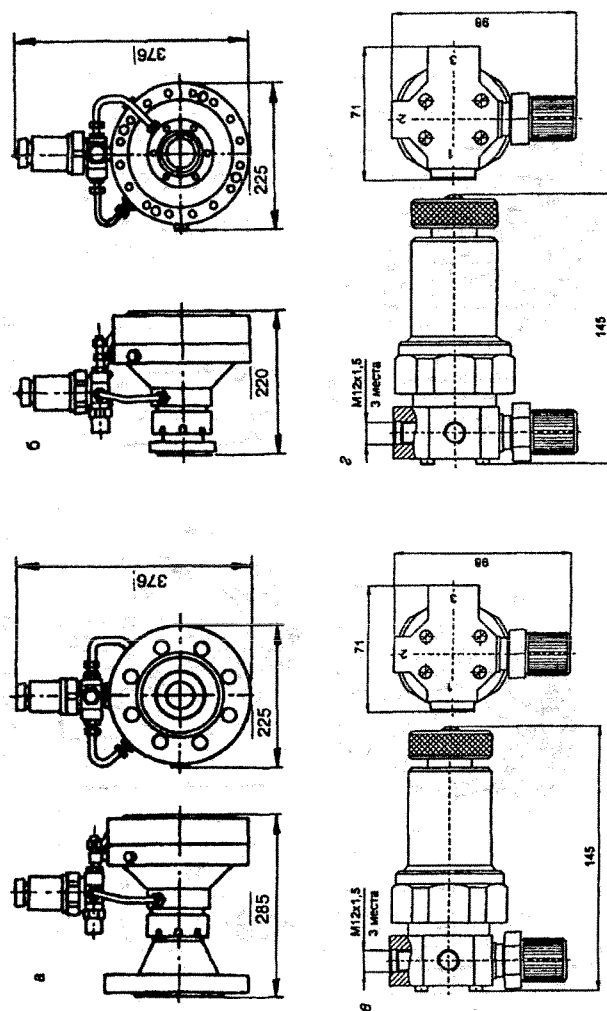


Рис. 210. Регуляторы давления газа РГСД-80/150 (а), РГСД-50/150 (б) и клапаны управления КУ80/12-01 (в), КУ80/12-04 (г)

Регуляторы РГСД выпускаются в трех исполнениях (рис. 209): КО1 – регулятор без защитного устройства с клапаном управления; КО2 – регулятор с защитным устройством, клапан управления одновременно выполняет функцию задатчика для защитного устройства. Давление срабатывания защитного устройства превышает выходное давление на 1,2–1,5 кгс/см². При настройке выходного давления эта величина сохраняется; КО3 – регулятор с защитным устройством. Клапан управления и защитное устройство выполнены отдельно. Настройки выходного давления и давления срабатывания защитного устройства производятся раздельно.

Регуляторы РГСД-80/150 и РГСД-50/150 имеют одинаковую конструкцию и различаются только входными фланцами (рис. 210, а и б).

В качестве клапана управления в регуляторах типа РГСД используются КУ 80/12-04 и КУ 80/12-01 (рис. 210, в и г). Клапан КУ 80/12-04 отличается от КУ 80/12-01 увеличенным диаметром мембраны.

Техническая характеристика регуляторов типа РГСД

	РГСД-80/200	РГСД-50/150 и РГСД-80/150
Рабочая среда	Природный газ	
Давление газа, кгс/см ² :		
входное		10–80
выходное		3–12
Точность поддержания выходного давления, %	10	3
Пропускная способность при $p_{\text{вх}} = 40$ кгс/см ² , тыс. м ³ /ч, не менее	100	50
Температура наружного воздуха, °С	От –40 до 40	
Относительная влажность, %	90	
Масса, кг	90 (без ответных фланцев)	30

Выбор регулятора типа РГСД зависит от пропускной способности и входного давления газа (рис. 211).

Регуляторы давления газа прямооточные типа РДП

АО „Новочеркасский машиностроительный завод” им. А. А. Никольского изготавливает весь типоразмерный ряд регуляторов давления газа прямооточных типа РДП (рис. 212).

Техническая характеристика регуляторов РДП

Рабочая среда	Природный газ
Температура среды, °С:	
рабочей	От –5 до 20
окружающей	От –40 до 50
Давление условное, кгс/см ²	63 и 100
Диаметр условный, мм	25; 50; 80; 100 и 150

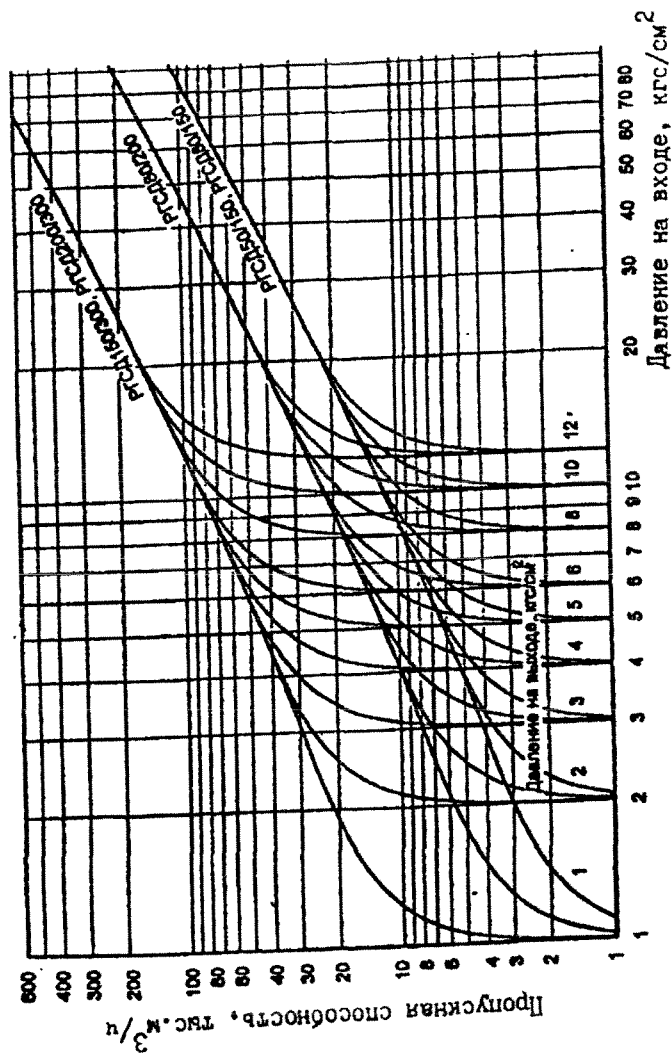
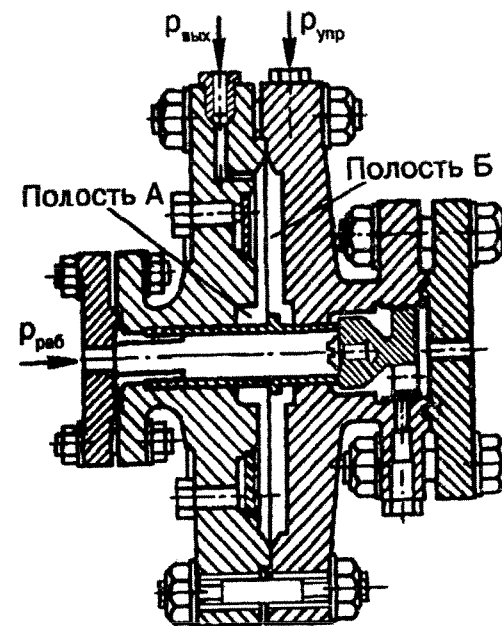


Рис. 211. Диаграмма для выбора регуляторов типа РГСД

Рис. 212. Регулятор типа РДП



Давление газа входное, кгс/см ²	3–63 и 3–100
Предел настройки, кгс/см ² :	
верхний	25
нижний	2,5
Чувствительность регулятора, кгс/см ²	0,05
Точность настройки в диапазоне между верхним и нижним пределом, кгс/см ² , не более	0,02
Средний ресурс работы без капитального ремонта, лет	15

Регуляторы давления газа с эластичным затвором (по лицензии фирмы „АМЕРИКЭН МЕТЕР КОМПАНИ“, США)

Эти регуляторы предназначены для регулирования давления природного газа „до себя” и „после себя”, для использования в качестве предохранительного клапана и в комплекте с электропневмоклапаном в качестве двухпозиционного запорного органа („открыт – закрыт”) при дистанционном управлении.

Основу регулятора составляет осевой клапан оригинальной конструкции с единственной подвижной деталью – эластичным затвором. Регулятор допускает высокие скорости потока газа при больших перепадах давления. Он характеризуется компактностью, малой массой, простотой монтажа и эксплуатации. Оригинальная форма проточной полости регулятора

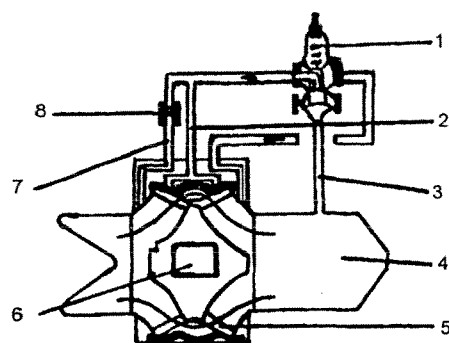


Рис. 213. Схема включения регулятора давления газа с эластичным затвором: 1 – блок управления; 2 – линия управляющего давления; 3 – линия, связанная с выходным давлением; 4 – линия выходного давления; 5 – решетка; 6 – центральная перегородка; 7 – линия, подводящая входное давление; 8 – регулируемый дроссель

обеспечивает плавность течения потока, стабильность управления и значительное уменьшение потерь и шума при работе по сравнению с другими типами регуляторов. В проточной полости имеется только одно резьбовое соединение, что обеспечивает минимальное время ремонта без специального инструмента.

Эластичный затвор клапана регулятора выполнен из специальной резины в виде муфты сложной формы, обеспечивающей герметичное уплотнение пары затвор – решетка, чувствительность регулятора, широкий диапазон рабочих температур, стойкость к истиранию и разбуханию от масел.

Распределительный блок содержит встроенный регулируемый дроссель для настройки скорости открытия и закрытия клапана, а также фильтр перед ним и карман для улавливания содержащихся в потоке примесей. Блок имеет резьбовые отверстия для присоединения внешних фильтров или штуцеров. Его конструкция обеспечивает установку на всех типоразмерах клапанов. Вместо традиционного крепления с помощью болтов к фланцам трубопровода осевой клапан монтируется по принципу „бутерброда” путем стягивания крепежных шпилек. С помощью приспособлений фланцы раздвигаются на небольшое расстояние, и клапан легко демонтируется.

Схема включения регулятора приведена на рис. 213. К блоку распределения (на рис. 213 не показан) через каналы в корпусе осевого клапана подводятся три пневматические линии: подводящая входное давление; управляющего давления и связанная с выходным давлением. Блок распределения внешними соединениями связан с блоком управления, который в свою очередь связан с выходным давлением. Образующийся поток газа дросселируется в блоке распределения и попадает на вход в блок управления, который в зависимости от установки регулировочного винта и выходного давления уменьшает или увеличивает поток, проходящий через него на выход из регулятора. Совместное действие дросселя и управляющего блока приводит к изменению управляющего давления.

Входное и управляющее давления совместно действуют на эластичный затвор с разных сторон (изнутри и снаружи соответственно). Разность этих давлений вызывает расширение или сужение затвора, сопровождающееся изменением зазора „решетка – затвор”, т. е. пропускной способности регулятора. Так как затвор по диаметру немного меньше решетки, то при одинаковых значениях давления управления и входного клапан всегда закрыт. Когда управляющее давление уменьшается, входное начинает отжимать затвор от решетки, клапан открывается, поток увеличивается, выходное давление растет до тех пор, пока клапан не приходит в равновесие, задаваемое регулировочным винтом управляющего блока.

Регулируемый дроссель блока распределения, расположенный между линиями входного и управляющего давления, обеспечивает изменение скорости открытия и закрытия клапана.

По лицензии фирмы „Америкэн метер компани” фирма „Газприборавтоматика” АО „Газавтоматика” (г. Москва) выпускает регуляторы давления газа с эластичным затвором РДО-1 различной модификации (p_y/D_y): РДО-1-100/50; РДО-1-100/100; РДО-1-100/150; РДО-1-100/200; РДО-1-50/50; РДО-1-50/75; РДО-1-50/100; РДО-1-50/150; РДО-1-50/200 и РДО-1-50/300 (табл. 90). Диапазон давления на выходе из регулятора от 0,7 до 42 кгс/см².

Регулятор работает как в помещении, так и на открытом воздухе, при температуре окружающей среды от –30 до 50 °С. В случае подогрева газа температурный диапазон может быть расширен до –40 °С. Относительная влажность до 95 % при температуре 35 °С.

Таблица 90

Основные характеристики регуляторов типа РДО					
Условный проход, мм	Условная пропускная способность	Максимальный расход, тыс. м ³ /ч, при входном давлении, кгс/см ²		Масса, кг	Строительная длина, мм (без фланцев)
		75	50		
Условное давление 100 кгс/см ²					
50	50	71	34	9,7	87
100	156	253	126	20,5	133
150	344	546	238	38,3	175
200	516	860	423	61,5	205
Условное давление 50 кгс/см ²					
50	55	—	40,3	8,8	77
75	103	—	80	10,3	94
100	185	—	142	14,8	114
150	284	—	250	23,4	140
200	447	—	406	42,5	170
300	1010	—	913	86,5	240

Регулятор построен по модульному принципу и состоит из трех законченных изделий: клапана, распределительного блока и пилотного регулятора. Клапан и регулятор могут использоваться как самостоятельные изделия. Распределительный блок является согласующим устройством. В качестве исполнительного устройства в регуляторах РДО-1 используются клапаны осевые с эластичным затвором (манжетой) типа КЭО-01 (табл. 91).

Таблица 91

Основные технические данные клапанов с эластичным затвором				
Обозначение	Шифр клапана	Условный проход D_y , мм	Коэффициент пропускной способности K_v , м ³ /ч, не менее	Масса, кг, не более
Условное давление 100 кгс/см ²				
ЗИ 2.505.095	КЭО-01	50	50	3,5
-01	КЭО-01-1	100	166	14,5
-02	КЭО-01-2	150	344	33,3
-03	КЭО-01-3	200	516	55,3
Условное давление 50 кгс/см ²				
ЗИ 2.505.095-04	КЭО-01-4	50	55	2,6
-05	КЭО-01-5	75	103	4,1
-06	КЭО-01-6	100	185	8,6
-07	КЭО-01-7	150	284	17,2
-08	КЭО-01-8	200	447	34,3
-09	КЭО-01-9	300	1010	80

Клапаны предназначены для эксплуатации в помещении или на открытом воздухе под защитой от прямого воздействия атмосферных осадков, при температуре от -30 до 50 °С и относительной влажности 95 % (при температуре 35 °С).

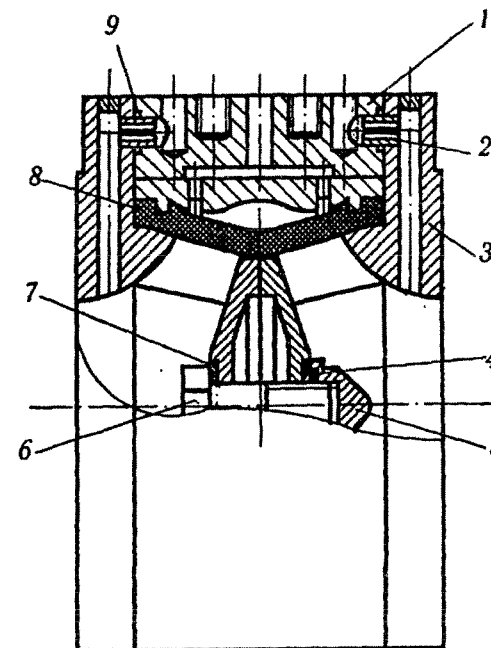
Клапан осевой с эластичным затвором (манжетой) типа КЭО-01 (рис. 214) состоит из корпуса, в котором установлен эластичный затвор-манжета, двух решеток, соединенных с корпусом посредством разрезных втулок с уплотнительными кольцами. Между собой решетки соединены болтом с обтекателем и уплотнительным кольцом. На рис. 215 приведена схема монтажа клапана на объекте.

Регулятор давления газа типа РДС-ПС

В качестве блока управления совместно с осевыми клапанами КЭО-01 применяют регуляторы давления газа типа РДС-ПС. Они предназначены для снижения давления (дросселирования) газа и поддержания его на заданном уровне. На ГРС применяют регуляторы: РДС-ПС-01, РДС-ПС-02,

Рис. 214. Клапан осевой с эластичным затвором (манжетой):

1 – корпус; 2 – втулка; 3 – решетка; 4, 9 – уплотнительные кольца; 5 – обтекатель; 6 – болт; 7 – шайба; 8 – манжета

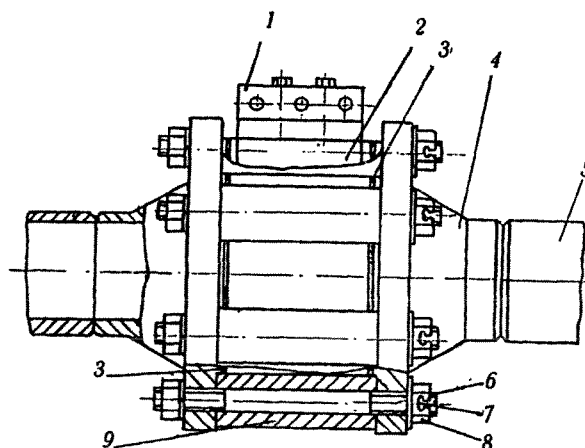


РДС-ПС-03, РДС-ПС-04, осуществляющие редуцирование давления „после себя”.

Исполнения регуляторов и эксплуатационные особенности их приведены в табл. 92, диапазоны настройки – в табл. 93.

Рис. 215. Схема установки клапана на объекте:

1 – переходник; 2 – клапан; 3 – прокладки; 4 – фланец; 5 – трубопровод; 6 – шпилька; 7 – шплинт; 8 – гайка; 9 – втулка



Техническая характеристика регулятора РДС-ПС

Максимальное рабочее давление, кгс/см ²	100
Зона пропорциональности, %, от верхнего предела диапазона	
настройки	5
Срок службы, лет	10
Температура окружающей среды, °С	От -30 до 50
Относительная влажность воздуха, %, при температуре 35 °С	95
Регулируемая среда	Природный газ, воздух
Вибрация, которую выдерживает регулятор, с частотой до 50 Гц и амплитудой, мм, не более	075

Таблица 92

Основные данные регуляторов типа РДС-ПС-01

Обозначение	Шифр регулятора	Проходное сечение клапана, мм	Масса кг
ЗИ 2.573.026	РДС-ПС-01	2,4	3,18
-01		1,6	3,18
-02		3,2	3,18
ЗИ 2.573.028	РДС-ПС-02	2,4	4,42
-01		1,6	4,42
-02		3,2	4,45
ЗИ 2.573.030	РДС-ПС-03	2,4	2,54
-01		1,6	2,54
-02		3,2	2,55
ЗИ 2.573.031	РДС-ПС-04	2,4	3,78
-01		1,6	3,78
-02		3,2	3,81

Таблица 93

Диапазоны настройки регулятора типа РДС-ПС

Шифр регулятора	Шифр пружины	Диапазон настройки, кгс/см ²
РДС-ПС-01	ЗИ 8.383.470	0,21–2,1
РДС-ПС-02	ЗИ 8.383.474	7–42
РДС-ПС-03	ЗИ 8.383.472	1,8–10,5
	ЗИ 8.383.468	7,0–15,8
РДС-ПС-04	ЗИ 8.383.474	7,0–42

Все типы и исполнения регуляторов построены по одному физическому принципу „сопло–заслонка”. Причем неподвижное сопло связано со входом, а заслонка находится под воздействием задающей пружины и мембранного привода, на работу которого влияет регулируемое давление.

Корпус 16 регулятора РДС-ПС-1 (рис. 216) соединен с камерой 14 резьбовым соединением и уплотнен резиновым кольцом 2. Между корпусом 16 и камерой 18 находится диафрагма 17, в центре которой установлены

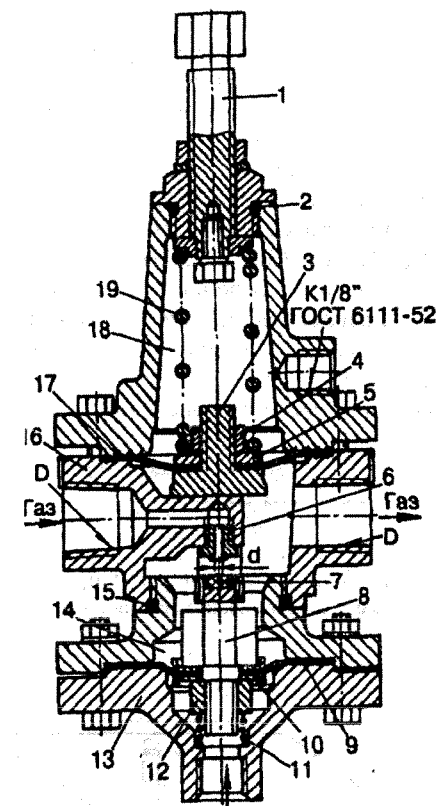


Рис. 216. Регулятор газа РДС-ПС-1

хомут 3, диск 5, закрепленные гайкой 12. С хомутом жестко соединен шток 8, который посредством двух тарелок 10 и гайки 12 подключен ко второй диафрагме 9, которая установлена между камерой 14 и крышкой 13. На шток надет резиновый диск 7, который служит заслонкой, а соплом – клапан 6, установленный в корпусе 16.

В камере 18 расположена задающая пружина 19, которая находится между узлом регулирования 1 и диском 5, а в крышке 13 – пружина 11, контактирующая также с гайкой 12.

Принцип работы всех регуляторов РДС-ПС следующий. Газ давлением до 100 кгс/см² поступает на вход в корпусе 16, затем через клапан 6 – во внутреннюю полость корпуса и далее на выход. Жестко связанные между собой хомут 3, шток 8 и две диафрагмы 9 и 17 находятся в равновешенном состоянии под воздействием пружин 19 и 11. Возникает сила, противодействующая усилию пружины 19. Сила эта стремится закрыть клапан 6, а пружина 19, наоборот, стремится открыть его. Измене-

ние давления на выходе приводит к изменению усилия, создаваемого диафрагмой 9 в камере обратной связи. Под воздействием этой силы изменяются как зазор между клапаном 6 и диском 7, так и расход газа через этот зазор. В результате давление на выходе стремится вернуться в исходное положение.

Для принудительного изменения давления на выходе изменяется затяжка пружины 19 посредством узла регулирования 1.

Отличительная особенность регуляторов РДС-ПС-03 (ЗИ 2573030) и РДС-ПС-04 (ЗИ 2573031) – отсутствие второй диафрагмы. Обратная связь образуется во внутренней полости корпуса 16.

Газорегуляторный пункт с регулятором РДГ 50-Н предназначен для снабжения населенных пунктов и промышленных объектов от станций АГРС необходимым рабочим давлением и поддержанием заданного входного давления (рис. 217).

Техническая характеристика ГРП с регулятором РДГ 50-Н

Давление газа, кгс/см ²	
на входе	12
на выходе	0,3–0,06
Диаметр присоединительных патрубков, мм	50
Максимальная пропускная способность, м ³ /ч	7800

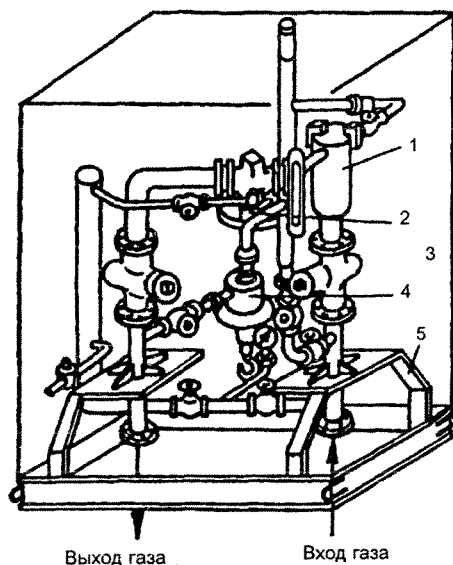


Рис. 217. Газорегуляторный пункт с регулятором РДГ 50-Н:

1 – фильтр; 2 – регулятор давления газа;
3 – шкаф; 4 – клапан; 5 – рама

Габаритные размеры, мм

длина	1374
ширина	794
высота	1802
Масса, кг	350

Редуктор-задатчик „Редут“ ($p_y = 100$ кгс/см²) предназначен для задания давления на определенном уровне в надмембранной камере регуляторов давления газа.

Входное давление, кгс/см ²	12–100
Выходное давление, кгс/см ²	1–16
	1–25
Габаритные размеры, мм	85×285×140

Двухступенчатый редуктор-задатчик включает редуктор перепада первой ступени и собственный редуктор. Отличительным признаком является наличие металлической мембраны и сбросного клапана, что обеспечивает простоту и оперативность настройки и практически исключает разрыв мембраны. Этим редуктором могут быть оснащены (в порядке модернизации) регуляторы давления типов РД25(40)-64; РД50-64; РД80-64; РД 100-64; РД 150-64 и РДУ.

Автоматический редуцирующий пункт РП-10, РП-10с ($p_y = 125$ кгс/см²) предназначен для снижения высокого переменного давления природного газа и поддержания выходного давления на заданном уровне. Может быть применен для питания газом домов линейных ремонтников, населенных пунктов, отдельных промышленных объектов других потребителей газа и собственных нужд ГРС.

Входное давление, кгс/см ²	12–125
Диапазон настройки выходного давления, кгс/см ²	0,1–0,3
Пропускная способность, м ³ /ч при $p_{вх} = 30$ кгс/см ²	90
Габариты, мм	1385×440×1100
Масса, кг	258

Защитное устройство (ЗУ) ($p_y = 100$ кгс/см²) применяется на технологических трубопроводах ГРС и предназначено для перекрытия трубопровода при превышении давления сверх заданного в линии управления. Устройство имеет клавишу ручного управления. Открывается вручную, поворотом рукоятки.

Защитные устройства комплектуются входным и выходным ответными фланцами под приварку к трубе (рис. 218, табл. 94). По требованию заказчика устройство комплектуется взрывозащищенным электрическим сигнализатором срабатывания.

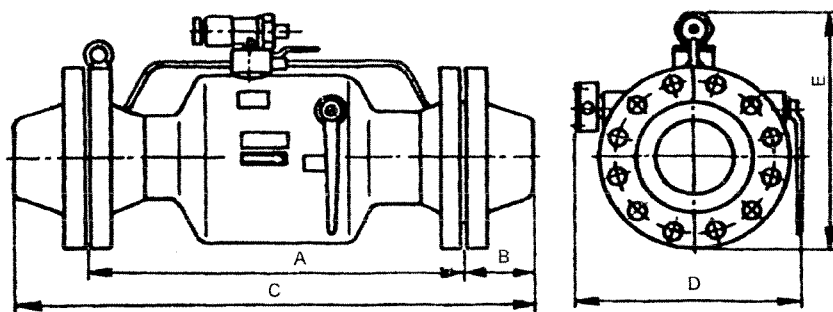


Рис. 218. Защитное устройство

Таблица 94

Основные размеры и диаметр фланца защитного устройства, мм

Защитное устройство	A	B	C	D	E	D_y фланца на $p_y = 100 \text{ кгс/см}^2$
ЗУ-50	380	68	516	270	213	50
ЗУ-80	447	90	627	314	345	80
ЗУ-150	599	128	855	412	453	150

Фильтры трехкаскадный ФГУ.1-250-1000-0 и двухкаскадный ФГУ.2-250-1000-0 предназначены для очистки газов от примесей и капельной влаги. Применяются в составе действующих и реконструируемых ГРС.

Очистка газа от примесей с большей кажущейся плотностью происходит в центробежном и гравитационно-инерционном каскадах. Примеси отфильтровываются и остаются в сборниках. Примеси с меньшей кажущейся плотностью, которые не отфильтровались на первых двух каскадах, отфильтровываются на третьем каскаде (сетке). На фильтре ФГУ.2 гравитационно-инерционный каскад не применяется. Ниже дана техническая характеристика фильтров.

Техническая характеристика фильтров ФГУ.1 и ФГУ.2

	ФГУ.1	ФГУ.2
Условный диаметр проходного сечения, мм	8	
Рабочее давление, кгс/см^2	250	
Расход рабочей среды, $\text{м}^3/\text{ч}$	1-1100	
Чистота фильтрации, мкм , не хуже	40	
Срок службы фильтрующих элементов, лет	Не ограничен	
Число допустимых регенераций фильтрующих элементов	Не ограничено	
Максимальный перепад давления на чистом фильтре, кгс/см^2	0,2	

Перепад давления на фильтре при максимально допустимом засорении, кгс/см^2	5
Габаритные размеры, мм	270x400 220x240
Масса, кг	25

Емкость для сбора конденсата ($p_y = 14; 67,7; 69 \text{ кгс/см}^2$; $D_y = 500, 800, 1400 \text{ мм}$) предназначена для сбора выделившегося конденсата, для чего оборудована прибором АКО-ПМ, который регулирует уровень конденсата, подавая команду на регулирующий клапан (рис. 219).

Новая изоляция стальных подземных газопроводов и стальных емкостей

Внешняя поверхность подземных металлических газопроводов подвергается воздействию окружающей среды (почвенная коррозия) или воздействию блуждающих токов (коррозия блуждающими токами).

Защиту подземных стальных газопроводов от почвенной коррозии и коррозии, вызываемой блуждающими токами, осуществляют путем изоляции газопровода от контакта с окружающим грунтом и ограничения

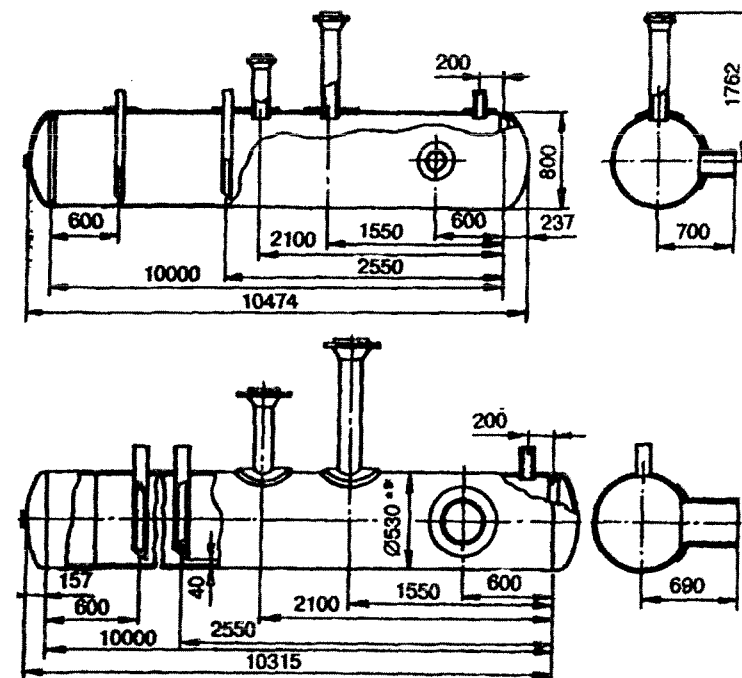


Рис. 219. Общий вид емкостей для сбора конденсата

проникновения блуждающих токов на газопровод из окружающей среды (пассивная защита), а также путем катодной поляризации металла трубопровода.

Для противокоррозионной защиты стальных подземных газопроводов применяют покрытия на основе нефтяных битумов, а также экструдированные из расплава.

Защитные покрытия на стальные подземные газопроводы и подземные стальные емкости наносят механизированным способом в условиях производственных баз строительно-монтажных организаций.

Изоляционные работы на месте укладки газопроводов и монтажа подземных стальных емкостей допускается выполнять ручным способом при изоляции сварных стыков, мелких фасонных частей, а также при исправлении повреждения покрытия.

Для изоляции газопроводов и стальных емкостей применяют нефтяные битумы марок БНИ-IV; БНИ-IV-3; БНИ-V; БН-IV; БН-V. Плотность битумов 1,01–1,07 г/см³.

Битумные изоляционные мастики представляют собой смесь битума с наполнителями и пластификаторами. Для придания прочности изоляционным мастикам добавляют в виде порошка наполнители: каолин, известняк, доломит, гранитную пыль, молотый асбест, дробленую резину и различные порошкообразные полиэтилены.

Для повышения пластичности изоляционных мастик добавляют пластификаторы: зеленое, осевое (смазочный мазут), веретенное, трансформаторное масла в количестве от 3 до 10 %.

Поэтому изоляционная мастика представляет собой неоднородную смесь, наполнители и пластификаторы в которой располагаются в какой-то степени обособленно. Кроме того, битумная мастика со временем коксуется, придавая изоляции еще более зернистую неоднородную структуру. В такой неоднородной зернистой структуре возникают микротрещины, через которые проникает пластовая вода. Поэтому такая изоляция не препятствует проникновению на поверхность газопровода и подземных стальных емкостей блуждающих токов и в равной степени поляризованных. Фактически подземные газопровод и стальные емкости не защищены от подземных электропотенциалов. А поляризационные (защитные) потенциалы не всегда эффективны.

Для эффективной пассивной защиты подземных магистральных и других подземных газопроводов, а также стальных подземных емкостей предлагается парафин, иногда его называют горячим воском. Этот аморфный материал на основе нефтепродукта обладает основными характеристиками адгезии (прилипаемости), сопротивляемости против коррозии и защищает поверхность от влажности.

Парафин содержится в большом количестве в добываемой нефти Ромашкинского нефтяного месторождения.

Техническая характеристика парафина

Плотность при 25 °С	0,88–0,94
Точка плавления, °С	67–75
Диэлектрическое сопротивление, кВ/мм	4
Проникание иглы на 25,5 °С, мм	26–50

Общая характеристика парафина:

1. Используется как защитное покрытие для подземных магистральных и других стальных газопроводов и емкостей.
2. Используется как защитное покрытие для подводных магистральных и других стальных газопроводов и емкостей.
3. Превосходная защита от электрокоррозии и диэлектрическая изоляция.
4. Хорошая прилипаемость и защита от влажности.
5. Постоянная инертная масса.
6. Устойчив к химическим и бактериологическим воздействиям загрязненных почв.
7. Простота в использовании.
8. Совместим с другими существующими видами защитных покрытий.
9. Может разогреваться несколько раз, сохраняя свои свойства.
10. Не требует применения праймера.
11. Засыпка труб и емкостей возможна сразу же после окончания работ.
12. Нет испарения вредных веществ.
13. Не токсичен.

Область применения:

1. Для подземных и подводных трубопроводов и металлических емкостей.
2. Для наружных трубопроводов и емкостей для защиты от хлористых соединений, соли и природных условий при рабочей температуре не более 87 °С.
3. Для защиты кранов, задвижек, вентилях, фитингов и неровных поверхностей трубопроводов и емкостей.
4. Для заполнения затрубного пространства кожухов при переходе газопроводов через препятствия (железные и автомобильные дороги, водные преграды, овраги и др.).
5. Теплоизоляционный материал совместно с полимерными пленками на сооружениях, покрытых краской, содержащей свинец.
6. Для изоляции фланцевых соединений.
7. Для изоляции газопроводов при входе и выходе из земли и воды.

Способ применения:

1. Очистить металлической щеткой поверхность газопровода или емкости до блеска.

2. Нанести жидкий парафин кистью или распылением на поверхность газопровода, растирая мастику в нижней части трубы полотенцем, а сверху – „квачем”.

Полотенце изготовляют из брезента шириной 40–50 см и длиной 1,5–2 м.

„Квач” делается из куска мешковины шириной 30 см и длиной, достаточной для охвата половины окружающей трубы.

3. На поверхность высохшего парафина наносят полимерную ленту с нахлестом 2/3 для получения изоляции весьма усиленного типа.

4. Снова наносят жидкий парафин с покрытием полимерной ленты.

5. На полимерную ленту наносят армирующую обертку из стеклохолста для сохранения изоляции от механического повреждения.

6. Изоляция наружных газопроводов окрашивается белой краской.

Изоляция фланцевых соединений. Изоляцию фланцевых соединений производят следующим образом (рис. 220).

Периметр фланцев оклеивают изоляционной лентой, а в верхней части периметра оставляют отверстие для заливки парафина. Затем заливают гайки шпилек. Слегка натягивают и наносят полимерную ленту.

Изоляция подземного участка газопровода. Изоляцию подземного участка газопровода выполняют следующим образом (рис. 221).

Очищают подземный участок газопровода до блеска от ржавчины, жировых пятен, земли и пр.

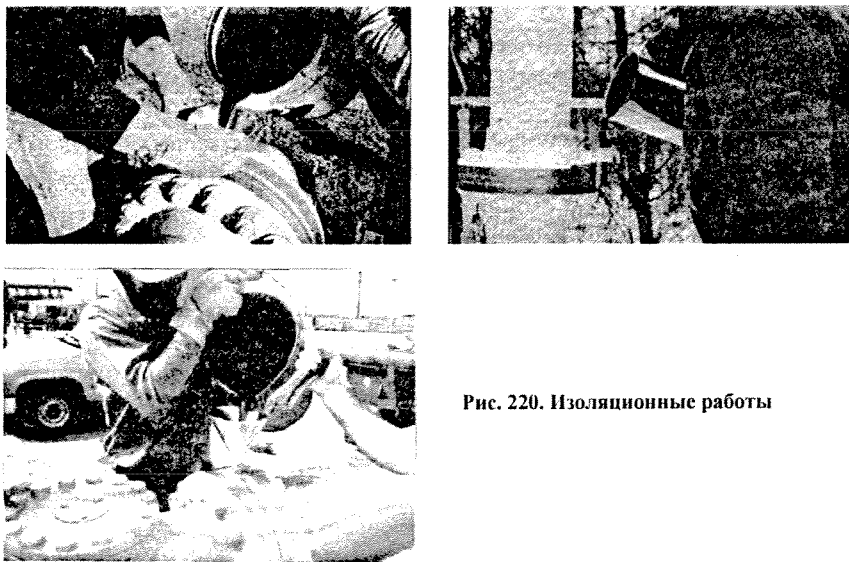


Рис. 220. Изоляционные работы



Рис. 221. Изоляционные работы

Наносят на очищенную и высушенную поверхность горячую смесь парафина. Затем вручную наносится соответствующее полимерное покрытие (ленты).

Наносят второй слой горячей смеси парафина на полимерное покрытие для закрепления.

На последний слой изоляционного покрытия наносят армирующий материал (стеклохолст). Летом температура смеси парафина для обеспечения хорошей прилипаемости должна поддерживаться около 120 °С, зимой около 150 °С.

Изоляция участка газопровода, проложенного в футляре (рис. 222). После прокладки участка газопровода в футляре возникает электролитический контакт между трубой и футляром. Конденсат в металлическом

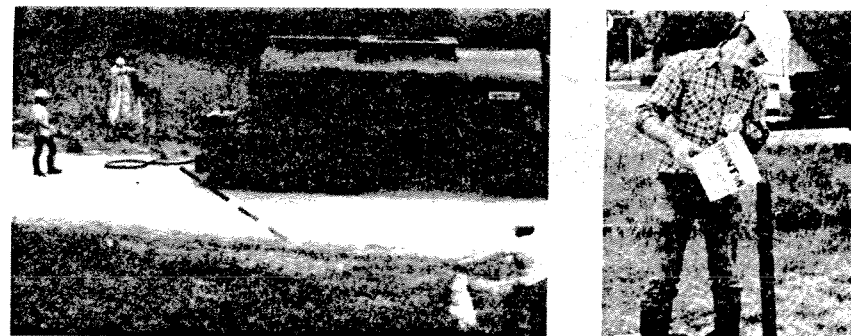


Рис. 222. Изоляция футляра

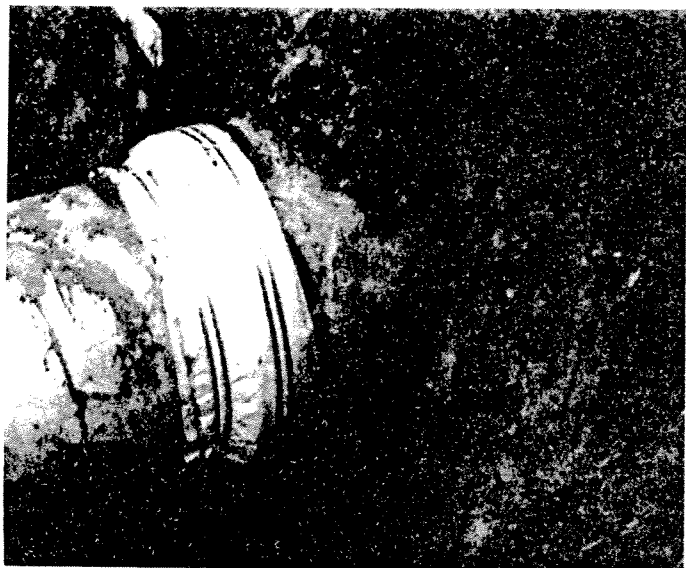


Рис. 223. Заделка концов футляра

футляре вызывает появление гальванической коррозии на поверхности газопровода. А при наличии катодной защиты подземного газопровода конденсат в футляре содействует циркуляции тока катодной защиты между футляром и трубой. В этом случае плотность тока увеличивается,



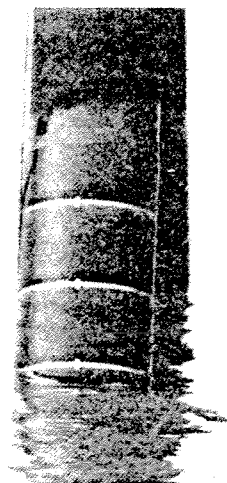
Рис. 224. Изоляция газопровода на выходе из-под воды

футляр и газопровод подвергаются коррозии. Заливкой парафином предотвращаются вышеуказанные повреждения. Заливка парафина производится через отводящие трубки футляра. При появлении парафина из другой отводящей трубки заливку парафина прекращают.

Герметичная заделка концов футляра подземного газопровода. Тщательно зачищают поверхности футляра и газопровода. Удаляют ржавчину и существующее изоляционное покрытие. Осушают поверхность. Накладывают парафин на всю поверхность. Поочередно наносят двухстороннюю клейкую полиэтиленовую пленку на газопровод и футляр. Закрепляют обручами или проволокой из нержавеющей стали (один обруч на газопровод и один обруч на футляр). Покрывают крепления из нержавеющей стали клейкой двухсторонней пленкой. Наносят второй раз парафин на газопровод и футляр. Покрывают пленкой, а сверху наносят армирующую обертку из стеклохолста и закрепляют проволокой из нержавеющей стали (рис. 223).

Изоляция газопровода на выходах из земли и из воды. На выходе газопроводов из земли и из воды при контакте с окружающей средой возникает анаэробная коррозия. И в этой зоне катодная защита неэффективна. Только пассивная защита эффективна против этого вида коррозии.

Для выполнения изоляции очищают до блеска газопровод от ржавчины, земли и других механических примесей. На газопровод наносят парафин по 30 см ниже и выше уровня земли. Затем наматывают полиэтиленовую пленку. Вторично наносят парафин на газопровод и также покрывают пленкой. Третий слой наносят мастикой и пленкой, а сверху покрывают армирующей оберткой из стеклохолста. Выход из земли засыпают сразу же по окончании работ. Если изоляция покрывается краской, то срок сушки должен быть выдержан (рис. 224).



8. ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ АВТОМАТИЗАЦИИ И ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ ГРС

Основной целью автоматизации является превращение ГРС в автоматизированные производственные звенья ЛПУМГ, работающие в автоматическом режиме под управлением собственной системы автоматического управления в соответствии с заданиями вышестоящего уровня управления.

Основные задачи автоматизации ГРС:

- обеспечение надежной и эффективной работы ГРС за счет: оптимального управления режимами работы технологического оборудования в соответствии с требованиями технологических регламентов, прогнозирования, обнаружения и ликвидации отклонений, предупреждения аварийных ситуаций;
- выполнение установленных заданий по объемам газа, подаваемого потребителям, снижение непроизводительных потерь материально-технических ресурсов и сокращение эксплуатационных расходов;
- повышение безопасности эксплуатации ГРС;
- обеспечение противоаварийной и противопожарной защиты ГРС, включая отключение ГРС в аварийных ситуациях;
- обеспечение коммерческого учета газа, подаваемого потребителям;
- обеспечение учета потребления электроэнергии;
- обеспечение учета расхода газа на собственные нужды;
- сигнализация дежурному персоналу о нарушениях в работе ГРС, передача информации о работе ГРС в диспетчерскую службу линейно-производственного управления при надомной форме обслуживания, выдача сигналов на удаленный пункт контроля.

Достижение поставленной цели и выполнение поставленных задач должно осуществляться за счет:

– обеспечения высокого уровня автоматизации, применения современных СИ, средств автоматизации и программно-технических комплексов с высокой эксплуатационной надежностью и высокими характеристиками по точности;

– обеспечения комплектной поставки средств и систем автоматизации, включая датчики, преобразователи, штатные кабели, источники питания, исполнительные механизмы;

– обеспечения условий эксплуатации, реализации дистанционного контроля и управления;

– использования унифицированных средств и систем автоматизации, программно-технических комплексов и взаимодействия между уровнями управления;

– оптимизации структуры САУ, позволяющей исключить избыточность технических средств, уменьшить затраты кабельной продукции, снизить трудоемкость технического обслуживания и ремонта.

9. КОМПЛЕКС "SuperRTU-4" – ИНФОРМАЦИОННО-УПРАВЛЯЮЩИЙ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ ТЕЛЕМЕХАНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

Комплекс предназначен для обеспечения автоматического контроля и автоматизированного управления технологическими процессами и оборудованием линейной части магистральных газопроводов и газораспределительных станций в условиях периодического технического обслуживания.

Характеристика комплекса

Предназначен для работы с рассредоточенными объектами.

Питание аппаратуры пункта управления (ПУ) и контролируемого пункта (КП) осуществляется от сети переменного тока напряжением 220 В и частотой 50 Гц.

Предусмотрено резервное питание аппаратуры контролируемых пунктов от аккумуляторов напряжением 24 В не менее 7 суток, включая десятикратное переключение кранов.

Рассчитан на работу по выделенным двух- или четырехпроводным линиям (воздушным, кабельным каналам), а также по радиоканалу в УКВ-диапазоне (160–170 МГц).

Аппаратура пункта управления комплекса обеспечивает работу по линиям связи, содержащим до 8 направлений. К каждому направлению связи может быть подключено до 60 контролируемых пунктов.

Информационная емкость контролируемых пунктов определяется количеством периферийных блоков и модулей, подключенных к его системной шине.

Информационная емкость периферийных блоков и модулей определяется следующими объемами:

- а. Модуль управления краном: телеуправление – 3; телеизмерение – 4; телесигнализация – 3.
- б. Модуль аналоговых входов: телеизмерения – 8.
- в. Модуль дискретных входов: телесигнализация – 16.
- г. Модуль дискретных выходов: телеуправление – 8.
- д. Модуль контроля и управления: телерегулирование – 1; телеизмерения – 4; телесигнализация – 2; телеуправление – 2.

Максимальное число периферийных блоков, подключаемых в производном составе к его системной шине, – 64.

е. Контролируемый пункт способен осуществлять вычисления расхода и объема природного газа, приведенного к нормальным условиям. Измерения выполняются методом переменного перепада давления, а также при помощи турбинных и ротационных счетчиков в соответствии с требованиями:

- ГОСТ 8.563.1-3-97 "Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления";
- правил по метрологии ПР 50.2.019-96 "Количество природного газа. Методика выполнения измерений при помощи турбинных и ротационных счетчиков";
- ГОСТ 30319.0-3-96 "Газ природный. Методы расчета физических свойств".

Основные режимы работы комплекса

В работу комплекса входят:

- постоянный циклический опрос контролируемого пункта с целью обнаружения аварий и изменений параметров;
- периодический (с заданным интервалом времени – от 1 с до 24 ч) опрос КП с целью контроля всех технологических параметров КП;
- индивидуальный вызов контролируемого пункта и работа с ним по выбору диспетчера (управление, чтение технологических параметров, модификация параметров, конфигурация).

Алгоритм работы комплекса обеспечивает обнаружение аварии на любом КП не позднее 2 с. Время доставки на пункт управления единичного аварийного сигнала телесигнализации аварийной (ТСА) при максимальном количестве КП на направлении и при работе по выделенным линиям связи – не более 20 с. Время доставки на пульт управления телесигнализации аварийной при работе по радиорелейным линиям и по радиоканалу в УКВ-диапазоне увеличивается на время, определяемое техническими характеристиками применяемых средств радиосвязи.

Аппаратные средства в комплексе контролируемого пункта (кроме жидкокристаллического дисплея) обеспечивают работоспособность в интервале температур от –40 до +50 °С, жидкокристаллический дисплей – от –10 до +50 °С. Комплекс устойчив к воздействию относительной влажности воздуха до 100 % с возможностью конденсации влаги.

Аппаратные средства в составе комплекса пункта управления обеспечивают его работоспособность в интервале температур от –10 до +50 °С.

Состав комплекса "SuperRTU-4"

Комплекс содержит один комплект аппаратуры пункта управления, представляющий собой комплекс "HOST-4", и комплекты аппаратуры контролируемого пункта "RTU-4", количество которых определяется заказом.

Устройство и работа комплекса

Комплекс "HOST-4" связан с комплексами "RTU-4" одним из типов линий связи. Для обеспечения связи по двух- или четырехпроводной линии применяется программируемый модем MM-1 [тип модуляции FFSK (FSK)]. Для обеспечения радиосвязи могут применяться различные радиостанции – импортные и отечественного производства.

Формат сообщений, циркулирующих в канале связи, содержит следующие элементы:

- синхробайт, определяющий начало сообщения;
- адрес контролируемого пункта;
- длину сообщения;
- функциональный код команды;
- данные;
- контрольную сумму (CRC-16).

При нормальном функционировании пункт управления осуществляет непрерывный циклический опрос в режиме поиска флага нештатных ситуаций контролируемого пункта. В случае возникновения аварии КП не инициирует выход в линию (пассивный КП).

При возникновении нештатной ситуации или в случае превышения значения параметра телеизмеряемой зоны нечувствительности рабочая программа контроллера КП выставляет флаг аварии, который обнаруживает программа пункта управления в постоянном циклическом опросе всех КП. Программа пункта управления посылает на КП квитанцию о получении флага аварии. Флаг аварии на КП снимается только после приема квитанции с пункта управления.

Периодически, с заданным интервалом времени (от 1 с до 24 ч), осуществляется автоматический опрос всех КП. Оператору предоставлена возможность индивидуального вызова контролируемых пунктов.

При необходимости осуществления телеуправления реализуется двухуровневый режим телеуправления с проверкой прав допуска к телеуправлению:

- предварительная команда (проверка состояния объекта, целостности цепей управления на контролируемом пункте и сообщение результатов на пункт управления);
- исполнительная команда.

На пункте управления на экране монитора в табличном и графическом виде отображается следующая информация:

- состояние контролируемого технологического оборудования;
- текущее значение измеряемых параметров.

Информация о нештатных аварийных ситуациях выводится на экран приоритетно.

Комплекс выполняет следующие функции:

- сбор и хранение информации (штатные и аварийные ситуации на контролируемых объектах, а также действия оператора);
- отображение информации в виде графиков;
- формирование и вывод на печать сводок и отчетов о работе контролируемого участка газопровода;
- прием информации от вычислителей расхода газа типа "Суперфлю-11" и оперативный ввод в вычислители следующих параметров: содержания CO_2 , содержания N_2 , плотности, атмосферного давления.

Комплекс дает возможность получать суточные, периодические и технологические отчеты с записью о нештатных ситуациях, авариях и вмешательствах оператора.

Комплекс обеспечивает функционирование в локальной вычислительной сети управления магистральных газопроводов.

Комплекс "HOST-4"

Комплекс содержит следующие аппаратные средства:

- IBM-совместимый компьютер промышленного исполнения (минимальная конфигурация – RAM 16 MB; HDD не менее 540 MB; FDD 3,5; карта локальной вычислительной сети ETHERNET; 1 параллельный порт; 2 порта RS-232);
- манипулятор типа "mouse" промышленного исполнения (предпочтительно PS-2);
- клавиатура промышленного исполнения;
- принтер;
- радиомодем;
- блок связи БЛУ-49;
- блок бесперебойного питания (мощность не менее 400 Вт).

По пункту управления содержит оперативную систему реального времени QNX, программу конфигурации комплекса и рабочую программу пункта управления.

В состав рабочей программы пункта управления входят:

- специализированный драйвер связи;
- программа сбора данных;
- программа приема и управления потоком данных;
- текущая таблица данных и оперативный архив;
- программа обработки пользовательских воздействий;
- интерфейс пользователя.

По пункту управления обеспечивает удобный пользовательский интерфейс для оператора. Управление программой осуществляется с помощью манипулятора "mouse".

Комплекс устойчив к воздействию внешнего переменного магнитного поля напряженностью 400 А/м.

Средняя наработка на отказ комплекса составляет 2400 ч. Критериями отказа комплекса являются невыполнение или ложное выполнение функций отображения и регистрации, а также функций управления.

Среднее время восстановления комплекса путем замены комплектующих – не более 30 мин.

Средний срок службы комплекса до списания составляет не менее 12 лет с учетом замены комплектующих изделий, имеющих меньший срок службы.

Эксплуатационные ограничения

Аппаратура пункта управления устанавливается во взрывобезопасном отапливаемом помещении в соответствии с требованиями, приведенными в инструкциях по эксплуатации.

Аппаратура контролируемого пункта комплекса устанавливается во взрывобезопасной зоне, за исключением датчиков.

Аппаратура блока управления, контроля и сигнализации (БЛУ-46), входящего в состав комплекса RTU-4, монтируется в шкафу одностороннего обслуживания.

Датчики давления, перепада давления и температуры, используемые для определения расхода газа, подключаются к контроллеру КП через искробезопасный блок согласования БС-2.

Установка и подключение аппаратуры пункта управления осуществляются в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

Гарантии изготовителя. Гарантийный срок эксплуатации – 24 месяца со дня ввода в эксплуатацию, но не более 36 месяцев со дня изготовления при условии соблюдения правил транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации.

Изготовитель:

ЗАО «Совтигаз»

113405, Москва, ул. Газопровод, д. 4Д
Тел. (095) 381-25-10; Факс: (095) 385-21-75

10. СИСТЕМА КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ НА ОСНОВЕ ТЕЛЕМЕХАНИКИ

Подземные металлические сооружения имеют в зависимости от свойств грунта, в котором они находятся, потенциал от $-0,5$ до $-0,7$ В. Если с помощью катодного тока снизить значение потенциала трубы – грунт до значения от $-0,85$ до $-0,95$ В, то скорость коррозии становится очень малой. Разность потенциалов между трубопроводом и грунтом должна быть одинаковой по всей длине трубопровода и находиться в пределах от -1 до -2 В. Практически это недостижимо, так как потребует установки бесконечного числа источников энергии вдоль трубопровода. На практике источники располагают на значительном удалении друг от друга и создают небольшой избыток потенциала в непосредственной близости от источника энергии, по мере удаления от которого разность потенциалов снижается. С помощью одной станции катодной защиты можно, в зависимости от свойств грунта и состояния изоляции трубы, защитить участок трубопровода длиной от 1 до 7 км.

Технические характеристики, типы и габаритные размеры выпрямителей приведены в табл. 95, схема подключения выпрямителя к комплексу телемеханизации – на рис. 226, 227.

10.1. ВЫПРЯМИТЕЛЬ В-ОПЕ-ТМ-1(2) СЕРИИ Б

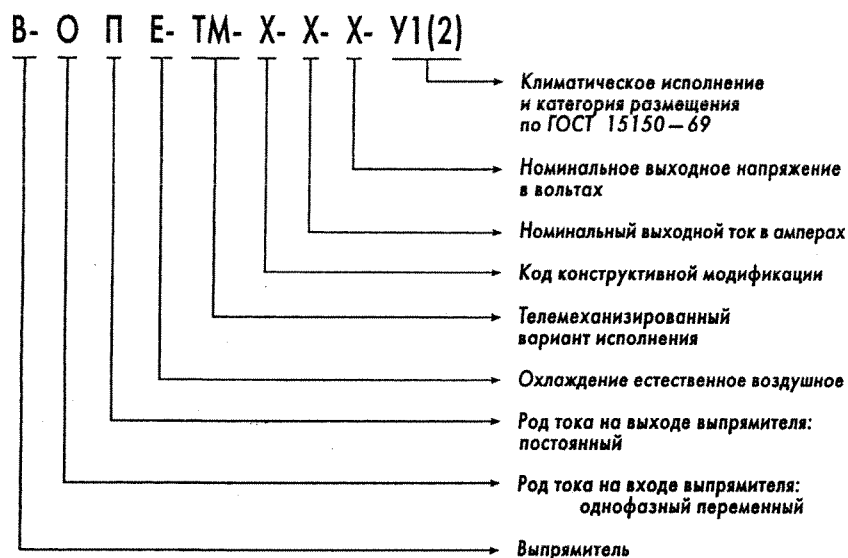
Общие сведения

Выпрямители В-ОПЕ-ТМ-1 предназначены для катодной защиты подземных металлических сооружений от электрохимической коррозии.

Настоящие варианты конструктивного исполнения выпрямителя предусматривают использование их:

- в качестве самостоятельного изделия;
- в системах, оборудованных комплексом телемеханики (адаптирован для работы с различными комплексами телемеханики).

Структура условного обозначения выпрямителя



Условия эксплуатации

Выпрямитель В-ОПЕ-ТМ-1, климатическое исполнение У категории размещения 1, предназначен для установки на открытом воздухе.

Выпрямитель В-ОПЕ-ТМ-2, климатическое исполнение У категории размещения 2, предназначен для установки в устройствах распределительных для катодной защиты (УКЗВ и УКЗН).

Обеспечивает работу в режимах:

- автоматического поддержания защитного потенциала;
- ручного регулирования выходного напряжения;
- стабилизации выходного тока;
- неуправляемого выпрямителя;
- совместной с комплексом телемеханики.

Обеспечивает надежную и устойчивую работу в следующих климатических условиях:

- верхнее значение температуры окружающего воздуха +45 °С;
- нижнее значение температуры окружающего воздуха –45 °С;
- верхнее значение относительной влажности окружающего воздуха

98 % при температуре +25 °С.

Коэффициент пульсации выходного напряжения – не более 3 %.

Рассчитан на работу в условиях, когда сопротивление нагрузки имеет любое значение в пределах от $0,1R_{ном}$ до $4,0 R_{ном}$.

Имеет выходное напряжение $U_{ном}$ или $2U_{ном}$ (при переключении выводов силового трансформатора) при токе нагрузки $I_{ном}$ или $0,5I_{ном}$ соответственно.

Сохраняет работоспособность при обрыве цепи измерения разности потенциалов. При этом выпрямитель работает при выходном токе, уровень которого установлен резистором ТОК блока управления, но не более $1,05I_{ном}$.

Допускает на входе измерительной цепи сигнал синфазной помехи переменного напряжения частоты 50 и 100 Гц амплитудой не более 12 В.

Имеет защиту, обеспечивающую его сохранность при внешних и внутренних коротких замыканиях и устойчивость к перегрузкам.

Надежно включается в работу после кратковременных и длительных исчезновений напряжения питающей сети с автоматическим установлением режима работы, в котором он находился перед исчезновением напряжения.

Имеет устройство автоматического повторного включения (АПВ) в работу в случае отключения его защитой.

Сохраняет работоспособность при снижении напряжения сети до 160 В.

Имеет защиту от перенапряжений, вызываемых грозовыми разрядами, как со стороны питающей сети, так и со стороны нагрузки с допустимой энергией импульса не менее 40 Дж, при длительности импульса до 40 мкс.

Отвечает требованиям пожаробезопасности согласно ГОСТ 12.1.004–91.

Установившееся отклонение измеряемой разности потенциалов при номинальном напряжении питающей сети в нормальных климатических условиях – не более $\pm 0,5\%$ от заданного уровня.

Дополнительное установившееся отклонение измеряемой разности потенциалов при изменении напряжения питающей сети на каждый 1В в нормальных климатических условиях – не более $\pm 0,02\%$.

Дополнительное установившееся отклонение измеряемой разности потенциалов при изменении температуры окружающего воздуха на каждый 1 °С при номинальном напряжении питающей сети – не более $\pm 0,05\%$.

Установившееся отклонение выходного тока в режиме стабилизации, проверяемое в диапазоне от 10 до 100 % $I_{ном}$, в нормальных климатических условиях – не более $\pm 1,0\%$.

Входное сопротивление цепи измерения разности потенциалов, не менее: 0,25 МОм – в нормальных климатических условиях и 0,1 МОм – в условиях воздействия верхнего значения относительной влажности.

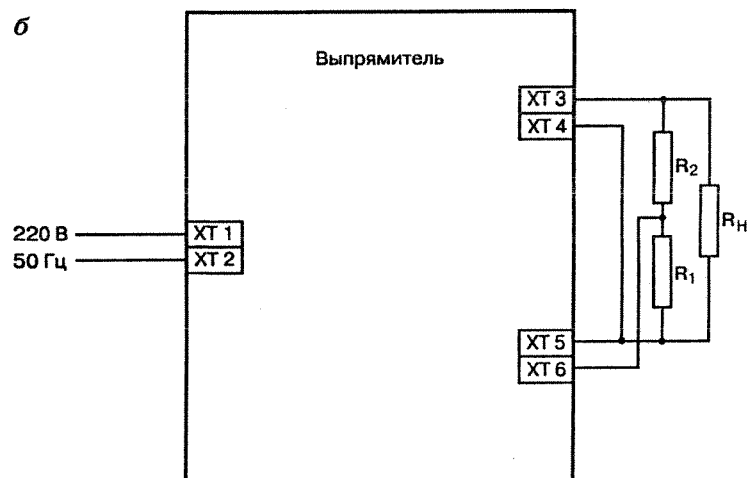
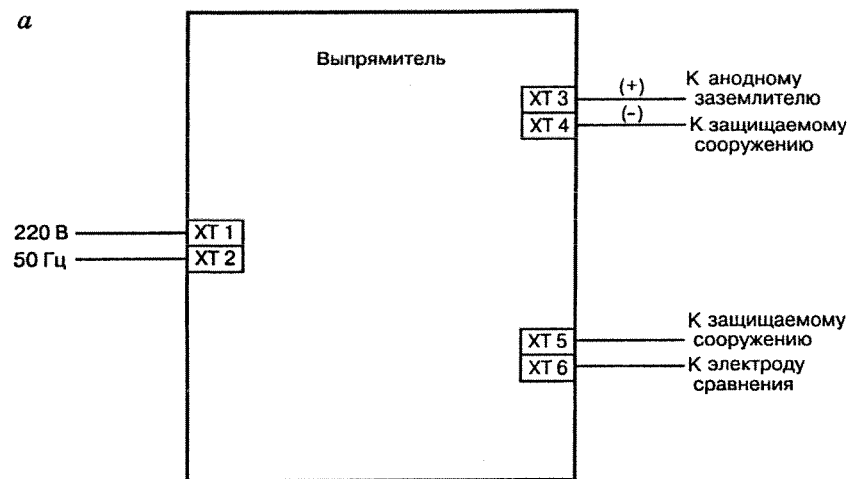
Допускает подключение к телеметрическим устройствам для осуществления функций телеметрического контроля, дистанционного регулирования выходного напряжения выпрямителя, а также дистанционного отключения работающего выпрямителя и последующего включения его



Уровень радиопомех, создаваемых при работе выпрямителя на зажимах подключения питающей сети и нагрузки, не превышает значений, установленных ГОСТ 23511-79.



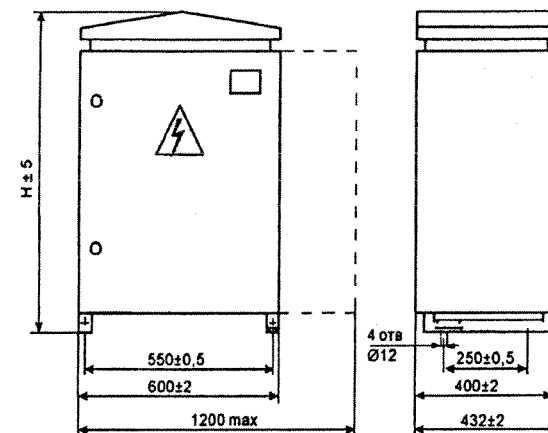
Выпрямители соответствуют требованиям технических условий:
ИЖСК.435211.002ТУ, ГОСТ 26830–86, ГОСТ 24682–81, ГОСТ 9.602–89,
ГОСТ 25812–83, ГОСТ Р 51164–98, комплекту документации согласно



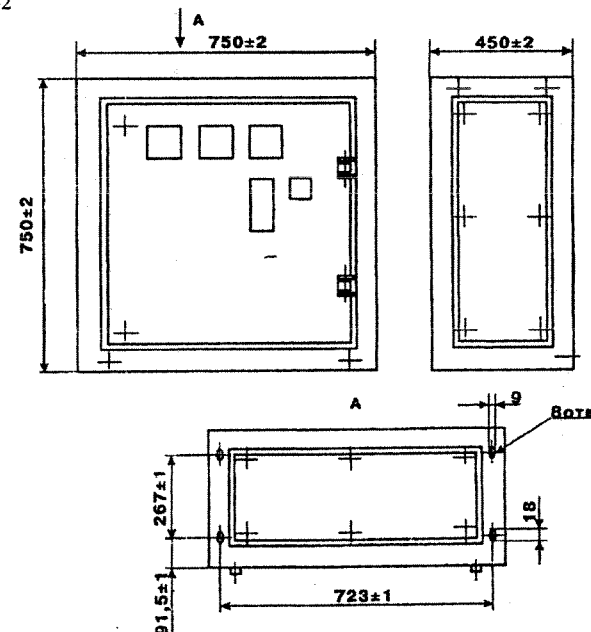
Тип выпрямителя	R_1 , кОм	R_2 , кОм	R_N , кОм	Тип выпрямителя	R_1 , кОм	R_2 , кОм	R_N , кОм
В-ОПЕ-ТМ-1-20-12-У1	3,9	5,1	0,6	В-ОПЕ-ТМ-1-42-48-У1	3,9	33	1,14
В-ОПЕ-ТМ-1-25-24-У1	3,9	15	0,96	В-ОПЕ-ТМ-1-63-48-У1	3,9	33	0,76
В-ОПЕ-ТМ-1-42-24-У1	3,9	15	0,57	В-ОПЕ-ТМ-1-100-48-У1	3,9	33	0,48

Рис. 227. Схема внешних соединений (а) и схема для проверки выпрямителя (б)

В-ОПЕ-ТМ-1



В-ОПЕ-ТМ-2



Тип выпрямителя	H, мм	Тип выпрямителя	H, мм	Тип выпрямителя	H, мм
В-ОПЕ-ТМ-1-20-12-У1	825	В-ОПЕ-ТМ-1-42-24-У1	1025	В-ОПЕ-ТМ-1-63-48-У1	1225
В-ОПЕ-ТМ-1-25-24-У1		В-ОПЕ-ТМ-1-42-48-У1		В-ОПЕ-ТМ-1-100-48-У1	

Рис. 228. Габаритные и установочные размеры выпрямителей В-ОПЕ-ТМ-1(2)

ИЖСК.435211.002 для модификации В-ОПЕ-ТМ-1 или ИЖСК.435211.003 для модификации В-ОПЕ-ТМ-2 и «Общим техническим требованиям на преобразователи для катодной защиты», разработанным ВНИИГаз и утвержденным РАО «Газпром».

Примечания:

1. Номинальные выходные параметры выпрямителя обеспечиваются при номинальном напряжении питающей сети и номинальном сопротивлении нагрузки.
2. Качество электрической энергии питающей сети должно соответствовать ГОСТ 13109-87.
3. По согласованию с заказчиком выпрямитель может изготавливаться по упрощенной схеме (без блока конденсаторов, без реактора, без счетчика электроэнергии и т. д.) с соответствующим изменением характеристик и снижением цены.

Таблица 95

Технические характеристики выпрямителей

Параметры	В-ОПЕ-ТМ-1(2)-20-12-У1(2)	В-ОПЕ-ТМ-1(2)-25-24-У1(2)	В-ОПЕ-ТМ-1(2)-42-24-У1(2)	В-ОПЕ-ТМ-1(2)-42-48-У1(2)	В-ОПЕ-ТМ-1(2)-63-48-У1(2)	В-ОПЕ-ТМ-1(2)-100-48-У1(2)
Номинальный выходной ток, А	20	25	42	42	63	100
Номинальное выходное напряжение, В	12	24	24	48	48	48
Номинальная выходная активная мощность, кВт	0,24	0,6	1,0	2,0	3,0	4,8
Полная потребляемая мощность, кВА, не более	0,38	0,88	1,47	2,77	4,15	6,27
Коэффициент полезного действия в номинальном режиме, %, не менее	75	80	80	85	85	90
Напряжение питающей сети, В	220 (+33; -55)					
Частота питающей сети, Гц	50±3; 60±3					
Число фаз	1					
Коэффициент мощности в номинальном режиме, не менее	0,85					
Коэффициент пульсаций выходного напряжения, %, не более	3					
Диапазон регулирования выходного напряжения, %, не менее	1-100					
Масса, кг, не более	100 (95)	110 (105)	140 (130)	160 (150)	190 (180)	235 (210)
Габаритные размеры, мм:						
В-ОПЕ-ТМ-1	600×432×825		600×432×1025		600×432×1225	
В-ОПЕ-ТМ-2	750×450×750					

Конструкция

Конструктивно выпрямитель выполнен по блочному принципу. Блоки размещены в шкафу бескаркасного типа. В передней части шкафа расположена наружная дверь с двумя замками, за ней – внутренняя дверь.

Охлаждение выпрямителя – естественное воздушное. В нижней части шкафа выпрямителя расположены реактор, блок конденсаторов, фильтр радиопомех с входной панелью, на которой смонтированы электротехнические выводы ХТ1 и ХТ2, предназначенные для подключения выпрямителя к питающей сети, выходная панель зажимов, на которой расположены электротехнические выводы ХТ3(+) и ХТ4(-) для подключения нагрузки выпрямителя, и электрохимические выводы цепи измерения разности потенциалов (защитного потенциала) ХТ5 (Т) и ХТ6 (ЭС), к которым подключаются электрод сравнения и защищаемое сооружение (труба).

Над выходной панелью зажимов расположен блок зажимов ХТ1, предназначенный для подключения выпрямителя к комплексу телемеханики.

В средней части шкафа выпрямителя находится блок тиристоров. На входящей в его состав панели смонтированы силовые тиристоры и диоды, электронный счетчик электроэнергии, варисторы, шунт, тумблеры и другие элементы. В верхней части шкафа выпрямителя размещены силовой трансформатор и блок отключения. В состав блока отключения входят пускатель и трансформатор тока.

На внутренней двери расположены блок управления, стрелочные приборы, счетчик времени работы выпрямителя, блок световой сигнализации, блок измерительный, усилитель ДТ, органы управления, плата ЗО, трансформатор питания платы ЗО и лампочка освещения.

Блок управления имеет степень защиты IP44. Она обеспечивается применением резинового уплотнения крышки кожуха.

В нижней части шкафа имеются два болта для подключения корпуса выпрямителя к контуру заземления.

Для удобства подъема выпрямителя и его транспортирования в верхней части боковин шкафа имеются четыре отверстия.

Для лучшей циркуляции охлаждающего воздуха в верхней и нижней частях выпрямителя предусмотрены вентиляционные отверстия, закрытые металлическими сетками, препятствующими проникновению насекомых (пчел и ос) внутрь выпрямителя.

Для защиты внутренней части выпрямителя от осадков наверху сконструирована крышка-грибок. Форма крышки предусматривает стекание конденсируемой влаги по внешней части корпуса выпрямителя и предотвращает попадание капель воды на токоведущие части выпрямителя.

Конструкция выпрямителя В-ОПЕ-ТМ-1 обеспечивает установку его на плоском основании с подводом кабеля снизу.

Конструкция выпрямителя В-ОПЕ-ТМ-2 позволяет устанавливать его в распределительное устройство для катодной защиты.

Принцип работы

Принцип работы выпрямителя основан на предварительном понижении сетевого напряжения с помощью силового трансформатора и выпрямления его мостовым диодно-тиристорным выпрямителем. Регулирование выходного напряжения осуществляется путем изменения момента отпирания тиристоров с помощью системы фазового управления.

10.2. СОВМЕСТНАЯ РАБОТА СТАНЦИИ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ В-ОПЕ-ТМ-1(2) СЕРИИ Б С КОМПЛЕКСОМ ТЕЛЕМЕХАНИКИ

Выпрямители В-ОПЕ-ТМ-1(2) серии Б могут работать с различными системами телемеханики: "Телур", "SuperTU-4", "Магистраль-2", УНК ТМ и др.

При этом имеется возможность дистанционного управления или контроля над следующими основными параметрами:

- выходное напряжение;
- выходной ток;
- защитный потенциал на защищаемом сооружении;
- включение-отключение СКЗ;
- измерение поляризованного потенциала;
- несанкционированное открытие дверей;
- учет потребляемой электроэнергии;
- аварийное отключение СКЗ;
- перевод работы СКЗ с режима местного управления на дистанционное.

Схема подключения выпрямителя В-ОПЕ-ТМ серии Б к комплексу телемеханики показана на рис. 229.

Примечания:

1. Принятые сокращения: ТИ – телеизмерение, ТС – телесигнализация, ТР – телерегулирование, ТУ – телеуправление, ДУ – дистанционное управление, ЗП – защитный потенциал, НСД – несанкционированный доступ, ЭЭ – электроэнергия.

2. Условные обозначения, используемые в комплексе телемеханики: R1...R3 – каналы телеизмерения с суммарным сопротивлением цепи от 150 до 700 Ом; K – канал измерения потребляемой электроэнергии; I – канал телерегулирования с выходным током 4...20 мА; ⊗ – канал контроля цепи телесигнализации; E – источник постоянного тока напряжением 24 В.

3. Общий провод каналов телеизмерения с суммарным сопротивлением цепи менее 350 м рекомендуется подключать к общему проводу выпрямителя (контакт 4 ХТ1).

4. Передаточное число цепи ТИ-ЭЭ 4000 имп/кВт·ч.

5. ХТ1, ХТ2 – блоки зажимов Б324-4П25-В/ВУЗ.

6. В выпрямителе В-ОПЕ-ТМ-2 отсутствует датчик КМ1 и вместо блока зажимов ХТ2 установлены отдельные зажимы ХТ2 и ХТ3, на которые выводятся сигналы ТИ-ЭЭ.

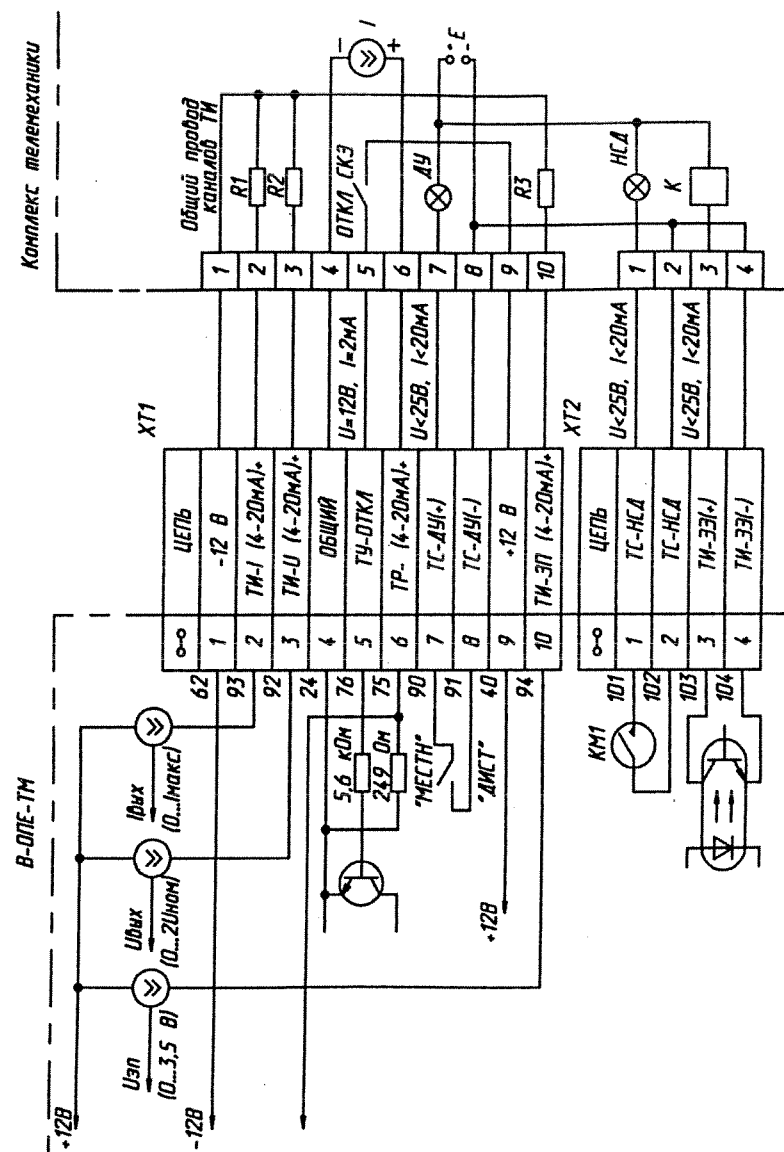


Рис. 229. Схема подключения выпрямителя В-ОПЕ-ТМ серии Б к комплексу телемеханики

В зависимости от комплекса ТМ управление выходными параметрами и контроль за ними в СКЗ осуществляется по каналам телеметрической связи различными каналами.

Измерение значений выходного напряжения (от 0 до 96 В), выходного тока (от 0 до 100 А) работающей СКЗ и величины защитного потенциала на защищаемом сооружении (от 0 до -3,5 В) осуществляется передачей от СКЗ в комплекс ТМ сигналов напряжения, снимаемых с выхода выпрямителя, либо аналоговых сигналов тока от 4 до 20 мА, пропорциональных величине измеряемого параметра.

Управление СКЗ осуществляется аналоговым сигналом напряжения от 0 до -8 В либо сигналом тока величиной от 4 до 20 мА, которые поступают из комплекса ТМ на СКЗ.

Цепи регулирования и измерения сигналов между СКЗ и комплексом ТМ должны быть гальванически развязаны от электрических цепей СКЗ.

В СКЗ В-ОПЕ-ТМ-1(2) серии Б предусмотрена возможность ее дистанционного отключения замыканием в комплексе ТМ "сухого" контакта, при этом через этот контакт от выпрямителя будет протекать ток около 2 мА. Повторное включение выпрямителя в работу осуществляется замыканием указанного "сухого" контакта. Это позволяет организовать с ПУ диспетчера циклический режим работы определенной группы СКЗ для измерения защитного потенциала без омической составляющей. Создание такого циклического режима работы возможно с помощью одного таймера, установленного на ПУ диспетчера. При этом в каждый выпрямитель не требуется устанавливать свой таймер и свой прерыватель тока. Это существенно снижает затраты на проведение таких измерений.

В случае, если в вашем проекте заложен комплекс ТМ с параметрами, отличающимися от приведенных, наше предприятие обеспечит необходимую доработку выпрямителей.

10.3. СОВМЕСТНАЯ РАБОТА СТАНЦИИ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ В-ОПЕ-ТМ-1(2) СЕРИИ В С КОМПЛЕКСОМ ТЕЛЕМЕХАНИКИ

В станции катодной защиты выпрямитель В-ОПЕ-ТМ-1(2) серии В, изготавливаемый ОАО СРЗ «Сигнал» по техническим условиям ИЖСК.435211.002 ТУ, предусмотрена возможность работы с комплексом телемеханики. Схема подключения выпрямителя В-ОПЕ-ТМ-1(2) серии В к комплексу телемеханики приведена на рис. 230; комплектность поставки – в табл. 96.

При работе СКЗ с комплексом ТМ с пульта управления (ПУ) диспетчера обеспечивается:

- управление работой СКЗ (ТР – 4–20 мА);
- измерение выходного тока и выходного напряжения СКЗ (ТИ – I) и (ТИ – U);

– измерение защитного потенциала на защищаемом сооружении (ТИ – ЗП);

– перевод управления работой СКЗ с местного на дистанционное и обратно на местное. При этом СКЗ может работать как в режиме стабилизации выходного тока, так и в режиме стабилизации защитного потенциала, величина которых задается с ПУ диспетчера током от 4 до 20 мА. Выбор режима работы СКЗ (стабилизации тока или защитного потенциала) производится с помощью переключателя, установленного в шкафу СКЗ;

– отключение на необходимое время работающей СКЗ, а затем включение ее в работу. После включения СКЗ автоматически устанавливается режим, в котором она работала до отключения;

– перевод работающей СКЗ в прерывистый режим;

– измерение потребляемой электроэнергии;

– получение сигнализации о:

а) переводе СКЗ с местного управления на дистанционное (ТУ – ДУ);

б) несанкционированном доступе (открытии дверей) в СКЗ (ТС – НСД);

в) включении СКЗ в работу (ТС – ВКЛ);

г) аварийном отключении СКЗ (ТС – АВАРИЯ).

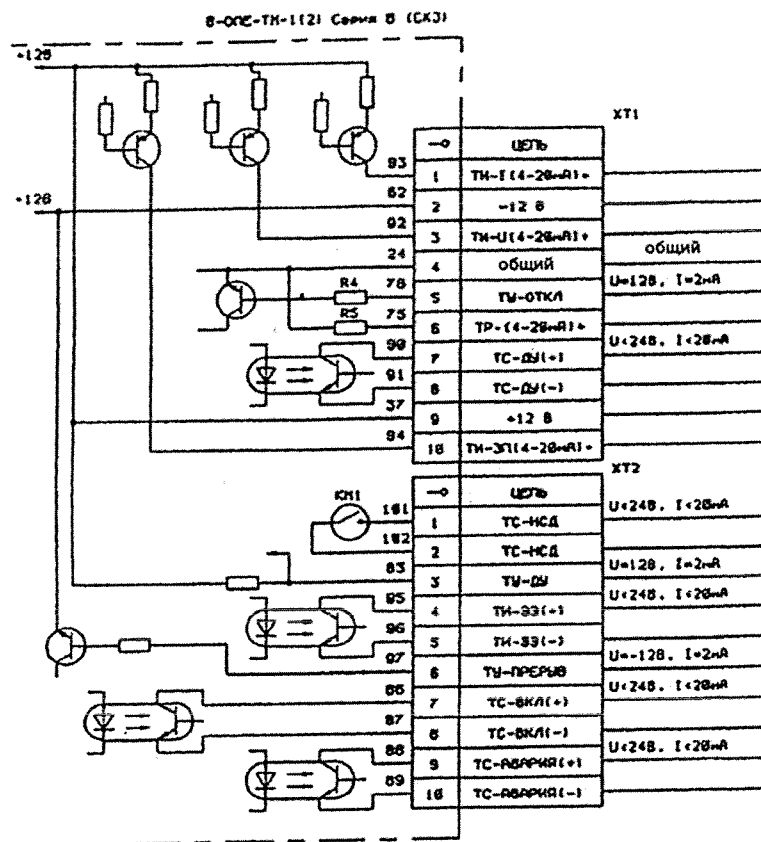
Перевод управления работой СКЗ с местного на дистанционное осуществляется переключением контакта 4 блока зажимов ХТ1 с контактом 3 блока зажимов ХТ2 СКЗ.

Изменение с ПУ диспетчера выходного тока и выходного напряжения СКЗ осуществляется изменением величины тока, подаваемого от комплекса ТМ на контакты 4 и 6 блока зажимов ХТ1 СКЗ.

Измерение выходного тока и выходного напряжения СКЗ, а также защитного потенциала осуществляется измерительными узлами комплекса ТМ, подключаемыми соответственно между парами контактов 1 и 2, 3 и 2, 10 и 2 блока зажимов ХТ1 СКЗ. Между указанными парами контактов СКЗ формируется ток в пределах от 4 до 20 мА, пропорциональный соответственно выходному току, выходному напряжению СКЗ и защитному потенциалу.

Телесигнализация от СКЗ о переводе управления работой СКЗ с местного на дистанционное (ТС – ДУ), о включении СКЗ в работу (ТС – ВКЛ), об аварийном отключении СКЗ (ТС – АВАРИЯ) и о несанкционированном доступе в СКЗ (ТС – НСД) на ПУ диспетчера осуществляется подключением соответствующих узлов комплекса ТМ соответственно к парам контактов 7 и 8 блока зажимов ХТ1, 7 и 8, 9 и 10, 1 и 2 блока зажимов ХТ2. При этом контакты 1 и 2 блока зажимов ХТ2 замкнуты, когда дверь СКЗ закрыта, и разомкнуты, когда дверь СКЗ открыта.

Цепи телеизмерения и телесигнализации (ТИ и ТС), а также цепь телеуправления прерывистым режимом работы (ТУ – ПРЕРЫВ) функционируют в режимах СКЗ АВТ, ТОК и РУЧН как при местном, так и при дистанционном управлении.



Комплектность поставки

Таблица 96

Обозначение	Наименование	Количество
ИЖСК.435211.002	Выпрямитель В-ОПЕ-ТМ-...У1	1 шт.
ИЖСК.435211.002 ПС	Выпрямитель В-ОПЕ-ТМ-Паспорт	1 экз.
ИЖСК.303656.002	Ключ	2 шт.
4102.815.122 ПС	Счетчик времени наработки СНВ-2-0,2	1 экз.
ИЖСК.411152.002 ПС	Счетчик электрической энергии СЭА1	1 экз.
ОЮО.480.003 ТУ	Комплект ЗИП	1
	Вставка плавкая	6 шт.
	ВП-1-1-0,5А-250 В	2 шт.
	ВП-1-1-5А-250 В	

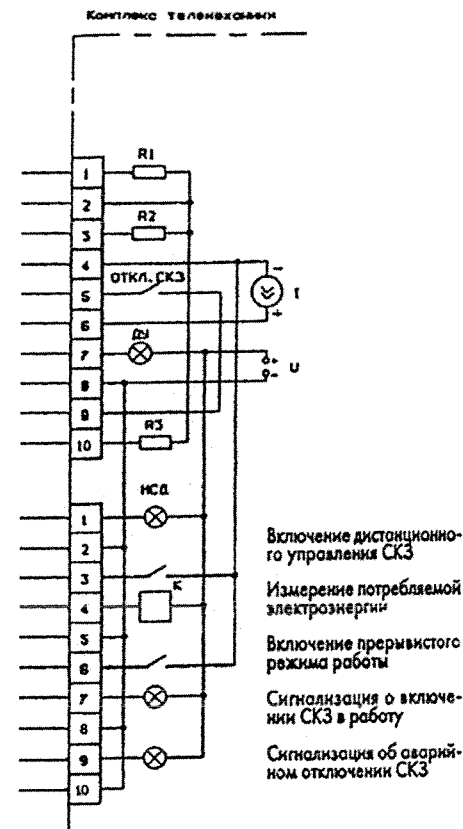


Рис. 230. Схема подключения к комплексу телемеханики выпрямителя В-ОПЕ-ТМ серии В

Примечания:

1. Принятые сокращения: ТИ – телеизмерение, ТС – телесигнализация, ТР – телерегулирование, ТУ – телеуправление, ДУ – дистанционное управление, ЗП – защитный потенциал, НСД – несанкционированный доступ, ЭЭ – электроэнергия, ПРЕРВ – прерывистый режим работы СКЗ.

2. К – орган учета потребляемой электроэнергии; КМ1 – магнитоуправляемый контакт, ⊗ – орган контроля телесигнализации, поступающей в комплекс ТМ.

3. Сопротивление R1...R3 от 0,2 до 1,0 кОм.

4. Сопротивление R4 = 5,6 кОм, R5 = 249 кОм.

5. XT1, XT2 – блок зажимов.

6. Передаточное число цепи ТИ – ЭЭ 500 имп/кВт·ч.

7. В комплексе ТМ цепи ТИ, ТР и ТУ должны иметь гальваническую развязку.

Выпрямитель В-ОПЕ-ТМ; ИЖСК.435211.002ТУ, имеет сертификат соответствия № РОСС.RU.АЯ21.НО1745.

Обозначение изделия при заказе

В-ОПЕ-ТМ-1:

– для поставок в пределах России: Выпрямитель В-ОПЕ-ТМ-100-48-У1; ИЖСК.435211.002ТУ;

– для поставок на экспорт: Выпрямитель В-ОПЕ-ТМ-1-63-48-У1, экспорт; ИЖСК.435211.002ТУ.

В-ОПЕ-ТМ-2:

– для поставок в пределах России: Выпрямитель В-ОПЕ-ТМ-2-42-48-У2; ИЖСК.435211.002ТУ;

- для поставок на экспорт: Выпрямитель В-ОПЕ-ТМ-42-24-У2, экспорт; ИЖСК.435211.002ТУ.

Изготовитель:

ОАО «Ставропольский радиозавод «Сигнал»
г. Ставрополь, 2-й Юго-Западный пр., 9А

10.4. ВЫПРЯМИТЕЛЬ В-ОПЕД-М "КЕДР"

Общие сведения

Выпрямитель В-ОПЕД-М предназначен для катодной защиты подземных металлических сооружений от электрохимической коррозии.

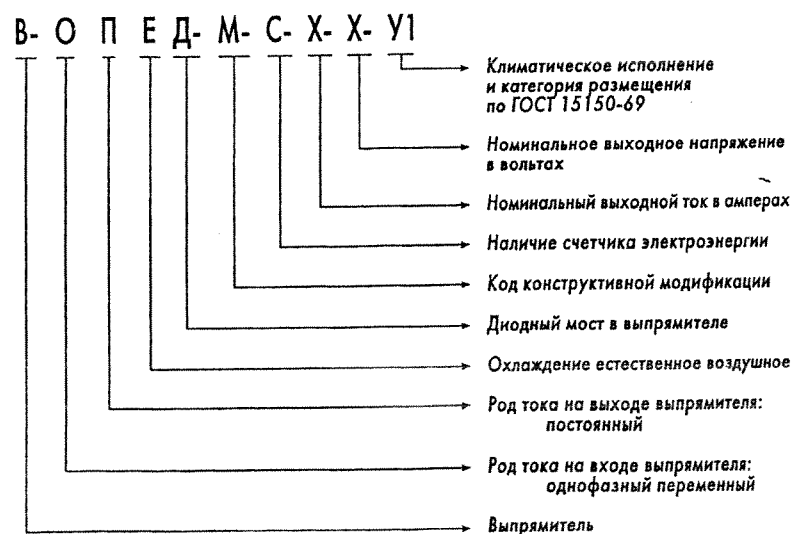
По сравнению со схемой выпрямителя В-ОПЕ-ТМ в данном выпрямителе применена упрощенная схема, которая содержит электронную систему защиты от внешних и внутренних перегрузок и коротких замыканий.

Упрощенная схема обеспечивает повышенную надежность, низкую стоимость и устойчивость работы выпрямителей в условиях повышенных промышленных помех при сниженной массе и уменьшенных габаритах.

Специально разработанная конструкция обеспечивает регулировку выходного напряжения с минимальным шагом 0,72 (1,44) В.

Блок контроля взаимозаменяем во всех четырех исполнениях выпрямителя.

Структура условного обозначения выпрямителя



Условия эксплуатации

Выпрямитель обеспечивает надежную и устойчивую работу в следующих климатических условиях:

- верхнее значение температуры окружающего воздуха +45 °С;
- нижнее значение температуры окружающего воздуха -45 °С;
- верхнее значение относительной влажности окружающего воздуха 98 % при температуре +25 °С.

Выпрямитель обеспечивает ступенчатое изменение выходного напряжения путем коммутации вторичных обмоток силового трансформатора в соответствии с приложениями А и Б. Выходные напряжения выпрямителя при номинальных токах нагрузки могут отличаться от указанных в таблицах не более чем на ±5 %.

Выпрямитель рассчитан на работу в условиях, когда сопротивление нагрузки имеет любое значение в пределах от $0,1 R_{ном}$ до $4,0 R_{ном}$.

Обеспечивает при последовательном соединении обмоток силового трансформатора выходное напряжение от $U_{ном}$ до $2U_{ном}$ при выходном токе до $0,5 I_{ном}$.

Имеет защиту, обеспечивающую его устойчивость к внешним и внутренним замыканиям и перегрузкам.

Надежно включается в работу после кратковременных и длительных исчезновений напряжения питающей сети с автоматическим установлением режима работы, в котором он находился перед исчезновением напряжения.

Сохраняет работоспособность при снижении напряжения питающей сети до 160 В.

Имеет защиту от перенапряжений, вызываемых грозовыми разрядами, со стороны питающей сети и со стороны нагрузки при ударном токе до 3 кА длительностью 8/20 мкс.

Выпрямитель отвечает требованиям пожаробезопасности согласно ГОСТ 12.1.004-91.

Уровень радиопомех, создаваемых при работе выпрямителя на зажимах подключения питающей сети и нагрузки, не превышает значений, установленных ГОСТ 23511-79.

Установленный ресурс – не менее 100 000 ч.

Гарантийный срок службы – не менее 30 мес.

Установленный срок службы выпрямителя – не менее 20 лет.

Выпрямитель соответствует требованиям технических условий: ИЖСК.435211.004ТУ, ГОСТ 26830-86, ГОСТ 24682-81, ГОСТ 9.602-89, ГОСТ 25812-83, ГОСТ Р 51164-98, комплекту документации согласно ИЖСК.435211.004 и «Общим техническим требованиям на преобразователи для катодной защиты», разработанным ВНИИГаз и утвержденным РАО «Газпром».

Выпрямитель, предназначенный для экспорта, дополнительно соответствует требованиям РД 1601.007-88.

Техническая характеристика выпрямителей приведена в табл. 97.

Таблица 97

Параметры	В-ОПЕД-М- 25-24-У1	В-ОПЕД-М- 42-24-У1	В-ОПЕД-М- 42-48-У1	В-ОПЕД-М- 63-48-У1
	В-ОПЕД-М-С- 25-24-У1	В-ОПЕД-М-С- 42-24-У1	В-ОПЕД-М-С- 42-48-У1	В-ОПЕД-М-С- 63-48-У1
Номинальный выходной ток, А	25	42	42	63
Номинальное выходное напряжение, В	24	24	48	48
Номинальная выходная активная мощность, кВт	0,6	1,0	2,0	3,0
Полная потребляемая мощность, кВА, не более	1,07	1,79	3,33	5,0
Коэффициент полезного действия в номинальном режиме, %, не менее	70		75	
Коэффициент мощности в номинальном режиме, не менее	0,9			
Напряжение питающей сети, В	220 (+33; -60)			
Частота питающей сети, Гц	50±3; 60±3			
Число фаз	1			
Диапазон регулирования выходного напряжения, %, не менее	1-100			
Напряжение ступени регулирования выходного напряжения, В, не более	0,72		1,44	
Габаритные размеры, мм	515×397×660		515×432×660	600×432×825
Масса, кг, не более	68	71	82	108

Конструкция

Настоящий вариант конструктивного исполнения выпрямителя предусматривает использование его в качестве самостоятельного изделия.

Выпрямитель изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 1 и предназначен для установки на открытом воздухе.

Конструктивно выпрямитель выполнен по блочному принципу. Блоки размещены в шкафу бескаркасного типа. В передней части шкафа расположена наружная дверь с двумя замками. За ней находится внутренняя дверь.

Степень защиты выпрямителя IP 34 по ГОСТ 14254-96.

Охлаждение — естественное воздушное. Для охлаждения в нижней части шкафа имеются вентиляционные отверстия, а в верхней части шкафа расположена крышка-грибок, обеспечивающая выход наружу горячего воздуха.

В нижней части шкафа выпрямителя помещен блок диодов, на котором смонтированы выпрямительные диоды, шунт, варисторы и электротехнические выводы ХТ6 (+) и ХТ7 (-), предназначенные для подключения нагрузки выпрямителя.

В средней части шкафа выпрямителя на правой боковой стенке находится входная панель, на которой смонтированы элементы грозозащиты (варисторы), помехоподавляющие конденсаторы, трансформатор питания блока контроля, трансформатор тока, электротехнические выводы ХТ1 и ХТ2, предназначенные для подключения выпрямителя к питающей сети.

В верхней части шкафа выпрямителя на шпильках, приваренных к переключкам на задней стенке шкафа, установлен силовой трансформатор с отводами.

На внутренней двери расположены блок контроля, многофункциональный прибор, счетчик времени наработки выпрямителя, усилитель ДТ, автоматический выключатель, элементы индикации.

Блок контроля имеет степень защиты IP 56. Она обеспечивается применением резинового уплотнения крышки кожуха.

В нижней наружной части шкафа имеются два болта для подключения корпуса выпрямителя к контуру заземления.

Для удобства подъема выпрямителя и его транспортирования в верхней части боковин шкафа есть четыре отверстия.

Конструкцией выпрямителя предусмотрена установка его на плоском основании и крепление четырьмя болтами, а также возможность установки выпрямителя на вертикальной стене или железобетонной опоре при использовании дополнительной рамы.

Подвод кабелей к выпрямителю осуществляется снизу через вводные трубки со специальными пробками.

Принцип работы

Принцип работы выпрямителя основан на предварительном понижении сетевого напряжения с помощью силового трансформатора и выпрямлении его мостовым диодным выпрямителем.

Регулирование выходного напряжения осуществляется путем коммутации отводов вторичной обмотки трансформатора, выведенных на клеммную панель. Коммутация производится с помощью четырех переключек.

Изготовитель:

ОАО «Ставропольский радиозавод «Сигнал»

г. Ставрополь, 2-й Юго-Западный пр., 9А

10.5. «ТЕЛУР-НГ» – АППАРАТНО-ПРОГРАММНЫЙ РАДИОТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

ТУ 4232.001.11115752–97

Предназначен для создания автоматизированных систем диспетчерского контроля и управления (АСДКУ) объектами нефтегазовой отрасли (ГРС, ГРП, крановые узлы, установки защиты от коррозии и др.) с использованием радио- и проводных каналов связи.

Содержит в своем составе:

- приемопередатчик диапазона 160 МГц;
- блок контроллера с модулем электропитания типа DC/DC;
- блок питания типа DC/DC для питания оборудования телемеханики, включая преобразователи датчиков, установленных на КП;
- аккумуляторную батарею емкостью от 2 до 15 А · ч;
- панель органов управления и индикации;
- микро-кросс для подключения датчиков и исполнительных устройств ТМ.

Основные технические характеристики

Количество входов/выходов для подключения датчиков и исполнительных устройств ТМ: ТИ – до 8 (входное и выходное давление, препарат давления, загазованность, температура газа и в помещениях ГРП и др.); ТС – до 12 (изменение температуры и загазованности, контроль положения ПЗК, контроль состояния охранных датчиков и др.); ТУ – 4 двухпозиционных объекта управления (задвижки с электроприводами, пакетные выключатели и др.); 2 порта RS-232 (485) – для обмена данными с расходомерами различного типа (СПГ, ЕК, «Суперфлоу» и др.), а также преобразователь напряжений типа ПНКЗ-1 для обеспечения контроля и управления установками катодной и дренажной защиты.

Скорость передачи данных по радиоканалу – до 9600 бит/с.

Обеспечивает функции ретрансляции.

Режимы работы АСДКУ – циклический, адресный, спорадический, зондовый и их комбинации.

Эксплуатируется на объектах газовой отрасли в Санкт-Петербурге, Брянске, Tallинне, Владимире, Липецке, Дятьково, Барнауле, Бабаево, Шексне, Ставропольском крае и др.

Изготовитель:

ЗАО «НПП «Радиотелеком»

Справки по эксплуатации приборов можно получить в Управлении защиты газопроводов:

СПб, ул. Раменская, д. 9а, тел. 325-00-23

10.6. УСТРОЙСТВО КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ ИСТ-750М

ТУ 3415-001-33356670–2000

В настоящее время все серийно выпускаемые на территории стран бывшего СССР станции катодной защиты используют в своем составе низкочастотный (50 Гц) трансформатор и тиристорный регулятор. Таким станциям свойственно большое число недостатков. ИСТ-750М – это устройство нового поколения. Оно представляет собой источник стабилизированного тока на основе импульсного высокочастотного преобразователя с микропроцессорным управлением. Такой принцип работы устройства позволяет значительно улучшить его параметры и успешно конкурировать на рынке аналогов.

Основные характеристики

Стабилизированный выходной ток от 0 до 15 А, с дискретностью 0,1 А.

Максимальное выходное напряжение – 48 В.

Максимальная выходная мощность – 750 Вт.

КПД – не менее 85 %. КПД станций катодной защиты с низкочастотным трансформатором составляет 60–80 %. Это значение КПД в технической документации указано для номинальной выходной мощности. Но даже при небольшом уменьшении выходной мощности значение этого параметра резко падает. Это не позволяет эффективно использовать низкочастотные трансформаторы при значительном изменении выходной мощности устройства. Подавляющее большинство станций катодной защиты работает в режиме с выходной мощностью 25–50 % от номинальной. При этом КПД станций с низкочастотным трансформатором ухудшается до 40–50 %. У устройства ИСТ-750М при уменьшении выходной мощности КПД, напротив, несколько увеличивается. При выходной мощности 300 Вт станция с низкочастотным трансформатором потребляет от сети мощность 600 Вт (300 Вт/50 %). ИСТ-750М при таких же условиях потребляет 352 Вт (300 Вт/85 %). Экономия электроэнергии составляет 250 Вт в час или 6 кВт в сутки. Таким образом, устройство окупается за 2–3 года.

Управление и контроль с помощью внешнего переносного терминала. Терминал задает выходной ток, а также индицирует текущий ток, напряжение на электродах, заданный ток. Наличие терминала позволяет спрятать устройство в антивандальном корпусе, оставив доступ только к разъему подключения. Не имея терминала, нельзя использовать устройство по назначению.

Выходной ток – стабилизированный. Использование микропроцессорных элементов позволило добиться высокой стабильности выходного тока при изменении напряжения питающей сети, при изменении сопротивления электродов (вплоть до 0 Ом).

Расширенные функциональные возможности интерфейса. Интерфейс для подключения терминала обеспечивает доступ ко всем ресурсам станции для систем телеметрии, стабилизации потенциала и т. п.

Выходные цепи устройства полностью гальванически развязаны. Безопасность эксплуатации устройства обеспечивается и при обрыве нагрузки – устройство снимает напряжение с выхода.

Режим короткого замыкания на сколь угодно длительное время. ИСТ-750М, в отличие от аналогов, выдерживает режим короткого замыкания без снижения надежности и ресурса работы.

Температура окружающей среды от -40 до $+40$ °С. При неполной нагрузке устройство работает при $+80$ °С. Кроме того, оно автоматически снижает выходной ток при перегреве, защищая себя от разрушения.

Низкое содержание цветных металлов – 250 г меди и около 1 кг алюминия делает его малопривлекательным для «любителей» добычи цветных металлов.

Масса устройства – 4,2 кг; габариты – $260 \times 173 \times 115$ мм.

Затраты на транспортировку, хранение, монтаж и обслуживание таких станций минимальны. Имеется разрешение Госгортехнадзора на серийный выпуск и применение устройства. Фирма гарантирует 2 года безотказной работы устройства, при общем сроке эксплуатации не менее 15 лет.

ООО «НПО «Энергобионик»

346428 г. Новочеркасск, ул. Энгельса, д. 49, оф. 52.

Тел. (86352) 551-29, 508-20, 993-11.

Факс: (86352) 551-29

10.7. ИЗДЕЛИЯ ДЛЯ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ И ДРУГИХ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ ОТ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ КОРРОЗИИ

1. Автоматические выпрямители с выходом для телеметрии:

В-ОПЕ-ТМ-1-20-12-У1	0,24 кВт
В-ОПЕ-ТМ-1-25-24-У1	0,6 кВт
В-ОПЕ-ТМ-1-42-24-У1	1,0 кВт
В-ОПЕ-ТМ-1-42-48-У1	2,0 кВт
В-ОПЕ-ТМ-1-63-48-У1	3,0 кВт
В-ОПЕ-ТМ-1-100-48-У1	4,8 кВт

2. Автоматические выпрямители с выходом для телеметрии, предназначенные для установки внутри помещений, а также в распределительных устройствах УКЗВ, УКЗН и т. п.:

В-ОПЕ-ТМ-2-20-12-У2	0,24 кВт
В-ОПЕ-ТМ-2-25-24-У2	0,6 кВт
В-ОПЕ-ТМ-2-42-24-У2	1,0 кВт
В-ОПЕ-ТМ-2-42-48-У2	2,0 кВт

В-ОПЕ-ТМ-2-63-48-У2	3,0 кВт
В-ОПЕ-ТМ-2-100-48-У2	4,8 кВт

3. Выпрямители с ручным регулированием без электросчетчика/с электросчетчиком:

В-ОПЕД-М-25-24-У1 «Кедр»	0,6 кВт
В-ОПЕД-М-42-24-У1 «Кедр»	1,0 кВт
В-ОПЕД-М-42-48-У1 «Кедр»	2,0 кВт
В-ОПЕД-М-63-48-У1 «Кедр»	3,0 кВт

4. Блоки диодно-резисторные:

БДРМ-25-2-1Х-УХЛ1 одноканальные (1×25 А)
БДРМ-25-2-2Х-УХЛ1 двухканальные (2×25 А)
БДРМ-25-4-3Х-УХЛ1 трехканальные (3×25 А)
БДРМ-25-4-4Х-УХЛ1 четырехканальные (4×25 А)
БДРМ-10-2-1Х-УХЛ1 одноканальные (1×10 А)
БДРМ-10-2-2Х-УХЛ1 двухканальные (2×10 А)
БДРМ-10-4-3Х-УХЛ1 трехканальные (3×10 А)
БДРМ-10-4-4Х-УХЛ1 четырехканальные (4×10 А)
БДРМ-50-1-1Х-УХЛ1 одноканальные (1×50 А)

5. Электродренажи поляризованные резисторные:

ЭДП-200У1
ЭДП-500У1
ДРП-100

6. Электроды сравнения ЭНЕС-1.

7. Блок пластин-индикаторов скорости коррозии БПИ-2.

8. Оксидный железо-титановый анодный заземлитель ОЖТЗ-1.

9. Стойка контрольно-измерительного пункта СКИП-1 ($D = 114$ мм, $L = 2,0$ м).

10. Стойка контрольно-измерительного пункта СКИП-1 ($D = 114$ мм, $L = 2,5$ м).

11. Стойка контрольно-измерительного пункта СКИП-2 ($D = 160$ мм, $L = 2,0$ м).

12. Стойка контрольно-измерительного пункта СКИП-2 ($D = 160$ мм, $L = 2,5$ м).

13. Контрольно-измерительный пункт городской СКИП-Г ($L = 0,4$ м).

14. Крышка-плакат для СКИП.

15. Клеммный шкаф для систем ЭЖЗ КШ-30.

16. Охлаждатели (радиаторы) алюминиевые для силовых диодов, тиристоров. Габаритные размеры: $110 \times 110 \times 100$; $70 \times 80 \times 100$; $45 \times 80 \times 80$ мм.

17. Комплект ЗИП групповой серия Б.

ОАО «Ставропольский радиозавод «Сигнал»

355037 г. Ставрополь, 2-й Юго-Западный пр., 9А

Тел. (8652) 77-57-16.

Факс: (8652) 77-93-30, 77-93-78

11. ТРАНСПОРТАБЕЛЬНЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

11.1. УСТАНОВКИ ТКУ-50, ТКУ-63, ТКУ-80, ТКУ-100, ТКУ-126, ТКУ-160, ТКУ-200, ТКУ-240, ТКУ-300, ТКУ-400, ТКУ-500, ТКУ-1250Б, ТКУ-1500Б, ТКУ-2000Б, ТКУ-2500Б, ТКУ-3000Б, ТКУ-4000Б

Конструкция

Корпус ТКУ – цельнометаллический утепленный пожаробезопасный – состоит из нескольких блоков.

Возможна поставка готовой котельной установки на раме для существующего помещения.

Все технологическое оборудование размещено в блоке заводского изготовления и включает:

- циркуляционные насосы;
- устройство подпитки;
- счетчик расхода газа;
- водогрейные автоматизированные котлы;
- электрооборудование.

Автоматика безопасности

Автоматика котельной позволяет отследить нарушение любого параметра или режима работы, отключить неисправный котлоагрегат или котельную в целом. Система безопасности производит отключение газа при:

- погасании запальной горелки;
- повышении или понижении давления газа перед горелкой за пределы установленных значений;
- недостаточной тяге;
- загазованности помещения установки;
- отключении электроэнергии.

Технические характеристики приведены в табл. 98.

Комплектность:

котел водогрейный;

узел учета расхода газа;

подогреватель водо-водяной секционный;

Таблица 98

Показатели	ТКУ-50	ТКУ-63	ТКУ-80	ТКУ-100	ТКУ-126	ТКУ-160	ТКУ-200	ТКУ-240	ТКУ-300	ТКУ-400	ТКУ-500
Тепловая мощность, кВт	50	63	80	100	126	160	200	240	300	400	500
Коэффициент полезного действия котлов, %	84,5	85	86	86	86,5	87	87	87	87	87	87
Максимальная температура воды на выходе, °С	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
Расчетная температура воды на входе, °С	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Рабочее давление воды, МПа (кгс/см ²), не более	0,3 (3,0)	0,3 (3,0)	0,3 (3,0)	0,3 (3,0)	0,3 (3,0)	0,3 (3,0)	0,3 (3,0)	0,3 (3,0)	0,3 (3,0)	0,3 (3,0)	0,3 (3,0)
Расчетный расход газа, м ³ /ч (при теплоте сгорания $Q_{\text{г}} = 8000 \text{ ккал/м}^3$)	6,36	7,96	10	12,5	15,65	17,7	24,4	29,65	37,07	49,4	61,8
Расчетная нагрузка, кВт · ч	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	4,5	4,5	4,6	4,6	4,9	7,8
Потребляемая мощность, кВт · ч	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	2,8	2,8	3,0	3,0	3,2	4,0
Давление газа на входе в котельную, кПа (кгс/см ²), не менее	2,8 (0,028)	2,8 (0,028)	2,8 (0,028)	2,8 (0,028)	2,8 (0,028)	2,8 (0,028)	2,8 (0,028)	2,8 (0,028)	2,8 (0,028)	2,8 (0,028)	2,8 (0,028)
Температура уходящих газов, °С, не ниже	180	205	210	210	200	200	210	200	210	210	210
Общее водопотребление объема, м ³ /сут	0,06	0,07	0,09	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	1,0
Минимальное разрежение за котлом, Па, не более	3,0	3,0	3,0	3,0	4,0	6,0	7,0	6,0	7,0	7,0	7,0
Масса, кг, не более	3800	3850	3900	4000	4100	4150	4200	4500	5000	5200	6000
Габаритные размеры, не более:											
длина	4,3	4,3	4,3	5,0	5,0	6,2	6,2	6,2	6,2	7,5	8,5
ширина	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
высота	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6

Показатели	ТКУ-1250Б	ТКУ-1500Б	ТКУ-2000Б	ТКУ-2500Б	ТКУ-3000Б	ТКУ-4000Б
Тепловая мощность, кВт	1250	1500	2000	2500	3000	4000
Коэффициент полезного действия котлов, %	92	92	92	92	92	92
Максимальная температура воды на выходе, °C	115	115	115	115	115	115
Расчетная температура воды на входе, °C	70	70	70	70	70	70
Рабочее давление воды, МПа (кгс/см ²), не более	0,6 (6,0)	0,6 (6,0)	0,6 (6,0)	0,6 (6,0)	0,6 (6,0)	0,6 (6,0)
Расчетный расход газа, м ³ /ч (при теплоте сгорания $Q_p^p = 8000$ ккал/м ³)	175,0	234,0	246,2	292,5	351,0	468,0
Расчетная нагрузка, кВт · ч	18	19	32	34	44	66
Потребляемая мощность, кВт · ч	13	14	22	23	32	44
Давление газа на входе в котельную, кПа (кгс/см ²), не менее	4,0 (0,04)	4,0 (0,04)	4,0 (0,04)	4,0 (0,04)	4,0 (0,04)	4,0 (0,04)
Температура уходящих газов, °C, не ниже	160	160	160	160	160	160
Общее водопотребление объекта, м ³ /сут	1,2	1,5	1,7	1,8	3,0	4,0
Минимальное разрежение за котлом, Па, не более	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Масса, кг, не более	12000	12500	13000	13000	15000	20000
Габаритные размеры, не более:						
длина	8,5	9,0	9,0	9,5	12,5	12,5
ширина	5,0	6,0	5,0	5,5	6,0	3,0
высота	2,7	2,7	2,7	3,0	3,0	4,0

система водоподготовки;
насос сетевой;
насос исходной воды;
насос циркуляционный горячего водоснабжения;
клапан взрывобезопасности;
грязевик;
сигнализатор загазованности на метан;
сигнализатор загазованности на угарный газ;
электрооборудование силовое;
электроосвещение;
водоподготовка.

413100 г. Энгельс Саратовской обл., ул. Нестерова, 5
Тел. (84511) 219-68, 204-43, 479-91, 267-50, 256-19
Факс: (84511) 267-73, 214-55

11.2. ВОДОГРЕЙНЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ АГРЕГАТЫ КВГ-0,7-115 и КВГ-1,1-115

Агрегаты предназначены для получения горячей воды, используемой в системах отопления и горячего водоснабжения объектов промышленного и бытового назначения. Котлы рассчитаны для работы на природном газе.

Котельные агрегаты поставляются в полностью собранном виде, готовыми к эксплуатации. Для установки котельных агрегатов не требуются специальные фундаменты.

Водогрейные котельные агрегаты типа КВГ – автоматизированные, вертикально-водотрубные, газоплотные и состоят из котла, горелочного устройства, вентилятора, газопровода и системы автоматики.

Топливо в горелку подается по газопроводу от газораспределительного устройства котельной. Вентилятор создает избыточное давление воздуха, и весь газовоздушный тракт работает под наддувом. В горелочном устройстве происходит смешение газа и воздуха с последующим сжиганием в топке.

Топка котла типа КВГ образована внутренней газоплотной стенкой трубной системы котла. Газоплотность топочной камеры обеспечивается приварными мембранами, установленными в зазорах между трубами.

Трубная система предназначена для подогрева воды и организации движения продуктов сгорания в теплообменной поверхности. Состоит из двух кольцевых коллекторов, соединенных между собой прямыми вертикальными трубами, расположенными по двум концентрическим окружностям в шахматном порядке.

Верхний и нижний коллекторы имеют штампованные трубные решетки, к которым приварены трубы. Кольцевые коллекторы закрыты съемными крышками.

Предохранительные клапаны установлены на верхней крышке, подвод воды – на нижней крышке.

Изоляция и обмуровка выполнены на амбразуре горелки, поде топки котла и боковой поверхности верхней камеры.

Горелочное устройство с дутьевым вентилятором и воздухоподогревателем предназначены для подготовки и сжигания природного газа в горелке. Горелочное устройство состоит из газовой горелки, воздушного регистра и смесителя.

Газопровод обеспечивает подвод и отсечку газа от горелки. Газопровод оснащен запорной арматурой, быстрозапорными клапанами с электромагнитным приводом. Открытие и закрытие соответствующих клапанов при изменении мощности и розжиге происходит одновременно под действием системы автоматики.

Котельные агрегаты типа КВГ оснащены комплектом средств управления КСУ-ЭВМ.

Комплект средств управления обеспечивает два режима управления котлом – автономный и с верхнего уровня управления (с диспетчерского пункта или от общекотельного управляющего устройства) через блок управления котлом.

Комплект обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматический пуск и останов котла;
- позиционное управление производительностью котла путем включения режима «большого» и «малого» горения;
- аварийную защиту, обеспечивающую останов котла при возникновении аварийных ситуаций, включение звукового сигнала и запоминание первопричины останова;
- световую сигнализацию о работе автоматики и состоянии параметров котла;
- информационную связь и связь с верхним уровнем управления.

Котельные агрегаты снабжены необходимыми контрольно-измерительными приборами.

Технические характеристики котлов

	КВГ-0,7-115	КВГ-1,1-115
Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	0,7 (0,6)	1,1 (0,95)
Давление воды, МПа (кгс/см ²), абс.:		
на входе в котел	1,0 (10)	1,0 (10)
на выходе из котла	0,9 (9)	0,9 (9)
Расчетное топливо	Газ	Газ
Расход топлива, нм ³ /ч	74	122
Коэффициент полезного действия, %	93,2	93,2
Температура уходящих газов, °С	133	149
Температура сетевой воды, °С:		
на входе	70	70
на выходе	115	115

Давление газа на входе в газопровод, кПа	4,5	6,0
Установленная электрическая мощность, кВт	1,5	2,2
Габаритные размеры котлоагрегата, мм:		
длина <i>L</i>	2595	2615
ширина <i>S</i>	1540	1540
высота <i>H</i>	2775	2775
Масса котлоагрегата, т	2,5	2,6

ОАО «Белгородский завод энергетического машиностроения»

308800 г. Белгород, пр. Хмельницкого, д. 111

Факс: (0722) 26-58-57

11.3. БЛОК-МОДУЛЬНАЯ КОТЕЛЬНАЯ С КОТЛОМ КВГМ-1.1 (рис. 231)

Котельная с водогрейным котлом КВГМ-1.1 предназначена для теплоснабжения систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий и сооружений.

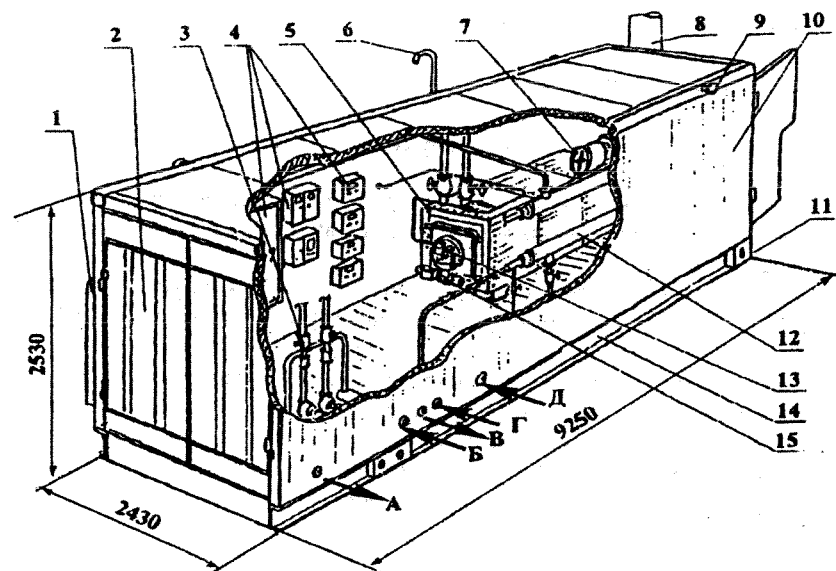


Рис. 231. Блок-модульная котельная с котлом КВГМ-1.1:

1 – пункт газорегуляторный ПШГР-1; 2 – дверь; 3 – трубная система; 4 – система управления; 5 – котел водогрейный КВГМ-1.1; 6 – свеча; 7 – агрегат воздушно-отопительный; 8 – дымовая труба; 9, 11 – рым; 10 – обшивка; 12 – водоподогреватель; 13 – горелка; 14 – рама; 15 – вентилятор; А – прямая сетевая вода; Б – обратная сетевая вода; В – прямая вода на горячее водоснабжение; Г – рециркуляционная вода горячего водоснабжения; Д – исходная вода

Котел сварной конструкции, с унифицированной газомазутной горелкой РГМГ-1, работа на природном газе и жидком топливе.

Система теплоснабжения – закрытая с централизованным горячим водоснабжением. Максимальная температура воды на выходе из котла 95 °С. Приготовление сетевой воды с параметрами теплоносителей 80–70 °С (2-й контур) осуществляется в водоводяных подогревателях.

Масса котельной 11 т.

Электромеханический завод

189631 С.-Петербург, Металлострой, ул. Центральная, д. 1а

11.4. КРАНЫ ШАРОВЫЕ С ПНЕВМОПРИВОДОМ ФБ39 (FB39)

Фирма «Фобос» (г. Рыбинск)

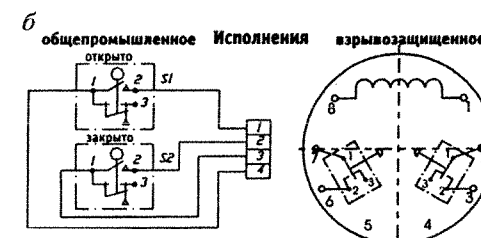
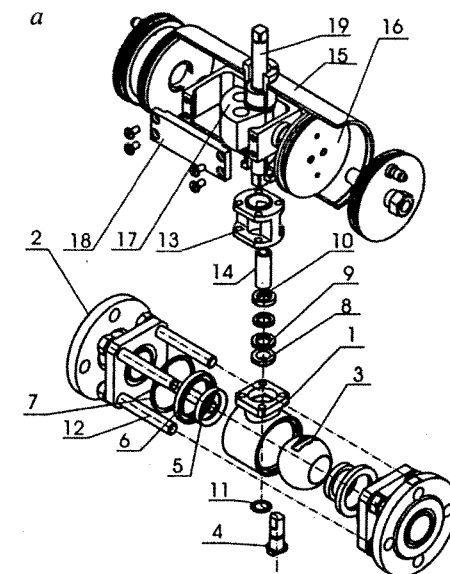
Назначение и область применения

Краны предназначены для установки в качестве запорных устройств на технологических линиях химических, нефтеперерабатывающих, целлюлозно-бумажных и других производств с жидкими, газообразными, в том числе агрессивными, рабочими средами.

Конструкция

Конструкция, схема внешних электрических соединений и материалы для изготовления шаровых кранов с пневмоприводом представлены на рис. 232.

Кран состоит из следующих основных частей: корпуса 1, патрубков 2, пробки 3, шпинделя 4, уплотненного фторопластовыми кольцами 5 и 7. Корпус 1 и пробка 3 уплотняются фторопластовыми кольцами 5 и 7, поджатие которых осуществляется при стягивании шпильками 12 фланцев патрубков 2 до упора в корпус 1. Пневмопривод состоит из корпуса 15, двух поршней 16, которые установлены на концах зубчатой рейки 18. Зубчатый сектор 17, насаженный на вал 19, входит в зацепление с рейкой 18. При подаче сжатого воздуха в корпус пневмопривода поршни 16 перемещаются и поворачивают зубчатый сектор 17 с валом 19. Крутящий момент передается на шпиндель 4 муфтой 14. Шпиндель 4 поворачивает пробку 3. На корпусе пневмопривода устанавливается: сигнальное устройство с двумя концевыми выключателями (в общепромышленном исполнении) или электропневматический блок управления и сигнализации БУСЭ (во взрывозащищенном исполнении). Пространственное положение крана на трубопроводе – произвольное.



Поз	Наименование	Материалы для исполнений		
		Основное	-01	-02
1	Корпус	Сталь 12X18H10T	Сталь 20	Сталь 20
2	Патрубок	Сталь 12X18H10T	Сталь 20	Сталь 20
3	Пробка	Сталь 12X18H10T	Сталь 20	Сталь 12X18H10T
4	Шпиндель	Сталь 14X17H2	Сталь 20	Сталь 12X18H10T
5	Уплотнительное кольцо	Фторопласт Ф 4 К20	Сталь 20	Сталь 20
6	Кольцо	Сталь 12X18H10T	Сталь 20	Сталь 20
7	Уплотнительное кольцо	Фторопласт Ф 4	Сталь 20	Сталь 20
8	Уплотнительное кольцо	Фторопласт Ф 4 К20	Сталь 20	Сталь 20
9	Шайба	Сталь 12X18H10T	Сталь 20	Сталь 20
10	Гайка	Сталь 12X18H10T	Сталь 20	Сталь 20
11	Кольцо	Фторопласт Ф 4	Сталь 20	Сталь 20
12	Шпилька	Сталь 20X13	Сталь 20	Сталь 35
13	Фонарь	Сталь 20	Сталь 20	Сталь 20
14	Муфта	Сталь 20	Сталь 20	Сталь 20

Рис. 232. Конструкция (а) и схема внешних электрических соединений (б) кранов шаровых с пневмоприводом ФБ39 (FB39)

Техническая характеристика

Рабочая среда	Среды, по отношению к которым применяемые материалы коррозионностойки
Условное давление, МПа	1,6
Температура рабочей среды, °С ..	От -40 до +160
Класс герметичности затвора по ГОСТ 9544-93	A
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-60	У2 (-40...+40 °С)
Исполнение по взрывозащищенности электрооборудования	Общепромышленное взрывозащищенное IExd I IAT3 по ГОСТ 12.2.020-76
Параметры сжатого воздуха для пневмопривода:	
рабочее давление, МПа	0,4-0,6
класс загрязненности по ГОСТ 17433-80	Не грубее кл. 9
Параметры питания блока:	
напряжение, В	2,4-3,6
ток нагрузки постоянный, А ..	2
Полный средний ресурс, циклы ...	800
Полный срок службы, лет	Не менее 10

12. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ ЭЛЕКТРОННЫЙ ИЗМЕРИТЕЛЬ РАСХОДА ГАЗА "TELEFLOW" МОДЕЛЬ EGM 3530

Компактный измеритель расхода газа на диафрагме обеспечивает высокую производительность при минимальной стоимости. Низкое энергопотребление расходомера позволяет использовать для его питания недорогие встроенные батареи или солнечные батареи.

В состав входят: интеллектуальный датчик давления/перепада давления и интерфейс для подключения термометра сопротивления. Монтаж осуществляется на двухдюймовой трубе или непосредственно на фланцах.

Дополнительные функции: вычисление калорийности газа, введение архива событий, хранение ретроспективы, управление расходом и средства подключения к системе АСУТП.

Параметры технологического процесса:

Измерительное устройство	Диафрагма
Перепад давления (различные диапазоны), кгс/см ²	До 0,7
Статическое давление (различные диапазоны), кгс/см ²	До 140
Температура газа, °С	От -17 до +65
Среда	Природный газ

«Атлантик ТрансГазСистема»

Системный Интегратор, представитель в России

109125 Москва, Волгоградский пр., д. 46«Б»

Тел. (095) 178-74-51, 277-14-54, 277-14-64

Факс: (095) 179-00-38

13. УРОВНЕМЕР РАДИОВОЛНОВЫЙ «БАРС-301»

Предназначен для непрерывного измерения уровня конденсата в газосепараторе вместо дифференциального уровнемера жидкостного пневматического (ДУЖП).

Уровнемер радиоволновый основан на излучении радиоволны в направлении контролируемой среды и расчете уровня по задержке отраженного сигнала, причем ни одна из частей уровнемера не вступает в контакт со средой измерения, что позволяет производить установку уровнемера, не прерывая эксплуатацию газосепаратора.

Первичный преобразователь обеспечивает формирование сигнала, частота которого пропорциональна уровню контролируемой среды.

Вторичный преобразователь обеспечивает:

- питание переменного преобразователя через искробезопасный барьер;
- формирование двух уставок с индикацией (светодиоды) и выходом на контакты реле;
- формирование стандартных частотного и токового сигналов;
- индикацию уровня с помощью цифрового или стрелочного индикатора.

Достоинства:

- высокая надежность и стабильность измерения независимо от воздействия дестабилизирующих факторов (широкий диапазон температур, агрессивный характер измеряемой и окружающей среды);
- возможность передачи данных об уровне на расстояние до 1000 м;
- компактность, простота установки и эксплуатации;
- наличие встроенного самоконтроля;
- низкая стоимость.

Техническая характеристика

Диапазон измерения, м	От 0,5 до 50
Погрешность, мм	±5
Взрывозащита	1ExibIBT3
Степень защиты от внешних воздействий	IP54
Рабочая температура, °С	От -30 до +50
Электропитание, В	~ 220 или 24
Потребляемая мощность, Вт	Не более 5

Рис. 233. Схема уровнемера радиоволнового «БАРС-301»



Электрическое подключение	Четырехпроводное
Выход	Стандартные частотный или токовый сигналы
Сигнализация двух уставок	Светодиоды, контакты реле
Индикация	Встроенный цифровой или стрелочный индикатор
Масса, кг:	
первичного преобразователя	2
вторичного преобразователя	1,5

Адрес изготовителя:

390010 г. Рязань, ГСП, проезд Шабулина, 18

Маркетинг: (0912) 532-123; 533-463

Факс: (0912) 214-218

14. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЕГО ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ

Пропускная способность газопровода – максимальное количество газа, которое может быть перекачано по газопроводу или его участку за сутки при максимальном использовании принятых расчетных параметров и установившемся режиме.

Расчетная пропускная способность магистрального газопровода (q), необходимая для обеспечения заданной производительности, принимается равной максимальной суточной пропускной способности и определяется по формуле:

$$q = \frac{Q_r}{365K_r} \text{ (млн. м}^3\text{/сут)}, \quad (1)$$

где Q_r – годовая производительность газопровода, млн. м³/год; K_r – среднегодовой коэффициент неравномерности транспорта газа.

Коэффициент K_r определяется с учетом характера потребления газа и степени выравнивания газопотребления за счет хранилищ газа. При наличии хранилищ газа $K_r = 0,9 \div 0,95$, а при отсутствии подземных хранилищ $K_r = 0,75 \div 0,85$.

Зависимость расчетной пропускной способности от параметров газопровода и физических свойств транспортируемого газа выражается следующей формулой:

$$q = 0,326 \cdot 10^{-6} d^{2,6} \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\lambda_{тр} \Delta T_{cp} z L}}, \quad (2)$$

где q – расчетная пропускная способность магистрального газопровода, млн. м³/сут; d – внутренний номинальный диаметр газопровода, мм; P_n – начальное давление на участке газопровода, кгс/см²; P_k – конечное давление на участке газопровода, кгс/см²; $\lambda_{тр}$ – коэффициент гидравлического сопротивления газопровода; Δ – относительный удельный вес газа по воздуху, равный γ_r/γ_b ; γ_r – удельный вес газа, $\gamma_r = 0,72$ кг/м³; γ_b – удельный вес воздуха при тех же условиях, $\gamma_b = 1,29$ кг/м³. Тогда

$$\Delta = 0,72/1,29 = 0,55;$$

T_{cp} – средняя температура транспортируемого газа по длине газопровода, К; z – средний коэффициент сжимаемости газа; L – длина участка газопровода, км.

Режим течения газа определяется по графику (рис. 234). При квадратичном режиме течения газа и эквивалентной шероховатости 0,03 мм формула для определения коэффициента гидравлического сопротивления трения примет вид:

$$\lambda_{тр} = \frac{0,03817}{d \cdot 0,2}. \quad (3)$$

Для технических расчетов коэффициент гидравлического сопротивления газопровода с учетом усредненных местных сопротивлений по трассе принимается на 5 % выше: $\lambda'_{тр} = 1,05\lambda_{тр}$.

Зависимость расчетной пропускной способности газопровода – отвода от его параметров и физических свойств газа при выражении $\lambda_{тр}$ через формулу (3) примет вид:

$$q = \alpha \cdot \psi \cdot E \cdot 1,64 \cdot 10^{-6} d^{2,6} \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{T_{cp} \cdot 0,55 \cdot z L}} \text{ (млн. м}^3\text{/сут)}, \quad (4)$$

где α – коэффициент, учитывающий отклонение режима течения газа от квадратичного: при квадратичном режиме $\alpha = 1$, при переходном – < 1 ; ψ – коэффициент, учитывающий наличие в газопроводе подкладных колец; при отсутствии подкладных колец $\psi = 1$; E – коэффициент эффективности, учитывающий техническое состояние газопровода. При проектировании газопровода из новых труб, без специальных внутренних покрытий, $E = 1$.

Для удобства расчетов рекомендуется пользоваться формулой (4).

Рис. 234. График для определения режима течения газа

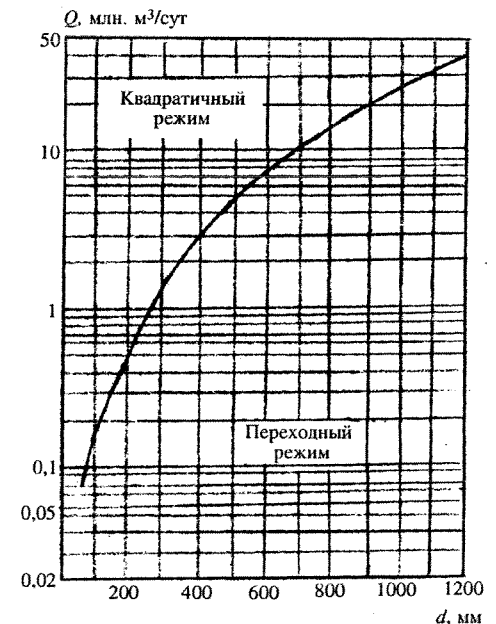


Таблица 99

Значения условного коэффициента k для разных диаметров газопровода – отвода

Диаметр газопровода D , мм	Толщина стенки газопровода – отвода, мм																			
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17	19	20	22	23	24	26	
108	2558	2843																		
114	1890																			
159	300	332	345																	
168			253	271	290															
219				61	64															
273	16				20,4															
325		6,5			7,2															
377						1,707	1,713													
529			0,498	0,508	0,52		0,542	0,105												
720					0,1	0,101	0,103	0,105												
820					0,05	0,051	0,052	0,052												
1020							0,01614	0,01631	0,01647			0,01682								
1220							0,00625	0,006311	0,006367	0,006411										
1420												0,00291	0,00295		0,00302					
1620														0,001485		0,00152				
1820																0,00084		0,000827		
2020															0,000475		0,000146			
2520																			0,00015	

Определение основных параметров газопровода и транспортируемого газа

Основная расчетная формула (4) упрощается при возведении в квадрат обеих ее частей и введении условного коэффициента (k), который равен:

$$k = \frac{\Delta T_{\text{ср}} \cdot 10^{12}}{2,69 d^{5,2}}, \quad (4a)$$

где $T_{\text{ср}}$ – средняя температура транспортируемого газа, К; d – внутренний диаметр газопровода, мм.

Формула (4) примет вид:

$$q^2 = \frac{P_n^2 - P_k^2}{k L z}. \quad (5)$$

Для быстроты выполнения расчетов величина условного коэффициента (k) для разных значений диаметра (D) труб при постоянном относительном удельном весе газа $\Delta = 0,55$ и средней температуре транспортируемого газа $T_{\text{ср}} = 288$ К приведена в табл. 99. Значения среднего коэффициента сжимаемости газа (z) даны в табл. 100.

Таблица 100

Значения среднего коэффициента сжимаемости газа (z)

Коэффициент сжимаемости z	Относительный удельный вес газа Δ				
	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55
	Диапазон изменения давления газа, кгс/см ²				
0,99	9–10	10–11	10–12	10–12	10–11
0,98	11–12	12–13	12–13	13–15	12–14
0,97	13–14	14–17	14–19	16–19	15–19
0,96	15–19	18–21	20–25	20–25	20–25
0,95	20–22	22–26	26–29	26–32	26–31
0,94	23–26	27–31	30–33	33–37	32–36
0,93	27–29	32–36	34–38	38–43	38–42
0,92	30–34	37–40	39–42	44–48	44–50
0,91	35–39	41–44	43–50	49–58	52–56
0,90	40–43	45–49	51–57	59–63	58–62

Коэффициент сжимаемости z	Относительный удельный вес газа Δ				
	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55
	Диапазон изменения давления газа, кгс/см ²				
0,89	44–47	50–54	58–63	64–68	64–70
0,88	48–51	55–59	64–70	69–74	72–75

Примечания:

1. Коэффициент сжимаемости z определен в зависимости от приведенных температуры и давления газа.
2. Приведенные температуры ($T_{пр}$) и давление ($P_{пр}$) определены по следующим формулам:

$$T_{пр} = \frac{T}{T_{кр}}, \quad P_{пр} = \frac{P}{P_{кр}},$$

где T – абсолютная температура газа, К; $T_{кр}$ – среднекритическая температура смеси газов, К; P – давление газа, кгс/см²; $P_{кр}$ – среднекритическое давление смеси газов, кгс/см².

3. Среднекритические температура и давление смеси газов определены в зависимости от удельного веса газа.
4. Таблица составлена для температуры газа 15 °С.

Определение давления газа в конце участка газопровода

При движении газа по трубопроводу постоянного диаметра происходит падение давления по его длине по параболическому закону.

Давление газа в любой точке газопровода постоянного диаметра (P_k) подсчитывается по формуле:

$$P_k = \sqrt{P_n^2 - kq^2 L z} \quad (\text{кгс/см}^2). \quad (6)$$

Среднее давление газа ($P_{ср}$) на участке газопровода определяется по формуле:

$$P_{ср} = \frac{2}{3} \left(P_n + \frac{P_k^2}{P_n + P_k} \right) \quad (\text{кгс/см}^2). \quad (7)$$

Длина участка, на котором возможно изменение давления заданного количества газа в пределах P_n до P_k , определяется по формуле:

$$L = \frac{P_n^2 - P_k^2}{k q^2 z} \quad (\text{км}). \quad (8)$$

Необходимый диаметр газопровода при заданных значениях расхода газа, длине участка и перепаде давления определяют по формуле (5). Вначале по формуле (5) находят значение k , а затем по табл. 99 по найденному значению k определяют необходимый диаметр газопровода с последующим уточнением давления в конце участка принятого диаметра газопровода. При определении пропускной способности газопровода учитывают режим течения газа по графику (рис. 234).

Определение скорости движения газа в магистральных газопроводах

Скорость движения газа определяется по формуле:

$$v = 0,012474 \frac{Q \cdot z \cdot T_{ср}}{d_{вн}^2 P_r}, \quad (9)$$

где v – скорость движения газа, м/с; Q – расход газа, тыс. м³/ч; z – средний коэффициент сжимаемости; $T_{ср}$ – средняя температура транспортируемого газа, К; $d_{вн}$ – внутренний диаметр газопровода, см; P_r – среднее давление транспортируемого газа, кгс/см².

Температура газа в любой точке газопровода определяется по формуле:

$$T_k = T_{пр} + \frac{T_n + T_{пр}}{e^{\frac{62,6 \cdot K_r L D}{q \Delta c_p \cdot 10^6}}}, \quad (10)$$

где T_k и T_n – температура газа в конце и начале участка, К; $T_{пр}$ – температура грунта, К; e – основание натуральных логарифмов (2,718); K_r – коэффициент теплопередачи; L – длина участка газопровода, км; D – наружный диаметр газопровода, мм; q – количество транспортируемого газа, млн. м³/сут; Δ – относительный удельный вес газа; c_p – теплоемкость газа, ккал/(кг · град).

Коэффициент теплопередачи (K_r) для газопроводов разных диаметров, уложенных подземно, зависит от теплопроводности грунтов и определяется по графику (рис. 235).

Для надземной прокладки газопроводов коэффициент теплопередачи определяется с учетом температуры окружающей среды (T_c) и скорости ветра (w_a) по следующей формуле:

$$K_r = \frac{3720}{T_c^2 D^{0,2}} [1 - 0,0035(T_c - 273)] [w_a (T_c + 123,6)]^{0,8}, \quad (11)$$

где T_c – температура окружающей среды, К; D – наружный диаметр газопровода, мм; w_a – скорость ветра, м/с.

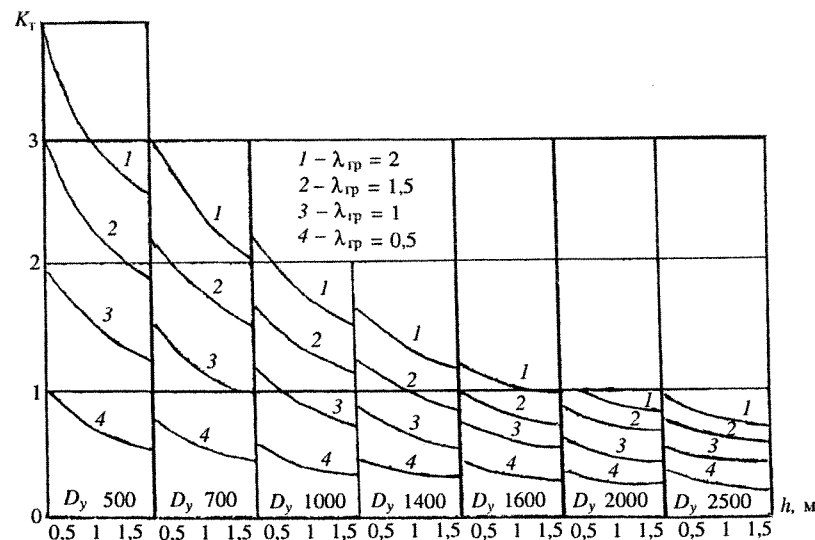


Рис. 235. График для определения коэффициента теплопередачи:
 K_1 - коэффициент теплопередачи, ккал/(м · ч · град); $\lambda_{гр}$ - теплопроводность грунта, ккал/(м · ч · град); D_y - условный диаметр газопровода, м; h - глубина заложения газопровода, м

Определение толщины стенки газопровода

Определение толщины стенки газопровода (δ) производят по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 + nP)} \quad (\text{см}), \quad (12)$$

где $n = 1,15$ - коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе; P - рабочее давление в трубопроводе, кгс/см²; D - наружный диаметр трубы, мм; R_1 - расчетное сопротивление металла трубы.

Значения R_1 :

- для труб из ненормализованной стали для участков III и IV категории $R_1 = 0,58\sigma$ (где σ - временное сопротивление разрыву);
- для труб из нормализованной стали для участков III и IV категории $R_1 = 0,61\sigma$;
- для труб из ненормализованной стали для участков I и II категории $R_1 = 0,48\sigma$;
- для труб из нормализованной стали для участков I и II категории $R_1 = 0,51\sigma$.

15. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗОПРОВОДОВ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

Сопротивления движению газа в газопроводах состоят из сопротивлений трения и местных сопротивлений. Сопротивления трения имеют место на всей протяженности газопроводов. Местные сопротивления создаются в местах изменения скоростей и направлений движения газа. В прямолинейных газопроводах величины сопротивлений трения определяются формулой Дарси - Вейсбаха:

$$H = \lambda \frac{l}{d} \gamma \frac{w^2}{2g} \quad (\text{кгс/м}^2, \text{ или мм вод. ст.}), \quad (1)$$

где H - потеря давления, кгс/м²; l - длина газопровода, м; d - внутренний диаметр газопровода, м; w - средняя скорость движения газа, м/с; γ - удельный вес газа, кгс/м³; g - ускорение силы тяжести, равное 9,81 м/с²; λ - коэффициент трения - безразмерная величина.

Коэффициент трения λ является переменной величиной, зависящей от критерия Рейнольдса и относительной шероховатости стенок трубопровода.

Для ламинарного режима движения газа в газопроводе при $Re \leq 2000$ коэффициент трения определяется по формуле Пуазейля:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (2)$$

где λ - коэффициент трения; Re - число Рейнольдса.

Для критического режима при $Re = 2000 \div 4000$:

$$\lambda = 0,0025 \sqrt[3]{Re} \quad (3)$$

Для турбулентного режима при $Re > 4000$

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left(\frac{\Delta}{3,7d} + \frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} \right) \quad (4)$$

или по упрощенной формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta}{d} + \frac{68,5}{Re} \right)^{0,25} \quad (5)$$

Подставляя указанные коэффициенты трения в формулу (1) и заменяя размерности, получим после преобразований следующие общие формулы для расчета газопроводов низкого давления:

для ламинарного режима

$$H = 115420 \frac{Q_r}{d^4} \nu \gamma \quad (\text{кгс/м}^2), \quad (6)$$

для критического режима

$$H = 0,0526 \frac{Q_r^{2,333}}{d^{5,333} \nu^{0,333}} \gamma l \quad (\text{кгс/м}^2), \quad (7)$$

для турбулентного режима

$$H = 7 \left(\frac{\Delta}{d} + 1922 \frac{d\nu}{Q_r} \right)^{0,25} \frac{Q_r^2}{d^5} \gamma l \quad (\text{кгс/м}^2), \quad (8)$$

где H – потеря давления, кгс/м^2 ; Q_r – расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$; l – длина газопровода, м ; d – внутренний диаметр газопровода, см ; γ – удельный вес газа, кгс/м^3 ; ν – кинематическая вязкость газа, $\text{м}^2/\text{с}$; Δ – эквивалентная абсолютная шероховатость стенки газопровода, см . Величина Δ для городских газопроводов принимается равной 0,01 см .

Местные сопротивления в газопроводах низкого давления

Местные сопротивления в газопроводах возникают в результате изменения величин и направлений скоростей движения газа. Источниками местных сопротивлений являются: переходы с одного размера газопровода на другой, колена, отводы, тройники, кресты, а также запорная, регулирующая, измерительная и предохранительная арматура; они приводят к сжатию, расширению и изгибу потоков газа.

Величины местных потерь давления определяются формулой:

$$H_m = \epsilon \frac{\gamma w^2}{2g} \quad (\text{кгс/м}^2), \quad (9)$$

где H_m – потеря давления, кгс/м^2 ; γ – удельный вес газа, кгс/м^3 ; w – средняя скорость движения газа, м/с ; g – ускорение силы тяжести, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$; ϵ – безразмерный коэффициент, разный для каждого вида местного сопротивления.

Точный учет местных сопротивлений производят только для газопроводов небольшой протяженности и сложной конфигурации, где они оказывают значительное влияние на величину общих потерь давления.

В газопроводах большой протяженности величина местных потерь во много раз меньше потерь давления на трение и обычно составляет около 10 % от них. По этой причине при гидравлических расчетах таких газопроводов местные сопротивления оцениваются в процентах или долях от потерь на трение на прямолинейных участках.

Практически влияние режима течения на потери в местном сопротивлении начинает сказываться при $Re < 100\,000$, особенно оно проявляется в области ламинарного режима. С увеличением числа Рейнольдса наряду с потерями на трение возникают потери, обусловленные отрывом потока и образованием вихрей. При больших числах Рейнольдса увеличиваются потери давления на вихреобразование. В этом случае потери давления становятся пропорциональными квадрату скорости. А коэффициент ϵ перестает зависеть от числа Рейнольдса. Значение коэффициента местных сопротивлений при наличии сил вязкости можно определить по формуле Альтшуля:

$$\epsilon = \frac{A}{Re} + \epsilon_{\text{кв}}.$$

Ориентировочно значения коэффициента сопротивления в квадратичной области $\epsilon_{\text{кв}}$ и коэффициента A для некоторых местных сопротивлений приведены в табл. 101.

Потери давления в местных сопротивлениях рекомендуют учитывать увеличением расчетной длины газопровода на 5–10 %.

Таблица 101

Местное сопротивление	A	$\epsilon_{\text{кв}}$
Пробковый кран	150	0,4
Вентиль обыкновенный	3000	4,0
Угольник 90°	400	1,4
Колено 90°	130	0,2
Тройник	150	0,3
Задвижка:		
полное открытие		
$n = 1$	75	0,15
$n = 0,75$	350	0,2
$n = 0,50$	1300	2,0
$n = 0,25$	3000	20,0
Диафрагма:		
$n = 0,64$	70	1,0
$n = 0,40$	120	7,0
$n = 0,16$	500	70,0
$n = 0,05$	3200	800,0

Примечание: n – степень открытия задвижки или диафрагмы.

Для газопроводов низкого давления при наличии значительных разностей отметок местности и при расчете деловых систем многоэтажных зданий необходимо учитывать гидростатический напор H_r , возникающий вследствие разности удельных весов воздуха и газа и определяемый по формуле:

$$H_r = Z(1,293 - \gamma) \text{ (кгс/см}^2\text{)},$$

где Z – разность абсолютных отметок начала и конца рассчитываемого участка газопровода, м; 1,293 – удельный вес воздуха, кг/м³; γ – удельный вес газа, кг/м³.

Если гидростатический напор действует в направлении давления газа, он прибавляется к последнему. Если гидростатический напор действует против давления газа, он вычитывается из последнего.

Газопроводы рассчитываются на перепад (разность) давлений в начале и в конце газопроводов $\Delta P = (P_n - P_k)$. Желательно принимать $\Delta P < 0,5$ кгс/см².

Давление на входе в ГРС принимается равным минимальному давлению газа, поступающего из магистрального газопровода.

Начальное давление в сетях среднего и высокого давления принимается максимально возможным для данной ступени давления, т. е. 12; 6 и 3 кгс/см². Конечное давление в сети высокого и среднего давления принимается на 0,5 кгс/см² выше начальных давлений последующих ступеней:

для сети 12 кгс/см² $P_n = 12$; $P_k = 6,5$ кгс/см²;

для сети 6 кгс/см² $P_n = 6$; $P_k = 3,5$ кгс/см²;

для сети 3 кгс/см² $P_n = 3$; $P_k = 0,5$ кгс/см².

Для сети низкого давления падение давления на участке определяют:

$$\Delta P = h_{cp} l_p \text{ (кгс/м}^2\text{)}$$

где ΔP – падение давления на участке, кгс/м²; h_{cp} – удельное падение на участке, определяемое по номограмме для расчета газопроводов низкого давления (рис. 236); l_p – расчетная длина участка, м.

Откуда $P_k = P_n - \Delta P$.

Для сетей среднего и высокого давления

$$h_{cp} = \frac{P_n^2 - P_k^2}{L_p} \text{ (ата}^2\text{/км)},$$

где L_p – расчетная длина участка, км.

Конечное давление P_k определяется:

$$P_k = \sqrt{P_n^2 - AL_p},$$

где $A = \frac{P_n^2 - P_k^2}{L_p}$ определяется по номограмме для расчета газопроводов среднего и высокого давления (рис. 237).

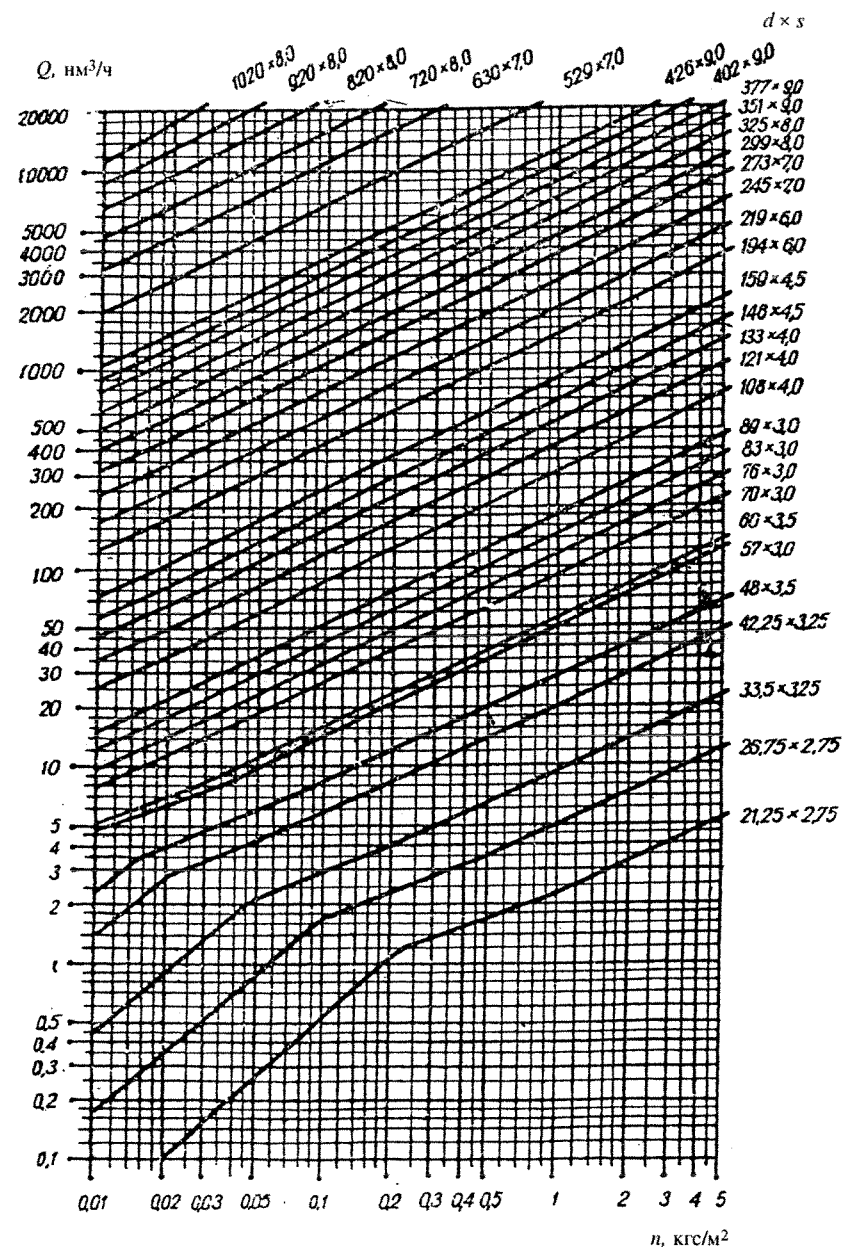


Рис. 236. Номограмма для расчета газопроводов низкого давления (природный газ; $\gamma = 0,73$ кг/м³)

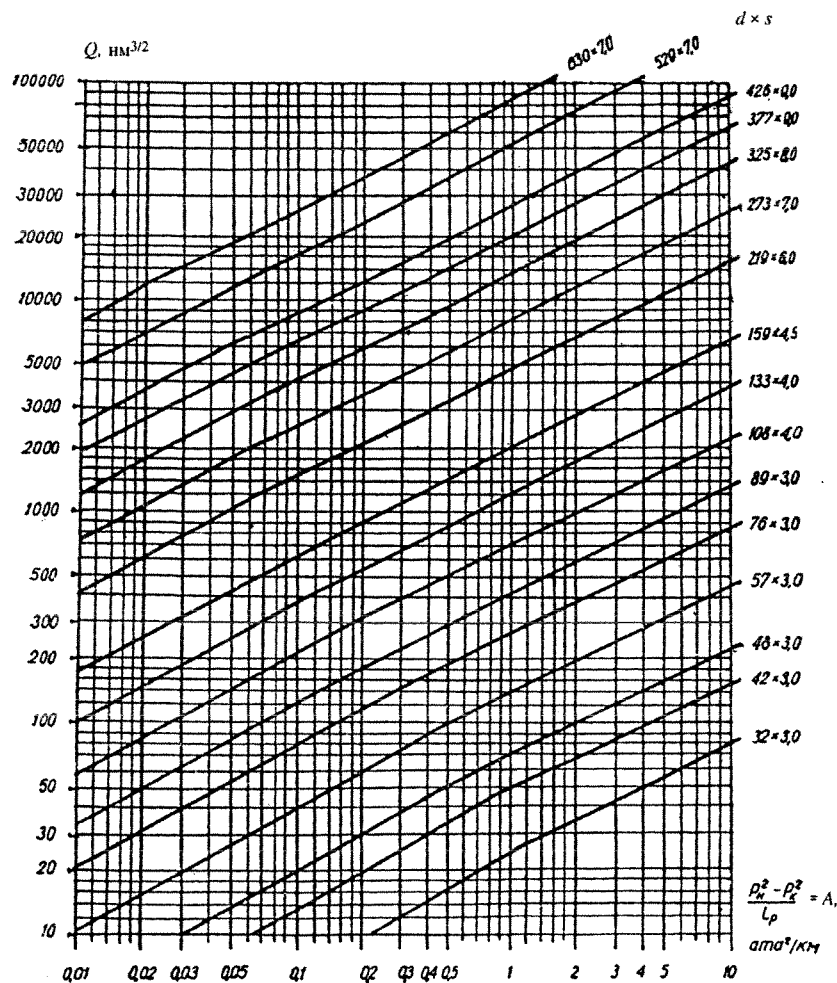


Рис. 237. Номограмма для расчета газопроводов среднего и высокого давления (природный газ; $\gamma = 0,73 \text{ кг/нм}^3$)

16. СТРОИТЕЛЬСТВО ГАЗОПРОВОДОВ ИЗ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ

До начала сварочных работ должны быть выполнены:

- раскладка труб торец в торец числом, необходимым для работы в течение одной смены;
- установка сварочного оборудования;
- уточнение технологических параметров на основании сварки не менее пяти допусковых стыков.

Трубы соединяют сваркой встык на сварочной установке. При сварке выполняют следующие операции:

- очистку торцов труб;
- установку труб в центрирующих зажимах;
- торцовку и оплавление концов труб до вязкотекучего состояния;
- удаление нагревательного инструмента и сближение труб;
- стыковку (осадку) оплавленных торцов труб под давлением;
- охлаждение сварного шва под давлением.

При сварке труб и соединительных деталей газопровода выдерживают технологические параметры сварочного процесса в соответствии с технической документацией на эксплуатацию применяемого сварочного оборудования.

Сварочные работы допускается производить при температуре воздуха от -15 до $+40$ °С. При другом интервале температур сварочные работы выполняют в специальных помещениях. На каждое сварное соединение сварщик ставит номер (клеймо), который наносится на горячий расплав через 20–30 с после осадки.

Сваренный газопровод укладывают на выровненное и очищенное основание траншеи с помощью пеньковых канатов, брезентовых полотенец или других мягких чалочных приспособлений.

Газопровод укладывают змейкой. Засыпают газопровод в летний период в холодное время суток, а в зимний период – в самое теплое время суток.

Соединения полиэтиленовых труб со стальными выполняют разъемными и неразъемными.

Разъемные соединения на фланцах выполняют на газопроводах высокого давления (до 6 кгс/см^2) в колодцах с применением втулок под фланцы, изготовленных по ТУ 6-19-359–87.

Неразъемные соединения для газопроводов низкого и среднего давления (до 3 кгс/см²) изготавливают раструбным способом в централизованных заводских условиях.

Сварные соединения полиэтиленовых труб проверяют внешним осмотром 100 % соединений, механическим испытанием 1 % соединений, но не менее 5 стыков, выполненных одним сварщиком на одном объекте. Контрольные стыки вырезают в период производства работ с целью исключения варки «катушек».

Внешний вид сварного шва должен удовлетворять следующим требованиям.

Валик шва должен быть распределен по окружности трубы. Ниже приведены значения высоты валика шва для труб с различной толщиной стенки:

Толщина стенки, мм	Высота, мм
Свыше 5 до 6 включительно	1,5 ÷ 3
" 6 " 10 "	2,5 ÷ 4,5
" 10 " 15 "	3 ÷ 5
" 15 " 20,5 "	3,5 ÷ 6,5

Валики шва должны быть одного цвета с трубой и не иметь трещин; смещение кромок труб допускается не более чем на 10 % толщины стенки трубы. Стыки, забракованные при внешнем осмотре, исправлению не подлежат и должны быть удалены.

Для механических испытаний на статическое растяжение из каждого контрольного стыка изготавливают не менее 5 образцов II типа в соответствии с ГОСТ 11262-80. При этом шов должен находиться посередине образца. Механические испытания стыков проводят не ранее чем через сутки после окончания сварки в соответствии с ТУ 6-19-352-87.

Сварные стыки полиэтиленовых газопроводов считаются выдержавшими испытания, если не менее 80 % вырезанных из каждого стыкового соединения образцов имеют пластичный характер разрушения по основному материалу с пределом текучести при растяжении не менее 190 кгс/см² и относительным удлинением не менее 350 %. Остальные образцы должны иметь предел текучести при растяжении не менее 190 кгс/см² и относительное удлинение при разрыве не менее 50 % для каждого образца. Хрупкое разрушение образцов по сварному шву недопустимо.

Результаты испытаний оформляют протоколом (см. ниже).

При неудовлетворительных результатах механического испытания хотя бы одного стыка необходимо произвести повторное испытание удвоенного числа стыков, сваренных данным сварщиком. Если при повторной проверке хотя бы один из проверяемых стыков окажется неудовлетворительного качества, то все стыки, сваренные этим сварщиком на данном объекте, бракуются. После этого сварщик может быть допущен к работе только после прохождения дополнительной практики по сварке и получения положительных результатов проверки допускового шва.

Забракованные стыки вырезают, и на их место вваривают «катушки» длиной не менее 500 мм.

Результаты механических испытаний сварных стыков заносят в таблицу.

ПРОТОКОЛ

механических испытаний сварных стыков полиэтиленового газопровода

№ _____ " _____ " _____
число месяц год

Произведены испытания стыков полиэтиленового газопровода, сваренного _____ из труб по ГОСТ(ТУ) _____ марки _____ (вид сварки) стали _____, наружным диаметром _____ мм, толщиной стенки _____ мм, сварщиком _____, _____ (фамилия, имя, отчество), имеющим номер (клеймо) _____, по адресу:

_____ (улица привязки начального и конечного пикетов)

в период с " _____ " _____ по " _____ " _____
(число, месяц, год) (число, месяц, год)

Результаты механических испытаний сварных стыков полиэтиленового газопровода

Номер стыка	Номер и тип образца, вырезанного стыка	Тип разрывной машины	Предел текучести при растяжении, кгс/см ²	Относительное удлинение при разрушении, %	Характер и тип разрушения	Оценка стыка (годен, не годен)

Начальник лаборатории _____

(подпись — инициалы, фамилия)

Испытания проводил _____

(подпись — инициалы, фамилия)

Примечание. Протокол испытания составляют на каждого сварщика отдельно, и копию представляют в составе исполнительной документации на все объекты, на которых в течение календарного месяца работал этот сварщик.

1. Краны шаровые Алексинского завода „Тяжпромартматура“

Наименование изделия	Условное обозначение	D_n , мм	P_n , МПа	Класс термостойкости затвора по ГОСТ 9544-93	Рабочая среда	Установка	Масса, кг, не более
Кран шаровой с ручным приводом, фланцевый с ответными фланцами, климат. исполнение VI	МА 39010-02	50	1,6	B	Для нефтепродуктов и неагрессивного природного газа с t от -40 до $+80$ °C	Надземная	12,3
		80					21,2
		100					36
		150					88
		200					150
		300					290
Кран шаровой с ручным приводом, с концами под приварку, климат. исполнение VI (ХЛ1)	МА 39015-01	50	8,0	A	Для воды и пара с t до $+180$ °C	Надземная	12,3
		80					21,2
		100					36
		150					88
		200					150
		300					270
Кран шаровой с ручным приводом, фланцевый с ответными фланцами, климат. исполнение VI	11лс60п4	50	8,0	A	Для неагрессивного природного газа с t от -45 до $+80$ °C	Надземная	15
		80/50					17
		100					53
		150					140
Кран шаровой с ручным приводом, с концами под приварку, климат. исполнение VI (ХЛ1)	11лс60п (11лс60п1)	200	8,0	B	Для неагрессивного природного газа с t от -45 до $+80$ °C	Надземная	290
		300					605
		400					1150
		400					1400

Кран шаровой с пневмоприводом, с концами под приварку, климат. исполнение VI (ХЛ1)	11лс62р2 (11лс62р3)	700	A	Надземная	3800
	11лс62р6* (11лс62р7*)	700			5100
	11лс62р (11лс62р1)	50			4350
	11лс660п (11лс660п1)	80/50			28
	11лс660п (11лс660п1)	100			30
	11лс660п (11лс660п1)	150			80
Кран шаровой с пневмоприводом, с концами под приварку, климат. исполнение VI (ХЛ1)	11лс660п6	150	B	Надземная	185
	(11лс660п7)	200			275
	11лс(6)760п	200			350
	[11лс(6)760п1]	300			470
	11лс(6)760п6	300			650
	[11лс(6)760п7]	300			820
Кран шаровой с пневмоприводом, с концами под приварку, климат. исполнение VI (ХЛ1)	11лс(6)768п	400	B	Надземная	1400
	[11лс(6)768п1]	400			1700
	11лс(6)768п2	700			4100
	[11лс(6)768п3]	700			4800
	11лс(6)768п6	700			4700
	[11лс(6)768п7]	700			11 400
	11лс(6)762р6	1000			11 200
	[11лс(6)762р7]	1000			
	11лс(6)762р**	1000			
	[11лс(6)762р1**]	1000			

Наименование изделия	Условное обозначение	D_n , мм	P_n , МПа	Класс герметичности затвора по ГОСТ 9544-93	Рабочая среда	Установка	Масса, кг, не более	
Кран шаровой с пневмогидроприводом, с концами под приварку климат. исполнение VI (ХЛ1)	11лс(6)768п4**	1200			Для неагрессивного природного газа с t от -45 (-60) до $+80$ °С	Подземная	12300	
	[11лс(6)768п5]**						12100	
	11лс(6)768п4						24500	
	[11лс(6)768п5]						24200	
	11лс(6)762р**						26000	
	[11лс(6)762р1**]	1400						25700
	11лс(6)762р4							650
	11лс(6)762р5]							820
	11лс(6)762р*							2200
	[11лс(6)762р1**]							2550
Кран шаровой с ручным приводом, с концами под приварку, климат. исполнение VI (ХЛ1)	11лс(6)768п8	300	10,0			Наземная	2400	
	11лс(6)768п10	500***				Подземная	2800	
	[11лс(6)768п11]					Наземная	2400	
	11лс68п6 (11лс68п7)					Подземная	2800	
	11лс68п4					Подземная	2800	

Кран шаровой с ручным приводом, с концами под приварку, климат. исполнение VI (ХЛ1) Кран шаровой с пневмогидроприводом, с концами под приварку, климат. исполнение VI (ХЛ1)	11лс62р8 (11лс62р9)	700	10,0	В	Для неагрессивного природного газа с t от -45 (-60) до +80 °С	Подземная	4350			
	11лс(6)762р8	1000						4700		
	[11лс(6)762р9]							12100		
	11лс(6)768п							12300		
	[11лс(6)768п1]							11 200		
	11лс(6)768п8**							1400		
	[11лс(6)768п9**]	Подземная	25700							
	11лс(6)768п2	А	230							
	[11лс(6)768п3]		336							
	11лс(6)762р6**		248							
[11лс(6)762р7**]	150	12,5			Наземная	470				
11лс(6)762р8					Подземная	1400				
[11лс(6)762р9]					Подземная	1700				
11лс45п3					Подземная	2800				
11лс(6)745п8					Наземная	15				
Кран шаровой с ручным приводом, с концами под приварку, климат. исполнение VI (ХЛ1) Кран шаровой с пневмогидроприводом, с концами под приварку, климат. исполнение VI (ХЛ1)	[11лс(6)745п8]	200	В			Подземная	470			
	11лс(6)745п6	400				Наземная	1400			
	[11лс(6)745п6]	500				16,0	А	Подземная	1700	
	[11лс(6)745п8]							Подземная	2800	
	[11лс(6)768п3]							Наземная	15	
	11лс(6)768п							17		
	11лс45п (11лс45п)							50	56	
	Кран шаровой с ручным приводом, с концами под приварку, климат. исполнение VI (ХЛ1)					80/50				189
						100				
						150				

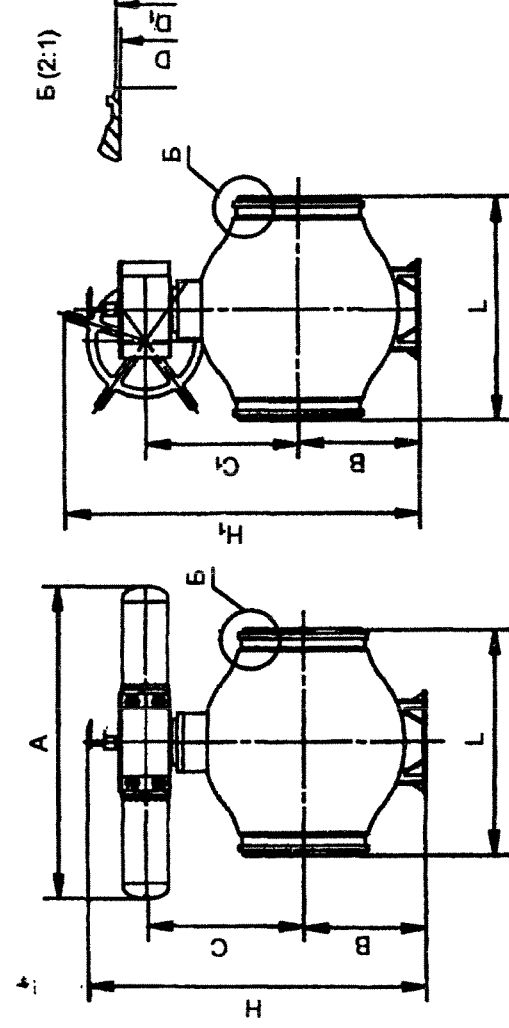
Продолжение

Наименование изделия	Условное обозначение	D_n , мм	P_n , МПа	Класс герметичности затвора по ГОСТ 9544-93	Рабочая среда	Установка	Масса, кг, не более
Край шаровой с ручным приводом, фланцевый, климат. исполнение VI (ХЛ1)	11с45п1 (11с45п1)	150					255 290
Кран шаровой с ручным приводом, с концами под приварку, климат. исполнение VI (ХЛ1)	11с45п (11с45п) 11с45п1 (11с45п1)	200 400		B		Подземная Надземная	1400 1150
Кран шаровой с пневмоприводом, с концами под приварку, климат. исполнение VI (ХЛ1)	11с(6)745п [11с(6)745п]	50 80/50 100		A			28 30 86
Кран шаровой с пневмоприводом, с концами под приварку, климат. исполнение VI (ХЛ1)	11с745п (11с745п) 11с745п1 (11с745п1)	150 200 400		B			248 350 1700
Кран шаровой с ручным приводом, с концами под приварку, климат. исполнение VI	МА 39230М-02	100	20,0	A	Для неагрессивного природного газа с t от -40 до $+80$ °С (для установок подзем. газохранилищ)	Подземная Надземная	1400 55
Кран шаровой с пневмоприводом, с концами под приварку, климат. исполнение VI	МА 39230М-01						120

* Кран шаровой с концом под приварку и односторонним фланцевым разъемом. ** Кран шаровой с ААЗК (автомат аварийного закрытия крана). *** Возможность использования шаровых кранов на давление 8,0 МПа.

П р и м е ч а н и я . 1. Обозначения и значения, указанные в скобках, относятся к климатическому исполнению ХЛ1. 2. Обозначение типа 80/50 означает, что условный проход в затворе сужен до 50 мм. 3. Температура окружающей среды, °С: климатическое исполнение VI – от -45 до $+50$; климатическое исполнение ХЛ1 – от -60 до $+40$.

2. Схема кранов Алексинского завода с указанием размеров



3. Техническая характеристика кранов Алексинского завода

D_N , мм	P_N , МПа	Размеры, мм							Масса крана, кг			
		D	D_1	A	B	C	C_1	H	H_1	L	ручного	пневмогидропри- водного
200	8,0	205	225	740	250	402 (2302)	347 (2247)	1167 (3067)	897 (2797)	500	290 (410)	350 (470)
	10,0*	200										
	12,5*	197										
	16,0	190										
	8,0	300	330	892	395	500 (2400)	420	1425 (3325)	1115	700	605	650 (820)
300	10,0*	293										
	12,5*	285										
	16,0*	285										
	8,0	398	430	1520	500	590 (2385)	625 (2420)	1520 (3315)	1020 (2815)	860	1143 (1368)	1384 (1698)
	12,5	386										
400	16,0	376										
	8,0*	506	538	1794	572	700 (2500)	640 (2435)	1870 (3670)	1660 (3455)	1020	2160 (2550)	2340 (2740)
	10,0	486										
	12,5	486										
	8,0	697	730	2200	740	895 (2495)	935 (2530)	2340 (3940)	2055 (3670)	1360	3746 (4322)	4050 (4636)
700	10,0*	688										
	8,0	988	1036	2580	984	1136 (2686)	—	2880 (4430)	—	1780	—	11200 (12050)
1000	10,0	978										
	8,0	1189	1235	3920	1230	2700		4845		2300		24180
1200	10,0*	1167										
1400	8,0	1382	1438	3920	1360	3035		5330		2500		25660
	10,0	1366										

Примечания. Размеры и масса в скобках — для кранов подземной установки; 2. * — изготавливается под заказ.

4. Задвижки параллельные и клиновые Алексинского завода

Наименование изделия	Условное обозначение	D_n , мм	P_n , МПа	Класс герметичности затвора по ГОСТ 9544-93	Рабочая среда	Материал задвижки	Масса, кг, не более
Задвижки параллельные							
Задвижка параллельная, поворотная, с ручным управлением, фланцевая с отв. фланцами, климат. исполнение VI	ЗПП-050-02	50	1,6	B	Нефтепродукты (бензины, диз. топливо, масла) с t от -40 до $+90$ °C	Ст. 20	10
	ЗПП-050-06				Нефтепродукты и неагр. природ. газ с t от -40 до $+80$ °C		
Задвижки клиновые							
Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем, фланцевая, с ручным приводом и под электропривод, для воды, пара, жидких и газообразных нефтепродуктов	МА 11021-10	80	1,6	D	C t до 300 °C	Ст. 20	44
	МА 11021-02 (МА 11021)	100		C	C t до 425 °C	Ст. 20Л, 25Л	45
	МА 11021-10 (МА 11021-07)	150					175 (165)
	МА 11071-10 (МА 11071-07)	200					175 (172)
	МА 11071-13 (МА 11071-16)	250					290 (347)
	МА 11021-10 (МА 11021-07)	300			C t до 565 °C Агрессивные среды с t до 200 °C C t до 425 °C	Ст. 10X18H9Л Ст. 12X18H12-МЗЛ Ст. 20Л, 25Л	440 (467)

Наименование изделия	Условное обозначение	D_N , мм	p_N , МПа	Класс герметичности затвора по ГОСТ 9544-93	Рабочая среда	Материал задвижки	Масса, кг, не более		
Задвижка клиновая с выдвигаемым шпинделем, фланцевая, с ручным приводом и под электропривод, для воды, пара, жидких и газообразных нефтепродуктов	МА 11071-10 (МА 11071-07)	350/ 300	2,5	D	С t до 565 °С	Ст. 10Х18Н9Л	450 (467)		
	МА 11021-10 (МА 11021-07)				С t до 425 °С	Ст. 20Л, 25Л			
	(МА 11071-19)				Агрессивные среды с t до 200 °С	Ст. 12Х18Н12-МЗТЛ			
	МА 11031-10 (МА 11031-07)	400/ 300			С t до 565 °С	Ст. 10Х18Н9Л	500 (527)		
	МА 11021-10 (МА 11021-07)				С t до 425 °С	Ст. 20Л, 25Л			
	МА 11031-09				Агрессивные среды с t до 200 °С	Ст. 12Х18Н12-МЗТЛ			
	МА 11021-04 (МА 11021-01)	600			С t до 425 °С	Ст. 20Л, 25Л	1940 (1898)		
	МА 11021-10 (МА 11021-07)				С t до 565 °С	Ст. 10Х18Н9Л			
	МА 11022-02 (МА 11022)				С t до 425 °С	Ст. 20Л, 25Л			
	МА 11022-01 (МА 11022-13)	80 100 150 200 300			С t до 425 °С		62 (65) 65 (75) 190 (182) 225 (217) 542 (484)		

Задвижка клиновая с невывдвижным шпинделем, фланцевая, с ручным приводом и под электропривод Задвижка клиновая с выдвижным шпинделем, фланцевая, с ручным приводом и под электропривод, для воды, пара, жидких и газообразных нефтепродуктов	МА 11022-10 (МА 11022-07)	400/ 300	С	Жидкий и газооб- разный аммиак с t от -40 до +150 °С С t до 300 °С	Ст. 20Л, 25Л	595 (576)				
	МА 11022-10									
	МА 11022-07)									
	30с527нж (30с927нж)	600			4,0	С t до 425 °С	Ст. 20Л, 25Л	65 70 (75) 200 (187) 240 (227) 560 (564)		
	МА 11024-02 (МА 11024)	80 100 150 200 300								
	ЗКЛ2-40угл (ЗКЛПЭ-40угл)	300							С t до 425 °С	Ст. 10Х18Н9Л
	ЗКЛ2-40нж (ЗКЛПЭ-40нж)									
	ЗКЛ2-64 (ЗКЛПЭ-64) 30с576нж									
	30с576нж (30с976нж)	400/ 300							6,3	С t до 425 °С Вода, пар, масла, нефть с t до 300 °С
	ЗКЛПЭ-75	350 500			8,0	Нефть с t от -40 до 90 °С	(217) (399) (479)			
	(31с916нжБ)	100 150 200/ 150			10,0	Жидкие и газооб- разные среды с t от -40 до 300 °С				

Примечания. 1. Обозначения и значения, указанные в скобках, относятся к клин. задвижкам под электропривод. 2. Температура окружающей среды для всех задвижек от -45 до +40 °С. 3. По заказу возможна поставка задвижек с комплектом ответных фланцев. 4. Масса задвижек указана без учета массы ответных фланцев и электроприводов. 5. Обозначение типа 350/300 означает, что условный проход в затворе сужен до 300 мм.

5. Котлы отопительные

Тепловая мощность, кВт	Отапливаемая площадь, м ²	Вид газа	Расход газа, м ³ /ч, л/ч	КПД, %	Автоматика безопасности	Габаритные размеры (В×Ш×Г), мм	Масса, кг	Подвод, отвод воды	Подвод газа	Подготовка горячей воды, л/мин
Котел отопительный газовый бытовой с водяным контуром АОГВ 11,6 (АОГВк 11,6) (г. Ростов, „Ростовгазопарат“)										
11,6	До 125	Природ.; сжижен.	1,18; 0,87	82	+	985×410	42	G 1 1/2"	G 1/2"	3,5 (для АОГВк)
Котел отопительный газовый бытовой с водяным контуром АОГВ 17,4 (АОГВк 17,4) (г. Ростов, „Ростовгазопарат“)										
17,4	До 200	Природ.; сжижен.	1,76; 1,21	82	+	865 ×410	70	G 1 1/2"	G 3/4"	5,5 (для АОГВк)
Котел отопительный газовый бытовой с водяным контуром АОГВ 23,2 (АОГВк 23,2) (г. Жуковский, „Жуковский машинозавод“)										
23,2	До 200	Природ.	2,35	82	+	980×410×480	48	G2"	G 3/4"	5,7 (для АОГВк)
						(АОГВ) 980×405×480 (АОГВк)	(АОГВ) 66 (АОГВк)			
Котел отопительный газовый бытовой с водяным контуром АОГВ 19,5 (АОГВк 19,5) (аналог АОГВ 23,2) (г. Новогородецкая, АО „Машзавод“)										
19,5	До 200	Природ.	2,35	82	+	1179×420×533	48	G2"	G 3/4"	5,7 (для АОГВк)

Котел отопительный газовый бытовой с водяным контуром АОГВ 29

(г. Ростов, „Ростовгазопарат“)

29	До 300	Природ.	2,94	83	+	850×470×550	65	G 2"	G 3/4"	—
----	--------	---------	------	----	---	-------------	----	------	--------	---

Аппарат отопительный бытовой с водяным контуром, комбинированный АКГВ 30

(г. Таганрог, „Красный котельщик“)

30	До 300	Природ.	2,94	82	+	1250×520×620	100	G 1 1/2"	G 1/2"	5,5
----	--------	---------	------	----	---	--------------	-----	----------	--------	-----

Котел отопительный водогрейный стальной КСТГ 12,5

(г. Орел, АО „Погрузчик“)

12,5	До 100	Твердое; прир. газ	77 81	77 81	+	955×440×610	100	—	—	—
------	--------	--------------------	----------	----------	---	-------------	-----	---	---	---

Котел отопительный водогрейный стальной КСТГ 25,5

(г. Орел, АО „Погрузчик“)

25,5	До 250	Твердое; прир. газ	77 83	77 83	+	1200×440×620	190	D, 50	D, 15	—
------	--------	--------------------	----------	----------	---	--------------	-----	-------	-------	---

Котел отопительный водогрейный стальной КСТГ 31,5

(г. Таганрог, „Красный котельщик“)

31,5	До 500	Твердое; прир. газ	86 91	86 91	+	1220×435×750	197	D, 50	В зависи- мости от горелоч- ного уст- ройства	4,3
------	--------	--------------------	----------	----------	---	--------------	-----	-------	---	-----

Технические характеристики	АОГВ-23, 2-1* аппарат отопительный газовый бытовой	АОГВ-17,4-3* аппарат отопительный газовый бытовой	АКГВ-23, 2-1* аппарат комбинированный газовый бытовой с водяным контуром	УГОП-П-16 устройство газогорелочное для отопительных бытовых печей
Назначение	Для отопления помещений с теплопотерями до 19000 Вт (отопляемая S = 140 – 200 м²). Установка аппарата для отопления помещений с теплопотерями менее 5700 Вт (S менее 45 м²) не разрешается	Для отопления жилых и служебных помещений с теплопотерями до 14300 Вт (отопляемая S = 0 – 140 м²)	Для отопления помещений с теплопотерями до 19000 Вт (отопляемая S = 140 – 200 м²). Установка аппарата для отопления помещений с теплопотерями менее 5700 Вт (S менее 45 м²) не разрешается	Для сжигания природного газа в отопительных бытовых теплосетях. Устройство оборудовано автоматикой безопасности.
Топливо	Природный газ	Природный и сжиженный газ	Природный газ	Природный газ
Тепловая мощность, Вт	23260	17445	23260	16000
Температура нагрева воды, °C	50–90	50–90	50–90	–
Номинальный расход газа, м³/ч	2,35	1,77 (природный) 0,65 (сжиженный)	2,35	–
Номинальное давление газа, Па	1274	1274 (природный) 2940 (сжиженный)	1274	1300
КПД, %, не менее	82	82 (режим отопления) 77 (режим водоснабжения)	82	–
Габаритные размеры (высота × ширина × длина), мм	980×420×480	980×420×480	980×420×480	340×320×440
Масса, кг, не более	48	57	66	8

* Примечание: Аппараты снабжены автоматикой регулирования температуры нагрева воды и автоматикой безопасности, отключающей подачу газа при погасании запальника, прекращении подачи газа и при отсутствии тяги в дымоходе.

Аппарат отопительный газовый бытовой АОГВ-17,4-35 (мод. квадратный, круглый)

Аппарат АОГВ-17,4-3 предназначен для водяного отопления жилых и служебных помещений с теплопотерями до 14300 Вт (отопляемая площадь до 150 м², в зависимости от климатических условий местности). Используемое топливо – природный или сжиженный газ.

Аппарат снабжен автоматикой регулирования температуры нагрева воды на выходе из аппарата и автоматикой безопасности, отключающей подачу газа при:

- погасании запальника;
- прекращении подачи газа или падении давления газа в сети ниже минимально допустимого;
- отсутствии тяги в дымоходе.

Аппарат соответствует всем требованиям безопасности и экологии, установленным для данного товара стандартом „Аппараты отопительные газовые бытовые ГОСТ 20219–74* и сертифицирован.

Техническая характеристика

Тепловая мощность горелки, Вт	17445
КПД, %, не менее	82
Вместимость бака, л	64
Давление газа, Па (мм вод. ст.): номинальное	1274 (130)
минимальное	635 (65)
максимальное	1764 (180)
Давление воды в системе отопления, кПа	70
Индекс окиси углерода, % об., не менее	0,05
Диапазон регулирования температуры нагрева воды, °C	50–90
Расход газа:	
природного, м³/ч, не более	1,93
сжиженного, м³/ч, не более	0,69
Срок службы, лет	14
Масса, кг, квадратный (круглый), не более	56 (48)
Габаритные размеры, мм:	
высота	980
ширина, квадр. (кругл.)	405(420)
глубина	480

Аппарат отопительный газовый бытовой АКГВ-23,2-1 (мод. УФЗИ 147-6 – круглый)

Аппарат АКГВ-23,2-1 предназначен для водяного отопления жилых и служебных помещений с теплопотерями до 19000 Вт (отопляемая площадь до 200 м², в зависимости от климатических условий местности) и горячего водоснабжения. Используемое топливо – природный газ.

Аппарат снабжен автоматикой регулирования температуры нагрева воды на выходе из аппарата и автоматикой безопасности, отключающей подачу газа при:

- погасании запальника;
- прекращении подачи газа или падении давления газа в сети ниже минимально допустимого;
- отсутствии тяги в дымоходе.

Техническая характеристика

Тепловая мощность горелки, Вт.....	23260
КПД, %, не менее: режим отопления	82
режим горячего водоснабжения	77
Вместимость бака, л	60
Расход воды в режиме горячего водоснабжения при нагреве на 45°C, л/мин	5,7
Давление газа, Па (мм вод. ст.): номинальное	1274 (130)
минимальное	635 (65)
максимальное	1764 (180)
Давление воды в системе горячего водоснабжения, кПа (кгс/см ²):	
минимальное	14,7(0,15)
максимальное	588,4(0,6)
Индекс окиси углерода, % об., не менее	0,05
Диапазон регулирования температуры нагрева воды, °C	50–90
Расход газа, м ³ /ч	2,35
Масса, кг, квадратный (круглый)	65 (56)
Габаритные размеры, мм:	
высота	980
ширина	420
глубина	480

Аппарат АОГВ-23,2-1 предназначен для водяного отопления жилых и служебных помещений с теплопотерями до 19000 Вт (отопливаемая площадь до 200 м², в зависимости от климатических условий местности). Используемое топливо – природный или сжиженный газ.

- погасании запальника;
- прекращении подачи газа или падении давления газа в сети ниже минимально допустимого;

— отсутствию тяги в дымоходе.

Аппарат соответствует всем требованиям безопасности и экологии, установленным для данного товара стандартом „Аппараты отопительные газовые бытовые ГОСТ 20219–74” и сертифицирован.

Техническая характеристика	
Тепловая мощность горелки, Вт.....	23260
КПД, %, не менее	82
Вместимость бака, л.....	64
Давление газа, Па (мм вод. ст.): номинальное.....	1274 (130)
минимальное	635 (65)
максимальное	1764 (180)
Давление воды в системе отопления, кПа	70
Индекс окиси углерода, % об., не менее.....	0,05

Диапазон регулирования температуры нагрева воды, °C	50-90
Колебания температуры воды от заданной, °C	± 5
Расход газа, м³/ч, не более	2,35
Срок службы, лет.....	14
Масса, кг, квадратный (круглый), не более	56 (48)
Габаритные размеры, мм:	
высота	980
ширина, квадр. (кругл.)	405 (420)
глубина	480

Аппарат АОГВ-23,2-1 предназначен для водяного отопления жилых и служебных помещений с теплотерями до 19000 Вт (отопливаемая площадь до 200 м², в зависимости от климатических условий местности). Используемое топливо – природный газ.

Аппарат оборудован автоматикой американской фирмы „Honeywell”.

Автоматика обеспечивает подачу газа к запальной и основной горелкам, автоматическое регулирование температуры нагрева воды на выходе из аппарата и автоматическое отключение подачи газа при: погасании запальника; прекращении подачи газа или падении давления газа в сети ниже минимально допустимого; отсутствии тяги в дымоходе.

Автоматика „Honeywell” обеспечивает плавное включение и плавное отключение основной горелки.

Аппарат оборудован пьезорозжигом для зажигания запальной горелки.

Техническая характеристика	
Тепловая мощность горелки, Вт	23260
КПД, %, не менее: режим отопления	82
Вместимость бака, л	64
Давление газа, Па (мм вод. ст.): номинальное.....	1274 (130)
минимальное	635 (65)
максимальное	1764(180)
Давление воды в системе отопления, кПа	70
Индекс окиси углерода, % об., не менее.....	0,05
Диапазон регулирования температуры нагрева воды, °С	50–90
Расход газа, м ³ /ч	2,55
Срок службы, лет	14
Масса, кг, квадратный (круглый)	55 (48)
Габаритные размеры, мм:	
высота	980
ширина	420
глубина	480

Аппарат АОГВ-23,2-1 предназначен для водяного отопления жилых и служебных помещений с теплотериями до 19000 Вт (отопливаемая площадь до 200 м², в зависимости от климатических условий местности). Используемое топливо – природный газ.

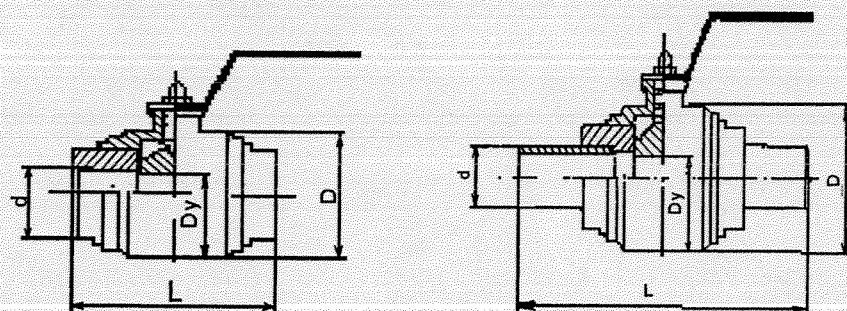
7. Пуско-газорегулирующая аппаратура Жуковского машиностроительного завода Московской области

Обозначение изделия	Назначение	Регулир. среда	Давление		Производительность, м ³ /ч	Подсоединительные размеры патрубка, мм		Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм	Масса, кг
			входное, МПа	выходное, кПа		входного D _в	выходного D _в		
Регулятор давления газа домовой РДГД-20*	Для редуцирования высокого или среднего давления газа на низкое и автоматического поддержания на заданном уровне	Природный газ	0,05-0,6	2,2	20 (p _к 0,05) 125 (p _к 0,6)	20	32	245×188×310	5
Регулятор давления газа с вых. средним давл. комбинированный РДСК-50*	Для редуцирования высокого или среднего давления газа на среднее и автоматического поддержания на заданном уровне	Природный газ	до 1,2	10-100	200 (p _к 0,3)	32	50	230×188×340	6
Регулятор давления газа с вых. низким давл. комбинированный РДПК400*	Для редуцирования высокого или среднего давления газа на низкое и автоматического поддержания на заданном уровне	Природный газ	0,6 Øседла 15 1 Øседла 10	2,2	300 (p _к 0,6) Ø седла 15	50	50	510×220×270	8

Регулятор давления газа с вых. низким давл. комбинированный РДНК400Ж*	Для редуцирования высокого или среднего давления газа на низкое и автоматического поддержания на заданном уровне	Сжиженный газ	1,2	3	300 (p _к 0,6)	50	50	510×220×270	8
Регулятор давления газа квартирный РДГК-6	Для редуцирования высокого или среднего давления газа на низкое и автоматического поддержания на заданном уровне	Природный газ	0,6	2,2	6 (p _к 0,6)	10	15	215×140×300	2,8
Регулятор давления газа РДСГ-1-1,2 для баллонов 50л	Для снижения и автоматического поддержания в заданных пределах давления паров сжиженных углеводородных газов, отбираемых из баллонов	Сжиженный углерод-водородный газ	0,07-1,6	2 < p < 3,6	1,2	22	12	148×105×60	0,33
Клапан предохранительный сбросной КПС-50	Для сброса газа в атмосферу при повышении его давления в сети сверх допустимого значения	Природный газ	Изготавл. в 5 исполнениях на p _к 0,006; 0,05; 0,125; 0,3; 0,6		-	50	-	230×230×245	5,7

Примечание: Особенностью конструкции регуляторов является соединение в одном корпусе следующих устройств: непосредственно регулятора давления, автоматического отключающего устройства, сбросного клапана и фильтра.

8. Стальные шаровые краны (КШ) для газопроводов



Краны предназначены для установки в качестве запорных устройств на наружных (в т. ч. подземных) и внутренних газопроводах. Наружные поверхности крана для подземной установки имеют антикоррозионное покрытие весьма усиленного типа, разработанное АКХ им. Памфилова и согласованное с Госгортехнадзором РФ.

Основные технические данные

Рабочая среда	Природный газ
Условное давление	1,2 МПа (12 кгс/см ²)
Класс герметичности затвора	A
Диапазон температур	от -40 °С до +40 °С
Срок службы	Не менее 30 лет
Гарантийный срок	12 месяцев
Техническое обслуживание	Не требуется
Документ на изготовление и поставку	ТУ 3742-003-35506687-98
Антикоррозионное покрытие	ПАП-М 105 ТУ 2296-001-25895297-99

Присоединение кранов резьбовое

Условное обозначение	L, мм	D _y , мм	D, мм	d, мм	l, мм	Масса, кг
КШ15Р	65	15	36	G ½ - A	137,5	0,9
КШ20Р	75	20	43	G ¾ - A	137,5	1,0
КШ25Р	100	25	60	G 1 - A	140	1,2
КШ32Р	105	32	68	G 1 ¼ - A	140	1,9
КШ40Р	110	40	76	G 1 ½ - A	140	2,4
КШ50Р	130	50	93	G 2 - A	140	3,9

Присоединение кранов сварное

Условное обозначение	L, мм	D _y , мм	D, мм	d, мм	Масса, кг
КШ15С	80	15	36	20	1,0
КШ20С	90	20	43	25	1,2
КШ25С	290	25	60	33	1,6
КШ32С	320	32	68	42,3	2,6
КШ40С	350	40	76	48	3,3
КШ50С	450	50	93	57	5,7
КШ65С	500	65	119	76	11,0
КШ80С	500	80	132	87	12,0
КШ100С	500	100	159	108	14,0
КШ125С	500	125	218	132	30,0
КШ150С	500	150	244	158	66,0
КШ200С	600	200	325	216	90,0
КШ250/200С	600	250/200	325	216	93,0

Краны подземные с удлинителем штока

Условное обозначение	L, мм	D _y , мм	D, мм	H ₁ , мм	Масса с удлинителем штока 1500 мм, кг
КШ50П	500	50	79	1000-2500	15
КШ65П	500	65	119	1000-2500	28
КШ80П	500	80	132	1000-2500	35
КШ100П	500	100	159	1000-2500	39
КШ125П	500	125	218	1000-2500	77,0
КШ150П	500	150	244	1000-2500	91,0
КШ200П	600	200	325	1000-2500	115,0
КШ250/200П	600	250/200	325	1000-2500	118,0

Присоединение кранов фланцевое

Условное обозначение	L, мм	D _y , мм	D, мм	D ₁ , мм	d, мм	Масса, кг
КШ25Ф	173	25	115	85	14/4	3,4
КШ32Ф	180	32	135	100	18/4	5,0
КШ40Ф	200	40	145	110	18/4	6,7
КШ50Ф	203	50	160	125	18/4	8,8
КШ65Ф	222	65	180	145	18/4	14,0
КШ80Ф	241	80	195	150	18/8	16,0
КШ100Ф	230	100	215	180	18/8	19,0
КШ125Ф	381	125	245	210	18/8	36,0
КШ150Ф	394	150	280	240	22/8	76,0
КШ1200Ф	502	200	335	295	22/12	101,0

ООО „СПб – Газарматура” и ЗАО „МАЛЕН”

193019 Санкт-Петербург, ул. Седова, д. 9, к. 3

Контактные тел. / факс: (812) 265-10-09, (812) 265-34-61

250 руб.

СПРАВОЧНИК

ДАНИЛОВ Александр Александрович

**АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ
ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ
СТАНЦИИ**

Редактор *Л. М. Танезер*
Технический редактор *З. Е. Маркова*
Корректор *Л. А. Яшина*
Компьютерная верстка *Т. М. Лебедевой*
Компьютерная графика *Е. Н. Березиной*

ЛП № 000055 от 25 декабря 1998 г.

Подписано в печать 05.11.03. Формат бумаги 60×88/16.
Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Усл. печ. л. 33,3.
Уч.-изд. л. 36,7. Тираж 2500 экз. Зак. № 620. С. 28.

ХИМИЗДАТ
191023, Санкт-Петербург, Апраксин пер., 4
Тел. коммерческой группы для оптовых покупателей
(812) 319-99-46

Отпечатано с готовых диапозитивов
в ООО «Типография Правда 1906»
191119, С.-Петербург, Социалистическая ул., 11-а