621.691.4.05 (083)
Г-12

Газовое оборудование, приборы и арматура

СПРАВОЧНОЕ ПОСОБИЕ

ПОД РЕДАКЦИЕЙ Н. И. РЯБЦЕВА

ИЗДАНИЕ ТРЕТЬЕ, ПЕРЕРАБОТАННОЕ И ДОПОЛНЕННОЕ

70148

БИБЛИОТЕКА
ТАТАРСКОГО ВЕЧЕРНЕГО ФАКУЛЬТЕТ.
Моск. инст. нефтехим. и газ.
пром. им. акад. И. М. Губкина
Инв. №_____

МОСКВА „НЕДРА" 1985

ГЛАВА 1

ТРУБОПРОВОДНАЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ АРМАТУРА

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Трубопроводная и технологическая арматура в газовой промышленности — разнообразные приспособления и устройства, монтируемые на трубопроводах, резервуарах, аппаратах, приборах и предназначенные для управления потоками рабочей среды (газообразная, жидкая, газожидкостная, порошкообразная, суспензия и др.).

Большое число видов арматуры состоит из запорного или дроссельного устройства и привода. Запорное или дроссельное устройство состоит из корпуса с присоединительными концами, внутри которого относительно его седел перемещается затвор, при этом площадь прохода для рабочей среды изменяется, что сопровождается изменением гидравлического сопротивления. В запорных устройствах поверхности затвора и седла, соприкасающиеся во время отключения частей трубопровода, называются уплотнительными; в дроссельных устройствах поверхности затвора и седла, образующие регулируемый проход для среды, называются дроссельными.

При монтаже и эксплуатации трубопроводной и технологической арматуры должны выполняться требования, изложенные в паспортах этой арматуры и руководствах по сооружению и монтажу трубопроводов, резервуаров и аппаратов, устанавливаемых на объектах газовой промышленности.

Классификация арматуры по ее назначению

По назначению арматура подразделяется на следующие виды:

запорная — для периодических герметичных отключений аппаратуры, приборов или отдельных участков трубопровода от общей системы;

предохранительная — для частичного выпуска среды из трубопровода, сосудов и аппаратов при повышении давления сверх установленной величины или величины, угрожающей прочности системы;

арматуры обратного действия — для предотвращения возможности движения среды в направлении, обратном рабочему;

аварийная и отсечная — для автоматического закрытия потока среды к аварийному участку и автоматического мгновенного отключения сосудов, аппаратов, приборов или отдельных участков трубопровода при нарушении заданного контролируемого параметра;

конденсатоотводящая — для автоматического удаления жидкости (конденсата) по мере ее накопления в трубопроводах, сборниках и отстойниках;

регулирующая — для изменения и автоматического поддержания заданного давления или расхода.

Условное, рабочее и пробное давление

Арматуру рассчитывают на условное давление $p_у$ (давление при нормальной температуре), которое устанавливают в зависимости от рабочего давления $p_р$ (давление при фактической рабочей температуре), температуры среды и свойств металла, из которого изготовлены детали запорных и регулирующих устройств. По условному давлению арматуру делят на три основные группы: низкого давления на $p_у$ до 1 МПа; среднего давления на $p_у$ от 1,6 до 6,4 МПа; высокого давления на $p_у$ от 10 до 100 МПа. В связи с тем, что прочность металлов с повы-

Таблица 1.1
Условные проходы (в мм) трубопроводов и арматуры (для газовой промышленности до 1400 мм)

1*	25	400	2800*
1,2*	32	450*	3000
1,6*	40	500	3200*
2*	50	600	3400
2,5*	63**	700*	3600*
3	65	800	3800*
4*	80	900*	4000
5*	100	1000	
6	125	1200	
8*	150	1400	
10	160**	1600	
12*	175*	1800*	
13*	200	2000	
15	225*	2200*	
16**	250	2400	
20	300	2600*	
	350		

* Условные проходы для арматуры общего назначения применять не допускается.

** Условные проходы только для гидравлических и пневматических устройств.

шением температуры понижается, ГОСТ 356—80 предусматривает для арматуры и соединительных частей условное и максимальное рабочее давление, при котором они могут применяться в зависимости от свойств металла и температуры рабочей среды. С ростом рабочей температуры допустимые рабочие давления снижаются по отношению к условному. Для первой температурной ступени (—30—+120 °С) рабочее давление принимается равным условному давлению. ГОСТ 356—80 в зависимости от условного давления устанавливает пробное давление $p_{пр}$, при котором проводят гидравлические испытания на прочность.

$p_у$, МПа	$p_{пр}$, МПа	$p_у$, МПа	$p_{пр}$, МПа
0,1	0,2	12,5	19
0,16	0,3	16	24
0,25	0,4	20	30
0,4	0,6	25	35
0,63	0,9	32	45
1	1,5	40	56
1,6	2,4	50	65
2,5	3,8	63	80
4	6	80	100
6,3	9,5	100	125
10	15		

Условные проходы

Условный проход $D_у$ в арматуре — номинальный диаметр прохода в присоединительных трубках, который должен быть примерно равен размеру трубы в свету на данное давление. Условные проходы, с которыми может изготовляться арматура и соединительные части, определены СТ СЭВ 254—76 (табл. 1.1). Стандартные размеры проходов не распространяются на размеры проходов в корпусе и седлах запорных и дроссельных устройств, они определяются в зависимости от требований, предъявляемых к конструкции.

Обозначение и маркировка арматуры

Условное обозначение арматуры состоит из наименования, номера конструктивного типа, назначения, условного прохода (мм) и условного давления (МПа), номера ГОСТ. Так, например, вентиль 11-А-50-40 ГОСТ 19192—73, где вентиль — наименование, 11 — номер конструктивного типа, А — назначение, 50 — условный проход, 40 — условное давление. В каталогах, номенклатурных справочниках на арматуру, ведомостях для заказа арматуры и прейскурантах часто применяют отраслевые условные обозначения общепромышленной арматуры, которые состоят из ряда цифр и букв, например, 14с17ст, где 14 — конструктивный тип арматуры, с — материал корпуса, 17 — порядковый номер модели, ст — материал деталей уплотнения или внутреннего покрытия корпуса. Иногда после букв, обозначающих материал уплотнения, ставят еще одну цифру, обозначающую вариант конструктивного исполнения.

Арматура	Условные обозначения
раны:	
пробно-спускной	10
трубопроводный	11
апорное устройство указателя уровня	12
ентиль	13, 14, 15
лапаны:	
обратный подъемный и приемный с сеткой	16
предохранительный	17
обратный поворотный	19
егулятор давления	21

Клапаны:	
запорный отсечной	22
регулирующий	25
смесительный	27
Задвижка	30, 31
Затвор	32
Конденсатоотводчик	45

Материал корпуса	Условные обозначения
Сталь:	
углеродистая	с
легированная	лс
коррозионностойкая	нж
Чугун:	
серый	ч
ковкий	кч
Бронза, латунь	Б
Алюминий	а
Монель-металл	мн
Пластмассы (кроме винипласта)	п
Винипласт	вп
Керамика, фарфор	к
Титан	тн
Стекло	ск

Привод	Условные обозначения
Механический:	
с червячной передачей	3
с цилиндрической зубчатой передачей	4
с конической передачей	5
Пневматический	6
Гидравлический	7
Электромагнитный	8
Электродвигательный	9

Материал деталей уплотнения	Условные обозначения
Бронза, латунь	бр
Монель-металл	мн
Сталь:	
коррозионностойкая (нержавеющая)	нж
нитрированная (азотированная)	нт
Баббит	бт
Стеллит	ст
Сормайт	ср
Кожа	к
Эбонит	э
Резина	р
Пластмассы (кроме винипласта)	п
Винипласт	вн

Способ нанесения внутреннего покрытия	Условные обозначения
Гуммирование	гм
Эмалирование	эм
Свинцевание	св
Футерование пластмассой	п
Футерование напритом	н

Условные обозначения специальной арматуры для нефтяной, нефтеперерабатывающей, нефтехимической и газовой отраслей промышленности построены по другой системе. Обычно сначала идет ряд букв, обозначающих сокращенное наименование изделия, а затем цифры, указывающие условное давление, например, СППКР-40, где СППКР — специальный полноподъемный пружинный (предохранительный) клапан с рычагом для продувки, 40 — $p_у = 4$ МПа. Иногда в условное обозначение включают и условный проход, например, СППКР-40-50, где 50 — условный проход предохранительного клапана.

Таблица 1.2
Условное давление, на которое рассчитаны различные фланцы, МПа

Соединения	Фланец					
	литой			стальной		
	из серого чугуна	из ковкого чугуна	стальной	с шейкой на резьбе	плоский приварной	приварной встык
С соединительным выступом	До 1,6 / До 3000	1,6—4 / До 80	1,6—20 / До 1600	До 1 / До 150	До 2,5 / До 1600	До 20 / До 1600
Выступ-впадина	До 1,6 / До 800	1,6—4 / До 80	1,6—20 / До 800	—	До 2,5 / До 800	До 20 / До 800
Шип-паз	До 1,6 / До 800	1,6 / До 80	1,6—10 / До 800	—	—	До 10 / До 800
Без выступа	—	—	1,6—4 / До 1600	До 1 / До 150	До 2,5 / До 1600	До 4 / До 800
Под линзовую прокладку	—	—	6,4—20 / До 400	—	—	6,4—20 / До 400
Под прокладку овального сечения	—	—	6,4—20 / До 400	—	—	6,4—20 / До 400

Примечания: 1. В числителе — условное давление, МПа; в знаменателе — условный проход, мм. 2. Максимальные условные проходы не всегда соответствуют наибольшим указанным давлениям. 3. В таблице не отражены стандартные типы фланцев — стальной свободный на приварном кольце и стальной свободный на отбортованной трубе, нередко применяющиеся в арматуростроении.

Способы присоединения арматуры к трубопроводу

Способы присоединения арматуры к трубопроводу делятся на разъемные и неразъемные.

К разъемным соединениям относятся фланцевые, цапковые и муфтовые. Распространенным способом присоединения арматуры является фланцевое. Фланцевые соединения, рассчитанные на условное давление 0,1—20 МПа, стандартизованы. Типы фланцев и их присоединительные размеры стандартизируют по ГОСТ 12815—80 (табл. 1.2). Цапковое соединение, имеющее наружную резьбу, применяют для ввинчивания арматуры с малым D_y непосредственно в тело сосудов, аппаратов, приборов и машин. Цапковые концы должны быть выполнены по ГОСТ 2822—78. Муфтовое соединение применяют в литой арматуре с небольшими D_y, в основном для 25 мм с конической резьбой по ГОСТ 6111—52 и до 50 мм с цилиндрической трубной резьбой. Муфтовые концы должны быть выполнены по ГОСТ 6527—68.

Неразъемные соединения осуществляются вваркой арматуры в трубопровод, когда необходимо обеспечить надежную герметичность. При этом используют арматуру повышенной надежности, так как демонтаж ее связан с большими трудностями. Вварной способ присоединения широко применяют при сооружении магистральных и промысловых газо- и нефтепроводов, где желателен минимум обслуживания. Сварное соединение дает большую экономию металла и снижает массу арматуры и трубопровода.

ребования, предъявляемые к арматуре

Требования, предъявляемые к арматуре, вытекают из ее назначения: перекрывать, открывать или регулировать поток рабочей среды, текущей по трубопроводу, в зависимости от технологического процесса. Основное требование,

Таблица 1.3
Классы плотности арматуры в зависимости от ее назначения

Класс плотности	Назначение	Среда для испытания на плотность
I	Арматура для опасных сред, энергетических и ответственных установок, а также концевая арматура	Вода, керосин, воздух
II	Арматура для безопасных сред	Вода, воздух
III	Арматура для безопасных сред на $p_у$ до 4 МПа	Вода

Примечание. Классификация распространяется на все виды затворов запорной арматуры с $D_у \leqslant 2000$ мм и на $p_у \leqslant 20{,}2$ МПа.

Таблица 1.4
Нормы допускаемого пропуска среды через затвор арматуры при испытании ее на плотность, см³/мин

Класс плотности	$D_у$, мм									
	До 50	70	80—100	125—150	200—250	300—400	500—600	800—1000	1200—1400	1600—2000
I	Пропуск не допускается						1	3	5	7
II	Пропуск не допускается			1	2	3	5	8	12	18
III	Пропуск не допускается[1]	1	2	3	7	12	20	40	70-	100

[1] Допускается образование росы на краях уплотняющих поверхностей, непревращающейся в стекающие капли (при испытании водой или керосином), а также образование неотрывающихся пузырьков (при испытании воздухом)

предъявляемое к арматуре, — ее герметичность и взрывобезопасность привода. Герметичность арматуры по отношению к внешней среде определяется герметичностью сальника. Негерметичность соединения корпуса с крышкой и трубопроводом определяют при наружном осмотре. Обнаружить негерметичность затвора при эксплуатации очень сложно, а для устранения ее требуется демонтаж арматуры, разборка и притирка уплотнения. Негерметичность затвора может оказывать решающее влияние на ход технологического процесса, поэтому она нормирована ГОСТ 9544—75 и ее определяют при специальных испытаниях. Методику испытаний на герметичность устанавливают техническими условиями на изготовление арматуры. Требования к герметичности затвора арматуры определяются характером технологического процесса, для которого предназначена арматура, и должны быть экономически обоснованы и оптимальны.

По степени герметичности затворы разбиты на три класса плотности (ГОСТ 9544—75) (табл. 1.3). В зависимости от класса плотности и $D_у$ устанавливают нормы допускаемого пропуска среды через затвор арматуры (табл. 1.4). При одинаковом качестве изготовления и пригонки уплотнительных поверхностей с увеличением $D_у$ растет допустимое количество пропускаемой среды.

К арматуре предъявляются требования высокой надежности. Она должна обладать легкостью закрытия после длительной эксплуатации в открытом положении и иметь минимальное гидравлическое сопротивление. Долговечность

арматуры — важная характеристика, так как работы по замене арматуры, например, на магистральных газопроводах обходятся значительно дороже, чем аналогичные работы при строительстве. Надежная работа используемой арматуры должна быть обеспечена дублированием привода от какого-либо запасного источника энергии или вручную. Для арматуры газопроводов больших диаметров, прокладываемых в труднодоступных районах, особое значение имеют масса и размеры, лимитирующие условия транспортировки.

С учетом технологических режимов и условий ведения тех или иных процессов к арматуре предъявляются требования по взрывобезопасности ее и привода (в особенности электропривода), герметичности прокладочных и сальниковых уплотнений, коррозионной стойкости материалов корпуса, затвора и уплотнений, стойкости уплотнений в углеводородных средах. В зависимости от конкретных условий работы некоторые из требований к арматуре становятся первостепенными. Так, например, при размещении технологического оборудования в помещении первостепенным требованием становится герметичность прокладочных соединений и сальников, так как негерметичность создает взрывоопасность в помещении. При эксплуатации арматуры на открытой площадке требования к герметичности по отношению к внешней среде могут быть менее жесткими. При работе арматуры на агрессивных средах главное требование — коррозионная стойкость металлов, так, например, коррозионная стойкость деталей затвора определяет его герметичность. Надежность и долговечность арматуры также обусловливается коррозионной стойкостью материалов. Кроме того, конструкция арматуры должна обеспечивать возможность ремонта, например, замены прокладок и набивок без демонтажа арматуры. Для этого у вентилей и задвижек применяют верхнее уплотнение. При эксплуатации арматуры в углеводородных средах к материалам прокладок, набивок и смазок предъявляют особое требование — маслобензостойкость.

ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА

Арматура, предназначенная для герметического отключения аппаратов, приборов или частей трубопровода, называется запорной. Одно из основных требований к запорной арматуре — минимальное гидравлическое сопротивление при открытом проходе. На газопроводах в качестве запорной арматуры применяют краны, задвижки и вентили. Наиболее широкое применение имеют краны и задвижки. Вентили применяют в качестве запорной арматуры, в основном тогда, когда потеря давления не имеет существенного значения.

Запорные краны

В зависимости от геометрической формы уплотнительных поверхностей пробки и корпуса краны разделяют на три основных типа: конические, шаровые и цилиндрические.

Для природного газа, нефтепродуктов и других жидких и газообразных углеводородов применяют, в основном, конические и шаровые краны. Как известно, для достижения герметичности в затворе необходимо создать определенное давление между корпусом и пробкой, в зависимости от способа создания которого конические краны можно подразделить на основные конструктивные типы: натяжные, сальниковые, краны со смазкой и краны с прижимом пробки. Шаровые краны благодаря сферической форме имеют меньшие размеры и массу, а также бо́льшую прочность и жесткость, поэтому им не нужны ребра жесткости, усложняющие технологию отливки. У шаровых кранов имеется принципиальное преимущество перед коническими: при небольшом несовпадении радиуса сферы пробки и уплотнительного кольца контакт между ними происходит по окружности вокруг прохода. Это означает, что при неточном изготовлении поверхность контакта уплотнительных поверхностей корпуса и пробки полностью окружает проход и герметизирует затвор крана. Таким образом, конструкция шаровых кранов менее чувствительна к неточностям изготовления и обеспечивает гораздо лучшую герметичность. При наличии необходимого оборудования изготовление шаровых кранов менее трудоемко. Это объясняется тем, что наиболее трудоемкие операции при изготовлении кранов — механическая обработка и притирка

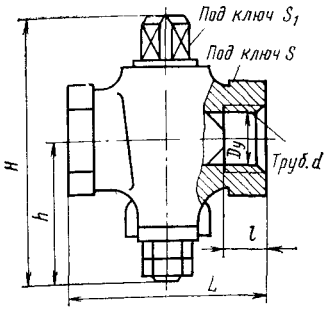


Рис. 1.1. Кран пробковый, натяжной, муфтовый 11Б10бк1

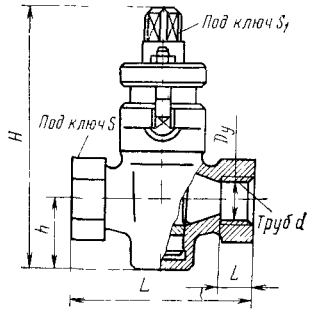


Рис. 1.2. Кран пробковый, проходной, сальниковый, муфтовый 11ч6бк

уплотнительных поверхностей корпуса и пробки, в а шаровых кранах, в отличие от конических, таких поверхностей в корпусе нет, они есть только на уплотнительных кольцах, размеры которых во много раз меньше, чем размеры корпусов конических кранов. Кроме того, в шаровых кранах с кольцами из пластмассы или резины отпадает необходимость уплотнительных поверхностей. В этом случае пробку обычно хромируют или полируют.

Краны, устанавливаемые на магистральных газопроводах, предназначены, в основном, для перекрытия участков трубопроводов при аварии или ремонтных работах. Как правило, срабатывают они редко. Если в описании крана не указаны рабочее положение крана и положение его пробки, то кран можно устанавливать в любом рабочем положении, а положение пробки указывает риска на торце шпинделя.

Запорные краны из медных сплавов и чугуна. Краны пробковые, натяжные, муфтовые 11Б10бк1 (рис. 1.1), рассчитанные на $p_у = 0{,}11$ МПа, применяют для топливного газа при рабочей температуре до 50 °С и $p_р = 0{,}01$ МПа. Тип, конструкция и размеры — по ГОСТ 19612—74 (табл. 1.5). Эти краны выпускают на $D_у = 15$, 20 мм. Краны пробковые, проходные, сальниковые, муфтовые 11ч3бк предназначены для газовых линий бытовых помещений при рабочей температуре до 50 °С и $p_р$ до 0,01 МПа. Прочность крана рассчитывают на $p_у = 0{,}1$ МПа. Тип и основные размеры — по ГОСТ 12154—74. Технические требования по — ГОСТ 21345—78.

Таблица 1.5
Основные (габаритные) и присоединительные размеры и масса кранов 11Б10бк1 и 11ч3бк (см. рис. 1.1)

$D_у$, мм	Резьба трубная d, дюймы [1]	Размеры, мм						Масса, кг
		L	l	H	h	S	S_1	
				11Б10бк1				
15	$^1/_2$	55	12	68	38	27	12	0,26
20	$^3/_4$	65	14	81	44	32	14	0,38
				11ч3бк				
25	1	80	18	107	58	46	17	0,9
32	$1^1/_4$	95	20	118	62	55	19	1,37
40	$1^1/_2$	110	22	136	70	60	22	2,02
50	2	130	24	161	81	75	27	3,41
65	$2^1/_2$	160	26	193	96	90	32	5,71
80	3	180	30	227	114	105	36	8,64

[1] По ГОСТ 6357—81.

Таблица 1.6
Основные габаритные и присоединительные размеры и масса крана 11ч6бк (см. рис. 1.2)

$D_у$, мм	Резьба трубная d, дюймы [1]	Размеры, мм						Масса, кг
		L	l	H	h	S	S_1	
15	$^1/_2$	80	14	110	31	30	12	0,65
20	$^3/_4$	90	16	132	37	36	14	1,1
25	1	110	18	150	44	46	17	1,85
32	$1^1/_4$	130	20	178	52	55	19	2,95
40	$1^1/_2$	150	22	230	90	60	22	3,6
50	2	170	24	260	96	75	27	6,5
65	$2^1/_2$	220	26	305	110	90	32	12,25
80	3	250	30	345	134	105	36	17,75

[1] По ГОСТ 6357—81.

Таблица 1.7
Основные габаритные и присоединительные размеры и масса крана 11ч18бк (см. рис. 1.3)

$D_у$, мм	Размеры, мм										Масса, кг
	L	D	D_1	D_2	b	d	H	h	S	n	
25	145	100	75	60	12	12	185	50	19	4	4,4
40	180	130	100	80	13	14	276	95	27	4	10,4
50	200	140	110	90	13	14	318	110	32	4	11,3
65	230	160	130	110	13	14	385	132	41	4	16
80	260	185	150	128	15	18	406	145	46	4	27
100	350	205	170	148	15	18	440	165	50	4	47,2

Присоединение — муфтовое по ГОСТ 6527—68.

Краны пробковые, проходные, сальниковые, муфтовые 11ч6бк (рис. 1.2), рассчитанные на $p_у = 1$ МПа, предназначены для воды, нефти и масла с температурой до 100 °С, а также их можно применять на газопроводах при $p_р$ до 0,6 МПа. Тип и основные размеры — по ГОСТ 19193—73 (табл. 1.6). По ГОСТ 12817—80 изготавливают краны

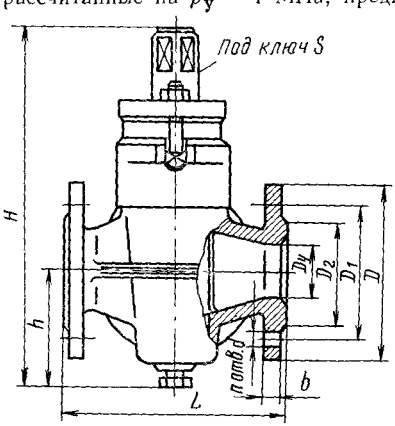


Рис. 1.3. Кран пробковый, трехходовой, сальниковый, фланцевый 11ч18бк

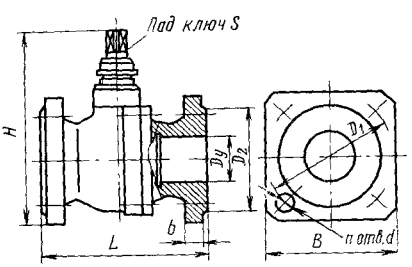


Рис. 1.4. Кран шаровой, проходной, сальниковый, фланцевый 11ч37п

Таблица 1.8
Основные габаритные и присоединительные размеры и масса крана 11ч37п (см. рис. 1.4)

$D_у$, мм	Размеры, мм									Масса, кг
	L	B	D_1	D_2	b	d	H	S	n	
40	160	110	110	88	16	18	167	12	4	5,64
50	180	125	125	102	17	18	187	17	4	8,3
65	190	140	145	122	17	18	215	17	4	11,2
80	200	150	160	138	19	18	265	17	4	15,4
100	230	215	180	158	19	18	322	19	8	26

11ч8бк с фланцевыми соединениями, предназначенные для тех же целей, что и краны 11ч6бк, и тех же условных проходов.

Краны пробковые, трехходовые, сальникозые, фланцевые 11ч18бк (рис. 1.3), рассчитанные на $p_у = 0,6$ МПа, предназначены для воды, нефти и масла с температурой до 100 °С, а также их можно применять и на газопроводах. Конструкция, размеры (табл. 1.7) и технические требования — по ГОСТ 21345—78 (кроме $D_у = 100$ мм). Корпус крана имеет три патрубка. Форма сечения проходов в пробке — Т-образная. В зависимости от положения пробки поток рабочей среды может направляться по двум патрубкам одновременно или в каждый патрубок отдельно.

Краны шаровые, проходные, сальниковые, фланцевые 11ч37п (табл. 1.8, рис. 1.4), рассчитанные на $p_р = 1$ МПа, предназначены для воды, нефти, масла и газа при рабочей температуре до 100 °С (для газа 50 °С). Подтяжка сальника — регулирующей гайкой. Управление краном ручное, рукояткой.

Краны шаровые, проходные, сальниковые, муфтовые 11ч38п, рассчитанные на $p_р = 1$ МПа, предназначены для воды, нефти, масла при рабочей температуре до 100 °С, а также их можно применять и на газопроводах. Присоединительные концы — муфтовые по ГОСТ 6527—68. Подтяжка сальника — регулирующей гайкой.

Запорные краны из стали. Краны проходные, фланцевые, с концами под приварку со смазкой 11с20бк (рис. 1.5), 11с320бк и 11с320бк1, рассчитанные на $p_р = 6,4$ МПа, предназначены для природного, нефтяного и искусственного газов при рабочей температуре от —40 до +80 °С. Температура окружающего воздуха от — 40 до +40 °С. Тип, основные параметры (табл. 1.9) и технические требования — по ГОСТ 21344—75. Присоединительные фланцы — по ГОСТ 12815—80. На соприкасающихся конусных поверхностях корпуса и пробки имеются канавки, заполняемые специальной смазкой, для снижения усилий при повороте пробки и создания герметичности в затворе. Смазка периодически подается поджатием болта по каналам корпуса и шпинделя. Обратный клапан предотвращает выброс смазки давлением транспортируемого газа. Крайнее положение пробки фиксируется. Угол поворота — 90°. Управление краном — ручное, рукояткой. Кран устанавливают на трубопроводе в любом рабочем положении, кроме положения «шпинделем вниз».

В соответствии с тем же ГОСТ 21344—75 выпускают краны со смазкой, с червячным редуктором и концами под приварку 11с321бк (рис. 1.6, табл. 1.10), рассчитанные на $p_р = 6,4$ МПа и предназначенные для природного, попутного нефтяного и искусственного газов при рабочей температуре от —40 до +80 °С. Температура окружающего воздуха от —40 до +40 °С. Присоединение к трубопроводу — концы под приварку. Положение пробки крана показывает указатель поворота. Обвод на кране служит для снижения усилий при открывании путем выравнивания давления по обе стороны затвора. В верхней части обвода расположен проходной кран.

Краны со смазкой, с пневмоприводом и концами под приварку 11с722бк1 (рис. 1.7, табл. 1.11), рассчитанные на $p_р = 6,4$ МПа, предназначены для при-

Таблица 1.9

Основные габаритные и присоединительные размеры и масса кранов 11с20бк, 11с320бк и 11с320бк1 (см. рис. 1.5)

$D_у$, мм	Размеры, мм																	Масса, кг		
	L	L_1	D	D_1	D_2	D_3	f	f_1	b	d	d_1	d_2	H	h	l	D_0	n	11с20бк	11с320бк	11с320бк1
50	250	—	175	135	108	88	3	—	23	23	—	—	440	150	—	320	4	35	—	—
80	310	—	210	170	142	121	3	—	27	23	—	—	490	185	—	320	8	62	—	—
100	350	—	250	200	170	150	3	—	29	27	—	—	540	295	—	320	8	86	—	—
150	450	550	340	280	240	204	3	30	35	33	160	197	850	225	120	480	8	—	200	190
200	550	600	405	345	300	260	3	35	41	33	221	203	900	270	180	480	12	—	300	270
300	750	800	530	460	415	364	4	40	50	40	328	305	1200	360	180	600	16	—	605	575

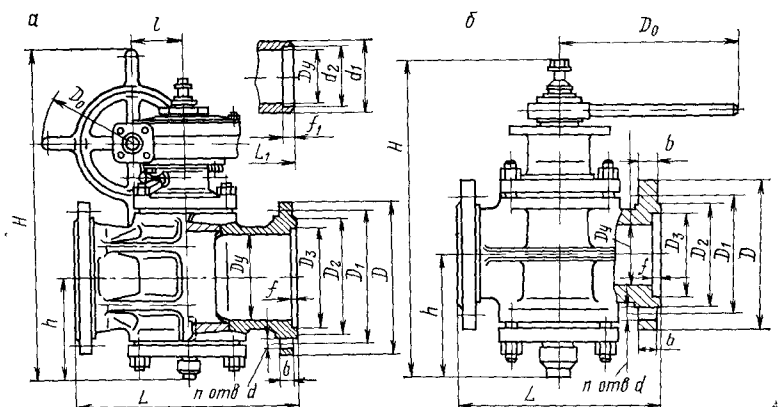


Рис. 1.5. Краны проходные, фланцевые и с концами под приварку со смазкой 11с20бк (*а*); 11с320бк и 11с320бк1 (*б*)

родного, нефтяного и искусственного газов при рабочей температуре от —40 до +80 °С Температура окружающего воздуха от —40 до +40 °С Присоединение к трубопроводу — концы под приварку, кроме $D_у = 50$ мм, у которого фланцевое соединение. Управление краном дистанционное, от пневмопривода, местное от пневмопривода или ручное ключом ($D_у = 80$ мм). Время открывания или закрывания крана пневмоприводом — 30 —40 с Пневмопривод приводится в действие осушенным и очищенным от примесей газом из газопровода, на котором установлен кран, давление газа равно давлению среды в газопроводе. Кран устанавливают вертикально вверх.

Краны со смазкой, с пневмоприводом и концами под приварку 11с723бк (рис. 1 8, табл. 1.12), рассчитанные на $p_у = 6{,}4$ МПа, применяют на подземных трубопроводах для природного, попутного нефтяного и искусственного газов при рабочей температуре от —40 до +80 °С. Температура окружающего воздуха от —40 до +40 °С Кран управляется пневмоприводом, для которого рабочей средой является транспортируемый газ с давлением 6,4 МПа. Автоматическая остановка пробки в крайних положениях осуществляется конечным выключателем ВК700 Для ручного управления краном предусмотрен маховик с червячным редуктором. Кран устанавливают на трубопроводе в вертикальном положении Для снижения усилия при открывании крана имеется обвод выравнивания давления по обе стороны затвора.

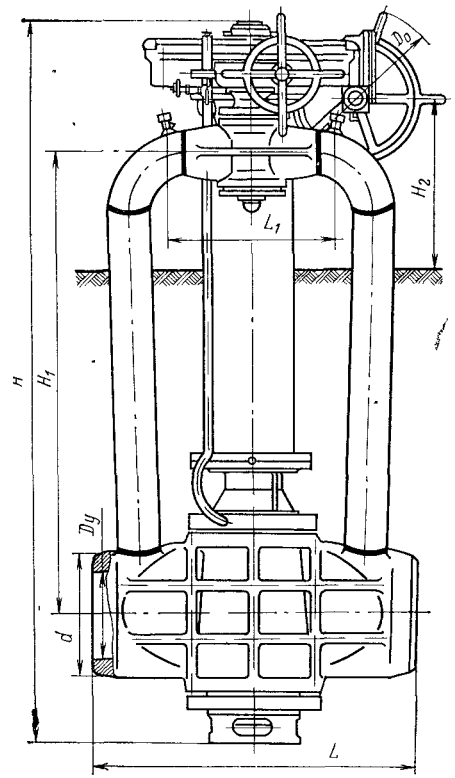


Рис. 1.6. Кран со смазкой, с червячным редуктором и концами под приварку 11с321бк

Краны фланцевые со смазкой, с пневмоприводом КСП-16 (рис. 1.9), рассчитанные на $p_у = 1{,}6$ МПа, предназначены для жидких и газообразных нефтяных сред при рабочей температуре от —40 до +100 °С Основные размеры (табл. 1 13) и технические требования по ГОСТ 21345—78 Смазка периодически подается поджатием болта по каналам корпуса и шпинделя Положение пробки крана указы-

Таблица 1.10
Основные габаритные и присоединительные размеры и масса крана 11с321бк (см. рис. 1.6)

$D_у$, мм	Размеры, мм							Масса, кг
	L	L_1	d	$\sim H$	$\sim H_1$	$\sim H_2$	D_0	
400	1200	600	429	3150	1725	650	700	2740
500	1300	600	544	3300	1775	650	700	3350
700	1500	760	726	3500	1926	800	1150	5760

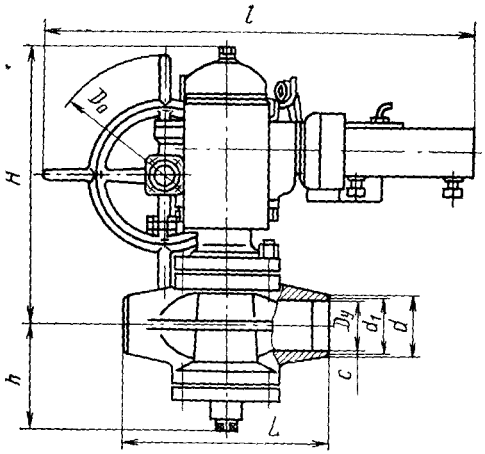


Рис. 1.7. Кран со смазкой, с пневмоприводом и концами под приварку 11с722бк1

вают стрелки на зубчатой передаче пневмопривода или риски на торце шпинделя. Сигнализация конечных положений пробки и выключение соленоидного золотника подачи воздуха в цилиндр осуществляются конечным взрывозащищенным переключателем. Управление краном — от поршневого пневмопривода. Давление воздуха в цилиндре пневмопривода — 0,5—0,8 МПа.

Краны фланцевые со смазкой КСР-16 (рис. 1.10), рассчитанные на $p_р = 1,6$ МПа, предназначены для жидких и газообразных нефтяных сред при рабочей температуре от —40 до +100 °С. Основные размеры (табл. 1.14) и технические требования — по ГОСТ 21345—78. Для снижения усилий при повороте пробки предусмотрена подача смазки, которая периодически подается поджатием болта по каналам корпуса и шпинделя. Положение пробки крана указывают риски на торце шпинделя или стрелки на втулке червячного редуктора.

Краны фланцевые, трехходовые со смазкой, с червячным редуктором КТРП-25 (рис. 1.11, табл. 1.15), рассчитанные на $p_у = 2,5$ МПа, предназначены для сжиженных газов и нефтепродуктов при рабочей температуре от —40 до +120 °С. Положение пробки крана указывают стрелки на червячном редукторе.

Краны шаровые с пневмоприводом МА39002.01, МА39002.03, МА39001.06, МА39003.01, МА39003.03, МА39003.05 (рис. 1.12, табл. 1.16) применяют для наземной ($D_у = 50$, 80, 150 и 200 мм) и подземной ($D_у = 150$ и 200 мм) установки на трубопроводах. Эти краны предназначены для природного газа на 8 МПа при рабочей температуре от —40 до +80 °С. Температура окружающего воздуха — от —40 до +40 °С. Присоединение к трубопроводу — концы под приварку (краны МА39002.01, МА39003.03 и МА39003.05 — для наземной установки и краны МА39001.06 и МА39003.01 — для подземной установки) или фланцы — по ГОСТ 12815—80 на $p_у = 10$ МПа (краны МА39002.03 и МА39003.05 — для наземной установки). Положение пробки крана указывает стрелка «открыто—закрыто». Управление краном — дистанционное от электропневматического блока управления. Перекрытие крана осуществляется пневмогидроприводом или ручным дублером. Рабочая среда пневмопривода — природный газ давлением 1—8 МПа Время открывания или закрывания крана пневмо-

Таблица 1.11
Основные габаритные и присоединительные размеры и масса крана 11с722бк1 (см. рис. 1.7)

$D_у$, мм	Размеры, мм								Масса, кг
	L	d	d_1	c	~H	h	l	D_0	
80	350	91	87	2	555	180	560	—	130
100	400	109	103	2	740	206	830	480	230
150	500	160	151	2	840	225	840	480	305
200	600	221	207	2	1168	275	1125	480	650
300	800	328	309	2	1330	350	1200	600	870

приводом до 30 с. Кран устанавливают на горизонтальном трубопроводе пневмоприводом вертикально.

Краны шаровые с пневмогидроприводом и концами под приварку МК30006-01 (табл. 1.17), МА35018-1000 и МА35008-1200 (табл. 1.18, рис. 1.13), рассчитанные на $p_у$ = 6,4 МПа, предназначены для природного газа при рабочей температуре от —40 до +80 °С. Температура окружающего воздуха — от —40 до + 40 °С. Кран МК30006-01 применяют на подземных трубопроводах, остальные — на надземных. Положение пробки крана указывает стрелка указателя «открыто—закрыто». Управление краном — дистанционное, от электропневматического блока управления. Перекрытие крана осуществляется пневмогидроприводом или ручным дублером. Время открытия или закрытия кранов МК пневмогидроприводом — 30—40 с, а кранов МА — до 120 с Кран устанавливают на горизонтальном трубопроводе пневмогидроприводом вертикально.

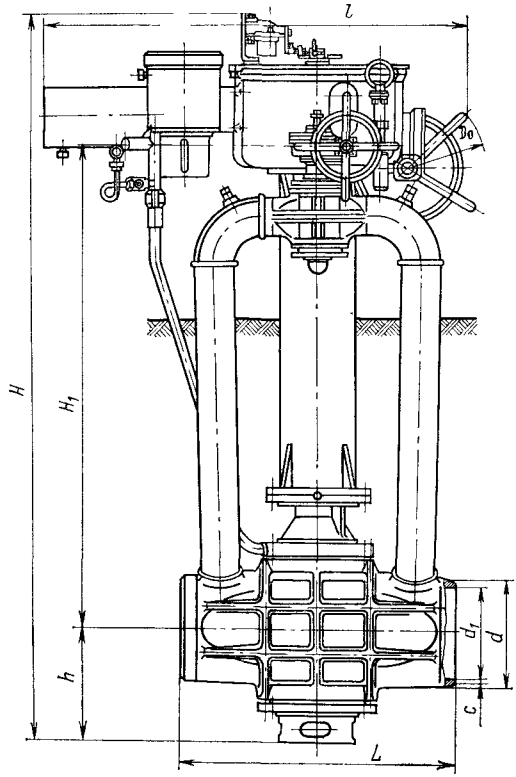


Рис. 1.8. Кран со смазкой, с пневмоприводом и концами под приварку 11с723бк

Во второй половине семидесятых годов разработаны, изготовлены и освоены шаровые краны на $p_р$ = 8 МПа диаметром 100, 150, 200, 300, 400, 500, 700, 1000, 1200 и 1400 мм. Указанные краны с $D_у$= = 1000, 1200 и 1400 мм нашли широкое применение при строительстве современных магистральных газопроводов и обустройстве промыслов. Краны меньших диаметров широко используют при обустройстве промыслов, строительстве компрессорных станций, подземных хранилищ и газоперерабатывающих заводов. Шаровые краны, изготавливаемые по ТУ 126-07-1146—76, ТУ 26-07-1155—76 и ТУ 26-07-1186—78 (табл. 1 .19), предназначены для наземной установки.

Таблица 1.12
Основные габаритные и присоединительные размеры и масса крана 11с723бк (см. рис. 1.8)

$D_у$, мм	Размеры, мм									Масса, кг
	L	d	d_1	c	$\sim H$	$\sim H_1$	h	l	D_0	
150	500	160	147	2	2300	1450	225	840	480	347
200	600	221	203	2	2850	1600	270	1200	600	748
300	800	328	305	2	3000	1600	350	1200	600	1001
400	1200	429	404	2	3150	1700	475	1850	700	2685
500	1300	544	511	2	3300	1700	525	1850	700	3295

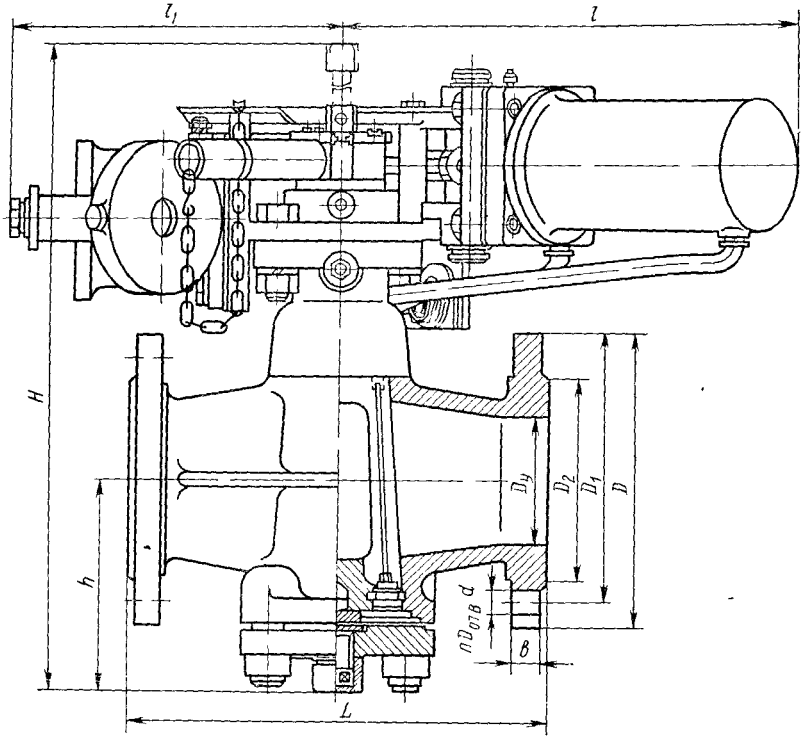


Рис. 1.9. Кран фланцевый со смазкой, с пневмоприводом КСП-16

Таблица 1.13
Основные габаритные и присоединительные размеры и масса крана КСП-16 (см. рис. 1.9)

D_y, мм	Размеры, мм											Масса, кг
	L	D	D_1	D_2	b	d	$\sim H$	h	l	l_1	n	
50	250	160	125	102	11	18	400	114	316	220	4	35
80	280	195	160	138	17	18	460	139	316	220	4	45
100	300	215	180	158	17	18	530	165	392	223	8	65,7
150	350	280	240	212	21	23	975	195	732	624	8	210

МА39002 01
(исполнение с концами под приварку)

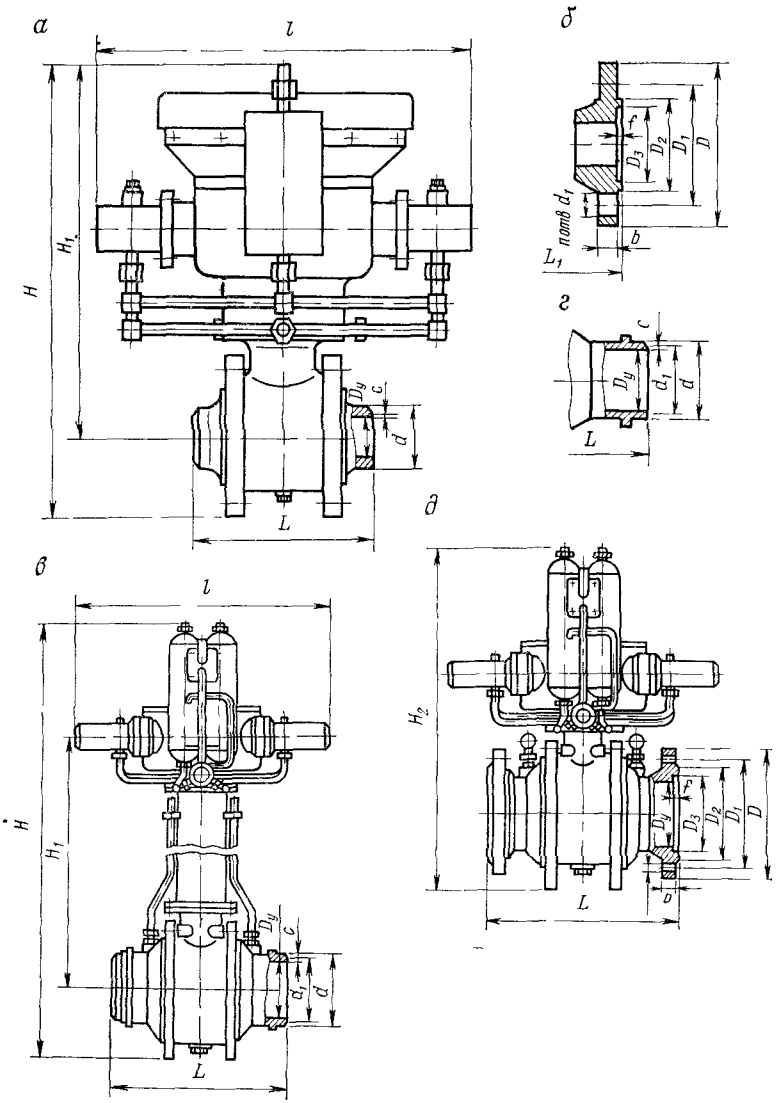


Рис. 1.12. Краны шаровые с пневмоприводом МА39002 01 (*а*); МА39002.03 и МА39001 06 (*б*); МА390^^ 01 (*в*); МА39003 03 (*г*); МА39003 05 (*д*)

Таблица 1.16

Основные габаритные и присоединительные размеры и масса кранов МА39002.01, МА39002.03, МА39001.06, МА39003.01, МА39003.03, МА39003.05 (см. рис. 1.12)

$D_у$, мм	Размеры, мм																		Масса, кг					
		L_1	D	D_1	D_2	D_3	c	f	b	d	d_1	d_2	H		H_1	H_2	l	n						
													МА39002 01	МА39001 06					МА39002 01	МА39002 03	МА39001 06	МА39003 01	МА39003 03	МА39003 05
50	220	300	195	145	115	88	2	3	25	72	27	—	545	—	445	—	465	4	130	142	—	—	—	—
80	280	420	230	180	150	121	2	3	31	115	27	—	620	—	465	—	465	8	153	179	—	—	—	—
100	230	430	265	210	175	150	2	3	35	120	30	—	765	—	543	—	617	8	260	286	—	—	—	—
150	420	650	350	390	250	204	2	3	43	164	33	—	940	2175	1400	—	890	12	535	610	630	—	—	—
200	590	700	430	360	315	260	2	3	51	202	40	—	1050	2285	1420	—	890	12	714	764	782	—	—	—
300	850	—	585	500	445	364	2	4	66	330	305	46	2800		1780	1500	1240	16	—	—	—	1542	1355	1954

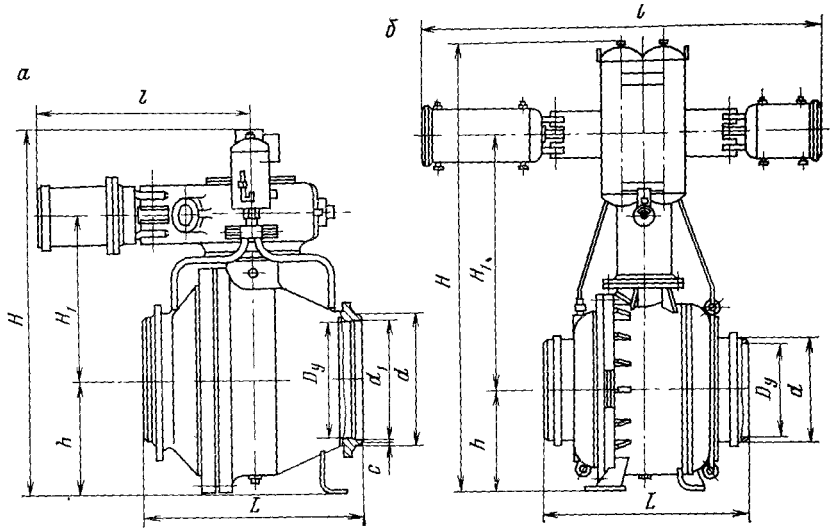


Рис. 1.13. Краны шаровые с пневмоприводом и концами под приварку МК30006-01 (*а*); МА35018-1000 и МА35008-1200 (*б*)

Таблица 1.17
Основные габаритные и присоединительные размеры и масса кранов МК30006-01 (см. рис. 1.13)

D_y, мм	Размеры, мм								Масса, кг	
	L	d	d_1	c	$\sim H$	$\sim H_1$	h	l	МК30005-01	МК30006-01
000/630	1245	726	680	2	3800	2485	650	1510	5810	—
000/630	1245	726	680	2	2075	95	650	1510	—	3515

аблица 1.18
сновные габаритные и присоединительные размеры и масса кранов А35018-1000, МА35008-1200 (см. рис. 1.13)

D_y, мм	Размеры, мм						Масса, кг
	L	d	$\sim H$	$\sim H_1$	h	l	
1000	2050	1020	4785	2640	975	4450	16 482
1200	2500	1220	4980	2670	1140	4450	20 740

Таблица 1.19
Краткая техническая характеристика шаровых равнопроходных кранов

Наименование, тип или марка	$D_у$, мм	Строительная длина, мм	Масса, кг
Краны шаровые с ручным приводом и концами под приварку или фланцами:			
МА 39002.04	50	220	35
МА 39002.06	80	280	55
	100	330	120
МА 39002.09	100	330	146 *
МА 39002.10	150	420	372, 450 *
МА 39002.08	200	590	570, 638 *
МА 39003.09	300	850	1 185
МА 30008.05	400	1200	3 880
МА 39004.05	500	1300	3 023
МА 39117.07	700	1200	2 380
МА 30008.01	400	1200	2 798
МА 39004.01	500	1300	3 330
МА 39117.01	700	1600	6 190
МА 39117.04	700	1600	5 850
МА 39096.00 со смазкой	1000	2360	19 735
	1200	2650	27 670
МА 39095.00 со смазкой	1400	3160	35 760

* Масса крана со смазкой.

Запорные задвижки

Запорные задвижки клиновые или дисковые (шиберные), как и запорные краны, имеют небольшие гидравлические сопротивления, поэтому их широко применяют в газовой промышленности в системе транспорта, добыче, промысловой и заводской обработке газа. Задвижки при $D_у$ = 100 мм и более имеют меньшие размеры и массы, чем краны. Однако задвижки имеют один существенный недостаток — невозможность применять постоянную смазку уплотняющих поверхностей седел и затворов, поэтому в задвижках трудно обеспечить на длительное время герметичность уплотнительного соединения, так как из-за трения затвора о седло поверхности этих деталей сравнительно быстро изнашиваются и нарушается герметичность. Широкое применение задвижек в основном обусловлено более низкой стоимостью и металлоемкостью, чем стальных кранов со смазкой.

Чугунные задвижки. Задвижки параллельные с выдвижным шпинделем, фланцевые 30ч6бк, 30ч906бк, 30ч36бк, 30ч936бк, 30ч46бк, и 30ч946бк (рис. 1.14, табл. 1.20) предназначены для нефти и масла, коксового и топливного газа. Задвижки 30ч6бк и 30ч906бк рассчитаны на $p_у$ = 1 МПа и температуру 90 °С, а остальные — на $p_у$ = 0,2 МПа. Затвор состоит из двух параллельных дисков и расположенного между ними клина. Уплотнительные поверхности находятся непосредственно на корпусе и дисках. Уплотнение шпинделя сальниковое. Подтяжка сальника осуществляется анкерными болтами, а у задвижек 30ч36бк и 30ч936бк — при помощи болтов. Задвижки с ручным управлением устанавливают на трубопроводе в любом рабочем положении, кроме «маховик вниз». Задвижки 30ч906бк и 30ч936бк устанавливают на горизонтальном газопроводе электроприводом вертикально (допускается устанавливать горизонтально, в положении «на ребро» и «плашмя» при горизонтальном расположении оси электродвигателя, смазывании червячной пары и роликоподшипников густой смазкой и подводом опоры под электропривод).

Для коксового и топливного газа на $p_у$ = 0,25 МПа при рабочей температуре до 200 °С выпускают клиновые, двухдисковые задвижки с выдвижным шпин-

Таблица 1.20

Основные габаритные и присоединительные размеры и масса задвижек (см. рис. 1.14)

Размеры, мм													Масса, кг
$D_у$	L	D	D_1	D_2	b	d	H	H_1	l	l_1	D_0	n	
30ч6бк													
50	180	160	125	102	17	18	350	295	—	—	160	4	18,4
80	210	195	160	138	19	18	440	350	—	—	160	4	29
100	230	215	180	158	19	18	523	406	—	—	200	8	39,5
125	255	245	210	188	21	18	635	495	—	—	240	8	58,4
150	280	280	240	212	21	23	720	560	—	—	240	8	73,5
200	330	335	295	268	23	23	900	695	—	—	280	8	125
250	450	390	350	320	25	23	1090	830	—	—	320	12	179
300	500	440	400	370	25	23	1285	975	—	—	360	12	253
350	550	500	460	430	26	23	1480	1120	—	—	400	16	344
400	600	565	515	482	28	27	1660	1250	—	—	500	16	460
30ч906бк													
100	230	215	180	158	19	18	681	—	395	150	200	8	75
150	280	280	240	212	21	23	801	—	395	150	200	8	112
200	330	335	295	268	23	23	1054	780	490	402	240	8	183
250	450	390	350	320	25	23	1189	921	490	402	240	12	242
300	500	440	400	370	25	23	1324	1070	495	402	240	12	310
400	600	565	515	482	28	27	1694	1340	495	402	240	16	500
30ч36бк													
500	350	610	600	570	25	23	2100	1665	—	—	640	16	590
600	390	755	705	670	25	27	2632	1967	—	—	640	20	852
30ч936бк													
600	390	755	705	670	25	27	2560	2025	640	—	400	20	953
800	470	975	920	880	25	30	3260	2474	640	—	640	24	1749
1000	550	1175	1120	1080	31	30	3940	2852	800	—	800	28	2555
1200	700	1375	1320	1280	35	30	4715	3484	1084	—	1084	32	4857
30ч46бк													
1000	520	1175	1120	1080	31	30	4420	3320	—	—	700	28	2080
200	550	1375	1320	1280	35	30	5080	3810	—	—	800	32	2730
30ч946бк													
300	800	1475	1420	1380	25	30	5070	3870	610	256	320	32	3653
500	880	1690	1630	1580	27	30	6021	4491	621	256	320	40	6305

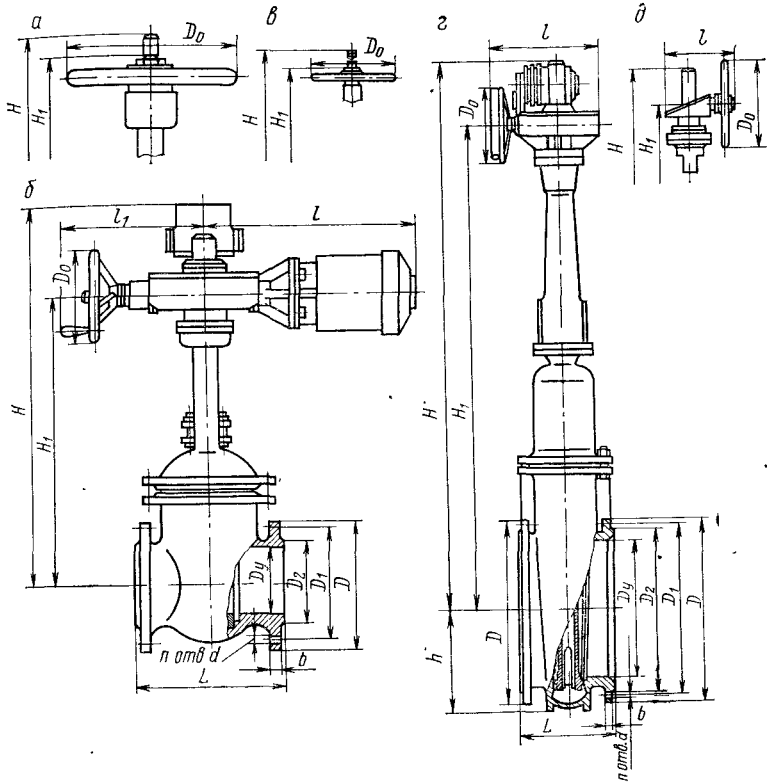


Рис. 1.14. Задвижки параллельные с выдвижным шпинделем, фланцевые 30ч6бк (*а*); 30ч906бк (*б*); 30ч36бк (*в*); 30ч936бк (*г*); 30ч46бк и 30ч946бк (*д*)

делем 30ч46бк, с ручным управлением и 30ч946бк (см. табл. 1 20) — с электроприводом в нормальном исполнении.

Задвижки стальные. Задвижки клиновые, двухдисковые, с выдвижным шпинделем, фланцевые, сварные 30с14нж, 30с514нж, 30с914нж (рис. 1.15, табл 1 21) предназначены для коксового, доменного, топливного и нейтрального газов, воды и пара при рабочей температуре до 200 °С, углеродистой фракции и азота при рабочей температуре до 60 °С и конверторного газа при рабочей температуре до 400 °С. Задвижки с $D_у$ = 200, 250, 300, 500 и 600 мм рассчитаны на $p_р$ = 0,6 МПа, с $D_у$ = 800, 1000 и 1200 мм — на $p_р$ = 0,25 МПа и с $D_у$ = 1400 и 1500 мм — на $p_р$ = 0,16 МПа Технические требования по — ГОСТ 5762—74. Задвижки могут быть изготовлены с концами под приварку.

Задвижки 30с14нж изготавливают с маховиком для ручного управления, задвижки 30с514нж — с конической зубчатой передачей и маховиком ручного управления, задвижки 30с914нж — с электроприводом. По заказу задвижки могут быть изготовлены с электроприводом во взрывозащищенном исполнении. Затвор задвижки представляет собой двухдисковый шарнирный клин, обеспечивающий герметичность для конверторного газа по классу I, для других сред — по классу II Задвижки устанавливают. 30с14нж и 30с514нж — в любом рабочем положении, 30с914нж — на горизонтальном трубопроводе вертикально вверх. Допускается установка задвижек горизонтально в положении «на ребро» и «плашмя» при условии смазывания червячной пары и роликоподшипников густой смазкой и наличии опоры под электроприводом.

Задвижки клиновые, с выдвижным шпинделем, фланцевые 30с564нж, 30с964нж (см. рис 1 15 и табл. 1.21) предназначены для воды, пара, масел

Таблица 1.21
Основные габаритные и присоединительные размеры и масса задвижек (см. рис. 1.15)

$D_у$, мм	Размеры, мм														Масса, кг
	L	L_1	D	D_1	D_2	b	d	H	H_1	l	l_1	D_0	L_0	n	
30с14нж															
200	230	—	315	280	258	19	18	1064	848	—	—	450	—	8	89
300	270	—	435	395	365	20	23	1458	1140	—	—	450	—	12	173
400	310	—	535	495	465	24	23	1732	1312	—	—	450	—	16	237
500	350	—	640	600	570	25	23	2190	1666	—	—	640	—	16	406
600	390	—	755	705	670	25	27	2515	1888	—	—	640	—	20	535
800	470	—	975	920	880	23	30	3290	2522	225	140	640	—	24	991
30с514нж															
1000	550	—	1175	1120	1080	25	30	3980	3000	225	140	640	—	23	1707
1200	630	—	1375	1320	1280	25	30	4670	3560	325	220	1000	—	32	2600
1400	710	—	1575	1520	1480	27	30	5510	3990	325	220	1000	—	36	3094
1500	700	—	1690	1530	1590	23	30	5840	4360	325	220	1000	—	40	4775
30с914нж															
400	310	—	535	495	465	24	23	1695	1343	564	462	320	—	16	300
500	350	—	640	600	570	25	23	2265	1707	—	462	320	—	20	518
600	390	—	755	705	670	25	27	2410	1820	564	462	320	—	24	625
800	470	—	975	920	880	23	30	3290	2490	564	462	320	—	24	1049
1000	550	—	1175	1120	1080	25	30	3980	2966	564	462	320	—	28	1765
1200	630	—	1375	1320	1280	25	30	4670	3520	796	664	400	—	32	2800
1400	710	—	1575	1520	1480	27	30	5510	3930	796	664	400	—	36	3275
1500	700	—	1690	1530	1590	23	30	5840	4323	796	664	400	—	40	2679
30с564нж															
300	500	—	485	430	390	36	30	1410	1395	275	135	450	—	16	472
500	700	—	730	660	615	48	40	2380	2092	325	220	1000	—	20	1320
30с964нж															
200	400	—	360	310	278	31	27	1225	955	495	470	240	—	12	264
300	500	—	485	430	390	36	30	1590	1315	565	465	320	—	16	560
500	700	—	730	660	615	48	40	2484	2052	820	788	400	—	20	1588
1000/800	1000	—	1036	—	—	—	—	3772	3234	820	788	400	—	—	5173
30с97нж															
100	300	—	230	190	162	21	23	675	540	—	—	280	280	8	74
150	350	—	300	250	218	27	27	895	710	—	—	320	320	8	140
200	400	—	360	310	278	31	27	1140	900	—	—	450	450	12	229,7
250	450	—	425	370	335	33	30	1140	900	—	—	450	450	12	248,7
30с997нж															
100	300	—	230	190	162	21	23	795	525	460	470	240	240	8	129,6
150	350	—	300	250	218	27	27	1280	850	460	470	240	240	8	189,6
200	400	—	360	310	278	31	27	1265	995	495	468	240	240	12	284
250	450	—	425	370	335	33	30	1265	995	495	468	240	240	12	303
30с964нж															
200	400	—	360	310	278	31	27	1225	955	495	470	240	—	12	264
300	500	—	485	430	390	36	30	1590	1315	565	465	320	—	16	560
500	700	—	730	660	615	48	40	2484	2052	820	788	400	—	20	1588
)0/800	1000	2400	1036	—	—	—	—	3772	3234	820	788	400	—	—	5173

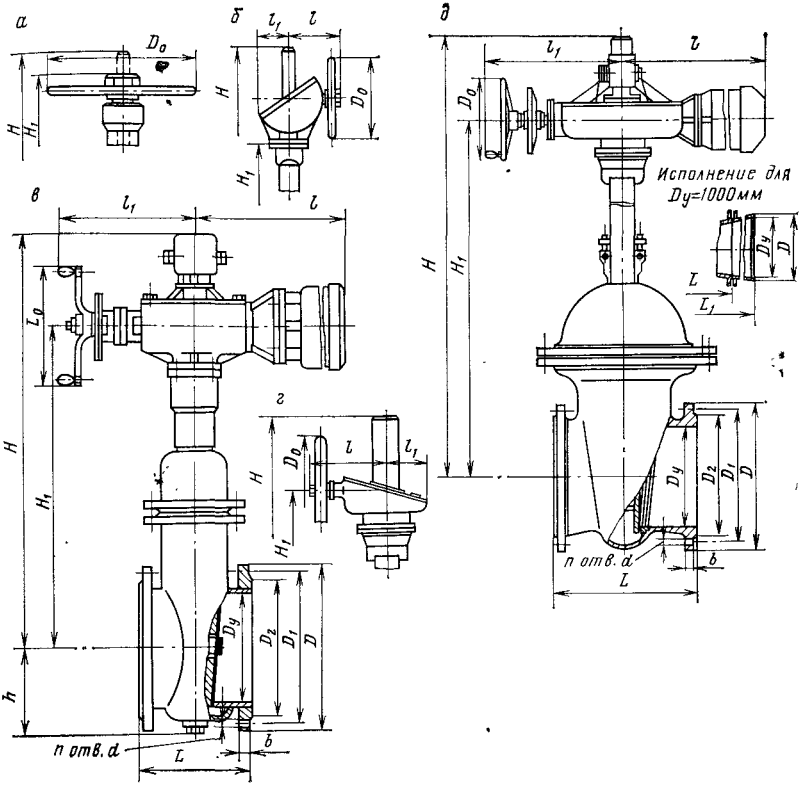


Рис. 1.15. Задвижки клиновые, двухдисковые, с выдвижным шпинделем, фланцевые, сварные 30с14нж (*а*); 30с514нж (*б*); 30с914нж (*в*); 30с564нж (*г*); 30с964нж (*д*)

и нефти при рабочей температуре до 300 °С и рассчитаны на $p_у = 2{,}5$ МПа. Задвижки могут быть изготовлены с патрубками под приварку. Уплотнительные поверхности корпуса и клина наплавлены коррозионностойкой сталью. Уплотнение шпинделя сальниковое. Задвижки 30с564нж изготовляют с ручной конической передачей, 30с964нж — с электроприводом. Задвижки могут поставляться с электроприводами во взрывозащищенном исполнении. Задвижку 30с564нж устанавливают на трубопроводе в любом рабочем положении, 30с964нж — на горизонтальном трубопроводе электроприводом вертикально вверх (допускается устанавливать задвижку горизонтально, в положении «плашмя» и «на ребро» при смазывании червячной пары и роликоподшипников густой смазкой и наличии опоры под электропривод).

Задвижки клиновые, с выдвижным шпинделем, фланцевые 30с97нж, 30нж97нж (см. табл. 1.21), 30с997нж, 30нж997нж (ЗЛ11025) предназначены для воды, пара, масла и нефти (30с97нж и 30с997нж), а также для слабоагрессивных сред (30нж97нж и 30нж997нж) при рабочей температуре до 300 °С и рассчитаны на $p_у = 2{,}5$ МПа. Их можно применять на топливном газе при нормальной температуре и давлении до 2,5 МПа. Уплотнительные поверхности корпуса и клина наплавлены коррозионностойкой сталью. Задвижки 30с97нж и 30нж97нж выпускают с ручным управлением, маховиком, 30с997нж и 30нж997нж — с электроприводом. Задвижки с ручным управлением устанавливают на трубопроводе в любом положении. Задвижки с электроприводом — на горизонтальном трубопроводе, электроприводом вертикально вверх. Допускается устанавливать задвижки горизонтально в положении «на ребро» и «пла-

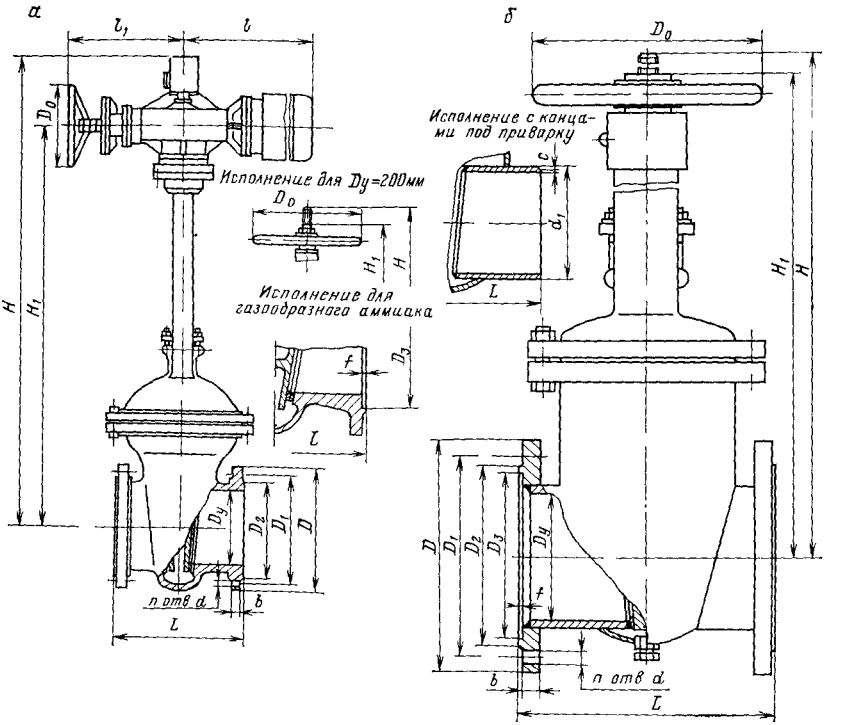


Рис. 1.16. Задвижки клиновые, с выдвижным шпинделем, фланцевые МА11022-01, МА11022-07 и МА11022-10 (*а*); МА11053 (*б*)

шмя» при смазывании червячной пары и роликоподшипников густой смазкой и наличии опоры под электропривод.

Задвижки клиновые, с невыдвижным шпинделем, фланцевые 30с375нж, 30с975нж предназначены для воды, пара, масла и нефти, при рабочей температуре до 300 °С и рассчитаны на $p_у = 6{,}4$ МПа. Их можно применять на топливном газе при нормальной рабочей температуре. Задвижки могут быть изготовлены с концами под приварку. Уплотнение шпинделя сальниковое. Подтяжка сальника осуществляется откидными болтами. Задвижки 30с375нж изготавливают с ручной червячной передачей, 30с975нж — с электроприводом

Задвижки клиновые, с выдвижным шпинделем, фланцевые 30с76нж, 30с976нж, 30с576нж, 30нж76нж предназначены для воды, пара, масла и нефти, а также для слабо агрессивных сред (30нж76нж) при рабочей температуре до 300 °С и рассчитаны на $p_у = 6{,}4$ МПа. Их можно применять на топливном газе при нормальной температуре и давлении до 6,4 МПа Задвижки выпускают: 30с76нж, 30нж76нж — с маховиком ручного управления, 30с576нж — с конической зубчатой передачей и маховиком ручного управления, 30с976нж — с электроприводом Задвижки 30с76нж, 30с576нж, 30нж76нж устанавливают на трубопроводе в любом положении, задвижку 30с976нж — на горизонтальном трубопроводе электроприводом вертикально вверх

Задвижки клиновые, с выдвижным шпинделем, фланцевые МА11022-01, МА11022-07, МА11022-10 (рис 1 16, табл 1 22) предназначены для воды, пара нефти при рабочей температуре до 425 °С (МА11022-07) и для газообразного аммиака при рабочей температуре от —40 до +150 °С (МА11022 01, МА11022-10) задвижки с $D_у = 200$ мм рассчитаны на $p_у = 1{,}6$ МПа, а с $D_у = 300$ и 00 мм — на $p_у = 2{,}5$ МПа. Их можно применять и для топливного газа при ормальной температуре. Затвор задвижки с $D_у = 200$ мм — клиновой, зад-

Таблица 1.22

Основные габаритные и присоединительные размеры и масса задвижек (см. рис. 1.16)

Размеры, мм																	Масса, кг	
$D_у$	L	D	D_1	D_2	D	f	b	d	d_1	c	H	H_1	l	l_1	D_0	n	с фланцами	с концами под приварку
									МА11022-01									
200	400	335	295	268	260	3	23	23	—	—	1140	900			450	12	230	—
									МА11022-01, МА11022-07									
300	500	485	490	390	364	4	36	30	—	—	1565	1325	670	556	320	16	530	—
400 *	600	610	550	505	474	4	44	33	—	—	1640	1355	603	439	320	16	620	—
									МА11053									
150	350	300	250	218	204	3	27	27	159	1	735	575	—	—	320	8	76	53,5
200	400	360	310	270	260	3	29	27	219	1	1000	800	—	—	360	12	123	87
250	450	425	370	335	313	3	31	30	273	1	1195	940	—	—	400	12	195	145

* Изготавливают с сужением условного прохода.

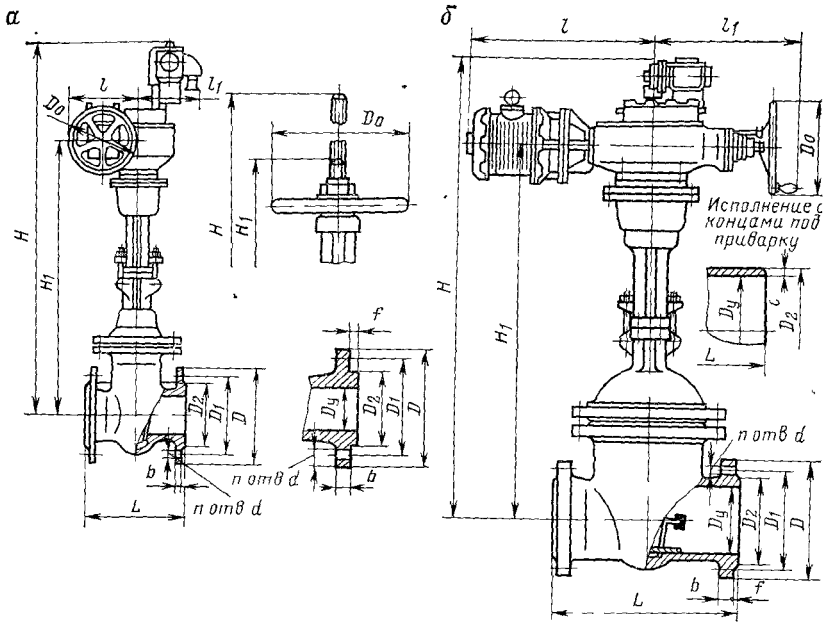


Рис. 1.17. Задвижки клиновые с выдвижным шпинделем, фланцевые, с концами под приварку ЗКЛ2-16, ЗКЛ2-40, ЗКЛПЭ-16 и ЗКЛПЭ-40 (*а*); ЗКЛ2-160, ЗКЛПЭ-64 и ЗКЛПЭ-75 (*б*)

вижки с $D_у = 300$ и 400 мм — упругий клин. Уплотнительные поверхности корпуса и клина наплавлены коррозионностойкой сталью Уплотнение шпинделя — сальниковое Подтяжка сальника: у задвижек с $D_у = 200$ мм — резьбовой втулкой; у задвижек с $D_у = 300$ и 400 мм — откидными болтами. Задвижки с $D_у = 200$ мм изготавливают с ручным управлением, маховиком; с $D_у = 300$ и 400 мм — с электроприводом. Задвижки с $D_у = 200$ мм устанавливают в любом рабочем положении, с $D_у = 300$ и 400 мм — на горизонтальном трубопроводе электроприводом вертикально вверх.

Задвижки клиновые, с выдвижным шпинделем, фланцевые и с концами под приварку МА11053 (см. рис. 1.16 и табл. 1.22) предназначены для воды, пара, нефти и масла при рабочей температуре до 250 °С (исполнение I) и агрессивных сред при рабочей температуре до 300 °С (исполнение II). Задвижки рассчитаны на $p_у = 2{,}5$ МПа. Эти задвижки можно применять для топливного газа. Затвор задвижки состоит из упругого клина, уплотнительные поверхности корпуса и затвора наплавлены коррозионностойкой сталью. Уплотнение шпинделя сальниковое. Подтяжка сальника — откидными болтами. Задвижку изготавливают с ручным управлением, маховиком, ее можно устанавливать в любом рабочем положении.

Задвижки клиновые, с выдвижным шпинделем 3296 предназначены для воды, пара, нефти, масла и газообразных нефтепродуктов при рабочей температуре до 450 °С и рассчитаны на $p_у = 2{,}5$ МПа, а при температуре 450 °С на $p_р = 1{,}05$ МПа Присоединение к трубопроводу — фланцы под приварку. Затвор — сплошной клин. Уплотнительные кольца затвора в корпусе и клине наплавлены коррозионностойкой сталью. Уплотнение шпинделя сальниковое. Подтяжка сальника — откидными болтами. Управление задвижкой ручное, маховиком Задвижку можно устанавливать в любом рабочем положении кроме «маховиком вниз».

Задвижки клиновые с выдвижными шпинделями, фланцевые ЗКЛ2-16, ЗКЛПЭ-16, ЗКЛ2-40, ЗКЛПЭ-40 (рис 1 17, табл 1 23) предназначены для неагрессивных жидких и газообразных нефтепродуктов при рабочей температуре

Таблица 1.23

Основные габаритные и присоединительные размеры, время открытия или закрытия, масса задвижек (см. рис. 1.17)

$D_у$, мм	Размеры, мм													Время открытия или закрытия, мин	Масса, кг
	L	D	D_1	D_2	f	b	d	$\sim H$	$\sim H_1$	l	l_1	D_0	n		
ЗКЛ2-16															
50	180	160	125	102	—	14	18	445	380	—	—	240	4	—	21
80	210	195	160	138	—	17	18	600	500	—	—	240	4	—	38
100	230	215	180	158	—	17	18	675	555	—	—	240	8	—	51
150	280	280	240	212	—	21	23	900	730	—	—	400	8	—	100
200	330	335	295	268	—	23	23	1010	875	—	—	400	12	—	140
250	450	405	355	320	—	27	27	1570	1000	—	—	450	12	—	282
300	500	460	410	378	—	27	27	1420	1160	—	—	450	12	—	340
350	550	520	470	438	—	30	27	1950	1480	—	—	450	16	—	545
400	600	580	525	490	—	32	30	1975	1436	—	—	560	16	—	660
500	700	710	650	610	—	40	33	2481	1851	—	—	900	20	—	1260
600	800	840	770	720	—	43	40	3000	2340	—	—	900	20	—	1750
ЗКЛПЭ-16															
50	180	160	125	102	—	14	18	1030	485	425	394	180	4	0,25	160
80	210	195	160	138	—	17	18	1125	575	425	394	180	4	0,35	170
100	230	215	180	158	—	17	18	1165	640	425	394	180	8	0,5	190
150	280	280	240	212	—	21	23	1350	880	425	394	180	8	0,7	225
200	330	335	295	268	—	23	23	1460	950	535	485	240	12	0,7	300
250	450	405	355	320	—	27	27	1540	1190	535	485	240	12	0,7	385
300	500	460	410	378	—	27	27	1685	1320	535	485	240	12	0,8	500
350	550	520	470	438	—	30	27	1780	1490	638	520	320	16	1,0	650
400	600	580	525	490	—	32	30	2010	1612	638	520	320	16	1,0	730
500	700	710	650	610	—	40	33	2765	2100	614	760	400	20	1,2	1405
600	800	840	770	720	—	43	40	2950	2380	614	760	400	20	1,3	1970
ЗКЛ2-40															
50	250	160	125	87	3	17	18	472	405	—	—	240	4	—	30
80	310	195	160	120	3	19	18	600	505	—	—	240	8	—	45
100	350	230	190	149	3	21	23	712	605	—	—	400	8	—	95
150	450	300	250	203	3	25	27	940	770	—	—	400	8	—	133
200	550	375	320	259	3	35	30	1135	910	—	—	450	12	—	227
250	650	445	385	312	3	39	33	1415	1125	—	—	400	12	—	483
300	750	510	450	363	4	42	33	1610	1306	—	—	560	16	—	605
500	1150	755	670	575	4	58	46	2538	1978	—	—	720	20	—	2009
ЗКЛПЭ-40															
50	250	160	125	87	4	17	18	1045	500	425	394	180	4	0,25	164
80	310	195	160	120	4	19	18	1125	580	425	394	180	8	0,35	178
100	350	230	190	149	4	21	23	1166	695	535	485	240	8	0,31	208
150	450	300	250	203	4	27	27	1294	825	535	485	240	8	0,5	255
300	750	510	450	363	5	42	33	1670	1272	638	520	240	16	0,5	715
500	1150	755	670	575	5	58	46	2520	2340	732	670	400	20	1,86	2000

$D_у$, мм	Размеры, мм													Время открытия или закрытия, мин	Масса, кг
	L	D	D_1	D_2	f	b	d	$\sim H$	$\sim H_1$	l	l_1	D_0	n		
							ЗКЛПЭ-64								
300	750	530	460	415	—	50	40	1900	1400	820	788	400	16	1,5	1150
1200	2100	1380	—	1238	—	—	—	4945	4265	750	652	400	—	3,25	9762
							ЗКЛПЭ-75								
350	850	385	—	—	—	—	—	2105	1897	520	315	400	—	2,7	1100
500	1150	542	—	—	—	—	—	3500	3000	580	460	600	—	5,26	3285
700	1550	740	—	—	—	—	—	4205	3854	940	520	400	—	4	6693
1000	1900	1050	—	—	—	—	—	4480	3876	940	520	400	—	4,2	9220
							ЗКЛ2-160								
50	300	195	145	115	8	27	27	570	500	—	—	400	8	—	76
80	390	230	180	150	8	33	27	660	570	—	—	400	8	—	128
100	450	265	210	175	8	37	30	760	643	—	—	400	8	—	185
150	600	350	290	250	10	47	33	1075	915	—	—	400	12	—	427

до 425 °С (исполнение I) и для агрессивных жидких и газообразных нефтепродуктов при рабочей температуре до 600 °С (исполнение II). Задвижки ЗКЛ2-16 и ЗКЛПЭ-16 рассчитаны на $p_у = 1,6$ МПа, а задвижки ЗКЛ2-40 и ЗКЛПЭ-40 — на $p_у = 4$ МПа. При температуре 425 °С для задвижки ЗКЛ2-16 $p_р = 0,9$ МПа, для задвижки ЗКЛПЭ-16 $p_р = 0,67$ МПа. для задвижек ЗКЛ2-40, ЗКЛПЭ-40 $p_р = 2,2$ МПа. При температуре 600 °С для задвижек ЗКЛ2-16 и ЗКЛПЭ-16 $p_р = 0,75$ МПа, для задвижек ЗКЛ2-40 и ЗКЛПЭ-40 $p_р = 1,9$ МПа. Уплотнительные поверхности корпуса и клина наплавлены коррозионностойкой сталью. Уплотнение шпинделя сальниковое. Подтяжка сальника — откидными болтами. Верхнее уплотнение задвижек предназначено для разгрузки сальника при поднятом до отказа затворе. Задвижки изготавливают с ручным управлением, маховиком (ЗКЛ2-16, ЗКЛП2-40) и с электроприводом во взрывозащищенном исполнении (ЗКЛПЭ-16 и ЗКЛПЭ-40). Задвижки ЗКЛ2-16 и ЗКЛ2-40 устанавливают на трубопроводе в любом рабочем положении, задвижки ЗКЛПЭ-16 и ЗКЛПЭ-40 — на горизонтальном трубопроводе электроприводом вертикально вверх.

Задвижки клиновые, с выдвижным шпинделем, с электроприводом, фланцевые или с концами под приварку ЗКЛПЭ-64 предназначены для жидких и газообразных нефтепродуктов при рабочей температуре до 425 °С ($D_у = 30$ мм) и от —30 до +80 °С ($D_у = 1200$ мм) и рассчитаны на $p_у = 6,4$ МПа. Рабочее давление при температуре 425 °С и $D_у = 300$ мм — 3,6 МПа; при 80 °С и $D_у = 1200$ мм — 6,4 МПа.

Задвижки клиновые с выдвижным шпинделем, электроприводом и концами под приварку ЗКЛПЭ-75 предназначены для нефтепродуктов при рабочей температуре от —40 до +90 °С и рассчитаны на $p_у = 7,5$ МПа.

Задвижки клиновые, с выдвижным шпинделем, фланцевые ЗКЛ2-160 предназначены для неагрессивных жидких и газообразных нефтепродуктов при

Таблица 1 24

Основные габаритные и присоединительные размеры и масса задвижки ЗКС-160 (см. рис. 1.18)

Размеры, мм							Масса, кг
$D_у$	L	$\sim H$	$\sim H_1$	S	S_1	D_0	
15	70	180	163	55	41	80	2
20	95	220	195	65	55	100	3,8
25	95	230	200	65	55	100	3,8
40	120	310	265	90	65	140	9,4

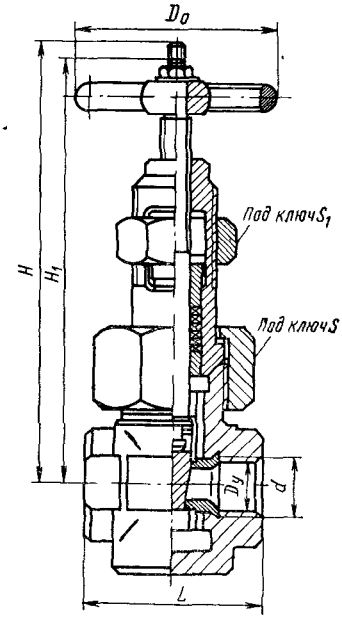


Рис. 1.18. Задвижка клиновая, с выдвижным шпинделем, муфтовая ЗКС-160

рабочей температуре до 425 °С (исполнение I), агрессивных жидких и газообразных нефтепродуктов при рабочей температуре до 550 °С (исполнение II) и 600 °С (исполнение III). Задвижки рассчитаны на $p_у$ = = 16 МПа. Рабочее давление при температуре 425 °С — 9 МПа (исполнение I), при 550 °С — 4 МПа (исполнение II) и при 600 °С — 7,5 МПа (исполнение III).

Задвижка клиновая, с выдвижным шпинделем, муфтовая ЗКС-160 (рис. 1.18, табл. 1.24) предназначена для жидких и газообразных нефтепродуктов при рабочей температуре до 450 °С и рассчитана на $p_у$ = 16 МПа. Рабочее давление при температуре 425 °С — 6,8 МПа. Присоединение к трубопроводу муфтовое. Корпус — стальной кованый, соединение крышки с корпусом — резьбовое. Затвор — сплошной клин. Уплотнение в затворе — кольца, запрессованные в корпусе. Уплотнение шпинделя сальниковое. Подтяжка сальника — накидной гайкой.

Запорные вентили

Запорные вентили (табл. 1.25) на магистральных газопроводах и газоперерабатывающих заводах имеют ограниченное применение из-за относительно большого гидравлического сопротивления. Их используют на вспомогательных линиях, где потери напора не имеют существенного значения, а также при создании экспериментальных установок, на малогабаритных опытно-промышленных установках по переработке газового конденсата, в обвязке насосов для подачи ингибиторов гидратообразования и коррозии.

АРМАТУРА ОБРАТНОГО ДЕЙСТВИЯ

Арматуру обратного действия применяют для предотвращения движения среды в направлении, обратном заданному. В основном используют обратные и предохранительные клапаны.

Обратные клапаны

Обратные клапаны могут быть поворотными, т. е. захлопочного типа, и подъемными — вертикального типа, когда затвор перемещается вдоль направления потока в седле корпуса.

Клапаны обратные подъемные, фланцевые 16кч9п, 16нж10бк, 16с13нж (рис 1 19, табл 1 26) предназначены для жидкого и газообразного аммиака при

Краткая техническая характеристика вентилей, применяемых в газовой промышленности

Условное обозначение	Назначение и область применения	$D_у$, мм	$p_у$, МПа	Длина, мм	Масса, кг
	Вентили из ковкого чугуна				
15кч12п (фланцевый)	Для газообразного аммиака при $T_р$ от —30 до +150 °С и $T_о$ от —30 до +50 °С, а также для природного газа и газового конденсата	20, 25	2,5, 2,5	120, 120	3,5, 4
15кч16нж, 15кч16бр, 15кч16п1, (фланцевые)	Для паров при $T_р$ до 300 °С (15кч16нж), для воды и пара при $T_р$ до 225 °С (15кч16бр и 15кч16п1), а также для природного газа и газового конденсата	32 40 50 65 80	2,5 2,5 2,5 2,5 2,5	180 200 230 290 310	8 11 13,5 25 32
15кч18п, 15кч18п1, 15кч18п2 (муфтовые)	Для воды и пара при $T_р$ до 200 °С (15кч18п), для воды и пара при $T_р$ до 225 °С (15кч18п1 и 15кч18п2), а также для природного газа и газового конденсата	15 20 25 32 40 50	1,6 1,6 1,6 1,6 1,6 1,6	90 100 120 140 170 200	0,7 0,9 1,4 2,1 3,7 5
15кч19п, 15кч19п1, 15кч19п2 (фланцевые)	Для воды и пара при $T_р$ до 200 °С (15кч19п) и 225 °С (15кч19п1 и 15кч19п2)	25 32 40 50	1,6 1,6 1,6 1,6	120 140 170 200	2,7 4,3 5,8 8
15кч22нж (фланцевый)	Для пара при $T_р$ до 300 °С, а также для природного газа	40 50 65 80	4 4 4 4	200 230 290 310	12,5 14,5 26 33,5
15кч922нж, 15кч922бр (фланцевые с электроприводом)	Для перегретого пара при $T_р$ до 300 °С (15кч922нж), для технической воды и насыщенного пара при $T_р$ до 225 °С (15кч922бр), а также для природного газа и газового конденсата	50	4	230	45,8

15кч883р, 15кч883р1 (фланцевые с электромагнитным приводом)	Для природного газа при $T_р$ от —15 до +40 °С, $T_о$ от —15 до +50 °С	25	0,15	160	7,82
		40	0,15	170	10,5
		50	0,15	230	14,2
	Вентили стальные				
14с17ст, 14с17п, 14нж17ст, 14нж17п (сильфонные, цапковые, фланцевые и с патрубками для приварки)	Для жидких и газообразных сред при $T_р$ до 350 °С, а также для вакуумных установок	15	1	150	2,5
		20	1	150	6,62
		25	1	160	6,61
		32	1	180	17,7
		40	1	200	14,8
		50	1	230	17,3
		65	1	290	27,4
		80	1	310	35,7
		100	1	350	61
14с917ст, 14с917п, 14с917ст, 14нж917п (сильфонные с электроприводом, цапковые, фланцевые и с патрубками для приварки)	Для жидких и газообразных сред при $T_р$ до 350 °С, а также в вакуумных установках	15	1	150	16,2
		20	1	150	18,5
		25	1	160	18,5
		32	1	180	49,6
		40	1	200	53
		50	1	230	57,1
		65	1	290	61
		80	1	310	68,6
		100	1	350	131,9
15с9бк (цапковый)	Для жидкой и газообразной углекислоты при $T_р$ от —80 до +150 °С, а также для природного газа	10	15	95	1,5
		15	15	116	2,1
К322011 (цапковый)	Для жидкого и газообразного аммиака при $T_р$ от —40 до +150 °С, а также для природного газа	15	2,5	120	3,4
15с18п, 15с18бт (фланцевые)	Для жидкого и газообразного аммиака при $T_р$ от —40 до +50 °С, а также для природного газа	40	2,5	200	15
		50	2,5	230	17
		65	2,5	290	33,4
		80	2,5	310	37
		100	2,5	350	53
		125	2,5	400	74,5
		150	2,5	480	100
		200	2,5	600	160

Условное обозначение	Назначение и область применения	$D_у$, мм	$p_у$, МПа	Длина, мм	Масса, кг
15с22нж, 15нж22бк (фланцевые)	Для воды и пара при $T_р$ до 425 °С (15с22нж) и для агрессивных сред при $T_р$ до 420 °С (15нж22бк), а также для природного газа и газового конденсата	40	4	200	15,5/15
		50	4	230	17,4/16,5
		65	4	290	33,5
		80	4	310	36/35,1
		100	4	350	50/47,3
		125	4	400	75
		150	4	480	96,6
		200	4	600	168
15с922нж, 15нж922бк (фланцевые и с электроприводом)	Для воды и пара при $T_р$ до 300 °С (15с922нж) и для агрессивных сред при $T_р$ до 200 °С (15нж922бк), а также для природного газа и газового конденсата	50	4	230	53,4/123
		65	4	290	98,6
		80	4	310	103/124
		100	4	350	124/137
		150	4	480	227
		200	4	600	503
15с27нж1 (фланцевый)	Для пара при $T_р$ до 400 °С, а также для природного газа при $T_р$ до +50 °С	15	6,4	175	10,17
		20	6,4	190	14,43
		25	6,4	200	17,27
		32	6,4	210	24,7
		40	6,4	225	29
15с58нж, 15нж58бк (прямоточные, фланцевые)	Для воды, пара и других жидких и газообразных сред при $T_р$ до 425 °С (15с58нж) и для агрессивных сред при $T_р$ до 420 °С (15нж58бк)	32	1,6	180	7,3
		40	1,6	200	10,7
		50	1,6	230	13,7
		80	1,6	310	27,7
		100	1,6	350	41,4
		150	1,6	480	89,9

15с76нжМ, 15с76нжVM (угловые, фланцевые)	Для жидких и газообразных сред при $T_р$ от —30 до +200 °С (15с76нжМ) и от —50 до +200 °С (15с76нжVM)	6	32	60	4,2
		10	32	85	7,8
		15	32	95	8,8
		25	32	110	12,7
		32	32	120	16
		40	32	150	37,8
		50	32	170	88
		65	32	200	109
		80	32	235	244
		125	32	290	437
15с979нжМ, 15с979нжVM (угловые, фланцевые с электроприводом)	Для жидких и газообразных сред при $T_р$ от —30 до +200 °С (15с979нжМ) и от —50 до +200 °С (15с979нжVM)	10	32	85	73,3
		15	32	95	75,5
		25	32	110	80,6
		32	32	120	84
		40	32	150	108
		50	32	170	244,5
		65	32	200	277
		80	32	235	615
		125	32	290	823
15с96нжМ, 15с96нжVM (запорно-регулирующие, угловые, фланцевые)	Для жидких и газообразных сред при $T_р$ от —30 до +200 °С (15с96нжМ) и от —50 до +200 °С (15с96нжVM)	3	32	60	1,6
15с97нжМ, 15с97нжVM (регулирующие, угловые, фланцевые)	Для жидких и газообразных сред при $T_р$ от —30 до +200 °С (15с97нжМ) и от —50 до +200 °С (15с87нжVM)	6	32	60	4,3
		10	32	85	7,9
		15	32	95	9
		25	32	110	13
		32	32	120	17
		40	32	150	37
		50	32	170	88
		65	32	200	113,8
		80	32	235	245
		125	32	290	432,7

Условное обозначение	Назначение и область применения	$D_у$, мм	$p_у$, МПа	Длина, мм	Масса, кг
15с997нжМ, 15с997нжVM (регулирующие, угловые, фланцевые с электроприводом)	Для жидких и газообразных сред при $T_р$ от —30 до +200 °С (15с997нжМ) и от —50 до +200 °С (15с997нжVM)	10	32	85	84,2
		15	32	95	84,8
		25	32	110	90,9
		32	32	120	93,6
		40	32	150	115
		50	32	170	220
		65	32	200	270
		80	32	235	570
		125	32	290	810
К327083 (регулирующий, цапковый)	Для жидкого и газообразного аммиака при $T_р$ от —40 до +150 °С, а также для природного газа	10	2,5	86	0,7
		15	2,5	120	3,25
К327002 (регулирующий, фланцевый)	Для жидкого и газообразного аммиака при $T_р$ от —40 до +150 °С, а также для природного газа и газового конденсата	20	2,5	150	6,6
		25	2,5	160	7,31
		32	2,5	18	10,75
ВИ-160 (запорный, игольчатый, муфтовый)	Для агрессивных сред при $T_р$ до 200 °С в установках технического и теплотехнического контроля	6	16	64	0,6
		15	16	64	0,58
		20	16	85	1,4
		25	16	100	1,52
ВВДМ (запорный, муфтовый)	Для агрессивных нефтяных сред при $T_р$ до 300 °С, а также для неагрессивных сред	15	16	90	3,2
		20	16	110	4,6
		25	16	130	6,3
ВВДФ (запорный с ответными фланцами по приварку)	Для неагрессивных нефтяных сред при $T_р$ до 300 °С, а также для агрессивных сред	15	16	240	10,1
		20	16	294	17,25
		25	16	300	21,45

Примечание. $T_р$ — рабочая температура; T_0 — температура окружающего воздуха.

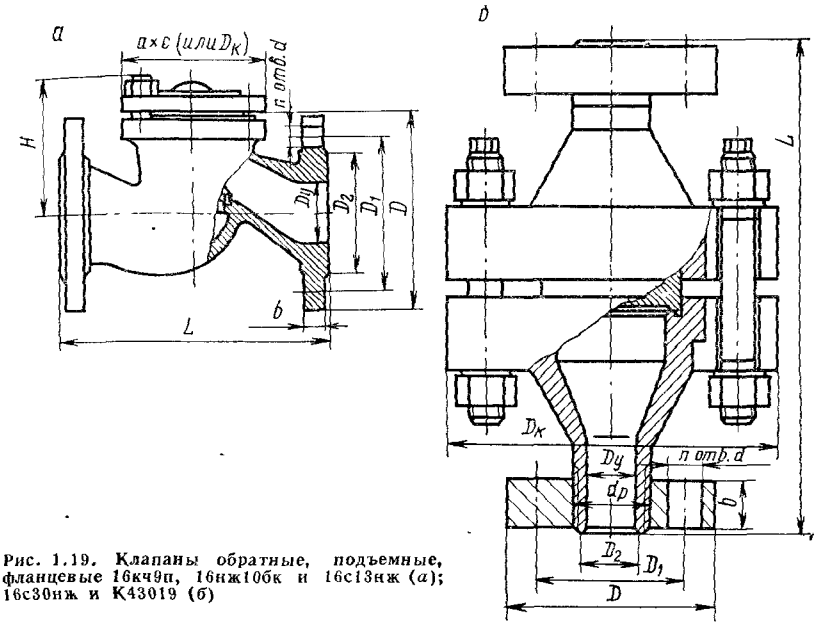


Рис. 1.19. Клапаны обратные, подъемные, фланцевые 16кч9п, 16нж10бк и 16с13нж (а); 16с30нж и К43019 (б)

рабочей температуре от —30 до +150 °С (16кч9п), для агрессивных сред при рабочей температуре от —40 до +420 °С (16нж10бк) и для воды и пара при рабочей температуре до 425 °С (16с13нж). Их можно применять для природного газа. Клапаны рассчитаны на $p_у = 1,6$ (16нж10бк); 2,5 (16кч9п) и 4 МПа (16с13нж). Конструкция и основные размеры (см. табл. 1.26) — по ГОСТ 19501—74 (16кч9п), ГОСТ 14264—78 (16нж10бк) и ГОСТ 20700—75 (16с13нж, кроме $D_у = 200$ мм). Клапаны 16кч9п изготовляют с уплотнением в золотнике из фторопласта, в корпусе — из чугуна. У клапанов 16с13нж уплотнительные поверхности корпуса и золотника наплавлены коррозионностойкой сталью. Клапаны устанавливают на горизонтальном трубопроводе крышкой вверх.

Клапаны обратные, подъемные, тарельчатые, фланцевые 16с30нж, К43019 предназначены для газообразных сред при рабочей температуре до +200 °С (16с30нж) и для азотно-водородно-аммиачной смеси при рабочей температуре от —30 до +200 °С (К43019, исполнение I) и от —50 до +200 °С (К43019, исполнение II). Клапаны рассчитаны на $p_у = 32$ (16с30нж), 40 МПа (К43019). Клапан состоит из двух корпусов. Между корпусами при помощи накладных фланцев, стягиваемых шпильками, закреплено седло клапана. Тарельчатая форма золотника и направляющие обеспечивают правильную посадку клапана на седло. Клапан устанавливают на вертикальном трубопроводе седлом вниз. Допускается установка клапана и на горизонтальном трубопроводе.

Клапан обратный, подъемный, питательный, муфтовый КП-160 (рис. 1.20, табл. 1.27) предназначен для жидких и газообразных агрессивных и неагрессивных нефтепродуктов при рабочей температуре до 300 °С и рассчитан на $p_у = 16$ МПа. Присоединительные концы — муфтовые. При движении среды вверх золотник приподнимается силой давления среды, при прекращении давления среды золотник опускается на седло и закрывает проход. Клапан устанавливают на горизонтальном трубопроводе крышкой вверх.

Клапаны обратные, поворотные, фланцевые КОП-40, КОП-160 (рис. 1.21, табл. 1.28) предназначены для агрессивных нефтепродуктов при рабочей температуре до +600 °С (КОП-40) и агрессивных и неагрессивных нефтепродуктов при рабочей температуре до +600 °С (КОП-160, исполнение I и II). Клапаны рассчитаны на $p_у = 4$ (КОП-40) и 16 МПа (КОП-160). При температуре +600 °С

Таблица 1.26

Основные габаритные и присоединительные размеры и масса клапанов (см. рис. 1.19)

$D_у$, мм	Размеры, мм										Масса, кг
	L	D	D_1	D_2	b	d	$d_р$	H	$a \times c$ или $D_к$	n	
						16кч9п					
32	180	135	100	78	15	18	—	90	100×100	4	6,2
40	200	145	110	88	15	18	—	105	112×118	4	8,4
50	230	160	125	102	17	18	—	105	124×127	4	11,2
65	290	180	145	122	19	18	—	140	150×168	8	19,8
80	310	195	160	138	21	18	—	155	174×192	8	24,7
						16нж10бк					
25	160	115	85	68	12	14	—	95	90	4	5,6
32	180	135	100	78	14	18	—	100	82×80	4	6,05
40	200	145	110	88	14	18	—	100	110×108	4	9,3
50	230	160	125	102	14	18	—	105	124×123	4	10,7
65	290	180	145	122	15	18	—	135	130×133	4	18,2
80	310	195	160	138	17	18	—	137	145×156	4	21,0
100	350	230	190	162	17	18	—	160	218	8	33,5
150	480	280	240	212	21	23		220	275	8	70,0
						16с13нж					
40	200	145	110	88	16	18	—	117	108×120	4	10,5
50	230	160	125	102	17	18	—	117	108×120	4	12,0
65	290	180	145	122	19	18	—	156	190	8	23,3
80	310	195	160	138	19	18	—	156	190	8	27,3
100	350	230	190	162	21	23	—	193	218	8	37,1
150	480	300	250	218	27	27	—	270	290	8	82,7
200	600	375	320	280	35	30		282	370	12	147,9
						16с30нж					
15	215	105	68	28	20	18	М33×2	—	155	3	17,0
32	300	135	95	43	30	22	М48×2	—	195	4	31,6
65	530	225	170	90	50	33	М100×3	—	355	6	173,0
125	800	330	255	162	80	42	М175×6	—	500	8	50,70
						К43019					
32	300	165	115	43	35	24	М56×3	—	195	6	31
125	800	400	350	162	85	48	М190×6	—	500	8	507,0

Таблица 1.27

Основные габаритные и присоединительные размеры и масса клапана КП-160 (см. рис. 1.20)

$D_у$, мм	Размеры, мм				Масса, кг
	L	l	$\sim H$	S, S_1	
15	90	15	102	41	1,9
20	110	19	126	50	2,9
25	130	19	135	55	4,5

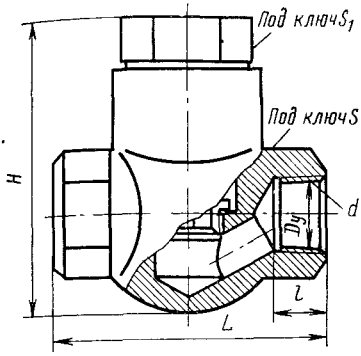


Рис. 1.20. Клапан обратный, подъемный, питательный, муфтовый КП-160

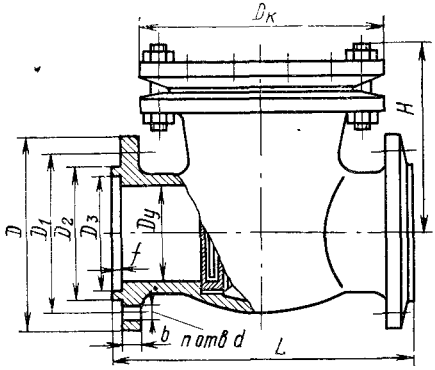


Рис. 1.21. Клапаны обратные, поворотные, фланцевые КОП-40 и КОП-160

p_p = 1,9 (КОП-40) и 7,5 МПа (КОП-160). Уплотнительные поверхности корпуса и диска клапанов направлены коррозионностойкой сталью. Клапаны устанавливают на горизонтальном трубопроводе крышкой вверх, на вертикальном трубопроводе — уплотнительной поверхностью затвора корпуса вверх.

Клапан обратный, поворотный, с концами под приварку Л44076 (рис. 1.22, табл. 1.29) предназначен для воды, пара, природного и инертного газов при рабочей температуре от —40 до +350 °С и рассчитан на p_y = 25 МПа. Уплотнительные поверхности корпуса и затвора наплавлены твердым сплавом. Рабочая среда подается под захлопку. Клапан устанавливают на вертикальном трубопроводе входным патрубком вниз, на горизонтальном трубопроводе так, чтобы ось захлопки была выше оси трубопровода и находилась в горизонтальной плоскости.

Таблица 1.28

Основные габаритные и присоединительные размеры и масса клапанов КОП-40 и КОП-160 (см. рис. 1.21)

D_y, мм	Размеры, мм											Масса, кг
	L	D	D_1	D_2	D_3	f	b	d	H	D_K	n	
					КОП-40							
50	230	160	125	102	88	3	17	18	170	210	4	24
80	310	195	160	138	121	3	19	18	185	240	8	37
100	350	230	190	162	150	3	21	23	255	280	8	81
150	480	300	250	218	204	3	27	27	285	340	8	81
200	550	375	320	280	260	3	35	30	340	430	12	166
					КОП-160							
50	300	195	145	115	95	8	27	27	256	250	4	63,4
80	400	230	180	150	130	8	33	27	298	302	8	98
100	450	265	210	175	160	8	37	30	330	335	8	168
150	650	350	290	250	205	10	47	33	430	455	12	350

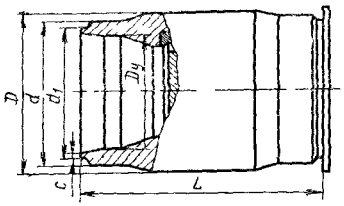


Рис. 1.22. Клапан обратный, поворотный, с концами под приварку Л44076

Таблица 1.29

Основные габаритные и присоединительные размеры и масса клапана Л44076 (см. рис. 1.22)

D_y, мм	Размеры, мм					Масса, кг
	L	D	d	d_1	c	
50	100	70	63	59	2,5	1,6
65	130	92	80	76	2,5	2,1
100	150	130	124	110	2,5	7,2
200	250	235	225	210	2,5	42

Предохранительные клапаны

Предохранительные клапаны применяют для предупреждения повышения давления в сосудах, аппаратах и в трубопроводах При повышении давления в предохранительных клапанах автоматически поднимаются затворы над седлами, сбрасывается рабочая среда, понижается давление и предотвращается аварийное состояние. По конструкции предохранительные клапаны делятся на три вида: рычажно-грузовые, пружинные и импульсные. Предохранительные клапаны в зависимости от максимальной высоты подъема затвора к диаметру прохода седла подразделяются на малоподъемные и полноподъемные. В малоподъемных клапанах высота подъема затвора к диаметру прохода седла колеблется в пределах от 0,05 до 0,1, а в полноподъемных от 0,25 до 0,35. В пружинных клапанах золотник прижимается к седлу пружиной. Усилие пружины на требуемое давление регулируют винтом. Пружинные клапаны изготовляют малоподъемными и полноподъемными. В рычажно-грузовых клапанах золотник прижимается к седлу

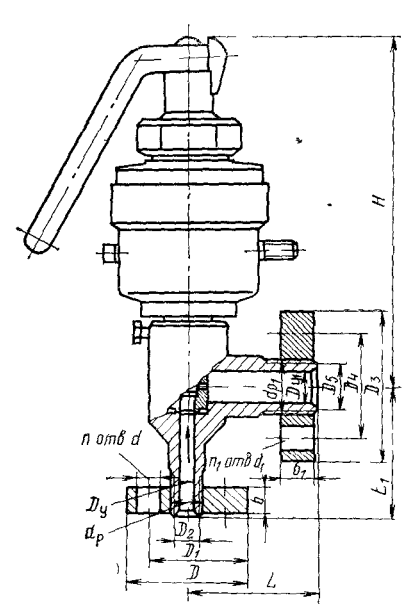


Рис. 1.23. Клапан предохранительный, малоподъемный, пружинный, фланцевый К5305

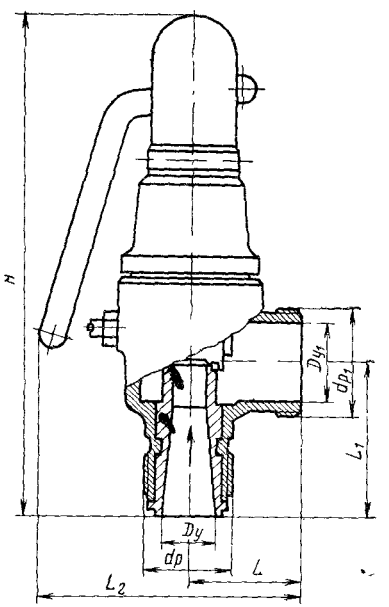


Рис. 1.24. Клапан предохранительный, полноподъемный, пружинный, цапковый 17с42нж

Таблица 1.30

Основные габаритные и присоединительные размеры и масса предохранительного клапана К5305 (см. рис. 1.23)

$D_у$, мм	$D_{у1}$, мм	Размеры, мм																	Масса, кг
		L	l_1	D	D_1	D_2	D_3	D_4	D_5	dp	dp_1	d	d_1	b	b_1	$\sim H$	n	n_1	
10	25	100	100	95	60	18	115	80	37	М24×2	М42×2	18	18	20	25	270	3	4	12
25	40	155	135	115	80	37	165	115	55	М42×2	М64×3	18	24	25	35	550	4	6	40
32	50	170	150	135	95	43	200	145	72	М48×2	М80×3	29	22	30	40	660	4	6	60

Таблица 1.31

Основные габаритные и присоединительные размеры и масса предохранительного клапана 17с42нж (см. рис. 1.24)

$D_у$, мм	$D_{у1}$, мм	Размеры, мм						Масса, кг
		L	L_1	L_2	dp	dp_1	$\sim H$	
25	26	50	70	115	М39×2	М48×2	225	2,2

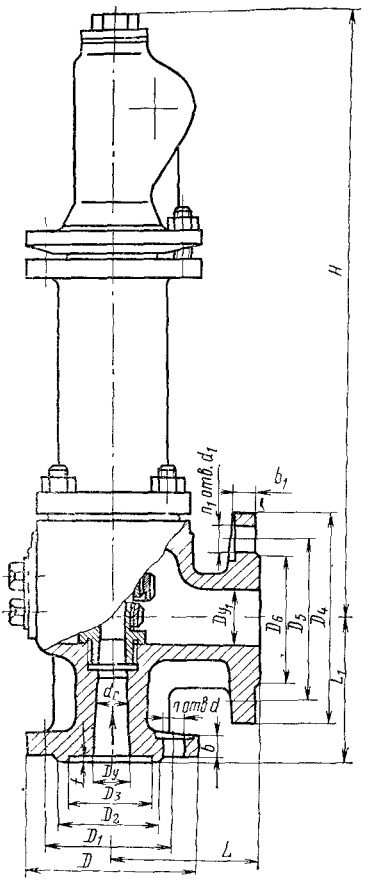


Рис. 1.25. Клапаны предохранительные, полноподъемные, пружинные, фланцевые ППК4-16 и ППК4-40

рычагом через шарнирно соединенный с ним шток. На рычаге стопорными винтами крепят грузы, масса которых и место их установки на рычаге зависят от рабочего давления. Рычажно-грузовые клапаны изготовляют только малоподъемными. Диаметр условного прохода предохранительных клапанов и их число выбирают в соответствии с требованиями Госгортехнадзора СССР.

Клапан предохранительный, малоподъемный, пружинный, фланцевый К5305 (рис. 1.23, табл. 1.30) предназначен для неагрессивных жидких и газообразных сред при рабочей температуре от —40 до +120 °С и рассчитан на $p_у = p_р = 32$ МПа. Его можно применять для природного газа. Исполнение клапана — закрытое герметичное. Для сброса давления полость клапана соединяют патрубком с выхлопным трубопроводом. При открытом положении клапана выхлопной трубопровод не должен создавать в выходном патрубке корпуса давление подпора более 2,5 МПа. Для принудительного открытия и продувки клапана имеется рычаг. Клапан устанавливают вертикально, колпаком вверх.

Клапан предохранительный, полноподъемный, пружинный, цапковый 17с42нж (рис. 1.24, табл. 1.31) предназначен для пара и других газообразных неагрессивных сред при рабочей температуре до 200 °С и рассчитан на $p_р = 0,8$ МПа. Его можно применять для природного газа. Присоединение к трубопроводу — цапковое. Исполнение клапана — закрытое герметичное. Для принудительного открытия и продувки клапана имеется рычаг. Клапан устанавливают вертикально, колпаком вверх.

Клапаны предохранительные, полноподъемные, пружинные, фланцевые ППК4-16 и ППК4-40 (рис. 1.25, табл. 1.32) предназначены для жидких и газообразных неагрессивных нефтяных сред при рабочей температуре от —40 до +450 °С и рассчитаны на $p_у = 1,6$ и 4 МПа. При температуре +450 °С $p_р = 0,66$ (ППК4-16) и 7 МПа (ППК4-40). Исполнение клапанов — закрытое герметичное. Для регулирования давления обратной посадки и открытия клапана на выступающей части седла и направляющей втулке повернуты регулировочные втулки. Для принудительного открытия и продувки клапанов имеются рычаги. Клапаны рассчитаны на работу с выбросом в атмосферу или с постоянным противодавлением на более $0,1p_р$. Клапаны устанавливают вертикально, колпаком вверх. Для регулирования клапана на заданное давление пружину подбирают по табл. 1.33.

Клапаны предохранительные, специальные, полноподъемные, пружинные, фланцевые СППК4-16 и СППК4Р-16 (рис. 1.26, табл. 1.34) предназначены для жидких и газообразных неагрессивных нефтяных сред при рабочей температуре от —40 до +450 °С (СППК4-16, исполнение I) и газообразных слабоагрессивных нефтяных сред при рабочей температуре от —40 до +600 °С (СППК4-16 и СППК4Р-16, исполнение II). Клапаны рассчитаны на $p_у = 1,6$ МПа. При температуре +450 °С $p_р = 0,66$ МПа (СППК4-16, исполнение I) и при темпера-

Таблица 1.32

Основные габаритные и присоединительные размеры и масса предохранительных клапанов ППК4-16 и ППК4-40 (см. рис. 1.25)

D_y, мм	D_{y1}, мм	Размеры, мм																			α	$K_{V\,max}$, т/ч	Масса, кг
		L	L_1	D	D_1	D_2	D_3	D_4	D_5	D_6	f	b	b_1	d	d_1	H	d_c	n	n_1			
ППК4-16																							
50	80	100	125	160	125	102	88	185	150	128	3	14	13	18	18	570	30	4	4	0,6	21	27
80	100	110	140	195	160	138	121	205	170	148	3	17	13	18	18	655	40	4	4	0,6	37,5	37
100	125	130	175	215	180	158	150	235	200	178	3	17	13	18	18	815	50	8	8	0,6	59	50
150	200	200	225	280	240	212	204	315	280	258	3	21	17	23	18	1030	72	8	8	0,6	122	113
200	300	280	320	335	295	268	260	435	395	365	3	23	18	23	23	1360	142	12	12	0,6	560	250
ППК4-40																							
25	40	100	100	115	85	68	58	145	110	88	3	14	14	14	18	525	17	4	4	0,6	6,8	25
50	80	105	130	160	125	102	88	195	160	138	3	17	17	18	18	575	30	4	4	0,6	21	30
80	100	115	145	195	160	138	121	215	180	158	3	19	17	18	18	660	40	8	8	0,6	37,5	40
100	125	135	180	230	190	162	150	245	210	188	3	21	19	23	18	825	50	8	8	0,6	59	58
150	200	205	230	300	250	218	204	335	295	268	3	27	23	27	23	1050	72	8	12	0,4	81,5	125

Примечание. α — коэффициент расхода; $K_{V\,max}$ — коэффициент пропускной способности продукта.

Таблица 1.33

Таблица подбора пружин для предохранительных клапанов в зависимости от предела регулирования давления

Условное обозначение клапана	Номер пружины	Пределы регулирования давления, МПа
ППК4-25-40	2а	1,6—1,9
ППК4-50-16	3а	1,9—2,3
	4а	2,3—4
ППК4-50-16	101	0,05—0,12
СППК4-50-16	102	0,12—0,19
ППК4-50-40	103	0,19—0,35
СППК4-50-40	104	0,35—0,6
СППК4Р-50-16	105	0,6—1
СППК4Р-50-40	106	1—1,6
ППК4-80-16	110	0,05—0,13
СППК4-80-16	111	0,13—0,25
ППК4-80-40	112	0,25—0,45
СППК4-80-40	113	0,45—0,7
СППК4Р-80-16	114	0,7—0,95
СППК4Р-80-40	115	0,95—1,3
	116	1,3—1,8
ППК4-100-16	120	0,05—0,1
СППК4-100-16	121	0,1—0,15
ППК4-100-40	122	0,15—0,35
СППК4-100-40	123	0,35—0,95
СППК4Р-100-16	124	0,95—2
ППК4-150-16	127	0,05—0,1
СППК4-150-16	128	0,1—0,15
ППК4-150-40	129	0,15—0,2
СППК4-150-40	130	0,2—0,3
СППК4Р-150-16	131	0,3—0,65
СППК4Р-150-40	132	0,65—1,1
	133	1,1—1,5
	134	1,5—2,2
ПК4-200-16	304	0,05—0,8
ППК4-200-16	305	0,8—1,6
ППК4-50-64	108	2,5—3,5
ППК4-50-160	109	3,5—4,4
	138	4,4—5
	139	5—6,4
ППК4Р-50-64	140	6,4—10
	146	10—14
	147	14—16
ПК4-80-64	117	2,5—2,8
ПК4-80-160	118	2,8—3,5
	119	3,5—4,4
	141	4,4—5
СППК4Р-80-64	142	5—6,4
	143	6,4—10
	148	10—13,5
	149	13,5—16
СППК4-100-64	125	2,5—3
	125	3—4,4
СППК4Р-100-64	144	4—4,8
	145	4,8—6,4
	1	0,8—1,6
	2	1,6—3
СППКМР-25-100	3	3—6,4
	4	6,4—8,5
	5	8,5—10,8
	107	1,6—2,5
СППК4Р-50-40	108	2,5—3,5
	109	3,5—4,4
	117	1,8—2,8
СППК4Р-80-40	118	2,8—3,5
	119	3,5—4,4
	125	2—3
СППК4Р-100-40	126	3—4
	301	2,2—2,8
СППК4Р-150-40	302	2,8—3,5
	303	3,5—4,4

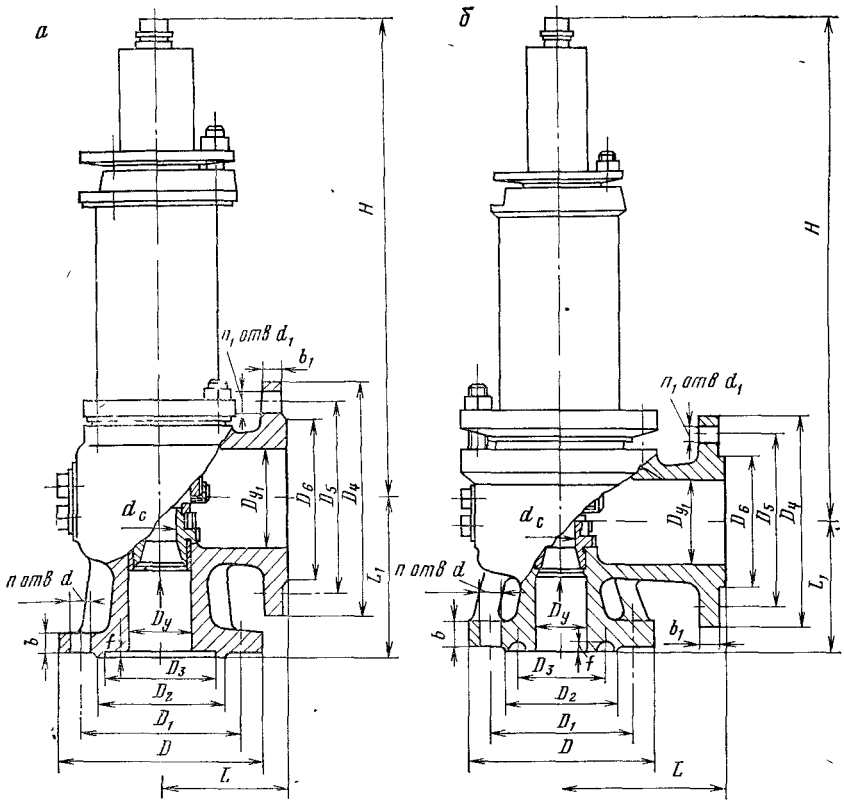


Рис. 1.26. Клапаны предохранительные, специальные, полноподъемные, пружинные, фланцевые СППК4-16, СППК4Р-16, СППК4-40 и СППК4Р-40 (*а*); СППК4-64, СППК4Р-64 и СППК4-160 (*б*)

туре +600 °С $p_р$ = 0,53 МПа (СППК4-16 и СППК4Р-16, исполнение II). Исполнение клапанов — закрытое, герметичное. Для регулирования давления обратной посадки и открытия клапана на выступающей части седла и на направляющей втулке навернуты регулировочные втулки. Для регулирования клапана на заданное давление пружину подбирают по таблице (см. табл. 1.33). Клапан СППК4Р-16 имеет рычаг для принудительного открытия и продувки. Клапаны рассчитаны на работу с выбросом в атмосферу или с постоянным противодавлением 0,1 $p_р$.

Клапаны предохранительные, специальные, полноподъемные, пружинные, фланцевые СППК4-40 и СППК4Р-40 (см. рис. 1 26) предназначены для жидких и газообразных неагрессивных нефтяных сред при рабочей температуре от —40 до +450 °С (СППК4-40 исполнение I), и газообразных слабоагрессивных нефтяных сред при рабочей температуре от —40 до +600 °С (СППК4-40 и СППК4Р-40, исполнение II). Клапаны рассчитаны на $p_у$ = 4,0 МПа). При температуре +450 °С $p_р$ = 1,7 (СППК4-40, исполнение I) и при температуре +600 °С $p_р$ = 1,9 МПа (СППК4-40 и СППК4Р-40, исполнение II). У клапанов СППК4Р-40 имеется рычаг для принудительного открытия и продувки. Для регулирования клапана на заданное давление пружину подбирают по таблице (см. табл. 1.33). Клапан устанавливают вертикально, колпаком вверх.

Клапаны предохранительные, специальные, полноподъемные, пружинные, фланцевые СППК4-64, СППК4Р-64, СППК4-160 (рис см. 1 26) предназначены

Основные габаритные и присоединительные размеры и масса предохранительных клапанов (см. рис. 1.26)

$D_у$, мм	$D_{у1}$, мм	Размеры, мм																			α	K_V max, т/ч	Масса, кг	
		L	L_1	D	D_1	D_2	D_3	D_4	D_5	D_6	f	b	b_1	d	d_1	H		d_c	n	n_1			I исполнение	II исполнение
																I исполнение	II исполнение							
СППК4-16																								
50	80	100	125	160	125	102	—	185	150	128	—	14	13	18	18	510	570	30	4	4	0,6	21	24	26
80	100	110	140	195	160	138	—	205	170	148	—	17	13	18	18	600	670	40	4	4	0,6	37,5	35	37
100	125	130	175	215	180	158	—	235	200	178	—	17	13	18	18	740	840	50	8	8	0,6	59	50	53
150	200	200	225	280	240	212	—	315	280	258	—	21	17	23	18	930	1100	72	8	8	0,6	122	115	125
200	300	280	320	335	295	268	—	435	395	365	—	23	18	23	23	1200	1380	142	12	12	0,7	560	230	245
СППК4Р-16																								
50	80	100	125	160	125	102	—	185	150	128	—	14	13	18	18	635		30	4	4	0,6	21	30	
80	100	110	140	195	160	138	—	205	170	148	—	17	13	18	18	725		40	4	4	0,6	37,5	40	
100	125	130	175	215	180	158	—	235	200	178	—	17	13	18	18	915		50	8	8	0,6	59	55	
150	200	200	225	280	240	212	—	315	280	258	—	21	17	23	18	1200		72	8	8	0,6	122	145	
200	300	280	320	335	295	268	—	435	395	365	—	23	18	23	23	1480		142	12	12	0,7	560	265	
СППК4-40																								
50	80	105	130	160	125	102	88	195	160	138	3	14	17	18	18	515	575	30	4	4	0,6	21	26	28
80	100	115	145	195	160	138	121	215	180	158	3	19	17	18	18	605	675	40	8	8	0,6	37,5	38	40

100	125	135	180	230	190	162	150	245	210	188	3	21	19	23	18	745	850	50	8	8	0,6	59	56	60
150	200	205	230	300	250	218	204	335	295	268	3	27	23	27	23	940	1100	72	8	12	0,4	81,5	120	130

СППК4Р-40

25	40	100	100	115	85	68	58	145	110	88	3	14	14	14	18	580	17	4	4	0,6	6,8	28
50	80	100	125	160	125	102	88	195	160	138	3	17	17	18	18	670	30	4	4	0,6	21	34
80	100	110	140	195	160	138	121	215	180	158	3	19	17	18	18	730	40	8	8	0,6	37,5	45
100	125	130	175	230	190	162	150	245	210	188	3	21	19	23	18	925	50	8	8	0,6	59	65
150	200	200	225	30	250	218	204	335	295	268	3	27	23	27	23	1210	72	8	12	0,4	81,5	150

СППК4-64

50	80	150	150	175	135	108	85	195	160	120	8	23	19	23	18	580	30	4	8	0,6	21	43
80	100	160	160	210	170	142	115	230	190	149	8	27	21	23	23	660	38	8	8	0,4	22,5	53
100	125	190	190	250	200	170	145	270	220	175	8	29	25	27	27	775	48	8	8	0,4	36	77

СППК4Р-64

50	80	150	150	175	135	108	85	195	160	120	8	23	19	23	18	740	30	4	8	0,6	21	52
80	100	160	160	210	170	142	115	230	190	149	8	27	21	23	23	825	38	8	8	0,4	22,5	67
100	125	190	190	250	200	170	145	270	220	175	8	29	25	27	27	935	48	8	8	0,4	36	95

СППК4-160

50	80	150	160	195	145	115	95	195	160	120	8	27	19	27	18	600	30	4	8	0,6	21	50
80	100	160	180	230	180	150	130	230	190	149	8	33	21	27	23	700	38	8	8	0,4	22,5	63

Таблица 1.35

Клапаны предохранительные, специальные, полноподъемные, пружинные, муфтовые (см. рис. 1.27)

$D_у$, мм	$D_{у1}$ мм	Размеры, мм								α	$K_{V\,max}$, т/ч	Масса, кг
		L	L_1	L_2	L_3	d *	d_1^*	~H	d_c			
СППКМ 100												
25	32	68	74	148	156	1	$1^1/_4$	430	12	0,15	0,85	11
СППКМР 100												
25	32	68	74	148	156	1	$1^1/_4$	475	12	0,15	0,85	16

Резьба в дюймах по ГОСТ 6357—81

для жидких и газообразных неагрессивных нефтяных сред при рабочей температуре от —40 до +450 °С (СППК4-64, СППК4-160, исполнение I) и для слабоагрессивных газообразных и жидких нефтяных сред при рабочей температуре от —40 до +600 °С (СППК4-64, СППК4 160 и СППК4Р-64, исполнение II) Клапаны рассчитаны на $p_у$ = 6,5 (СППК4-64 и СППК4Р-64) и на $p_у$ = 16 МПа (СППК4-160) При температуре +450 °С $p_р$ = 2,7 (СППК4-64) и 6,7 МПа (СППК4-160), а при температуре +600 °С $p_р$ = 3 (СППК4-64 и СППК4Р-64) и 13,25 МПа (СППК4-160).

Для принудительного открытия и продувки клапана СППК4Р-64 имеется рычаг Клапан устанавливают вертикально, колпаком вверх.

Клапаны предохранительные, специальные, полноподъемные, пружинные, муфтовые СППКМ-100, СППКМР-100 (рис 1 27, табл. 1 35) предназначены для жидких и газообразных неагрессивных нефтяных сред при рабочей температуре от —40 до +450°С и для слабоагрессивных нефтяных сред при рабочей температуре от —40 до +600 °С (СППКМР-100, исполнение II).

Клапаны рассчитаны на $p_у$ = 10 МПа При температуре +450 °С $p_р$ = = 4,25 МПа (СППКМ-100 и СППКМР-100, исполнение I) и при температуре +600 °С $p_р$ = 7,55 МПа (СППКМР-100, исполнение II)

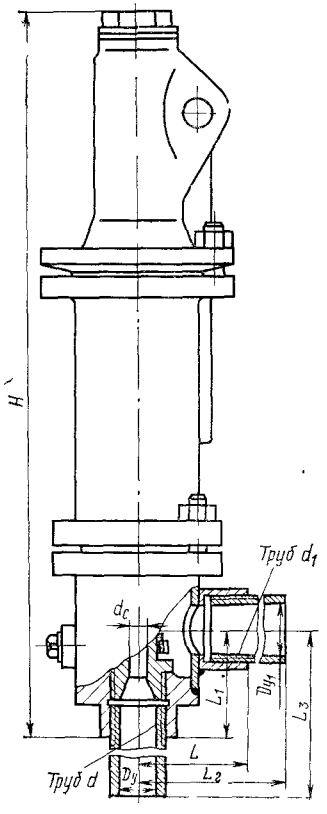


Рис. 1.27. Клапаны предохранительные, специальные, полноподъемные, пружинные, муфтовые СППКМ-100 и СППКМР-100

ГЛАВА 2

РЕГУЛИРУЮЩАЯ АРМАТУРА

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Регуляторы давления представляют собой автоматические устройства, предназначенные для снижения и автоматического поддержания на выходе заданного давления независимо от расхода и начального давления газа. В зависимости от пропускной способности, начального и конечного давления, места установки и назначения регуляторы отличаются конструктивным исполнением, формой и размерами. Регуляторы подразделяются: по принципу действия — прямого и непрямого действия; по конструкции дроссельного клапана — с односедельным или двухседельным клапаном или заслонкой; по конструкции управляющих элементов — грузовые, пружинные, пневматические, гидравлические; по конструкции импульсных элементов — мембранные, сильфонные или поршневые; по регулируемому давлению: с высокого (0,6 МПа и выше) на высокое (0,3—0,6 МПа) или на среднее (свыше 5 кПа до 0,3 МПа) или на низкое (до 5 кПа) давление, со среднего (до 0,3 МПа) на среднее (свыше 5 кПа до 0,1 МПа) и низкое (до 5 кПа) давление, с низкого (до 5 кПа) на низкое давление.

Конструкция регуляторов давления газа должна отвечать следующим требованиям:

регуляторы давления должны обеспечивать устойчивость процесса регулирования, при котором выходное давление совершает затухающие или незатухающие колебания с постоянной малой амплитудой и обладать определенной степенью неравномерности (отношение разности между максимальным и минимальным выходным давлением к среднему), зависящей от конструктивных особенностей, определяющих их статическую характеристику;

колебания регулируемого выходного давления газа (после регулятора) не должно превышать ± 10 % без перенастройки при изменении расхода газа на всем диапазоне регулирования и колебании входного давления (до регулятора) на ± 25 %;

минимальный регулируемый расход газа для односедельных клапанов должен быть не более 2 % и для двухседельных клапанов не более 4 % максимального расхода;

относительная нерегулируемая протечка газа через закрытые затворы двухседельных клапанов допускается не более 0,1 % максимального расхода, для односедельного клапана протечка не допускается;

регуляторы давления должны поставляться со сменными пружинами или грузами, обеспечивающими настройку выходного давления в пределах заданного диапазона, и, по требованию заказчика, со сменными клапанами и седлами, допускающими изменение настройки регулятора по пропускной способности в пределах заданного диапазона;

регуляторы должны быть по возможности просты и надежны в эксплуатации (указанным требованиям в основном отвечают регуляторы прямого действия, получившие наибольшее распространение, хотя по точности регулирования они уступают регуляторам непрямого действия).

Как правило, в газорегуляторных пунктах (газораспределительных установках) ГРП (ГРУ) промышленных и коммунально-бытовых предприятий, а также в городских распределительных газопроводах применяют регуляторы давления прямого действия и пневматические пилотные регуляторы непрямого действия. При выборе регулятора исходят из того, что для нормальной работы в эксплуатационных условиях его расчетная пропускная способность должна

составлять не более 80 %, а при минимальном расходе — не менее 10 % от максимальной пропускной способности при заданных входном и выходном давлениях.

РЕГУЛЯТОРЫ ДАВЛЕНИЯ ПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ

Регулятор давления прямого действия представляет собой дроссельное устройство, приводимое в действие мембраной, находящейся под воздействием регулируемого давления. Всякое изменение давления газа вызывает перемещение мембраны, а вместе с ней и изменение проходного сечения дроссельного устройства, что влечет за собой уменьшение или увеличение количества газа, протекающего через регулятор. Регуляторы подразделяются по форме и типу дроссельных устройств, виду мембран, способу сочленения мембраны с клапаном и роду нагрузки для уравновешивания давления газа на мембрану. Кроме того, регуляторы давления прямого действия различаются по способу передачи импульса давления — расхода на регуляторы «до себя» и «после себя».

В регуляторах давления прямого действия применяют два основных типа тарельчатых клапанов: жесткие с уплотнением металл по металлу, мягкие с уплотнением кожи, резины и пластических материалов по металлу. Как жесткие, так и мягкие клапаны могут быть одно- и двухтарельчатыми. Двухтарельчатые клапаны могут выполняться разрезными и неразрезными. Двухтарельчатые клапаны обладают большей пропускной способностью, чем однотарельчатые, так как у них суммарная площадь для истечения газа значительно больше, кроме того, они почти полностью разгружены от воздействия изменяющегося начального давления. Однако область их применения ограничена из-за недостаточной плотности закрытия, когда нет расхода газа. Для обеспечения нормальной работы регулятор надо выбирать по размеру клапана так, чтобы при режиме максимального расхода газа оставался запас хода 10—15 % до полного открытия, а при режиме минимального расхода — 10—15 % до полного закрытия. Регуляторы прямого действия бывают с плоскими или манжетными мембранами, с непосредственной или рычажной подвеской клапана к мембране. Плоские мембраны изготовляют из маслобензостойкой и морозостойкой шелковой или хлопчатобумажной, а также из прожиренной кожи. Манжетные мембраны изготовляют из кожи, вырезанной по форме воротника, склеенного внахлестку клеем «Рапид». Кожаные мембраны до их установки должны быть тщательно прожированы в смеси масел (50 % касторового, 50 % вазелинового). Прожировке длительностью 24 ч предшествует просушка до 4 % влажности при температуре 50 °С.

На выбор регуляторов при проектировании существенное влияние оказывают следующие основные факторы: максимальное и минимальное количество газа, пропускаемого ими, и колебания расхода газа в течение суток; давление газа на входе и допустимые колебания на выходе; состав газа; место установки регулятора. Для герметичного запора и полного прекращения расхода газа (например, при установке регуляторов на тупиковых участках) целесообразнее применять односедельные регуляторы, обеспечивающие наибольшую плотность закрытия. В городском газовом хозяйстве наибольшее распространение получили именно односедельные клапаны. За срок службы отдельных частей регулятора и на регулятор в целом, особенно на резиновые детали, влияет химический состав газа В основном в регуляторах применяют бензомасломорозостойкую резину.

Разнообразие условий газоснабжения и потребления приводит к необходимости разработки и внедрения в производство регуляторов давления прямого и пилотных непрямого действия различных конструкций.

Регуляторы давления с пружинной нагрузкой

Регуляторы давления типа РДГ, РДСГ и «Балтика». Регуляторы давления прямого действия РДГ-6, РДГ-7А и РДГ-8, широко применяемые в нашей стране для потребителей с небольшим расходом газа, конструктивно аналогичны друг другу. Отличаются они в основном размером отверстия седла клапана и соответственно пропускной способностью (табл. 2.1). Главным образом их используют в одно- и двухбаллонных установках сжиженного углеводородного газа, но можно применять и для регулирования природного (нефтяного) и других го-

Таблица 2.1

Основные технические характеристики регуляторов давления типов РДГ, РДСГ и «Балтика»

Показатели	РДГ-6	РДГ-7А	РДГ-8	РДСГ1-0,5	РДСГ1-1,2	«Балтика» (РДСГ2-1)
Выходное давление, кПа	0,15—0,4	0,2—0,35	0,2—0,36	0,2—0,36	0,2—0,36	0,2—0,36
Максимальная пропускная способность (ρ = 2,2 кг/м³) м³/ч	0,9	0,9	1,5	0,5	1,2	1
Масса, кг	0,44	0,5	0,65	0,4	0,52	0,4
Температура окружающей среды, °С	От —40 до +45	От —40 до +45	От —40 до +45	От —40 до +45	От —40 до +45	От —30 до +45

Примечание. Входное давление для этих регуляторов — 0,07—1,6 МПа.

рючих газов. При этом их максимальная пропускная способность увеличится относительно табличной в $\sqrt{2{,}2/\rho}$ раз (где ρ — плотность используемого газа).

Взамен регуляторов типа РДГ освоено производство регуляторов типа РДСГ (рис. 2.1), отвечающих требованиям ГОСТ 21805—76. Между корпусом *12* регулятора РДСГ1-1,2 и крышкой *9* зажата мембрана *13*, на которую опирается тарелка *14*, отжимаемая вниз пружиной *10*. Сжатие пружины регулируют гайкой *8* при снятом защитном колпачке *7*. Газ поступает в регулятор через входной штуцер *2* с накидной гайкой, имеющей внутреннюю специальную левую резьбу 21,8 мм и уплотнительную прокладку *1*. Во входном штуцере имеется фильтрующая сетка *3*. Степень открытия седла *4* определяется положением золотника *6*, который передвигается коленчатым рычагом *16*, связанным со штоком *15* мембраны. Золотник перемещается только вдоль оси седла в специальной втулке *5* с отверстиями на ее боковой поверхности, через которые дросселированный до выходного давления газ поступает в подмембранное пространство, откуда подается потребителю через штуцер *11*. Выходной штуцер в зависимости от заказа может иметь накатку под резиновый шланг с внутренним диаметром 9 мм.

Регулятор настраивают на заданное выходное давление, сжимая пружину ввертыванием или вывертыванием гайки *8*. При уменьшении расхода газа давление под мембраной увеличивается, мембрана приподнимается и через кинематическую связь золотником прикрывает седло, уменьшая подачу газа и поддерживая

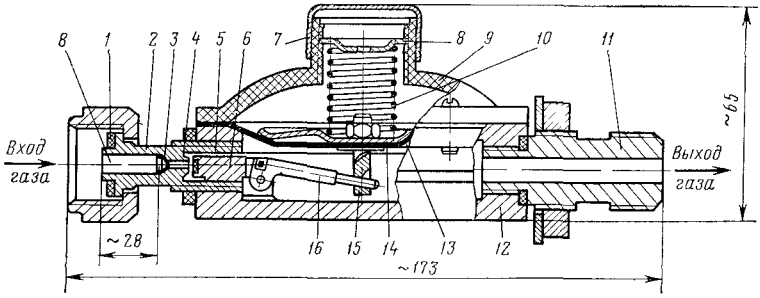


Рис. 2.1. Регулятор давления газа РДСГ1-1,2

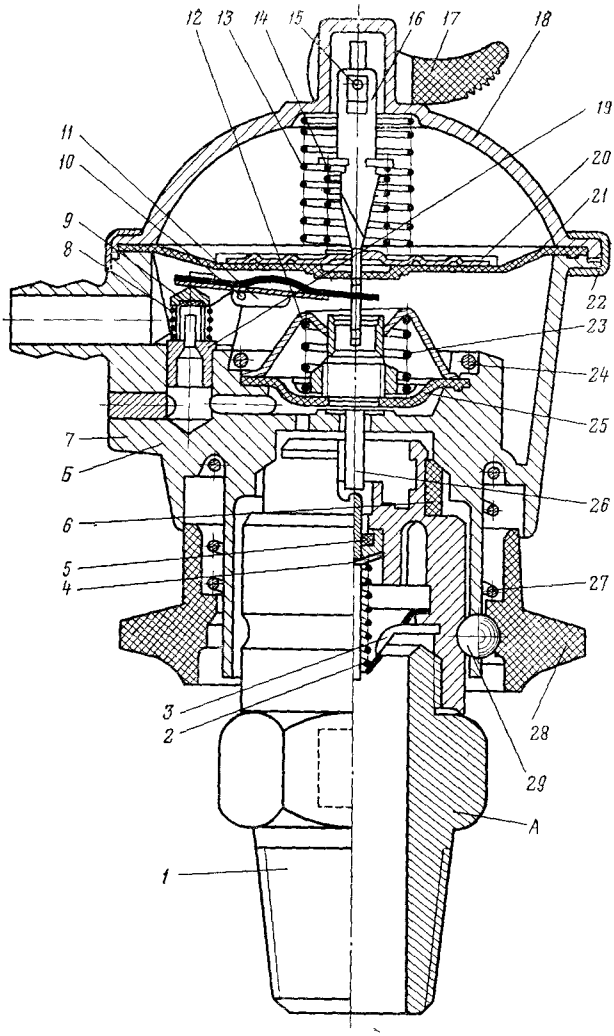


Рис. 2.2. Регулятор давления газа «Балтика-1» с клапаном КБ-1:

1 — штуцер; *2, 8, 13, 14, 23, 27* — пружины; *3, 12* — чашки; *4, 7* — корпуса; *5, 9* — клапаны; *6* — кольцо уплотнительное; *10, 15* — оси; *11* — рычаг; *16, 26* — штоки; *17* — рукоятка; *18* — крышка; *19* — седло; *20* — тарелка; *21, 25* — мембраны; *22* — обруч; *24, 28* — кольца, *29* — шарик

давление на заданном уровне. Если расход возрастает, то мембрана опускается обеспечивая увеличение открытия седла и подачи газа.

В регуляторе РДСГ1-0,5 золотник навертывают на резьбе так, чтобы между седлом во входном штуцере и золотником устанавливался оптимальный зазор. Регулятор настраивают на заданное давление перемещением золотника, а также регулировочным винтом, который посредством фигурной шайбы меняет сжатие регулировочной пружины. Регулятор давления РДСГ1-0 5 работает аналогично регулятору РДСГ1-1,2.

Для снижения давления сжиженного газа, поступающего из баллонов, устанавливаемых непосредственно на кухне, широко применяют регуляторы давления типа «Балтика» (рис. 2.2), имеющие две ступени редуцирования, что повышает точность регулирования. Регулятор давления типа «Балтика» работает совместно с запорно-регулирующим клапаном типа КБ, который представляет собой запорное устройство газового баллона и при работе совместно с регулятором осуществляет первую степень редуцирования, обеспечивая снижение давления до 0,2 МПа.

Таблица 2.2

Модификации регуляторов давления РД-32М и РД-50М

Диаметр седла, мм	Модификация регулятора с пружиной		Давление	
	низкого давления	повышенного давления	на входе, МПа	на входе, кПа
		РД-32М		
10	РД-32М/С-10	—	До 0,3	0,9—2
8	РД-32М/С-6	—	0,3—0,6	0,9—2
6	—	РД-32М/Ж-6	0,6—1	0,2—0,35
4	—	РД-32М/Ж-4	1—1,6	0,2—0,35
		РД-50М		
25	РД-50М/С-25	—	0,01—0,1	0,09—2
20	РД-50М/С-20	—	0,1—0,3	0,09—2
15	РД-50М/С-15	—	0,3—0,6	0,09—2
11	—	РД-50М/Ж-11	До 1,2	0,2—0,35
8	—	РД-50М/Ж-8	1—1,6	0,2—0,35

Примечания. 1 Индексы обозначают: С — для сетевого природного газа; Ж — для сжиженного газа. 2. Число, стоящее после индекса, характеризует диаметр седла в мм.

Таблица 2.3

Максимальная пропускная способность регуляторов давления РД-32М и РД-50М, м³/ч

Давление на входе, МПа	РД-32М			РД-50М				
	Диаметр седла, установленного в регуляторе, мм							
	4	6	10	8	11	15	20	25
0,02	5	11	19	20	37	50	92	120
0,04	8	15	25	33	60	88	150	200
0,06	10	19	35	42	80	120	200	255
0,08	11	22	40	50	95	145	238	320
0,1	13	25	45	55	112	167	270	363
0,2	20	40	75	89	170	267	433	—
0,3	30	55	100	117	225	375	610	—
0,6	53	105	—	213	388	717	—	—
0,8	72	145	—	275	500	—	—	—
1	91	190	—	337	616	—	—	—
1,2	110	—	—	392	733	—	—	—
1,4	125	—	—	450	—	—	—	—
1,6	142	—	—	512	—	—	—	—

Примечание. Расходы приведены для газа с отношением $c_p/c_v = 1{,}3$ и $\rho = 0{,}7$ кг/м³. Чтобы определить пропускную способность регулятора на газе с другой плотностью, данную в таблице пропускную способность необходимо умножить на коэффициент $K = 0{,}837/\sqrt{\rho}$.

Регулятор является второй ступенью редуцирования и обеспечивает на выходе давление газа 0,3 кПа ± 300 Па. Клапан запорно-регулирующий типа КБ имеет в нижней части хвостовик для сочленения с газовым баллоном и поставляется потребителю ввернутым в баллон. В верхней части клапана КБ имеется кольцевая проточка для входа шариков *29* замка регулятора и уплотнительное кольцо *6* для обеспечения герметичности соединения клапана *А* с регулятором *Б*.

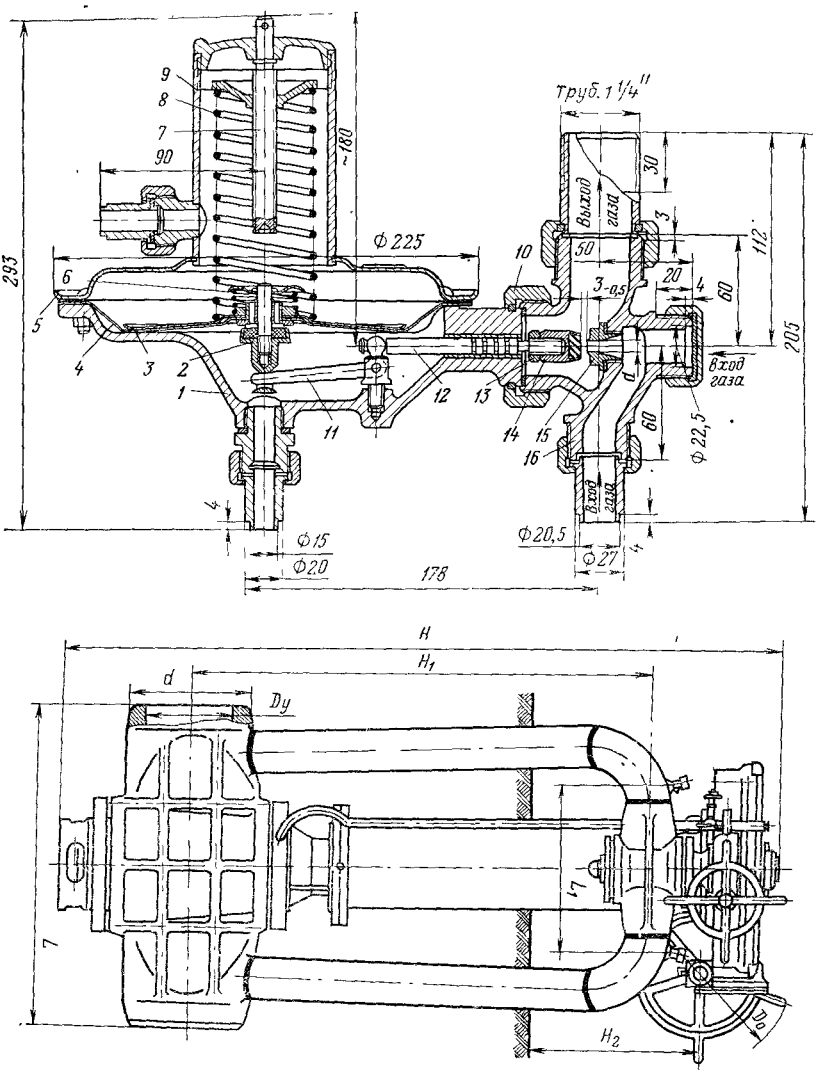


Рис. 2.3 Регулятор давления газа РД-32М

Регулятор выполнен в виде насадки на запорно-редуцирующий клапан и удерживается на нем посредством шарикового замка. Регулятор имеет в боковой части штуцер для соединения с нагревательными приборами с помощью гибкого шланга. Расположенная вверху регулятора рукоятка *17* позволяет открывать или закрывать поступление газа из баллона к нагревательным приборам.

При работе регулятора совместно с клапаном КБ газ из баллона поступает через зазор клапана *5*, который автоматически регулируется штоком *26*, связанным с мембраной *25*. В результате этого давление под мембраной *25* устанавливается 0,15—0,2 кПа. Затем газ поступает под мембрану *21*, регулирующий зазор клапана *9* посредством штока *16* и рычага *11*. Таким образом, давление газа под мембраной *21* и на выходе регулятора становится стабильным по величине и мало зависящим от расхода.

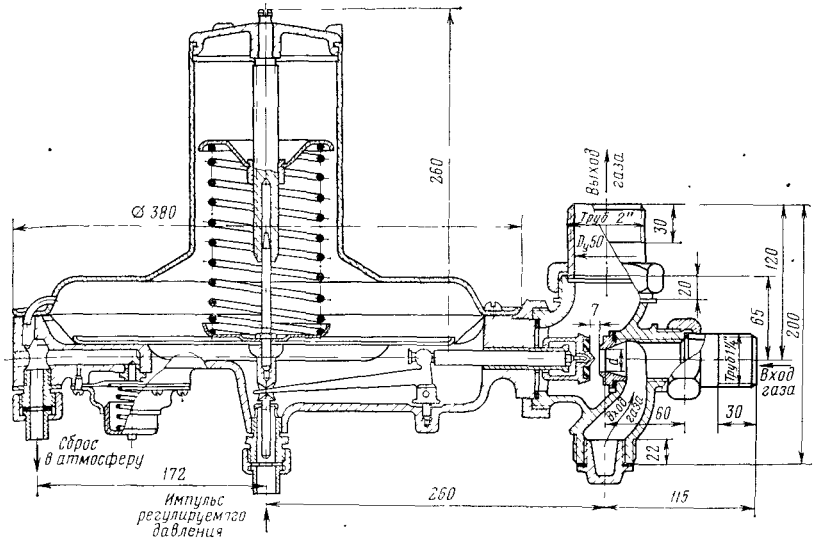


Рис. 2.4. Регулятор давления газа РД-50М

Регуляторы давления РД-32М и РД-50М (табл. 2.2, табл. 2.3). Для снабжения газом низкого давления потребителей с относительно небольшим расходом газа наиболее широкое распространение получили регуляторы РД-32М (рис. 2.3) и РД-50М (рис. 2.4), корпуса которых рассчитаны на входное давление до 1,6 МПа. Они обеспечивают с достаточной степенью точности постоянное давление после себя при изменении расхода и входного давления.

В центре мембраны регулятора РД-32М и в корпусе регулятора РД-50М встроен предохранительный клапан, который после закрытия основного клапана обеспечивает сброс излишнего газа в атмосферу. Сбросной клапан при отсутствии расхода предохраняет сеть низкого давления от недопустимого повышения давления в ней вследствие пропусков со стороны повышенного давления.

Регуляторы выполнены в виде соединенных накидной гайкой мембранной камеры, являющейся приводом регулирующего клапана, и крестовины с седлом и клапаном. Эти узлы легко разъединяются, что при эксплуатации обеспечивает свободный доступ к седлу и клапану регулятора.

Мембранная камера состоит из чугунного корпуса *1* (см. рис. 2.3 и рис. 2.4) и крышки *5* с колонкой *9*, между которыми помещена рабочая мембрана *4*. На диск *3* мембраны опирается определяющая выходное давление пружина *8*, усилие которой изменяется путем вращения регулировочного винта *7*. На конце штока *12* на резьбе навернут клапан *14* с контргайкой *13*, вращая который можно регулировать степень открытия клапана при сборке регулятора или замене седла в крестовине. Газ к седлу *15* подводится прямо или сбоку по одному из входных каналов крестовины *16*, которая с помощью накидной гайки *10* присоединяется к корпусу *1*. Проходя под клапаном, давление газа редуцируется, а импульс выходного давления от газопровода за регулятором подводится в мембранную камеру под большую мембрану. При любом установившемся режиме работы регулятора его подвижные элементы находятся в равновесии. Усилие от входного давления газа на клапан, уменьшенное рычажной передачей *11*, и усилие пружины *8* уравновешиваются в каждом положении определенным давлением газа снизу мембраны. Если расход газа или входное давление в процессе работы изменяется, равновесие подвижной системы нарушается. Под действием преобладающего усилия мембрана через рычажную передачу передвигает клапан в другое равновесное положение, соответствующее новому расходу или входному давлению газа. Отклонение регулируемого давления от заданного значения (характерная неравномерность регулирования) в основном выражается в снижении выходного дав-

ления при большем открытии клапана, т е при увеличении расхода газа В случае прекращения расхода возросшее после регулятора давление газа поднимает мембрану вверх до полного закрытия регулирующего клапана. При возможных пропусках газа со стороны высокого давления, если нет расхода, выходное давление будет повышаться и мембрана регулятора РД-32М поднимается еще выше, преодолевая усилие малой пружины *6*, а в регуляторах РД-50М усилие от давления газа на малую мембрану сбросного клапана *2* преодолеет усилие пружины *6*. И в результате сброса части газа в атмосферу дальнейший рост давления в сети за регулятором прекратится.

Регуляторы давления с пневматической нагрузкой

Регуляторы давления типа РД-64 предназначены для снабжения потребителей газом среднего (0,15—0,3 МПа) или высокого (до 1,6 МПа) давления. Их характерной особенностью является использование вместо регулятора управления нагрузочной камеры, давление газа в которой определяет выходное давление. Регуляторы давления типа РД-64 устойчиво работают в диапазоне температур окружающей среды от —30 до +50 °С при относительной влажности до 95 % (при +35 °С) Отбор регулируемого давления проводят на расстоянии не менее 2,5—3 м от выходного устройства после регулятора.

Регулирующее устройство регуляторов РД-25-64 и РД-40-64 (рис. 2 5) состоит из корпуса с выходным и входным фланцами В нижней части корпуса размещается стакан *2* с направляющей втулкой, в которой ходит клапан *3* Стакан верхним буртом прижимает седло *4*, которое выполнено составным из эластичного и жесткого материалов. При отсутствии расхода клапан плотно перекрывает отверстие седла под действием пружины *1*. Чувствительный элемент представляет собой резиновую мембрану *6*, зажатую между торцом корпуса и фланцем нагружающей камеры *9* Под мембрану подведен стальной опорный диск *7*, удерживаемый в прижатом положении к мембране пружиной *5*, которая предотвращает возможные смещения опорного диска во время работы и транспортировки регулятора Движение мембраны через диск передается штоку *8* и далее на клапан. Нагружающее устройство состоит из нагрузочной камеры *9* и перепускных вентилей *10*. Необходимое давление в нагрузочной камере создается путем подачи газа в нее со стороны входа через сверления в корпусе регулятора. Подача газа в нагрузочную емкость, сброс газа из нее, а также герметичное ее отклонение осуществляется перепускными вентилями *10*

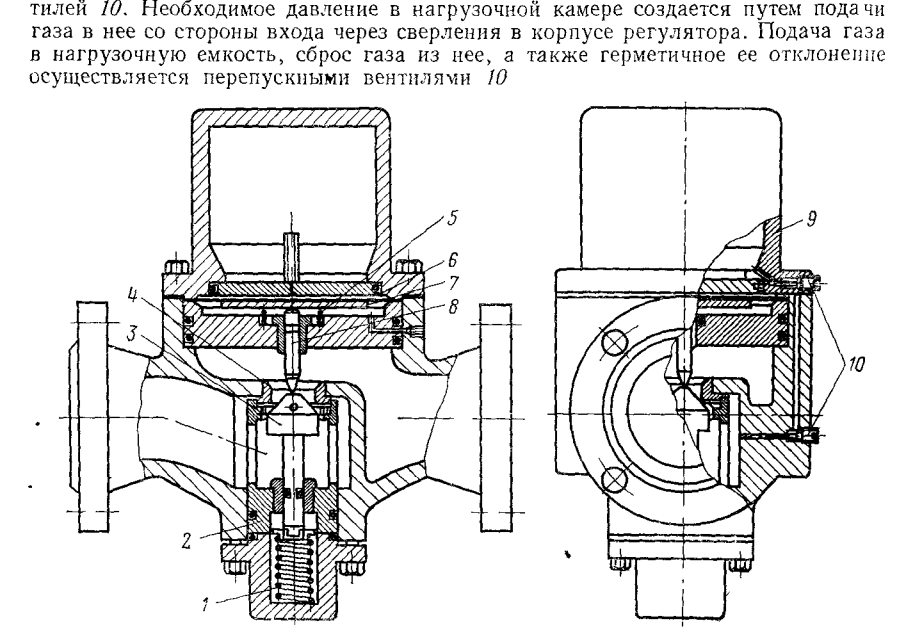


Рис. 2 5. Регуляторы давления газа РД-25-64, РД-40-64

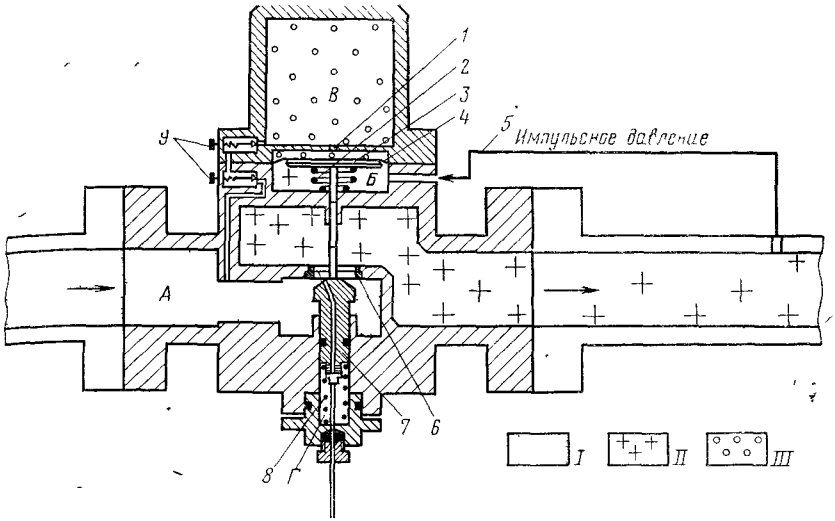


Рис. 2.6 **Принципиальная схема регулятора давления газа типа РД-64:**
I — высокое давление, *II* — низкое давление, *III* — давление нагрузки

Регуляторы типа РД-64 состоят из следующих основных элементов: исполнительного регулирующего клапана (седло *4*, прокладка уплотняющая, разгруженный клапан *3*), чувствительного элемента (мембрана *6*, диск опорный *7*, шток *8*); нагружающего устройства (нагрузочная камера *9*, перепускные вентили *10*).

Принцип действия регуляторов типа РД-64 (рис. 2.6) основан на компенсации сил, действующих на чувствительный элемент. Для перемещения клапана регулирующего органа используется сила, возникающая на чувствительном элементе от изменения выходного давления.

Газ высокого давления из подводящего газопровода поступает в полость регулятора *А*. Далее газ, проходя через переменный дросселирующий зазор, образуемый седлом *6* и клапаном *7*, редуцируется до заданного низкого давления. Заданное низкое давление на выходе регулятора зависит от площади дросселирующего зазора, который автоматически устанавливается подвижной системой регулятора. Полость регулятора *А* через сверление в клапане *7* соединена с камерой *Г*, чем достигается разгруженность клапана в любом его положении. Из полости высокого давления регулятора *А* через отверстия и систему вентилей *9* часть газа перепускается в нагружающую камеру *В*, чем создается необходимое нагружающее давление, действующее на мембрану *4* со стороны нагружающей камеры. Со стороны низкого давления газ проходит по импульсной трубке *5* в импульсную камеру *Б* регулятора, где оказывает воздействие на мембрану с другой стороны Мембрана *4*, опорный диск *3*, клапан *7* и пружины *8* и *2* составляют подвижную систему регулятора При постоянном расходе газа подвижная система регулятора находится в покое, так как действие сил на мембрану со стороны нагружающей камеры равно действию сил со стороны импульсной камеры. При этом проходное сечение регулятора открыто на величину, соответствующую установившемуся расходу газа.

Увеличение расхода газа вызывает падение давления за регулятором и в импульсной камере *Б*, что нарушает равновесие сил, действующих на мембрану. Силы, действующие на мембрану сверху, становятся больше сил, действующих снизу Мембрана под действием разности сил перемещается вниз и через опорный диск *3*, нажимая на клапан *7*, приоткрывает его В результате увеличения проходного сечения регулятора увеличивается поток газа, который, восполняя расход, доведет давление за регулятором в импульсной камере до первоначального. Силы, действующие на мембрану, уравновесятся, и подвижная система регулятора остановится в новом равновесном состоянии, соответствующем новому рас-

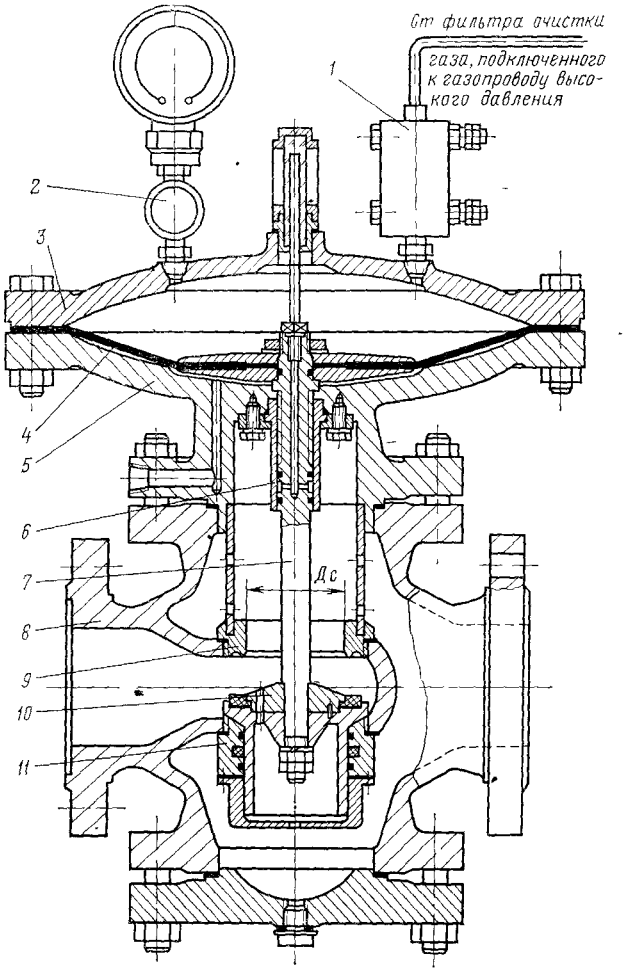


Рис. 2.7. Регуляторы давления газа РД-50-64, РД-80-64, РД-100-64

ходу газа. Увеличение расхода газа вызывает увеличение давления за регулятором и в импульсной камере *Б*. 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 *Б* до первоначального уровня. Таким образом, действие регулятора направлено на сохранение выходного давления на определенном заданном уровне вне зависимости от изменения расхода газа.

Для того чтобы установить на выходе регулятора любое выходное давление в пределах характеристики регулятора, необходимо установить соответствующее постоянное давление в нагружающей камере *В*. Для этого путем перепуска газа в камере *В* давление изменится до необходимого. Нагружающая камера *В* разделена перегородкой, имеющей дроссельное отверстие *1*, на две полости: малую, примыкающую к мембране, и большую. При резком изменении давления газа в выходном газопроводе за счет резкого изменения отбора газа подвижная система регулятора передвинется в новое положение не мгновенно, а по мере перетекания газа из одной полости нагружающей камеры в другую через дроссельное отверстие *1* в перегородке. Этим достигается устранение колебаний клапана регулятора.

Таблица 2.4

Техническая характеристика регуляторов давления типа РД-64

Характеристика	РД-25-64	РД-40-64	РД-50-64	РД-80-64	РД-100-64
Диаметр условного прохода, мм	25	40	50	80	100
Диаметр сменного седла, мм	16—20	20—32	45	70	85
Полный ход регулирующего органа, мм	8	12	16	25	30
Верхний предел настройки, МПа	2,5	2,5	1,6	2,5	3,0
Габаритные размеры, мм:					
строительная длина	260	340	260	345	385
высота	340	428	522	616	700
ширина	170	235	410	410	480
Масса, кг	8	54	106	135	215

Примечания. 1. Рабочее давление на входе в регулятор — до 6,4 МПа. 2. Условное давление — 6,4 МПа. 3. Тип регулирующего органа — односедельный. 4. Тип присоединения к трубопроводу — фланцевый.

Регуляторы давления РД-50-64, РД-80-64, РД-100-64 (рис. 2.7) конструктивно выполнены одинаково и состоят из следующих основных элементов: регулирующего органа (литой корпус *8* с верхними и нижними седлами клапана *9*); приводной части мембранного привода (корпус *5* со съемной направляющей втулкой *6* и крышка *3*); подвижной системы (мембрана *4*, шток *7* и клапан тарельчатого типа *10*). Подвижная система плавно перемещается в направляющей втулке и цилиндре нижнего седла *11*. Вследствие наличия двух направлений подвижной системы регуляторы работают без вибрации и сильных шумов. Корпус и мембранный привод регуляторов рассчитан на рабочее давление до 5,5 МПа. Действие регуляторов основано также на компенсации сил, действующих на чувствительный элемент.

Для задания регулируемого параметра (давления) используют газ высокого давления, отбираемый со стороны входа его в ГРС и подаваемый в редуктор *1*, используемый в данном случае в качестве задатчика. Контроль за настройкой регулятора на заданное регулируемое давление ведут по техническому манометру *2*, установленному на крышке мембранного привода регулятора. Указанные регуляторы работают аналогично описанным РД-25-64 и РД-40-64.

Регуляторы РД-64 (табл. 2.4) устанавливают на горизонтальном участке трубопроводов в местах, доступных для осмотра, настройки и ремонта его. Участок трубопровода, предназначенный для монтажа регулятора, должен иметь диаметр условного прохода не менее $D_у$ регулятора. Длины прямых участков трубопроводов до и после регулятора должны быть не менее одного метра. Регулятор устанавливают в вертикальном положении (мембранным приводом вверх) между двумя отключающими кранами или задвижками на технологическом трубопроводе. Направление потока газа должно совпадать с направлением стрелки на корпусе. Регулируемое давление подводят в подмембранную полость привода регулятора по стальной цельнотянутой трубке. Точка отбора регулируемого давления газа располагается на трубопроводе после регулятора на расстоянии не менее 2,5 м от выходного отключающего крана (задвижки). Наблюдение за регулируемым давлением ведут по показаниям манометра, установленного на линии подвода регулируемого давления непосредственно у регулятора. Обвязку регулятора выполняют стальными цельнотянутыми трубами, вентилями, рассчитанными на рабочее давление 5,5 МПа.

Пилотные регуляторы

В регуляторах давления непрямого действия с командными приборами уравновешивание усилия от давления газа на мембрану осуществляется не грузами, пружинами или постоянным давлением газа, а давлением газа, которое устанавливают вспомогательным устройством, называемым командным прибором Командный прибор представляет собой вспомогательный регулятор давления газа или распределительное устройство (золотник), управляющее подачей к мембране газа начального или конечного давления сети, на которой установлен основной регулятор. Регуляторы с командными приборами отличаются от рассмотренных регуляторов простотой и удобством настройки, осуществляемой поворотом винта командного прибора, а также снижением напряжений в мембране основного регулятора из-за более благоприятного относительного распределения газовых нагрузок по обе стороны мембраны

Регуляторы давления типа РДУК-2 — статические устройства непрямого действия с командным прибором — регулятором управления КН-2 (низкого давления) или КВ-2 (высокого давления). Они автоматически поддерживают заданное выходное давление при переменном входном давлении и при изменении расхода газа от нуля до максимального В зависимости от пропускной способности и допускаемого перепада регуляторы типа РДУК-2 снабжены сменными клапанами и седлами соответствующего диаметра (табл. 2 5).

Регулятор давления типа РДУК-2 (рис. 2,8, табл. 2 6) состоит из чугунного корпуса *9* вентильного типа со сменным седлом *8*. В нижней части корпуса *9* крепят при помощи болтов М12 мембранную коробку, состоящую из верхней *3* и нижней *6* крышек с зажатой между ними мембраной *7*. Перемещение мембраны *7* через толкатель *5* и шток *2* передается клапану *10*. В регуляторе с $D_у$ = = 100 и 200 мм расположен фильтр, служащий для очистки газа, идущего к регулятору управления *1*.

Регуляторы управления КН-2 или КВ-2 *1* в схеме обвязки регуляторов выполняют роль командного прибора Работа регуляторов осуществляется следующим образом. Газ входного давления поступает одновременно на клапан *10* и через фильтр в регулятор управления, далее по соединительной трубке через дроссель *4* под мембрану *7*, а также через установку дросселя *4* на сбросной линии в газопровод после регулятора. Выходное давление газа подается по импульсным

Таблица 2.5

Модификация регуляторов давления типа РДУК-2

Модификация	Диаметр условного прохода, мм	Диаметр седла клапана, мм	Максимальное условное давление входное, МПа	Пределы регулирования выходного давления, МПа
РДУК-2Н-50/35	50	35	1,2	0,0005—0,06
РДУК-2В-50/35	50	35	1,2	0,06—0,6
РДУК-2Н-100/50	100	50	1,2	0,0005—0,06
РДУК-2В-100/50	100	50	1,2	0,06—0,6
РДУК-2В-100/70	100	70	1,2	0,0005—0,06
РДУК-2В-100/70	100	70	1,2	0,06—0,6
РДУК-2Н-200/105	200	105	1,2	0,0005—0,06
РДУК-2В-200/105	200	105	1,2	0,06—0,6
РДУК-2Н-200/140	200	140	0,6	0,0005—0,06
РДУК-2В-200/140	200	140	1,2	0,06—0,6

Примечания 1 РДУК-2В-200/140 можно применять при перепаде давления не более 0,6 МПа 2 При заказе регулятора необходимо указывать модификацию.

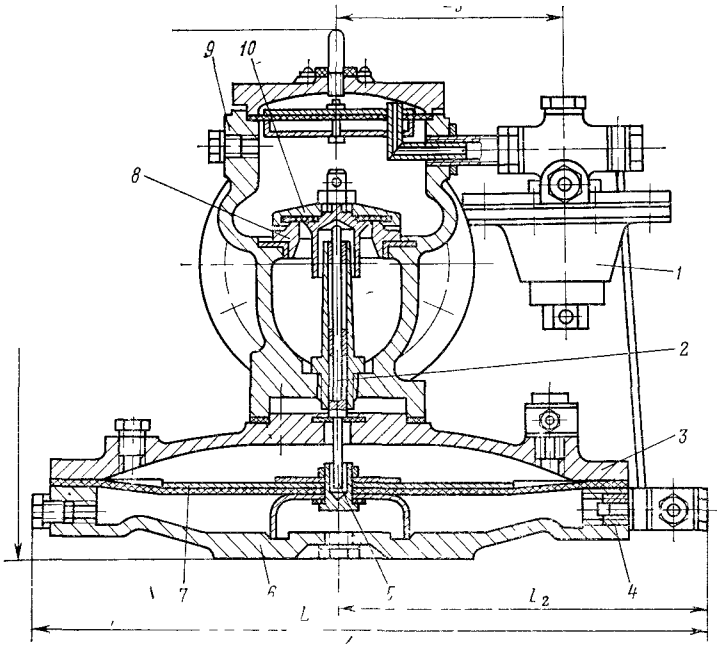


Рис. 2 8. Регулятор давления газа РДУК-2

трубкам в пространстве над мембраной *7* и в регулятор управления *1* Установка дросселя на сбросной линии обеспечивает под мембраной *6* давление газа больше чем на выходе из регуляторов (диаметры отверстия демпфирующего дросселя — 1,5 мм, сбросного дросселя — 1,5 мм для $D_у$ = 50 и 100 мм и 2 мм для $D_у$ = = 200 мм). Разность давлений по обе стороны мембраны *7* создает подъемную силу мембраны, которая при любом установившемся режиме работы регулятора управления *1* уравновешивается массой подвижных частей и входным давлением газа на клапан *10*. При понижении давления газа на выходе давление в пространстве над мембраной *7* повысится, в то время как в пространстве под мембраной *7* оно не изменится. В результате чего мембрана *7* опустится и прикроет клапан *10*. Таким образом, при любом отклонении выходного давления от заданного изменение давления в пространстве над мембраной *7* вызовет перемещение клапана *10* в новое равновесное положение, при котором выходное давление восстановится.

Регулятором управления (рис. 2.9) служит пружинный статический регулятор давления прямого действия. Он представляет собой мембранную камеру, вверху которой расположена головка (крестовина), а снизу — регулировочный стакан с пружиной. Головка имеет входное и выходное резьбовые отверстия. Внутри головки расположен узел клапана, состоящий из шпильки, самого клапана с резиновым уплотнением и пружины с колпачком. Клапан в сборе свободно вынимается из головки через верхнюю пробку. Под клапаном установлено седло, ниже седла запрессована гильза с отверстием под шпильку, отделяющая выходную полость головки от мембранной камеры. Шпилька пропущена через отверстие в седле и гильзе и опирается на толкатель, а толкатель — на центр мембраны. Мембранная камера имеет два резьбовых отверстия: одно закрыто пробкой, по второму подводится газ с выходным контролируемым давлением. При повышении давления в мембранной камере тарелка мембраны опускается, а клапан под действием пружины закрывается, и наоборот, при понижении давления тарелка мембраны под действием регулировочной пружины поднимается и клапан открывается. В регуляторе управления высокого давления КВ-2 устанавливают очень сильную пружину и взамен тонкой тарелки мембраны, установлен-

Таблица 2.6

Основные технические данные регуляторов давления типа РДУК-2 (см. рис. 2.8)

Модификация	Диаметр седла клапана, мм	Площадь седла клапана (с учетом площади сечения штока клапана)	Коэффициент расхода	Максимальная пропускная способность (в тыс. м³/ч) при выходном давлении 1000 Па, плотности 0,73 кг/м³ и входном давлении, МПа					Размеры, мм								Число отверстий	Масса, кг
				0,1	0,2	0,3	0,6	1,2	L	L_1	L_2	L_3	L_4	H	h	D		
РДУК-2Н-50/35	35	8,5	0,6	0,895	1,342	1,79	3,13	5,82	230	434	242	150	132	282	172	364	4	43
РДУК-2В-50/35	35	8,5	0,6	0,895	1,342	1,79	3,13	5,82	230	434	242	150	132	282	172	364	4	43
РДУК-2Н-100/50	50	13,5	0,6	1,42	2,13	2,84	4,97	9,24	350	534	292	180	132	418	231	464	8	82
РДУК-2В-100/50	50	13,5	0,6	1,42	2,13	2,84	4,97	9,24	350	534	292	180	132	418	231	464	8	82
РДУК-2Н-100/70	70	32,3	0,5	2,83	4,25	5,67	9,92	18,42	350	534	292	180	132	418	231	464	8	82
РДУК-2В-100/70	70	32,3	0,5	2,83	4,25	5,67	9,92	18,42	350	534	292	180	132	418	231	464	8	82
РДУК-2Н-200/105	105	68,5	0,49	5,894	8,84	11,79	20,63	38,31	600	655	330	250	132	711	386	650	12	282
РДУК-2В-200/105	105	68,5	0,49	5,894	8,84	11,79	20,63	38,31	600	655	330	250	132	711	386	650	12	282
РДУК-2Н-200/140	140	135	0,4	9,472	14,21	18,945	33,154	—	600	655	330	250	132	711	386	650	12	282
РДУК-2В-200/140	140	135	0,4	9,472	14,21	18,945	33,154	—	600	655	330	250	132	711	386	650	12	282

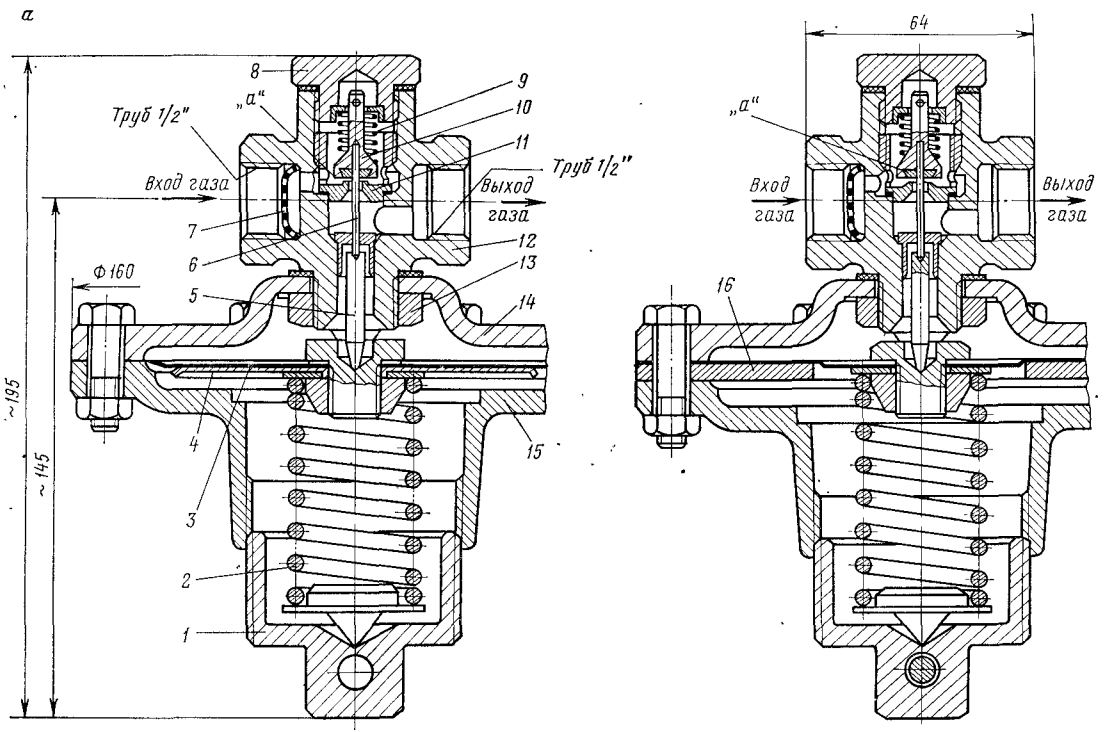


Рис. 2.9. Регуляторы управления КН-2 (*а*) и КВ-2 (*б*):

1 — регулировочный стакан; *2* — регулировочная пружина; *3* — мембрана; *4* — диск; *5, 6* — штоки; *7* — фильтрующая сетка; *8* — пробка; *9* — пружина; *10* — клапан; *11* — седло; *12* — корпус дросселя; *13* — гайка; *14* — чугунный корпус; *15* — крышка; *16* — дополнительное кольцо

Таблица 2.7

Модификации и комплектация регуляторов давления типа РДБК-1

Модификация	Регулирующий клапан (исполнительный механизм) с регулируемыми дросселями	Приборы управления			Принцип работы
		регулятор управления непрямого действия	регулятор управления прямого действия	стабилизатор	
РДБК1-25	+	+	—	+	По схеме непрямого действия
РДБК1П-25	+	—	+	—	По схеме прямого действия
РДБК1-50	+	+	—	+	По схеме непрямого действия
РДБК1П-50	+	—	+	—	По схеме прямого действия
РДБК1-100	+	+	—	+	По схеме непрямого действия
РДБК1П-100	+	—	+	—	По схеме прямого действия

Примечание «+» — прибор устанавливают, «—» — прибор не устанавливают.

ной в регуляторе КН-2, между нижней крышкой и мембраной вставляют кольцо, уменьшающее ее рабочую площадь.

Регулятор давления типа РДБК-1 является модернизацией рассмотренного регулятора давления типа РДУК-2, а также статическим устройством прямого и непрямого действия с командным прибором — регулятором управления. Он поддерживает заданное выходное давление при переменном входном давлении и при изменении расхода газа от нуля до максимального. В зависимости от исполнения в состав регулятора давления типа РДБК включены различные приборы (табл. 2.7).

Перечисленные в таблице приборы управления имеют следующие назначение и характеристику:

регулирующий клапан (исполнительный механизм) с регулируемыми дросселями обеспечивает настройку регулятора на устойчивую работу (без качки и вибрации) посредством изменения площади проходных сечений потоков газа на сбросе к подмембранной камере регулирующего клапана; на регулирующих клапанах регуляторов с $D_у$ = 50 и 100 мм устанавливают регулируемый дроссель на сбросе из надмембранной камеры для устранения вибраций;

регулятор управления непрямого действия поддерживает постоянное давление за регулятором независимо от изменения входного давления и расхода посредством изменения давления в подмембранной камере регулирующего клапана;

регулятор управления прямого действия поддерживает постоянное давление за регулятором независимо от изменения входного давления и расхода посредством поддержания постоянного давления в подмембранной камере регулирующего клапана;

стабилизатор предназначен для поддержания постоянного перепада на клапане регулятора управления непрямого действия; установка стабилизатора делает работу регулятора практически независимой от колебаний входного давления.

Регуляторы типа РДБК изготавливают в двух исполнениях: регулятор типа РДБК1П, собранный по схеме прямого действия и включающий односедельный регулирующий клапан, регулятор управления прямого действия, два регулирующих дросселя, дроссель из надмембранной камеры регулирующего клапана;

Таблица 2.8

Основные технические данные регуляторов давления типов РДБК1 и РДБК1П

Модификация	Диаметр седла клапана, мм	Максимальное входное давление, МПа	Площадь седла клапана (с учетом площади сечения штока клапана), см²	Коэффициент расхода	Максимальная пропускная способность (в тыс. м³/ч) при выходном давлении 1000 Па, плотности 0,73 кг/м³ и входном давлении, МПа					Размеры, мм			Масса, кг
					0,1	0,2	0,3	0,6	1,2	строительная длина	высота	ширина	
РДБК1П-25	21	1,6	2,68	0,659	0,31	0,465	0,62	1,085	2,014	200	240	335	17,8
РДБК1-25	21	1,6	2,68	0,659	0,31	0,465	0,62	1,085	2,014	200	240	335	21,3
РДБК1П-50	35	1,2	8,5	0,6	0,895	1,342	1,79	3,13	5,82	230	278	360	47
РДБК1-50	35	1,2	8,5	0,6	0,895	1,342	1,79	3,13	5,82	230	278	360	48,3
РДБК1П-100/50	50	1,2	32,3	0,5	1,12	2,13	2,84	4,97	9,24	350	440	466	78
РДБК1-100/50	50	1,2	32,3	0,5	1,12	2,13	2,84	4,97	9,24	350	440	466	79,5
РДБК1П-100/70	70	1,2	68,5	0,49	2,83	4,25	5,67	9,92	18,42	350	440	466	78
РДБК1-100/70	70	1,2	68,5	0,49	2,83	4,25	5,67	9,92	18,42	350	440	466	79,5

Таблица 2.9

Рекомендуемые минимальные расстояния от места врезки импульсной трубы контролируемого давления до различных местных сопротивлений

Характеристика местных сопротивлений	$v \leqslant 13$ м/с		13 м/с $< v \leqslant 18$ м/с		18 м/с $< v \leqslant 25$ м/с	
	$p_2 \geqslant 0{,}005$ МПа	$p_2 \geqslant 0{,}005$ МПа	$p_2 \geqslant 0{,}005$ МПа	$p_2 < 0{,}005$ МПа	$p_2 \geqslant 0{,}01$ МПа	$p_2 < 0{,}01$ МПа
Переход с меньшего диаметра на больший	Не менее 1 диаметра выходного газопровода	Не менее 2 диаметров выходного газопровода	Не менее 1 диаметра выходного газопровода	Не менее 2 диаметров выходного газопровода	Не менее 1 диаметра выходного газопровода	Не менее 3—4 диаметров выходного газопровода
Кран, угольник	Не менее 1 диаметра выходного газопровода на всех значениях выходных давлений и скорости газа в диапазоне 0—25 м/с					

Примечание. v — скорость газа; p_2 — давление.

регулятор типа РДБК1, собранный по схеме непрямого действия и включающий односедельный регулирующий клапан, стабилизатор, регулятор управления непрямого действия, два регулируемых дросселя и дроссель из надмембранной камеры регулирующего клапана (регулируемый дроссель из надмембранной камеры регулирующего клапана устанавливают на регуляторах $D_у = 50$ и 100 мм).

Регуляторы типов РДБК1 и РДБК1П (табл. 2.8) при одновременном изменении расхода газа в диапазоне 2—100 % от максимального и входного давления на ±25 % изменяют выходное давление не более ±10 % от настроечного выходного давления. Регуляторы можно эксплуатировать при температуре окружающей среды от —30 до +60 °С. Для нормальной работы при отрицательных температурах окружающей среды относительная влажность газа при прохождении его через клапан регулятора должно быть всегда меньше 1, т. е. когда выпадение влаги из газа в виде конденсата исключается.

Регуляторы типов РДБК1 и РДБК1П устанавливают только на горизонтальном участке трубопровода мембранной камерой вниз (табл. 2.9). Расстояние от нижней крышки мембранной камеры до пола и зазор между мембранной камерой и стеной при установке регулятора в ГРП и ГРУ должен быть не менее 300 мм. Импульсный трубопровод, соединяющий регулятор с местом отбора импульса, должен иметь диаметр $D_у = 32$ мм. Местные сужения проходного сечения импульсной трубы не допускаются. Присоединение импульсной трубы к нижней четверти сечения газопровода не допускается.

Регуляторы давления с усилителем и редуктором

Регуляторы давления типа РДУ (табл. 2.10) предназначены для снижения высокого давления газа и автоматического поддержания выходного давления на заданном значении. Регуляторы типа РДУ можно применять на газораспределительных станциях, газовых промыслах, установках очистки, осушки газа и других объектах газовой промышленности.

Регуляторы типа РДУ состоят из трех основных узлов (рис. 2.10): исполнительного устройства *3*, усилителя *1*, редуктора перепада давления *2*. Испол-

Таблица 2.10

Основные технические характеристики регуляторов давления типа РДУ

Параметр	РДУ-50	РДУ-80	РДУ-100
Условный проход, мм	50	80	100
Условное давление, МПа	6,4	6,4	6,4
Диапазон изменения входного давления, МПа	1,2—5,5	1,2—5,5	1,2—5,5
Диапазон настройки выходного давления, МПа	0,25—1,6	0,25—1,6	0,25—1,6
Перепад давления на регуляторе, МПа:			
максимальный	5,25	5,25	5,25
минимальный	0,3	0,3	0,3
Зона нечувствительности регулирования от верхнего предела настройки, %	2,5	2,5	2,5
Размеры, мм:			
строительная длина *L*	300	380	430
ширина *B*	445	500	560
высота *H*	435	460	490
Масса, кг	48	76	138

Примечания. 1. Диапазон настройки выходного давления обеспечивается двумя сменными пружинами усилителя; диапазон настройки от 0,25 до 0,6 МПа — пружиной АЯД 8.384.023 красного цвета; диапазон настройки от 0,6 до 1,6 МПа — пружиной АЯД 8.384.022 голубого цвета. 2. Температура окружающей и регулируемой сред — от —40 до +50 °С. 3. Тип присоединения к трубопроводам — фланцевый.

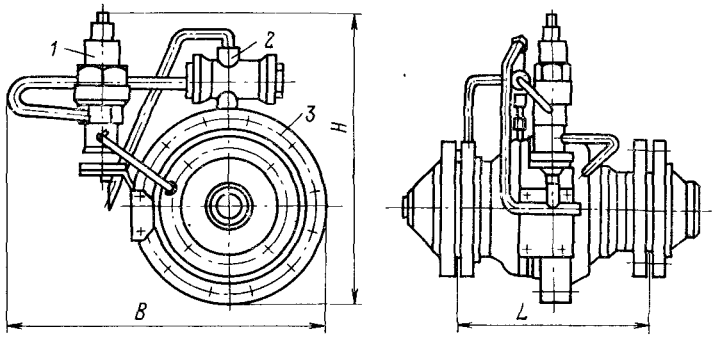


Рис. 2.10. Регуляторы давления газа типа РДУ (общий вид)

нительные устройства всех типоразмеров конструктивно подобны и отличаются друг от друга только размерами. Усилитель и редуктор перепада для всех типоразмеров регуляторов одинаковы. Исполнительное устройство — конечное звено системы автоматического регулирования. При перемещении затвора изменяется проходное сечение исполнительного устройства, а следовательно, и количество проходящего газа. Это обеспечивает поддержание выходного давления на заданном значении при колебании газопотребления или входного давления. Перемещение затвора происходит из-за изменения управляющего давления, поступающего на привод исполнительного устройства от усилителя. Усилитель непрерывно измеряет выходное давление, сравнивает его с заданным при настройке и при отклонении, изменяет управляющее давление. Для питания усилителя используют энергию входного давления. Редуктор перепада давления предназначен для снижения высокого входного давления и поддержания постоянного перепада между давлением питания усилителя и выходным давлением.

Исполнительное устройство состоит из корпуса, крышки, мембранного привода, затвора, возвратной пружины, седла и кожуха. Седло размещено во внутренней полости крышки на ребрах. Для обеспечения герметичности исполнительного устройства к седлу крепят капроновую прокладку с помощью винта. Затвор выполнен в виде тонкостенной трубы и связан мембранным приводом с помощью диска и двух шайб. В исходном положении затвор прижимается к седлу с помощью возвратной пружины. В полость «*А*» привода через отверстие «*Б*» подается выходное давление, а в полость «*В*» через отверстие «*Г*» подается управляющее давление (от усилителя) (рис. 2.11). Отверстие «*Д*» во фланце корпуса служит для подачи входного давления к редуктору.

Усилитель состоит из корпуса, верхней крышки, колпачка и нижней крышки, в которых собраны мембранно-пружинный механизм, клапанное устройство и регулировочный винт. Мембранно-пружинный механизм включает две эластичные мембраны, жестко связанные с помощью муфты, стакана, втулки и двух дисков, а также пружину сжатия. Натяг пружины создают вращением регулировочного винта. Клапанное устройство состоит из подающего седла,выполненного в виде сверления во втулке, клапана двойного действия с пружиной и сборочного седла, зажатого между муфтой и втулкой. Через отверстие «*Д*» во втулке газ питания, поступающий от редуктора, подается на усилитель, а через отверстие «*Б*» в корпусе управляющее давление подается на привод исполнительного устройства. В контрольную камеру «*В*» через отверстие «*Г*» поступает регулируемое давление из выходного трубопровода.

Редуктор перепада состоит из корпуса, седла, клапана, пружины и крышки. Газ входного давления через отверстие «*Е*» поступает в полость «*А*», проходит через зазор, образуемый клапаном и седлом, редуцируется и идет на питание усилителя. Величина давления газа питания усилителя зависит от усилия сжатия пружины и превышает выходное давление, которое подается в полость «*Ж*» редуктора, на 0,2—0,3 МПа.

Принцип работы регуляторов РДУ (см. рис. 2.11) следующий. Газ высокого давления из подводящего газопровода поступает в полость «*А*» исполнительного

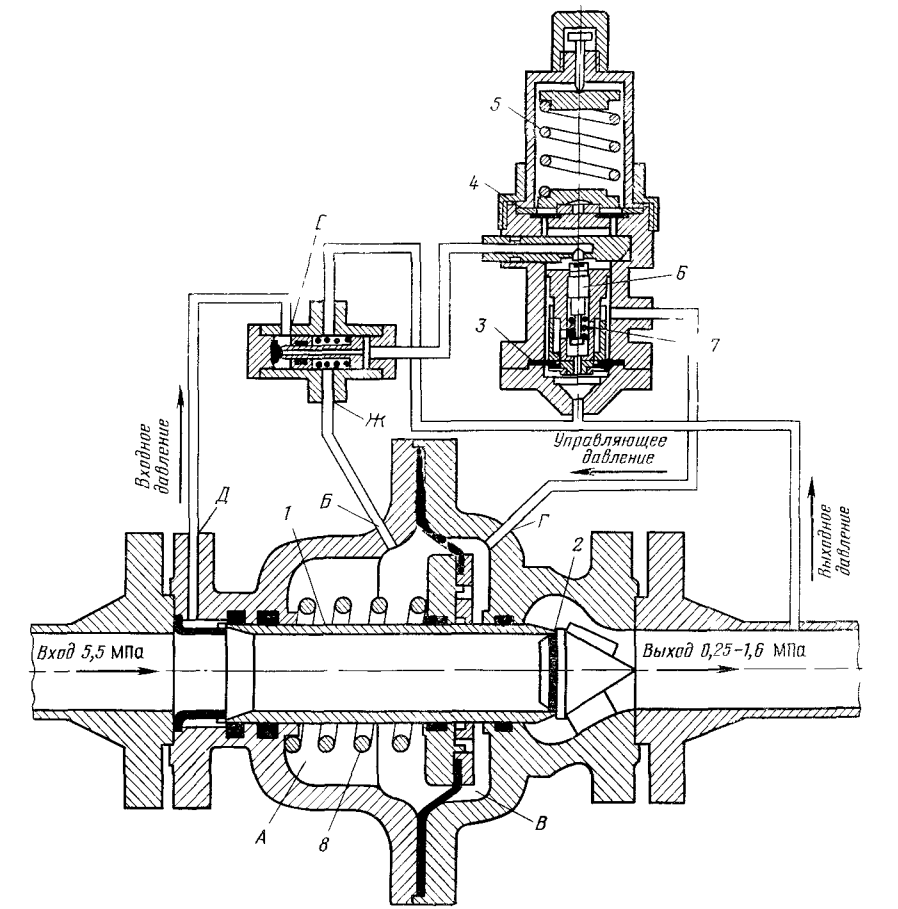


Рис. 2.11. Принципиальная схема регулятора газа типа РДУ

устройства, проходит через зазор, образуемый затвором *1* и седлом *2*, и редуцируется. Выходное давление устанавливают настройкой усилителя. Отклонение выходного давления, возникающее в результате изменения входного давления, воспринимается чувствительным элементом усилителя (мембраной) и с помощью клапанного устройства усилителя преобразуется в пневматический сигнал (повышение или понижение управляющего давления), поступающий в полость «*В*» привода исполнительного устройства. Процесс автоматического поддержания выходного давления в заданных пределах осуществляется следующим образом: повышение выходного давления вызывает перемещение подвижной системы усилителя, состоящей из двух жестко связанных мембран *3* и *4*, вверх из-за нарушения равновесия действующих на нее сил — усилия пружины *5*, с одной стороны, и выходного давления, с другой. При этом сбросное седло *7* отходит от клапана *6*, что приводит к стравливанию некоторого количества газа из полости усилителя «*В*» и полости привода исполнительного устройства. Управляющее давление понизится, и затвор *1* под действием возвратной пружины *8* пойдет на закрытие. В результате этого расход газа через регулятор уменьшается, что приведет к восстановлению выходного давления в заданных пределах При уменьшении выходного давления регулятор работает в обратном порядке.

Регуляторы давления типа РДУ устанавливают только на прямолинейном участке газопровода между двумя запорными устройствами таким образом, чтобы направление стрелки на табличке регулятора совпадало с направлением потока газа с обеспечением полной герметичности фланцевых соединений исполнительного устройства с газопроводом Импульсную трубку диаметром 16×1,5 приваривают к ниппелю с $D_y = 10$ мм. Место отбора выходного давления указывают на монтажной схеме. Импульсную трубку присоединяют к верхней половине сечения газопровода. В случае, если отбор импульсного давления проводят за запорным устройством, на импульсной линии устанавливают запорное устройство с проходным сечением не меньше проходного сечения импульсной трубки. На выходном участке газопровода для настройки регулятора необходимо установить показывающий манометр. При установке регулятора необходимо предусматривать требуемые условия для обеспечения легкого доступа к регулятору, проведения его настройки, разборки и сборки.

Приборные регуляторы

В приборных регуляторах давления непрямого действия с изменением регулируемого давления включается вспомогательный источник энергии, который через специальный механизм — серводвигатель перестанавливает регулирующий орган. Таким образом, в результате непрямого действия регулирующий орган перемещается благодаря вспомогательной энергии. По виду вспомогательной энергии регуляторы бывают следующие: пневматические, работающие на сжатом воздухе или газе; гидравлические, работающие на жидкости (масло или вода) под давлением; электрические, в которых привод исполнительного механизма осуществляется электромотором или соленоидным клапаном; электрогидравлические, у которых перестановка регулирующего органа осуществляется гидравлическим способом, а управление приводом электрическое.

Автоматический регулятор непрямого действия состоит из следующих основных частей: задающего устройства, при помощи которого регулятор настраивают на заданное значение (регулируемой величины); элемента, который воспринимает и преобразует регулируемую величину в определенные усилия, перемещения или другие сигналы; устройства, измеряющего сигнал, полученный от воспринимающего устройства, и сравнивающего его с заданной величиной; устройства, усиливающего сигнал благодаря включению вспомогательной энергии; исполнительного механизма, непосредственно перемещающего регулирующий орган; регулирующего органа (клапана, дроссельной заслонки и т. д.), изменяющего поток вещества.

В практике газоснабжения наибольшее распространение получили пневматические регуляторы. Их широко применяют на газораспределительных и газгольдерных станциях, а также на крупных городских и промышленных установках, регулирующих давление газа, где нельзя использовать регуляторы давления прямого действия. Простота конструкций, надежность, легкость обслуживания, а также взрывозащищенность и пожаробезопасность — основные достоинства этих приборов.

Изодромный командный прибор МТ-711Р (МТ-712Р) применяется в обвязке с регулирующими клапанами для регулирования значительных газовых потоков, требующих при непрерывном плавном регулировании точного поддержания заданного давления. Отличительная особенность этого прибора — изодромное устройство, состоящее из двух сообщающихся между собой коробок со сдвоенными сильфонами, между которыми заключена специальная жидкость. Изодромное устройство позволяет автоматически перестанавливать пределы дросселирования в зависимости от расхода или подачи газа Командный прибор является пневматическим регулятором управления с упругой обратной связью и 150 %-ным пределом дросселирования. С изменением давления газа командный прибор при помощи пневмореле изменяет давление воздуха или газа в надмембранном пространстве привода регулирующего клапана.

Высокая чувствительность прибора и точность регулирования давления газа обеспечиваются благодаря пропорциональному (шкала пределов дросселирования) и изодромному (шкала изодрома) устройствам, т. е. обусловливаются

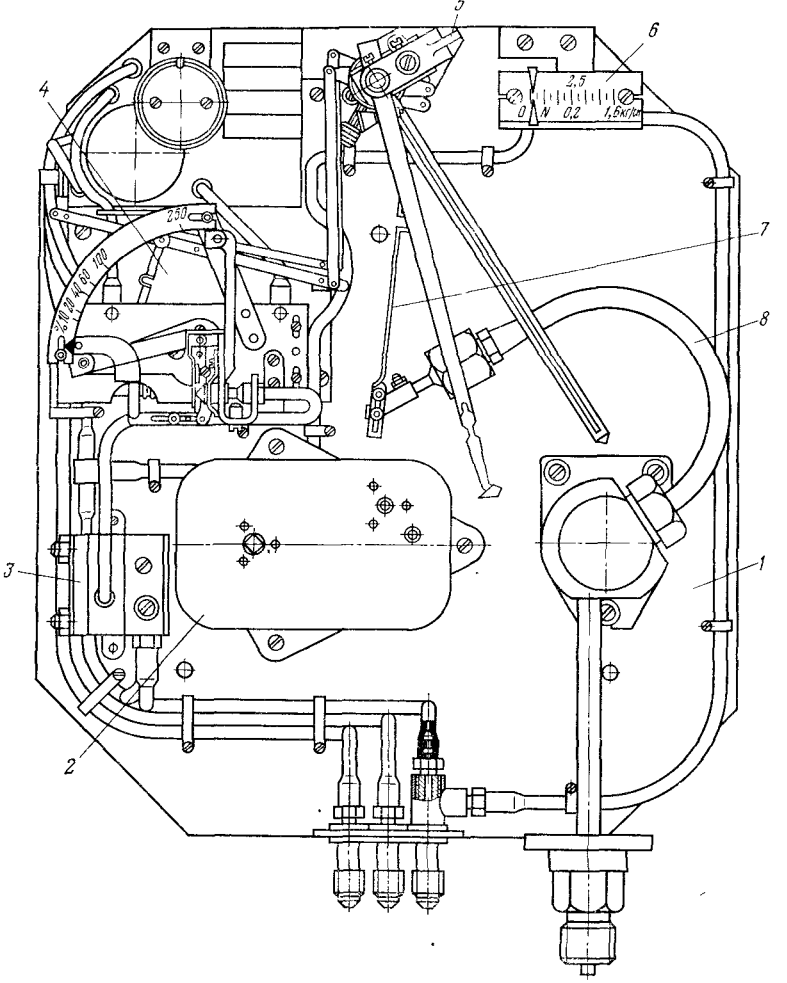


Рис. 2.12. Общий вид манометра трубчатого самопишущего с пневматическим изодромным регулирующим устройством МТ-711Р (МТ-712Р)

значением и скоростью условных перемещений заслонки по отношению к соплу, определяющих в свою очередь значения и скорости перемещения привода регулирующего клапана.

Манометры самопишущие с пневматическим изодромным регулирующим устройством предназначены для измерения, записи и автоматического поддержания на заданном значении давления неагрессивных газовых сред в системах контроля и регулирования технологических процессов. Действие измерительной части основано на уравновешивании измеряемого давления силой упругой деформации трубчатой пружины, а пневматического изодромного регулирующего устройства — на принципе компенсации перемещений с использованием сильфонного устройства. Для записи используют перо, в полость которого чернила закапывают в объеме, рассчитанном на работу в течение одних суток. Все узлы и блоки прибора монтируют на общей плате *1* (рис. 2.12), на которой крепят мано-

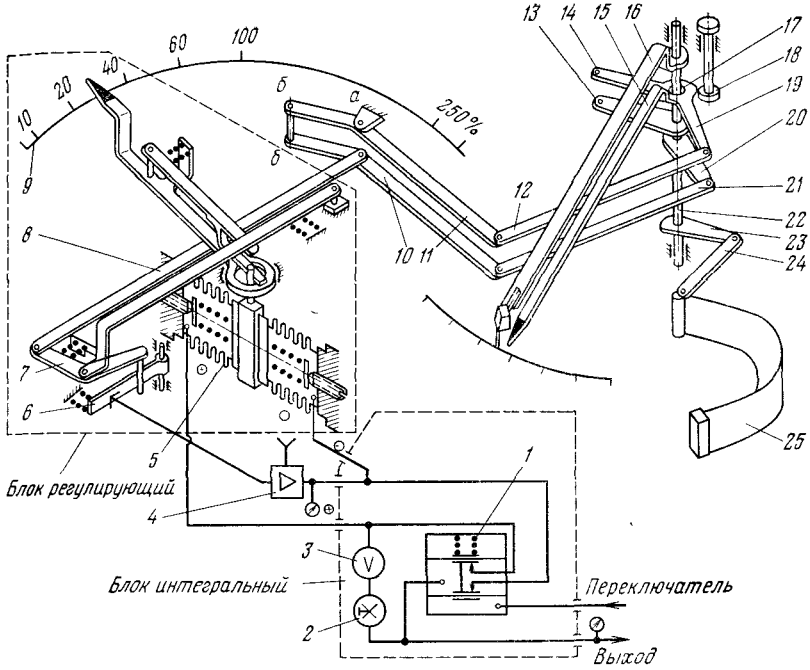


Рис. 2.13. Принципиальная схема МТ-711Р (МТ-712Р)

метрическую пружину *8*, тягу *7*, передающие механизм *5* с пером и стрелкой задания, регулирующее устройство *4*, пневмоусилитель *3*, привод диаграммы *2*, манометр *6*.

Измеряемое давление, поступающее в полость манометрической пружины *25* (рис. 2.13), перемещает тягу *24*, шарнирно связанную с кривошипом *23*. Кривошип жестко закреплен на оси *22* передающего механизма, на которой закреплены также стрелка манометра *16*, рычаги *20* и *13*. К рычагу *20* шарнирно крепят тягу *21*. Другой конец тяги *21* шарнирно соединен с рычагом *10* дифференциального механизма, шарнирно закрепленного на неподвижной оси через тягу *12* с рычагом *11*. Рычаги *19* и *14* связаны с кольцом, на котором укреплены стрелка задания *15* и зубчатое колесо *17*, поворачивающееся при вращении шестерни *18*. Сигнал рассогласования переменного параметра и задания, отработанный на дифференциальном механизме, с рычага *10* через тягу *8* передается на угловой рычаг *7* регулирующего блока. Регулирующий блок состоит из сильфонного блока *5* отрицательной и положительной обратной связей, систем рычагов, устройства установки зоны пропорциональности по шкале *9* и системы «сопло—заслонка» *6*. С выхода пневмоусилителя *4* пневмосигнал поступает в камеру сильфонного блока *5* в интегральный блок. В интегральном блоке пневмосигнал поступает в интегрирующую цепочку сопротивления *2* и емкости *3* и в узел переключения *1* с автоматического режима на ручной. Из интегрального блока пневмосигнал поступает в камеру плюсового сильфонного блока *5* и на выходные штуцера прибора.

Основные технические данные манометров самопишущих с пневматическим изодромным регулирующим устройством: класс точности измерительной части — 1; класс точности регулирующего устройства — 1,5; пределы пропорциональности — 10—250 %; время изодрома — от 6 до ∞ с; давление воздуха питания — 0,14 ± 0,014 МПа; давление выхода — 0,0—0,1 МПа; дальность передачи пневмосигнала по трубопроводу с внутренним диаметром 6 мм — до 300 м; привод диаграммы для МТ-711Р от синхронного микродвигателя переменного тока

напряжением 220 В и частотой 50 Гц, для МТ-712Р — от часового механизма с восьмисуточным заводом; питание синхронного электрического привода от сети переменного тока напряжением 220 В и частотой 50 Гц, время одного оборота диаграмного диска — 12 и 24 ч; форма диафрагмы — дисковая; число записываемых величин — 1; размеры —340×280×126 мм; масса — 11 кг; условия эксплуатации: температура окружающего воздуха для обыкновенного исполнения —5—50 °С, для тропического исполнения 5—55 °С, относительная влажность для обыкновенного исполнения до 80 %, для тропического исполнения до 95 %.

Приборы следует устанавливать в местах, исключающих тряску и вибрацию и обеспечивающих хорошую видимость диаграммы. Соединительный капилляр не должен подвергаться ударам и резким перегибам, могущим сузить или закупорить внутренний канал. Допустимый радиус закругления в местах изгиба капилляра — не менее 50 мм.

Для предохранения чувствительного элемента от непосредственного действия высокой температуры измеряемых паров, газов, жидкостей и воздуха в линии необходимо так расположить сильфонную трубку, чтобы она постоянно была заполнена конденсатом или какой-либо нейтральной жидкостью Между сильфонной трубкой и прибором может быть установлен трехходовой кран, служащий как для продувки линии и подключения контрольного манометра при поверке показания прибора, так и для включения в работу. Сильфонная трубка и трехходовой кран в комплект поставки прибора не входят.

При выборе места установки прибора необходимо соблюдать следующие условия:

расстояния от точки замера до прибора и от прибора до исполнительного механизма должны быть минимальными для уменьшения запаздываний, ухудшающих работу регулятора. Максимально допустимое расстояние от точки замера до прибора зависит от примененной измерительной системы и указано в инструкциях на соответствующие измерительные приборы. Расстояние от прибора до исполнительного механизма по трассе рекомендуется принимать в пределах 20—40 м, однако для объектов с большой инерционностью оно может достигать 300 м,

место установки и высота крепления прибора должны быть выбраны таким образом, чтобы обслуживание прибора и наблюдение за его показаниями не были затруднены;

температура окружающего воздуха не должна вызывать конденсации паров, находящихся в поступающем в прибор воздухе, поэтому температура окружающего воздуха всегда должна быть на 10 °С выше точки росы воздуха на выходе из компрессора, но не выше 50 °С;

прибор не должен испытывать воздействия вибрации стен и полов промышленных сооружений. При наличии вибрации рекомендуется применять амортизирующие приспособления;

окружающая среда не должна разрушающе действовать на лакокрасочные покрытия, пассивированную латунь, оксидированные алюминиевые сплавы, никелевые, хромовые и цинковые покрытия. В противном случае следует устанавливать приборы в специальных шкафах.

В зависимости от типа прибор монтируют на стене, стойке, кронштейне или щите в вертикальном положении. Пневмокоммуникации должны выполняться медной, латунной или стальной трубкой с внутренним диаметром 6 мм и толщиной стенки не менее 1 мм На трассе должно быть как можно меньше изгибов, причем радиусы закругления не должны быть менее 20 мм. Следует избегать прокладки трубопровода в труднодоступных местах Все соединения на пневмотрассе должны быть выполнены весьма тщательно, не допускаются утечки при опрессовке трубопровода воздухом давлением 0,17 МПа.

Редуктор давления воздуха и фильтр воздуха должны монтироваться так, *чтобы был обеспечен свободный доступ обслуживающего персонала к головке* редуктора и спускному вентилю фильтра. При наличии в подаваемом воздухе или газе большого количества влаги или при значительных пульсациях давления воздуха рекомендуется устанавливать перед фильтром дополнительный резервуар — ресивер со спускным вентилем Комплектующими изделиями являются *стабилизатор давления воздуха (газа) СДВ-1,6 и фильтр ФВ-1,6.*

Регулирующие клапаны пневматических регуляторов давления непрямого действия

Пневматические исполнительные механизмы в зависимости от чувствительного элемента разделяются на мембранные и поршневые Наибольшее применение получили мембранные исполнительные механизмы.

Мембранные исполнительные механизмы могут быть прямого действия, у которых при увеличении давления в рабочей полости присоединительный элемент выходного звена отделяется от плоскости заделки мембраны, и обратного действия, у которых при увеличении давления присоединительный элемент выходного звена приближается к плоскости заделки мембраны Основными харак-

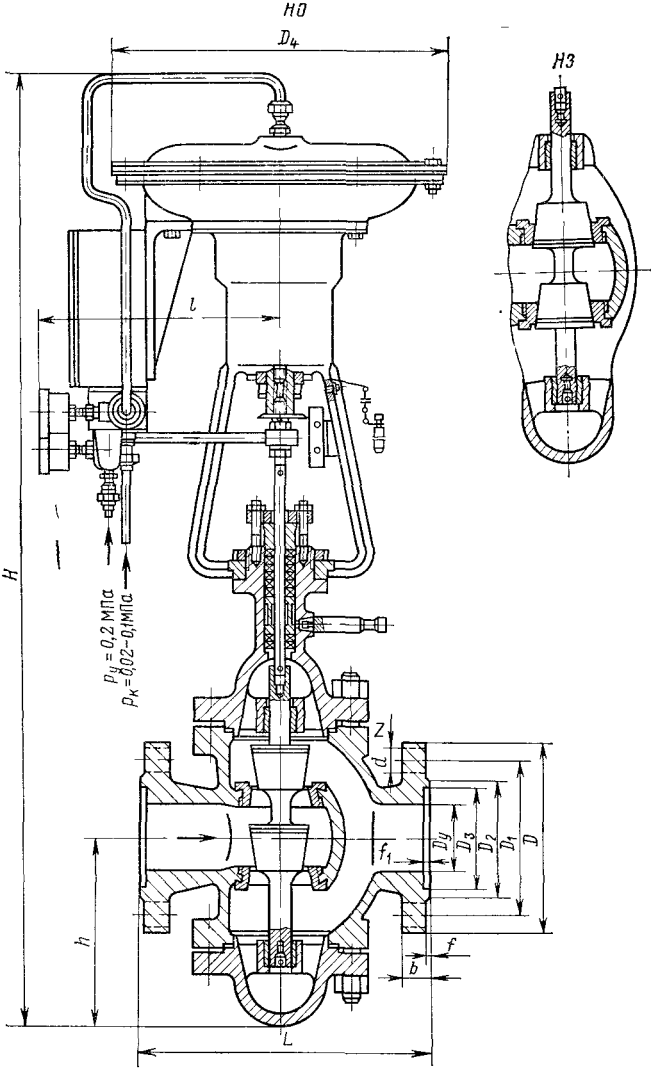


Рис. 2.14. Регулирующий клапан с пневматическим мембранным исполнительным механизмом фланцевый 25с48нж (НО), 25с50нж (НЗ)

Таблица 2.11

Основные габаритные и присоединительные размеры (в мм) и масса регулирующих клапанов 25с48нж(НО) и 25с50нж(НЗ)

$D_у$	L	D	D_1	D_2	D_3	f	f_1	b	d	n	H	l	D_4	Z	Масса, не более, кг
50	300	105	135	108	88	3	4	26	23	145	805	232	320	4	51,5
80	380	210	170	142	121	3	4	30	23	200	1000	275	400	8	105
100	430	250	200	170	150	3	4,5	32	25	265	1255	300	480	8	165
150	550	340	280	240	204	3	4,5	38	34	290	1275	300	480	8	348
200	650	405	345	300	200	3	4,5	44	34	380	1730	338	600	12	522,2

теристиками мембранных исполнительных механизмов являются: рабочий диапазон измерения давления сжатого воздуха или газа в полости чувствительного элемента механизма, который обычно соответствует стандартному изменению выходных пневматических импульсов регуляторов, — от 0,02 до 0,1 МПа с отклонением ±5 кПа; эффективная площадь мембраны, под которой подразумевается отношение развиваемого ею перестановочного усилия, когда опорный диск (грибок) находится в плоскости заделки мембраны, к действующему давлению сжатого воздуха или газа; максимальное линейное перемещение штока, соответствующее рабочему диапазону изменения давления сжатого воздуха или газа, обычно оно колеблется в пределах 10—60 мм (иногда до 100 мм); регулирующий орган в комплекте с исполнительным механизмом непосредственно воздействует на процесс регулирования в зависимости от выработанного регулятором закона. От правильности выбора типоразмера регулирующего органа во многом зависит качество регулирования и нормальное протекание технологических процессов.

В пневматической ветви системы автоматического регулирования в комплект регулирующего клапана входят: дроссельное устройство (регулирующий орган), изменяющее гидравлическое сопротивление потока регулируемой среды; пневматический исполнительный механизм, который перемещает и устанавливает в необходимом положении дроссельную систему; дополнительные устройства — позиционер, ручное или дистанционное управление, облегчающее или улучшающее эксплуатацию регулирующих клапанов.

Принцип действия пневматических исполнительных механизмов заключается в следующем: при увеличении командного давления $p_К$ воздуха или газа, подаваемого в надмембранную полость, пружина мембранного привода сжимается и шток с клапаном опускается, изменяя свободное сечение для прохода газа. При снижении давления на мембрану шток и клапан под воздействием пружины поднимаются.

Регулирующие клапаны 25с48нж(НО) и 25с50нж(НЗ) (рис. 2.14, табл. 2.11) состоят из мембранно-пружинного серводвигателя и регулирующего клапана

Позиционеры к клапанам, а также клапаны с набивкой сальника фторопластовым шнуром или фторопластовыми кольцами с устройством для ручного управления от маховика и лубрикатором поставляют по особому заказу.

При отсутствии командного давления воздуха $p_К$ в исполнительном механизме проходное сечение клапана НО действием обратной пружины открыто, а клапана НЗ — закрыто. При подаче давления в исполнительный механизм мембрана, а также сое-

диненное с ней штоковое устройство и плунжер перемещаются и проходное сечение клапана НО уменьшается, а проходное сечение клапана НЗ увеличивается. Подвижная система будет перемещаться до тех пор, пока не установится равновесие действующих сил. Давление, при котором перемещаются подвижная система и плунжер, можно регулировать, изменив натяг возвратной пружины при помощи регулировочной гайки, расположенной в нижней части мембранного механизма. Нижний шток клапана проходит через сальник, расположенный в крышке, на которой также крепят стойку мембранного механизма. Чтобы уменьшить силу трения штока в сальнике, клапаны с асбестовой набивкой снабжают масленкой. В клапанах с набивкой из фторопластового шнура или колец сальник работает без смазки. Натяг гайки сальника должен быть минимально необходимым для обеспечения герметичности, при выполнении набивки из фторопластовых колец натяг сальника обеспечивается пружиной. Клапаны имеют местный указатель положения плунжера, состоящий из диска, закрепленного на штоке, и шкалы, установленной на стойке. Предназначены клапаны для работы при температуре окружающего воздуха от —40 до +300 °С. Клапаны устанавливают в любом рабочем положении. Монтаж клапана должен проводиться на трубопроводе, имеющем прямые участки, длина которых до и после клапана должна быть не менее $10D_у$; нечувствительность — не более 3 кПа; относительная нерегулируемая протечка в затворе — не более 0,05 % от максимального коэффициента расхода; изменение командного давления воздуха в приводе, при котором осуществляется полный ход регулирующего органа, — 0,02—0,1 МПа.

ГЛАВА 3

КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

Развитие газовой промышленности, повышение ее эффективности и надежности газоснабжения требует обеспечения отрасли надежными приборами и средствами контроля различных параметров, характеризующих работу газовой промышленности в целом и технологического оборудования объектов добычи и транспорта газа. Основными параметрами, характеризующими работу технологического оборудования, газовых скважин, установок комплексной подготовки газа, станций подземного хранения газа, газоперекачивающих агрегатов и компрессорных станций, магистральных газопроводов, газораспределительных станций и систем распределения и использования газа, являются давление, расход, температура и качество добываемого и транспортируемого газа и конденсата.

ИЗМЕРИТЕЛИ И ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА И ЖИДКОСТИ

Манометры жидкостные

Манометры жидкостные предназначены для измерения давления или разности давлений при лабораторных исследованиях. Принцип действия этих приборов основан на уравновешивании столбом жидкости (или разностью столбов жидкости) входного давления (или разности давлений) жидкости или газа. В качестве рабочих жидкостей в указанных приборах обычно используют воду, спирт или ртуть.

Простейшим жидкостным манометром является однотрубный жидкостной манометр (рис. 3.1), содержащий чашку *1* с входным патрубком *2*, стеклянную трубку *3* и мерную линейку *4* для отсчета высоты столба жидкости h, заполняющей полость чашки *1*. Входное давление p подают в патрубок *2*, а отсчет снимают по высоте столба жидкости h в трубке *3* относительно уровня жидкости в чашке. Так как понижение уровня в чашке при выходе части жидкости в трубку *3* незначительно, им можно пренебречь. Погрешность отсчета показаний однотрубного чашечного манометра не превышает $\pm 0{,}5$ мм столба рабочей жидкости. При высоте стеклянной трубки *3* в 1 м диапазон измерения давления составляет при заполнении полости водой 0—0,01 МПа, а при заполнении ртутью 0—0,1 МПа.

Двухтрубный жидкостной манометр — дифманометр (рис. 3.2) применяют для измерения

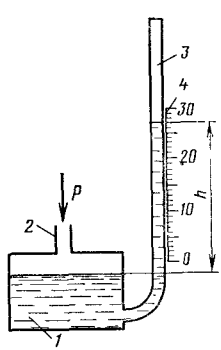


Рис. 3.1. Однотрубный жидкостной манометр

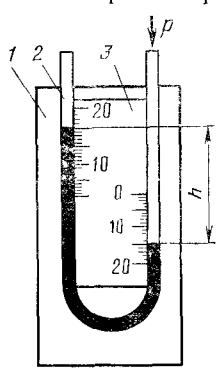


Рис. 3.2. Двухтрубный жидкостной манометр

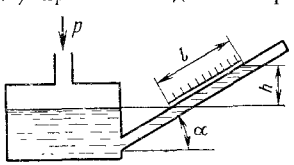


Рис. 3.3. Чашечный микроманометр с наклонной трубкой

давления или разности давления. Такой манометр содержит подставку *1*, на которой укреплена U-образная трубка *2*, заполненная жидкостью. Для отсчета высоты столба жидкости манометр снабжают мерной линейкой *3*. В исходном состоянии, при отсутствии входного давления (или разности давлений) уровень жидкости в обеих трубках одинаков и находится на нулевом делении. При подаче одностороннего давления p в одну из трубок (или разности давлений в обе трубки) появляется разность столбов жидкости h, уравновешивающая входное давление (или разность давлений). По разности столбов жидкости отсчитываемых по линейке *3*, судят о входном давлении (или разности давлений). Диапазон измерения указанным прибором при длине трубок в 1 м и заполнении полости водой составляет 0—0,005 МПа, а при заполнении ртутью 0—0,05 МПа. Погрешность измерения не превышает ±0,5 мм столба рабочей жидкости.

Для повышения точности измерения малых давлений p применяют чашечные микроманометры с наклонной трубкой (рис. 3.3). При использовании таких манометров увеличивается длина столба жидкости h в наклонной трубке по сравнению с высотой столба в чашечных манометрах с вертикальной трубкой при равных входных измеряемых давлениях. Отечественная промышленность выпускает многопредельный жидкостной микроманометр с наклонной трубкой типа ММН-240. Предел измерения такого микроманометра составляет 0,0024 МПа. Класс точности 1. Размеры микроманометра типа ММН-240 составляют 200 × × 207 × 423 мм.

Двухтрубный жидкостный манометр—дифманометр типа ДТ-50

Для измерения давления или перепада давления при достаточно высоких статических давлениях применяют дифманометр типа ДТ-50 (рис. 3.4). Трубки *3*, *12* с блоками *1* и *4* укреплены на подставке *13*. Отсчет перепада давления проводят по стальной линейке *2*. Для подключения дифманометра к сужающему устройству в блоке *4* имеется два входных штуцера *5* и *10*. Вентильный блок *4* имеет два продувочных вентиля с трубками *11*, уравнительный вентиль *8*, а также два входных вентиля *6* и *9* для включения или отключения дифманометра. Стеклянные трубки *3* и *12* заключены в металлические оправы *14*. Манометр *7* служит для контроля статического давления.

Дифманометр типа ДТ-50 при заполнении его полости водой рассчитан на измерение перепада давлений в пределах от 0 до 0,005 МПа, а при заполнении ртутью — от 0 до 0,05 МПа при статических давлениях до 5 МПа. Погрешность измерения не превышает 1 мм столба рабочей жидкости. Размеры дифманометра типа ДТ-50 составляют 165 × × 290×1130мм. Масса не превышает 11,5 кг.

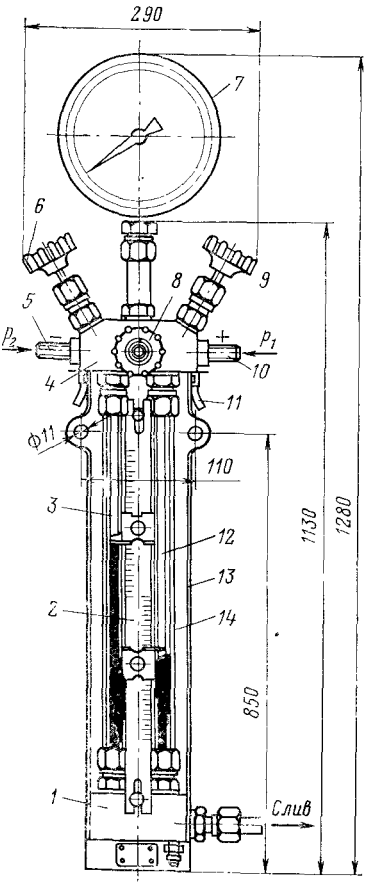


Рис. 3.4. Дифманометр типа ДТ-50

Манометры показывающие типов МТП-100 и МТП-160

Манометры показывающие типов МТП-100 и МТП-160 предназначены для измерения избыточного давления жидкостей и газов, неагрессивных по отношению

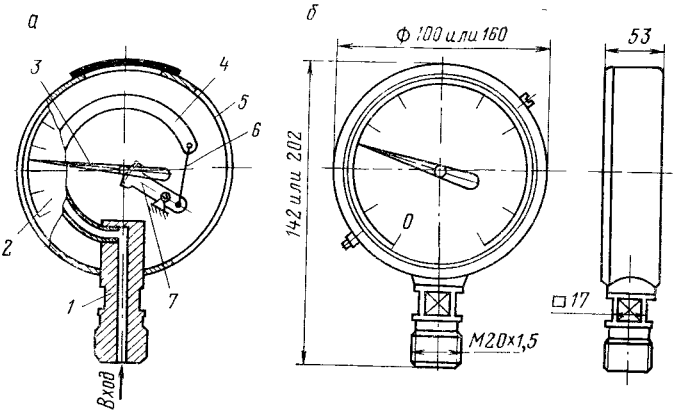


Рис. 3.5. Кинематическая схема (*а*) и внешний вид (*б*) манометра показывающего типов МТП-100 и МТП-160

к углеродистым сталям и медным сплавам. Принцип действия этих манометров основан на преобразовании измеряемого давления в перемещение конца чувствительного элемента (манометрической пружины) с последующим преобразованием этого перемещения с помощью трибосекторного механизма в угол поворота стрелки-указателя относительно неподвижной шкалы прибора. Манометр содержит штуцер *1*, манометрическую пружину *4*, тягу *6* и трибосекторный механизм *7* (рис. 3 5, *а*). На оси трибосекторного механизма располагается стрелка-указатель *3*, угол поворота которой относительно неподвижной шкалы *2* служит для отсчета измеряемого давления, подаваемого в полость манометрической трубки *4* через отверстие в штуцере *1* Перемещение конца манометрической пружины через трибосекторный механизм передается стрелке с помощью тяги *6*. Весь механизм манометра укрепляют в круглом корпусе *5*, диаметр которого равен 100 или 160 мм (рис. 3.5, *б*). Для присоединения к линиям измеряемого давления манометр снабжается радиальным штуцером или штуцером на задней стенке прибора с метрической резьбой М20 × 1,5 Масса манометра типа МТП-100 не превышает 1 кг, а манометра типа МТП-160 — 1,6 кг. Класс точности манометров типов МТП-100 и МТП-160 соответствует 1,5 и 2,5. Допустимый диапазон изменения температуры окружающего воздуха составляет —50—+60 °С. Верхние пределы измерения (в МПа) манометров типа МТП-100 (класс точности 1,5 и 2,5) следующие: 0,06; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0.6; 1; 1,6; 2,5; 4; 10; 16; 25; 40; 60; типа МТП-160 (класс точности 1,5) следующие· 0,06, 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,6; 1; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 40; 60; 100.

Манометры образцовые типа МО

Манометры образцовые типа МО предназначены для проверки рабочих манометров, а также преобразователей давления и перепада давления. Приборы можно применять для измерения избыточного давления газов и жидкостей, неагрессивных по отношению к углеродистым сталям и сплавам на медной основе. Класс точности образцовых манометров типа МО соответствует 0,4. Шкала приборов — 250 условных единиц, цена деления — 1 условная единица. Допустимый диапазон изменения температуры окружающего воздуха составляет +10—+35 °С. Диаметр корпуса манометра равен 160 мм. Для присоединения к измеряемой линии манометр снабжается радиальным штуцером с метрической резьбой М20 × 1,5. Размеры манометра типа МО составляют 60 × 160 × 205 мм. Масса манометра не превышает 2 кг.

Верхние пределы измерения (в МПа) манометров типа МО модели 11201— 0,1; модели 11202 — 0,16, 0,25; 0,4; 0,6; 1; 1,6; 2.5; 4; 6; модели 11203 — 10; 16; 25; 40; 60.

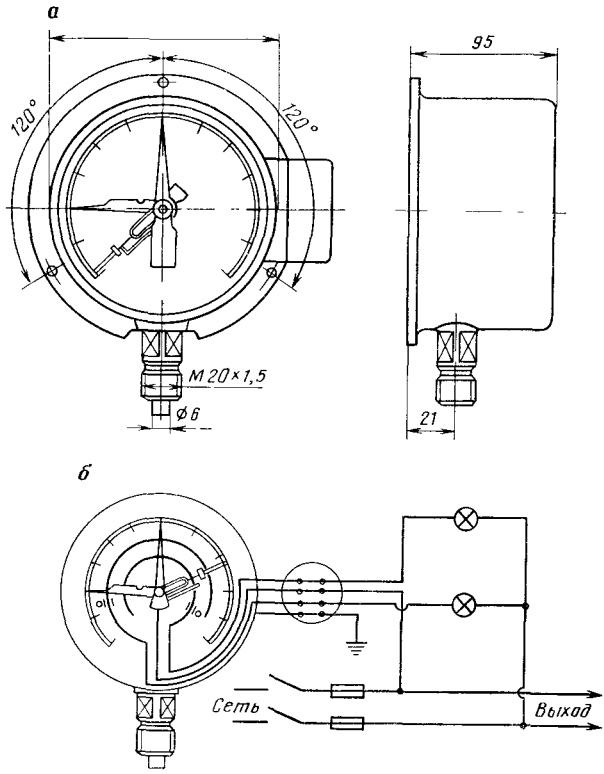


Рис. 3.6. Внешний вид (*а*) и схема подключения (*б*) манометра электроконтактного типа ЭКМ

Манометры электроконтактные типа ЭКМ

Манометры электроконтактные типа ЭКМ (рис. 3.6) предназначены для измерения и сигнализации избыточного давления жидкости и газа Принцип действия электроконтактного манометра основан на преобразовании измеряемого давления в угловое перемещение стрелки-указателя относительно шкалы прибора и замыкания этой стрелкой внешней электрической цепи при достижении измеряемым давлением верхнего или нижнего предельных значений. Для установки верхнего или нижнего предельных значений сигнализируемого давления манометр снабжается двумя настраиваемыми контактами, положение которых может изменяться во всем рабочем диапазоне измерения манометра. Манометры ЭКМ выпускаются двух типов — ЭКМ-1У и ЭКМ-2У. Класс точности манометров типа ЭКМ соответствует 1,5. Для присоединения к линиям измеряемого давления манометр снабжается радиальным штуцером с метрической резьбой М20 × 1,5. Допустимая погрешность включения контактов сигнализирующего устройства не превышает ±2,5 %. Контакты сигнализации рассчитаны на нап яжение постоянного или переменного тока напряжением 220 В при разрывной мощности не более 10 В·А переменного тока или 10 Вт постоянного тока. Для подключения внешних электрических цепей к прибору должен быть предусмотрен четырехжильный кабель сечением 0,75—1 мм². Масса манометров типа ЭКМ-1У не превышает 2,2 кг, а манометров ЭКМ-2У — 2,5 кг. Диаметр корпуса манометров равен 160 мм.

Верхние пределы измерения (в МПа) электроконтактных манометров типа ЭКМ-1У (класс точности 1,5) следующие: 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,6; 1, 1,6; 2,5; 4,

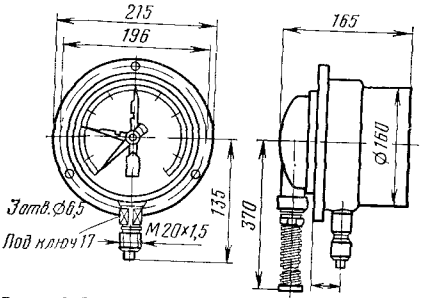


Рис. 3.7. Манометр электроконтактный взрывозащищенный типа ВЭ-16Рб

6; 10, типа ЭКМ-2У (класс точности 1,5) следующие: 16; 25; 40; 60; 100; 160.

Исполнение манометров типа ЭКМ по взрывоопасности — обыкновенное. Допустимый диапазон изменения температуры окружающего воздуха составляет +5 — +50 °С.

Манометры электроконтактные взрывозащищенные типа ВЭ-16Рб

Манометры электроконтактные взрывозащищенные (рис. 3.7) предназначены для измерения и сигнализации избыточного давления жидкости и газа во взрывоопасных помещениях и наружных установках. По принципу действия и техническим характеристикам электроконтактные манометры типа ВЭ-16Рб аналогичны электроконтактным манометрам типа ЭКМ, отличаются они только взрывозащищенным исполнением корпуса и выходных электрических цепей. Такие манометры предназначены для эксплуатации во взрывоопасных помещениях и наружных установках, где возможно образование взрывоопасных смесей категории 3 группы Г. Допустимый диапазон изменения температуры окружающей среды составляет 0—60 °С.

Самопишущие манометры

Для записи давления на пунктах замера используют самопишущие манометры с многовитковой трубчатой пружиной и суточной круговой линейной диаграммой с часовым приводом. Самопишущий манометр работает следующим

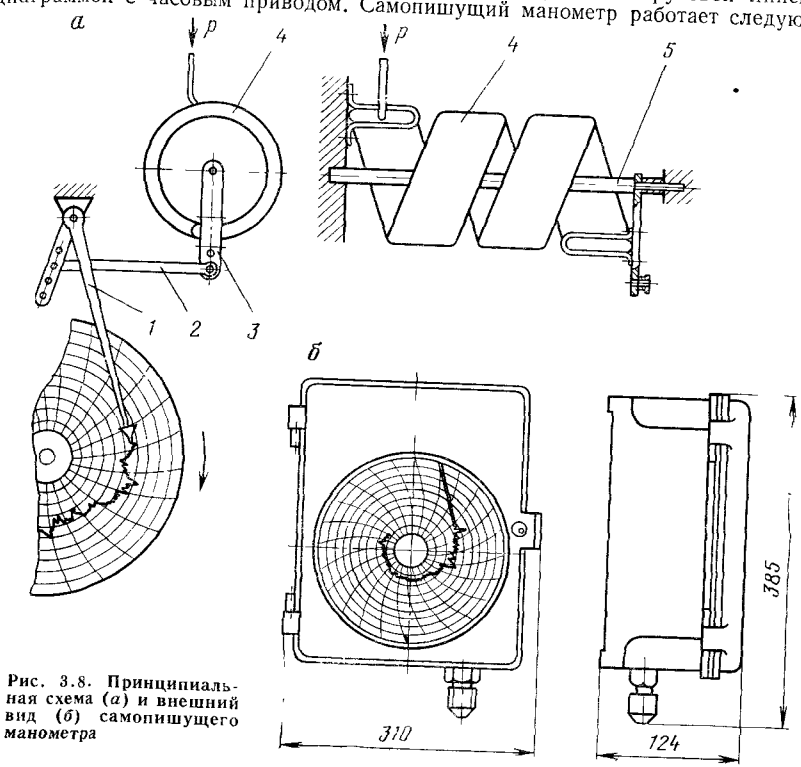


Рис. 3.8. Принципиальная схема (а) и внешний вид (б) самопишущего манометра

образом (рис. 3.8). При подаче давления p в полость пружины свободный конец ее *4* разворачивается пропорционально входному давлению и передает угол поворота через ось *5*, поводок *3* и тягу *2* перу-стрелке *1*, которая отклоняется на угол, пропорциональный входному давлению p, и обеспечивает измерение и запись на суточной круговой диаграмме входного давления.

Отечественная промышленность выпускает самопишущие манометры типа МС на давления 0—16 МПа класса точности 1 и 1,5.

Потенциометрические датчики давления типов ДДП-1, ПДЭП-2, ПДЭС-2

Взрывозащищенные потенциометрические датчики давления типа ДДП-1 (рис. 3.9) предназначены для преобразования избыточного давления газа в пропорциональное сопротивление, изменение отношения которого к полному сопротивлению пропорционально изменению преобразуемого избыточного давления. Датчики выполнены во взрывобезопасном исполнении и могут применяться в взрывоопасных помещениях всех классов и наружных установках, в которых могут образоваться взрывоопасные смеси паров и газов с воздухом категорий 1 и 2 групп Т1, Т2 и Т3.

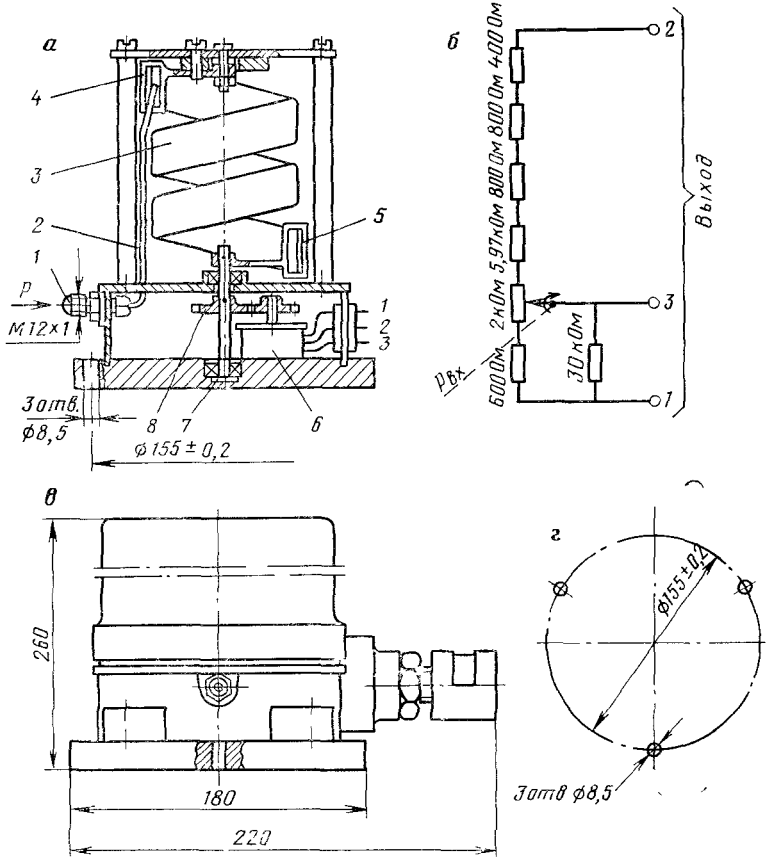


Рис. 3.9. Потенциометрические датчики давления типов ДДП-1, ПДЭП-2, ПДЭС-2: *а* — принципиальная схема; *б* — электрическая; *в* — общий вид; *г* — разметка отверстий для крепления

Принцип действия датчиков (см. рис. 3.9, *а*) основан на преобразовании давления газа или жидкости в угол поворота вала многовитковой трубчатой манометрической пружины с последующим преобразованием этого перемещения в изменение сопротивления линейного потенциометра. При подаче давления в полость пружины *3* через штуцер *1* и капилляр *2* ее свободный конец раскручивается, поворачивая ось посредством поводка *5*. Ось *7* через повышающий редуктор *8* поворачивает вал потенциометра *6*, изменяя пропорционально углу поворота вала выходное сопротивление потенциометра. Передаточное отношение редуктора и число витков пружины рассчитаны таким образом, чтобы при максимальном давлении, соответствующем данному диапазону измерения, угол поворота вала потенциометра был равен 320 °С. Неподвижный конец пружины жестко укрепляют на корпусе с помощью держателя *4*.

Техническая характеристика датчиков типа ДДП-1

Диапазон измеряемых избыточных давлений, МПа	0—0,6; 0,1; 0—1,6; 0,25; 0—4; 0—6; 0—10
Диапазон изменения коэффициента преобразования датчика	0,04—0,2
Класс точности	0,6 или 1
Температура окружающей среды, °С	От —50 до +50
Размеры, мм	210×260×300
Масса, кг	11,5

Потенциометрические преобразователи давления типов ПДЭС-2 и ПДЭП-2 рассчитаны на измерение давления в диапазоне от 10 до 50 МПа, класс точности соответствует 0,6 и 1. Внешний вид и электрическая схема преобразователей типов ПДЭС-2 и ПДЭП-2 аналогичны внешнему и схеме датчиков ДДП-1 (см. рис. 3.9).

Мембранные преобразователи давления с тонкопленочными тензорезисторными преобразователями и унифицированным токовым выходом

Принцип действия мембранных преобразователей (рис. 3.10) заключается в преобразовании усилия, возникшего на упругой мембране от воздействия давления, и изменении сопротивления тензорезисторов с последующим преобразованием изменения сопротивлений преобразователя в электрический ток. При воздействии давления, подаваемого на мембрану *3* через штуцер *4*, шток *5* воздействует на рычаг, связанный с балкой *1*, вследствие чего изменяется сопротивление тензорезисторов *2*. Изменение сопротивления тензорезисторов *R1* —*R4* приводит к появлению напряжения на выходе мостовой схемы, пропорционального действующему давлению. Это постоянное напряжение управляет силой тока, протекающего по цепям устройства от внешнего источника питания.

Отечественная промышленность выпускает взрывозащищенные преобразователи давления типа «Сапфир» с тонкопленочными тензорезисторами, которые предназначены для преобразования давления среды (абсолютного, избыточного, избыточного давления-разрежения, гидростатического давления) в унифицированный токовый сигнал 0—5, 0—20 или 4—20 мА. В комплект преобразователя давления типа «Сапфир» входят первичный преобразователь давления типа 651 или 652 и блок питания и защиты БПЗ-24. В зависимости от измеряемого давления первичные преобразователи давления выпускают следующих модификаций: типа 651ДИ для измерения избыточного давления в пределах 0—1000; 0—1600; 0—2500; 0—4000; 0—6300; 0—10 000; 0—16 000; 0—25 000 Па; типа 652ДИ для измерения избыточного давления в пределах 0—0,04; 0—0,25; 0—0,4; 0—0,6; 0—1; 0—1,6; 0—2,5; 0—4; 0—6; 0—10; 0—16; 0—25; 0—40; и 0—60 МПа; типа 652ДВ для измерения давления-разрежения в пределах 0—1000; 0—1600, 0—2500, 0—4000, 0—6300, 0—10 000, 0—16 000, 0—25 000 Па и 0—004; 0—0063; 0—0,1 МПа; типа 651ДА для измерения абсолютного давления в пределах 0—2500, 0—4000, 0—6300, 0—10 000, 0—16 000, 0—25 000 Па; типа 652ДА для измерения абсолютного давления в пределах 0—004; 0—063; 0—0,1; 0—0,16; 0—025; 0—0,4; 0—0,6; 0—1; 0—1,6; 0—2,5 МПа; типа 651ДГ для измерения гидростатического давления в пределах 0—6300; 0—10 000; 0—16 000; 0—25 000 Па и 0—0,04; 0—0,063; 0—0,1 и 0—0,16 МПа. Классы точности преобразователей

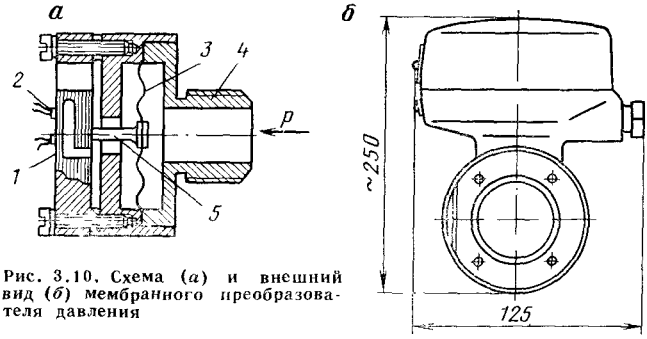


Рис. 3.10. Схема (*а*) и внешний вид (*б*) мембранного преобразователя давления

давления соответствуют 0,6; 1 и 1,5. Категория взрывозащиты первичных преобразователей типов 651 и 652 — В4Т5. Исполнение блока питания и защиты БПЗ-24 — обыкновенное. Размеры преобразователей типа «Сапфир» — 250 × × 125 мм.

Нормирующий преобразователь типа НС-13

Для согласования выходных сигналов линейно-резистивных (потенциометрических) датчиков давления типа ДДП-1 и преобразователей давления типов ПДЭС-2 и ПДЭП-2 с системами телемеханики и централизованного кон-

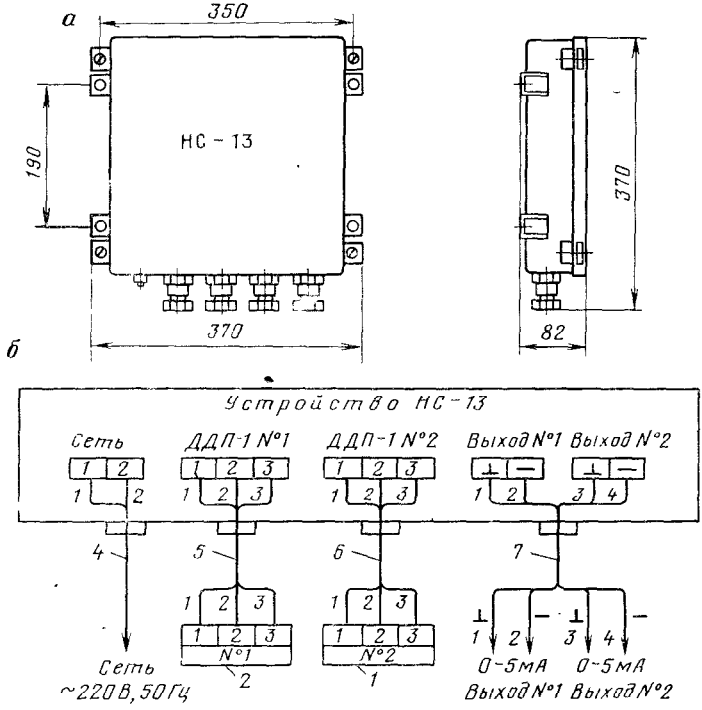


Рис. 3.11. Внешний вид (*а*) и схема присоединений (*б*) нормирующего преобразователя типа НС-13:

1, 2 — клеммные колодки датчиков ДДП-1; *3* — клеммная колодка преобразователя НС-13; *4* — кабель питания; *5, 6* — соединительные кабели с датчиком ДДП-1; *7* — кабель выходных сигналов

троля ВНПО «Союзгазавтоматика» выпускают двухканальные нормирующие преобразователи типа НС-13 (рис. 3.11). Преобразователь типа НС-13 обеспечивает преобразование выходных сигналов двух линейно-резистивных (потенциометрических) датчиков давления в два независимых унифицированных токовых сигнала 0—5 мА, а при соответствующей перестройке и в 0—20 и 4—20 мА

Краткая техническая характеристика преобразователя НС-13

Диапазон изменения входных значений относительного сопротивления (коэффициентов преобразования выходных сигналов датчиков)	0,04—0,2
Диапазон изменения выходных токовых сигналов преобразователя, мА	0—5
Число независимых каналов преобразования	2
Основная погрешность преобразования, %	0,6
Питание	220 В, 50 Гц
Потребляемая мощность, В·А	30
Допустимый диапазон изменения температуры окружающей среды, °С	От —10 до +60
Размеры, мм	82×370×370
Масса, кг	10

ИЗМЕРИТЕЛИ И ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ РАЗНОСТИ ДАВЛЕНИЯ (ДИФМАНОМЕТРЫ)

Дифманометры сильфонные показывающие и самопишущие типов ДСП и ДСС

Эти дифманометры (рис. 3.12) применяют для измерения расхода и количества газа или жидкости в трубопроводах по методу переменного перепада давления на сужающих устройствах, а также используют для измерения перепада давления или уровня жидкости на различных технологических установках в нефтяной и газовой промышленности. Показывающие дифманометры обеспечивают отсчет измеряемого перепада давления с помощью стрелочного указателя, а самопишущие — регистрацию перепада давления или квадратного корня из него на круговой суточной диаграмме.

В зависимости от модификации привод диаграмм может осуществляться либо от часового механизма, либо от синхронного электродвигателя. Отдельные модификации самопишущих дифманометров имеют дополнительную запись статического давления, а также снабжаются электрическим или пневматическим преобразователем с унифицированными выходными сигналами 0—5 мА постоянного тока. Для определения количества проходящего вещества разработаны модификации, снабженные электрическим интегратором с шестиразрядным цифровым счетчиком количества.

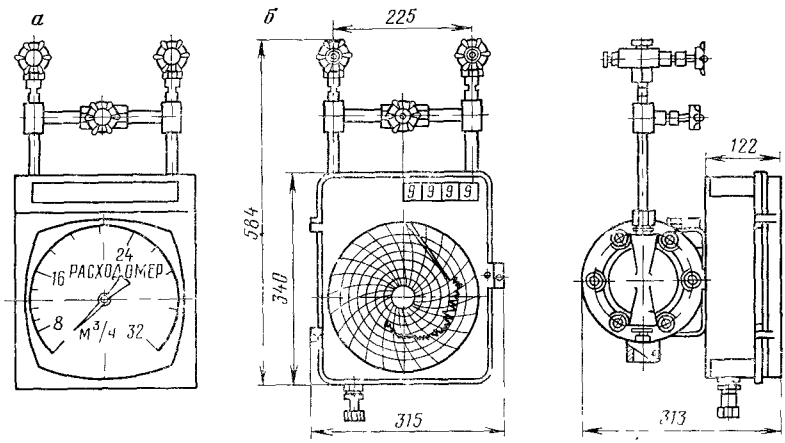


Рис. 3.12. Внешний вид показывающих (*а*) и самопишущих (*б*) сильфонных дифманометров

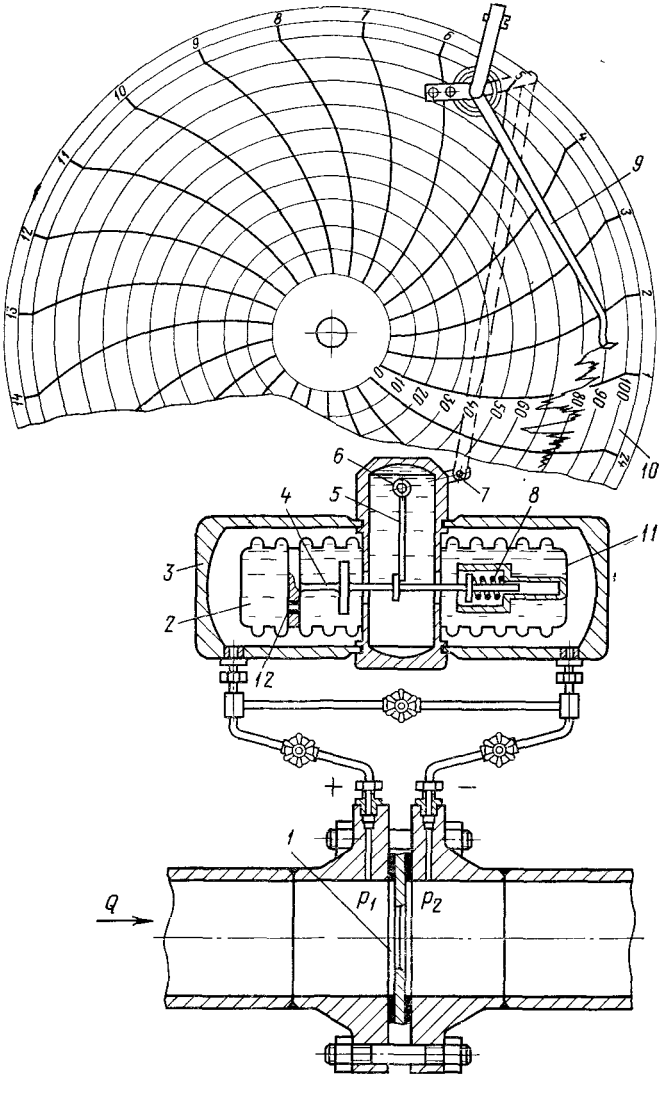


Рис. 3.13. Принципиальная схема показывающих и самопишущих сильфонных дифманометров типов ДСП и ДСС

Дифманометр работает следующим образом (рис. 3.13). Разность давлений $p_1 - p_2$, пропорциональная расходу газа или жидкости Q, проходящего через диафрагму *1*, поступает на сильфонный блок *3*. Сильфон *2* плюсовой камеры сжимается на величину, пропорциональную разности давлений $p_1 - p_2$, 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 системы «сильфон — шток» вызывает закручивание торсионной трубки *6* при помощи рычага *5*, связанного со штоком *4*. С помощью рычага *5* и поводка *7* происходит передача движения от торсионной трубки *6* на перо-стрелку *9*, записыва-

ющее давление на круговой диаграмме *10*. Изменение предела измерения дифманометра по перепаду давления осуществляется сменой пружины *8*.

В сильфонном дифманометре модели ДСС-734чН имеется также механизм для записи рабочего давления перед сужающим устройством, а в дифманометре ДСС-732 устанавливают интегратор расхода типа ИПЭ6-2.

Выпускают следующие модификации дифманометров ДСП и ДСС: ДСС-710Н, ДСС-710В — дифманометры самопишущие, привод диаграммы от синхронного двигателя; ДСС-710чН, ДСС-710чВ — дифманометры самопишущие, привод диаграммы от часового механизма; ДСС-712Н, ДСС-712В — дифманометры самопишущие с пневматическим изодромным регулирующим устройством, привод диаграммы от синхронного двигателя; ДС-711Р-1, ДС-711Р-2 — дифманометры самопишущие с пневматическим изодромным регулирующим устройством, привод диаграммы от синхронного двигателя; ДС-712Р-1, ДС-712Р-2 — дифманометры самопишущие с пневматическим изодромным регулирующим устройством, привод диаграммы от часового механизма; ДСС-732Н, ДСС-732В — дифманометры самопишущие с дополнительной записью избыточного давления с интегратором, привод диаграммы и интегратора от синхронного двигателя; ДСС-734Н, ДСС-734 — дифманометры самопишущие с дополнительной записью избыточного давления, привод диаграммы от синхронного двигателя; ДСС-734чН, ДСС-734чВ — дифманометры самопишущие с дополнительной записью избыточного давления, привод диаграммы от часового механизма; ДСП-778чН, ДСП-778В — дифманометры показывающие с фотоэлектрическим сигнальным устройством; ДСП-780Н, ДСП-780В — дифманометры показывающие; ДСП-781Н, ДСП-781В — дифманометры показывающие с интегратором, привод интегратора от синхронного двигателя; ДСП-786Н, ДСП-786В — дифманометры показывающие с электрическим выходным сигналом; ДСП-787Н, ДСП-787В — дифманометры показывающие с пневматическим выходным сигналом.

Основные технические характеристики дифманометров ДСС и ДСП

Предельные номинальные перепады давлений дифманометров-расходомеров, МПа:	
с индексом «Н», «1»	0,0063; 0,01; 0,016; 0,025; 0,04; 0,063;
с индексом «В», «2»	0,04; 0,063; 0,1; 0,16
Класс точности дифманометров	1 и 1,5
Верхние пределы измерений дифманометров, МПа:	
с индексом «Н», «1»	0,0063; 0,001; 0,016; 0,025; 0,063
с индексом «В», «2»	0,04; 0,063; 0,1; 0,6
Верхние пределы измерений уровнемеров, м:	
с индексом «Н», «1»	1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 0,63
с индексом «В», «2»	4; 6,3; 10; 16
Предельно допустимое рабочее избыточное давление дифманометров, МПа:	
с индексом «Н», «1»	6,3; 16
с индексом «В», «2»	6,3; 32
Время одного оборота диаграммы, ч	12 или 24
Привод диаграммы:	
ДСС-710Н, ДСС-710В, ДСС-712Н, ДСС-712В, ДС-711Р-1, ДС-711Р-2, ДСС-732Н, ДСС-732В, ДСС-734Н, ДСС-734В, от синхронного микродвигателя переменного тока:	
напряжение, В	-220^{+22}_{-33}
частота, Гц	-50 ± 1
ДСП-778Н, ДСП-778В, ДСП-781, ДСП-781В, ДСП-786Н, ДСП-786Н, ДСП-786В, от сети переменного тока:	
напряжение, В	-220^{+22}_{-33}
частота, Гц	-50 ± 1
ДС-711Р-1, ДС-711Р-2, ДС-712-1, ДС-712Р-2, ДСП-787Н, ДСП-787В:	
давление воздуха для питания пневматической части, МПа:	0,14±0,014
рабочий диапазон выходных пневматических сигналов, МПа	0,02—0,1
расстояние передачи пневматических сигналов, м	До 300
ДС-711Р-1, ДС-711Р-2, ДС-712Р-1, ДС-712Р-2:	
предел пропорциональности регулирующего устройства, %	10—250
время изодрома, мин	От 0,1 до 20
Верхние пределы измерения дополнительного избыточного	

давления, МПа:	
ДСС-732Н, ДСС-734Н, ДСС-734	0,6; 1; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16
ДСС-732В, ДСС-734В, ДСС-734чВ	0,6; 1; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 40
ДСП-786Н, ДСП-786В, рабочий диапазон электрических сигналов, мА	0—5
Температура окружающей среды, °С	От 5 до 50
Относительная влажность, %	До 80
Исполнение	Обыкновенное, экспортное, тропическое
Размеры, мм:	
с индексом «Н», «1»	280×580×335
с индексом «В», «2»	280×563×315
Масса, кг (ориентировочно):	
с индексом «Н», «1»	45
с индексом «В», «2»	40

Мембранные дифманометры с дифференциально-трансформаторным преобразователем

Принцип действия этих дифманометров основан на преобразовании перепада давления на сужающем устройстве в прогиб мембранного блока, приводящего к пропорциональному изменению взаимоиндуктивности дифференциально-трансформаторного преобразователя или пропорциональному изменению выходного напряжения этого преобразователя при питании первичной обмотки преобразователя переменным напряжением.

Прибор работает следующим образом (рис. 3.14, *а*). Полость мембранного блока *15* полностью заполнена водой или кремнийорганической жидкостью, благодаря чему мембранные коробки блока имеют возможность синхронного перемещения при воздействии на блок разности давлений $p_1 - p_2$. Фланцы *2* и *13* совместно с перегородкой *1* образуют две герметичные камеры — камеру большего (плюсового) давления *12* и меньшего (минусового) давления *9*. С центром мембранного блока жестко связан шток *8*, на котором расположен плунжер *6*, выполненный из магнитомягкого материала (стали «Армко»). Для отделения измеряемой среды под рабочим давлением, подаваемой в камеру *9*, от окружающей среды, в которой расположен дифференциально-трансформаторный преобразователь с обмотками *4* и *7*, установлен разделительный стакан *5*, изготовленный из немагнитной стали марки 1Х18Н9Т или латуни.

Выходная обмотка дифференциально-трансформаторного преобразователя содержит две одинаковые обмотки W_1 и W_2, включенные встречно (конец обмотки W_1 соединен с концом обмотки W_2). Напряжение питания переменного

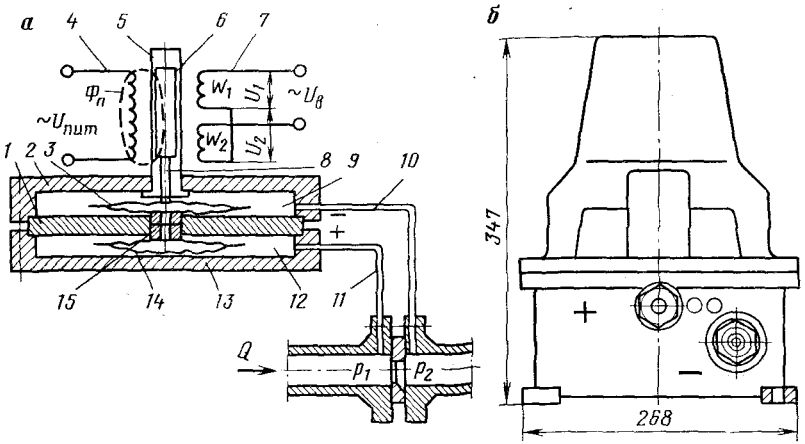


Рис. 3.14. Принципиальная схема дифманометра типа ДМ (*а*) и внешний вид дифманометра типа ДтХ-01 (*б*)

тока $U_{пит}$ подводится к первичной обмотке *7*, благодаря чему создается переменное магнитное поле с потоком $\Phi_п$, пронизывающим плунжер *6*. Магнитный поток $\Phi_п$ индуцирует переменные напряжения U_1 и U_2 в обмотках W_1 и W_2.

Вследствие того, что обмотки W_1 и W_2 включены встречно, напряжения U_1 и U_2 вычитаются одно из другого. В среднем положении плунжера при равенстве чисел витков обмоток W_1 и W_2 напряжения U_1 и U_2 равны между собой, в результате чего выходное напряжение $U_в$ равно нулю. При смещении плунжера *6* вверх от среднего положения напряжение U_1 увеличивается, а напряжение U_2 — уменьшается, благодаря чему напряжение $U_в$ на выходе дифференциально-трансформаторного преобразователя, снимаемое с обмотки *7*, будет изменяться пропорционально смещению плунжера *6*, связанного с перемещением мембран *1* и *14*.

Дифманометр работает следующим образом. В исходном состоянии, когда отсутствует расход газа Q через сужающее устройство, перепад давления на этом устройстве отсутствует и давления p_1 и p_2 равны. При равенстве давлений p_1 и p_2, подаваемых в камеры *9* и *12*, плунжер *6* находится в среднем положении, и выходное напряжение $U_в$, снимаемое с обмотки *7*, будет равно нулю.

При подаче перепада давления через штуцеры *10* и *11* в камеры *9* и *12* большее (плюсовое) давление p_1 вызывает прогиб и сжатие мембранной коробки *14*, вследствие чего жидкость перетекает из коробки *14* в коробку *3*, вызывая прогиб этой коробки вверх и смещение вверх плунжера *6*. При этом на выходе обмотки *7* появляется выходное напряжение $U_в$, пропорциональное перепаду давления $p_1 - p_2$.

В большинстве случаев, вследствие несимметрии магнитной системы, образованной плунжером *6* и обмотками *4* и *7*, выходное напряжение дифференциально-трансформаторного преобразователя при отсутствии перепада давления не точно равно нулю, а имеет некоторое значение, называемое фоном. Этот фон в разных экземплярах приборов может колебаться от 2 до 60 мВ, что при максимальном значении выходного напряжения в 1 В составляет от 0,2 до 6 %. Наличие фона объясняется сдвигом фаз между напряжением U_1 и U_2, вызванного неоднородностью магнитных свойств плунжера, отсутствием полной симметрии магнитных цепей, охватывающих обмотки W_1 и W_2, а также практически разным числом витков обмоток W_1 и W_2.

Для нормальной работы дифманометра начальный фон при отсутствии перепада давления не должен превышать 5 мВ или 0,5 % от общего полезного сигнала. Регулировка фона достигается уменьшением коэрцитивной силы материала сердечника благодаря использованию магнитомягкого материала типа «Армко», а также одинаковостью числа витков обмоток W_1 и W_2. Регулировка начального напряжения осуществляется также смещением каркаса катушки с обмотками *4* и *7* вдоль оси плунжера *6*.

Отечественная промышленность выпускает мембранные дифманометры с дифференциально-трансформаторным выходом типа ДМ моделей 3573 для рабочих давлений до 6,3 МПа, 3583М для рабочих давлений до 16 МПа, 3574 для рабочих давлений до 25 МПа и 3582 для рабочих давлений до 63 МПа. Указанные модели выпускают на все предельные перепады давления согласно ГОСТ 18140—77, начиная от 0,0016 до 0,16 МПа. Класс точности мембранных дифманометров соответствует 1 и 1,5 %.

Для возможности использования дифманометров типа ДМ во взрывоопасных помещениях и наружных установках в ВНПО «Союзгазавтоматика» разработан взрывозащищенный мембранный дифманометр типа ДтХ-01 (рис. 3.14, *б*) на базе дифманометра типа ДМ модели 3583М.

Краткая техническая характеристика дифманометра ДтХ-01

Диапазон измерения перепада давления в зависимости от заказа), МПа	0—0,016; 0—0,025; 0—0,04; 0—0,063; 0,01; 0—0,16
Максимально допустимое рабочее давление, МПа	16
Диапазон изменения выходных значений взаимоиндуктивности дифференциально-трансформаторного преобразователя, МГн	0—10
Класс точности	1
Допустимый диапазон изменения температуры окружающей среды, °С	От —30 до + 50

Категория взрывозащиты	В2Т3
Размеры, мм	355×270×350
Масса, кг	20

Нормирующие преобразователи с унифицированным токовым выходом к мембранным дифманометрам

В связи с высокой надежностью и стабильностью характеристик мембранных дифманометров типа ДМ с дифференциально-трансформаторными преобразователями оказывается целесообразным использование нормирующих преобразователей с унифицированным токовым выходом для согласования выходных сигналов этих дифманометров с системами централизованного контроля или телемеханики, входы которых рассчитаны на унифицированный токовый сигнал. Такие преобразователи должны обеспечивать питание первичной обмотки дифференциально-трансформаторного преобразователя дифманометра стабилизированным напряжением переменного тока для исключения зависимости выходного напряжения дифманометра от изменения напряжения питания. Нормирующие преобразователи могут обеспечивать как линейное преобразование выходного напряжения переменного тока дифманометра в унифицированный токовый сигнал, так и операцию корнеизвлечения из выходного сигнала дифманометра.

При питании первичной обмотки преобразователя *1* стабилизированным напряжением $U_{пит}$ генератора *Г 2* при изменении перепада давления на выходе преобразователя *1* возбуждается переменное выходное напряжение $U_в$ той же частоты, что и частота питающего напряжения, пропорциональное перепаду давления на выходе дифманометра (рис. 3.15, *а*). Это напряжение усиливается усилителем переменного напряжения *6*, выпрямляется прецизионным выпрями-

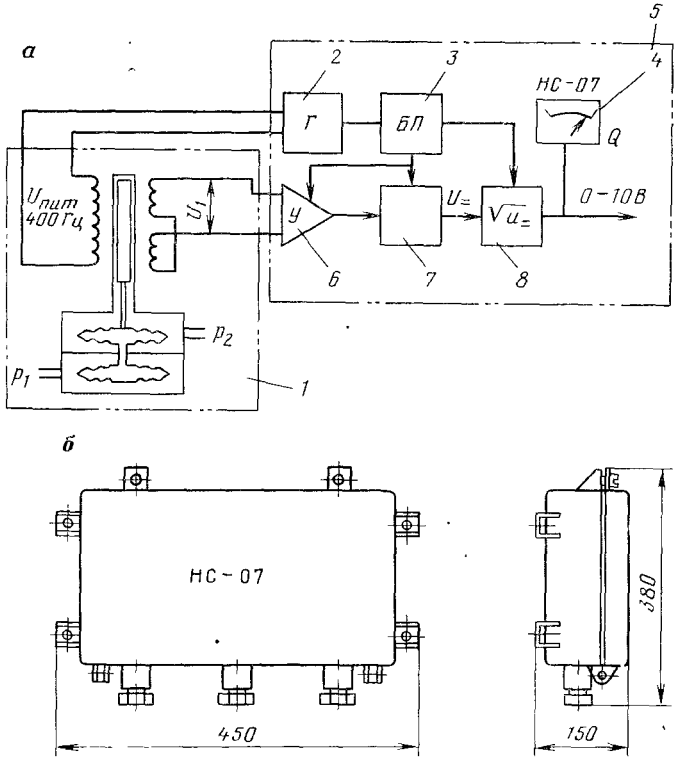


Рис. 3.15. Принципиальная схема (*а*) и внешний вид (*б*) нормирующего преобразователя

телем *7* и подается на преобразователь «напряжение — ток» *5*, который осуществляет преобразование напряжения постоянного тока выпрямителя *7* в унифицированный токовый сигнал 0—5 мА, пропорциональный перепаду давления. Блок питания *БП 3* обеспечивает стабилизированным напряжением постоянного тока все блоки преобразователя от сети переменного тока 220 В частоты 50 Гц. Для осуществления операции корнеизвлечения из выходного сигнала дифманометра между выпрямителем *7* и преобразователем «напряжение — ток» *5* включается корнеизвлекающий блок *8*, показания которого фиксируются в пункте *4*.

Отечественная промышленность выпускает нормирующие линейные преобразователи типа НП-ПЗ и корнеизвлекающие преобразователи типа НП-ПЗР. В ВНПО «Союзгазавтоматика» разработаны преобразователи типа НС-07 (рис. 3.15, *б*) с линейными и корнеизвлекающими выходными сигналами. Основная погрешность преобразователей как с линейными, так и с корнеизвлекающими выходными сигналами не превышает 1 %.

Краткая техническая характеристика нормирующего преобразователя типа НС-07

Диапазон изменения входного сигнала (выходного сигнала дифманометра ДтХ-01), мГн	0—10
Диапазон изменения выходного напряжения постоянного тока, В	0—10
Класс точности	1
Характеристика преобразования	Корнеизвлекающая
Допустимый диапазон изменения температуры окружающей среды, °С	От 5 до 50
Исполнение	Обыкновенное
Питание	220 В, 50 Гц
Размеры, мм	150×380×450
Масса, кг	12

Максимальное расстояние между дифманометром и преобразователем не должно превышать 400 м. Для исключения электромагнитных наводок цепей питания на выходные цепи дифманометра необходимо монтаж питающих и выходных цепей дифманометра вести отдельными кабелями. В случае использования нескольких дифманометров могут быть объединены в одном кабеле все питающие цепи, а в другом — выходные.

Мембранные дифманометры с тонкопленочными тензорезисторными преобразователями и унифицированным токовым выходом

Разработаны и освоены производством высокочувствительные тензорезисторные преобразователи с упругими мембранами, покрытыми изоляционной керамической пленкой с последующим напылением элементов тензорезисторного моста. При воздействии усилия на мембрану происходит ее деформация, причем одна пара тензорезисторных преобразователей, включенная в мостовую схему, под действием растягивающих усилий увеличивает свое сопротивление, а другая — под действием сжимающих усилий уменьшает сопротивление. При питании мостовой схемы постоянным напряжением на ее выходе создается напряжение постоянного тока, пропорциональное входному усилию или механическому напряжению в мембране.

При подаче давлений p_1 и p_2 (штуцеры *1* и *7*) в камеры *8* и *11*, образованные корпусом *12*, мембраны *2* и *6* прогибаются, деформируя с помощью рычага *5*, перемещающегося между штоками *9* и *10*, балку *4*. При этом тензорезисторы *3* (*R1* — *R4*), расположенные на балке *4* и включенные в мостовую схему, изменяют свое сопротивление пропорционально перепаду давления $p_1 - p_2$ (рис. 3.16).

Электрическая схема дифманометра (рис. 3.17) содержит тонкопленочный мостовой измерительный чувствительный элемент *1*, в который входят тензорезисторы *R1* — *R4*, усилитель *У2* напряжения небаланса моста, стабилизатор *СН 3* напряжения питания измерительного моста, модулятор тока *МТ 4* и элемент *БЗ 5* защиты от перемены полярности напряжения питания *U*.

Устройство работает следующим образом. В исходном состоянии при отсутствии перепада давления в камерах *8* и *11* дифманометра и включенном источнике питания к выходным клеммам через цепи дифманометра течет ток 4 мА,

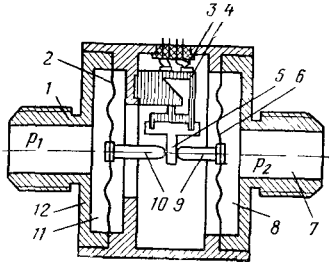


Рис. 3.16. Принципиальная схема мембранного дифманометра

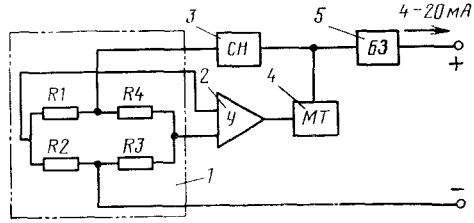


Рис. 3.17. Электрическая схема мембранного дифманометра

потребляемый усилительными элементами схемы и измерительным мостом (см. рис. 3.16). При подаче на выход дифманометра перепада давления мост разбалансируется, и напряжение небаланса поступает на усилитель *2* и модулятор тока *4* (см рис. 3.17), увеличивая силу тока через дифманометр пропорционально перепаду давления на его входе. Сила выходного тока не зависит от напряжения питания устройства в достаточно широком диапазоне значений

Дифманометры с тонкопленочными преобразователями обладают высокой надежностью и стабильностью характеристик, малыми размерами и массой, широким температурным диапазоном (от —60 до +60 °С). Отечественная промышленность разработала и осваивает производство преобразователей разности давления типа «Сапфир» с тонкопленочными тензорезисторами.

Дифманометры типа «Сапфир»

Преобразователи типа «Сапфир» предназначены для преобразования разности давления (перепада давления) в унифицированный токовый сигнал, изменяющийся в пределах 0—5, 0—20 или 4—20 мА. Принцип действия преобразователей основан на использовании тензоэффекта в полупроводниках. Воздействие разности давления на мембранный блок первичного преобразователя вызывает изменение сопротивления тензорезисторов, включенных в мостовую измерительную схему, а изменение сопротивления тензорезисторов преобразуется с помощью электронного блока в унифицированный токовый сигнал.

В комплект преобразователя разности давления типа «Сапфир» входит первичный преобразователь разности давления типа 651ДД или 652ДД и блок питания и защиты типа БПЗ-24 (рис. 3.18). Первичный преобразователь и блок питания соединяются между собой двухпроводной линией связи. Первичные преобразователи 651ДД и 652ДД можно устанавливать во взрывоопасных помещениях и наружных установках, где могут образовываться взрывоопасные смеси газов или паров с воздухом категорий 1, 2, 3 и 4 групп Т1, Т2, Т3, Т4 и Т5.

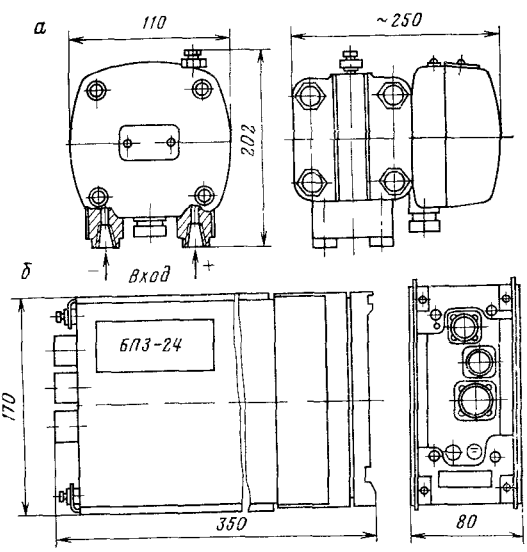


Рис. 3.18. Внешний вид первичных преобразователей типов 651ДД и 652ДД (*а*) и блока питания и защиты типа БПЗ-24 (*б*)

Блок питания и защиты БПЗ 24 выполнен в обыкновенном исполнении и должен устанавливаться вне взрывоопасной зоны Допустимый диапазон изменения температуры окружающей среды в месте установки первичных преобразователей составляет —50 — +50 °С, а блока питания и защиты БПЗ-24 — +1—+50 °С Первичные преобразователи разности давления выпускают в двух модификациях типа 651ДД для измерения разности давления в пределах 0—1000, 0—1600, 0—2500 и 0—4000 Па при давлении до 1 0 МПа и 0—6300, 0—10 000, 0—16 000 и 0—25 000 Па при давлениях до 16 МПа типа 652ДД для измерения разности давления в пределах 0—0,04, 0—0 063, 0—0,1, 0—0,16 и 0—0,25 МПа при давлении до 16 МПа

Внешний вид и габаритные размеры первичных преобразователей 651ДД и 652ДД приведены на рис 3 18, *а*, а внешний вид блока питания и защиты типа БПЗ 24 — на рис 3 18, *б*

Краткая техническая характеристика преобразователей разности давления типа «Сапфир»

Класс точности	0,6 1 и 1,5
Пределы изменения выходного сигнала, мА	
на нагрузке 0—2,5 кОм	0—5
на нагрузке 0—1,0 кОм	0—20 и 4—20
Максимальное расстояние между первичным преобразователем и блоком питания, м	100
Питание	220 В, 50 Гц
Потребляемая мощность, В А	30
Масса, кг	
первичного преобразователя	3,5
блока питания и защиты	2,5

ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ТЕМПЕРАТУРЫ

Термометры сопротивления

Принцип действия термометров сопротивления основан на свойстве металлов изменять свое электрическое сопротивление при изменении температуры Достоинством термометров сопротивления является простота конструкции и высокая надежность в эксплуатации Термометры сопротивления изготовляют из медной или платиновой проволоки диаметром от 0,03 до 0,1 мм Промышленность выпускает медные термометры сопротивления типа ТСМ с сопротивлением $R_0 = 100$ Ом при температуре 0 °С и платиновые — типа ТСП с сопротивлением $R_0 = 10$, 46 или 100 Ом при температуре 0 °С Для контроля температуры газа с помощью систем телемеханики, работающих с дистанционным питанием по линии связи, а также в автоматических расходоизмерительных системах учета газа с коррекцией по температуре и давлению, начальное сопротивление $R_0 = 100$ Ом оказывается недостаточным, поэтому промышленностью разработано и освоено производство взрывозащищенных медных высокоомных термометров сопротивления типа ТСМ 277 01 (рис 3 19) с начальным сопротивлением, равным 1000 и 2000 Ом при температуре 0 °С

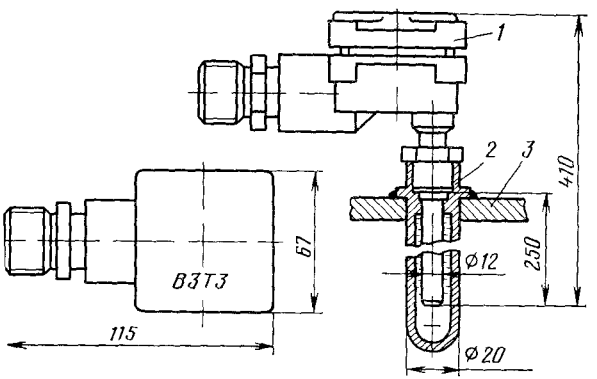


Рис. 3.19. Конструкция термометра сопротивления типа ТСМ-277-01

Термометр *1* устанавливают в гильзу *2*, вваривaемую в трубопровод *3* Для лучшего контакта со средой полость гильзы *2* заливают трансформаторным маслом Термометр типа ТСМ-277-01 выполнен во взрывобезопасном исполнении, что позволяет эксплуатировать его практически на всех объектах газовой промышленности. Диапазон температур, измеряемых термометром типа ТСМ-277-01, — от —50 до +100 °С Основная погрешность не превышает 1 %. Достоинством этих термометров является также и то, что их характеристики практически не зависят от сопротивления подводящих проводов, которые могут иметь длину до 400 м.

Краткая техническая характеристика термометра сопротивления типа ТСМ-277-01

Диапазон измерения температуры, °С	От —50 до +100
Начальное сопротивление термопреобразователя при 0 °С, Ом	1000 или 2000
Чувствительность термопреобразователя, Ом/К	4,28 или 8,56
Класс точности	1
Характеристика термопреобразователя по ГОСТу	10 М и 20 М
Категория взрывозащиты	В2Т3
Размеры, мм	67×115×400
Масса, кг	2,5

Поверхностный медный высокоомный термопреобразователь типа НС-08

Для контроля температуры газа в трубопроводах без проведения огневых работ, связанных с установкой термокарманов, в ВНПО «Союзгазавтоматика» разработан и выпускается высокоомный медный поверхностный термопреобразователь типа НС-08. Термопреобразователь выполнен в виде тонкого цилиндра с кабелем, размещаемым в накладном кармане, который закрепляется на стенке трубопровода. С помощью термопреобразователя измеряют температуру стенки трубопровода, по которой затем судят и о температуре газа в трубопроводе.

Термопреобразователь *2* диаметром 14 мм, содержащий терморезистор с $R_0 = 200$ Ом при температуре 0 °С, размещают в герметизированном накладном кармане *3* (рис 3 20) Стенка кармана, прилегающая к магистральному трубопроводу *1*, выполнена из металла, наружная часть кармана — из изоляционного материала с низкой теплопроводностью Внутренняя полость кармана герметичной трубой *4* соединяется с клеммной коробкой *5*, устанавливаемой на поверхности земли Для крепления кармана магистральный трубопровод *1* предварительно очищают от изоляции Карман закрепляют на трубе с помощью термореактивного компаунда. При такой конструкции термопреобразователь *2* можно легко вводить в карман и извлекать из него без проведения земляных работ

Техническая характеристика термопреобразователя типа НС-08 аналогична характеристике термопреобразователя типа ТСМ-277-01 В поставку термо-

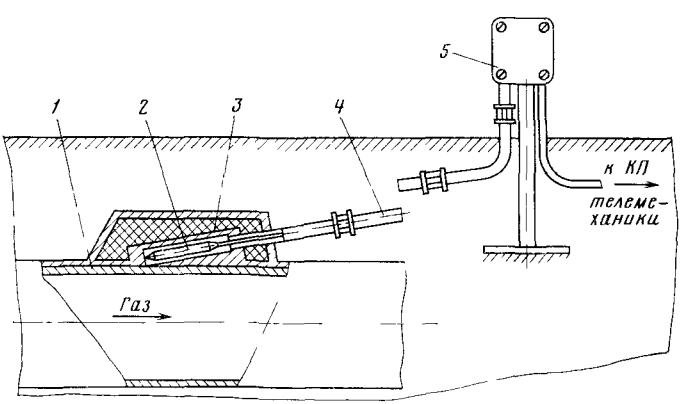


Рис. 3.20. Схема установки и монтажа термопреобразователя типа НС-08 на трубопроводе

преобразователя типа НС-08 входит также монтажный комплект, состоящий из накладного кармана с выводными трубопроводами, клеммная коробка и набор компаунда для приклейки накладного кармана к трубопроводу.

ПРИБОРЫ И СРЕДСТВА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА ГАЗА И ЖИДКОСТИ

Основным методом измерения расхода и количества природного газа, транспортируемого по трубопроводам, является метод переменного перепада давления на сужающих устройствах, в качестве которых используют измерительные диафрагмы или сопла. Метод переменного перепада обладает рядом важнейших преимуществ: простота первичного преобразователя расхода (диафрагмы, сопла); возможность проверки и аттестации сужающих устройств расчетным путем по данным измерений геометрических размеров трубопровода и сужающего устройства, при этом аттестацию вторичной расходоизмерительной аппаратуры — дифманометров, преобразователей давления, термометров и др. — проводят стандартными методами без необходимости создания точно известных больших расходов газа при различных статических давлениях. Метод основан на создании и измерении перепада давления на сужающем устройстве (диафрагме, сопле), установленном в измерительном трубопроводе, при протекании жидкости или газа с расходом Q по этому трубопроводу.

Механические расходоизмерительные системы

Для учета газа широко используют систему (рис. 3 21), содержащую измерительный трубопровод с диафрагмой *1*, сильфонный дифманометр *5* с круговой суточной диаграммой, самопишущий пружинный манометр *4* и манометрический термометр *2* с самописцем *3*. Отбор давлений выполняют с помощью стальных импульсных линий диаметром 14—16 мм. Измерительные трубопроводы с сужающими устройствами располагают либо на открытом воздухе, либо в помещении, а вторичные приборы — в отапливаемом помещении на расстоянии от 10 до 400 м от сужающего устройства. Мгновенный, часовой и суточный расходы газа, приведенные к нормальному состоянию, определяют по результатам обработки дисковых диаграмм с помощью линейных и корнеизвлекающих планиметров.

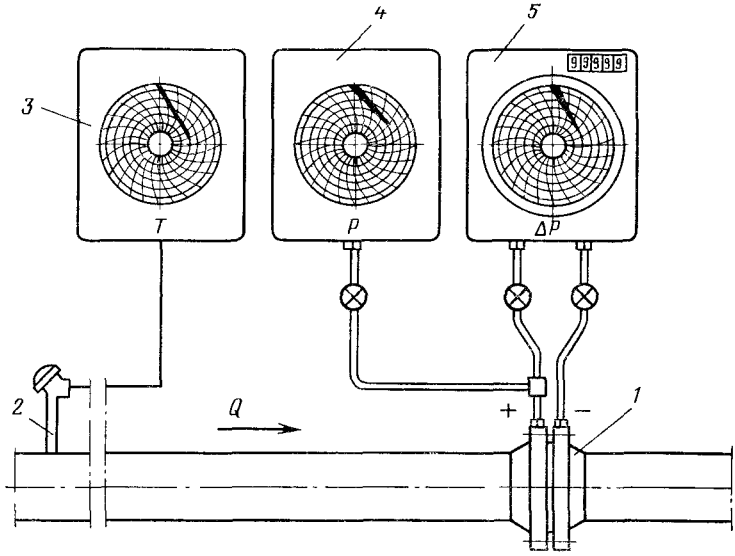


Рис. 3.21. Механическая расходоизмерительная система

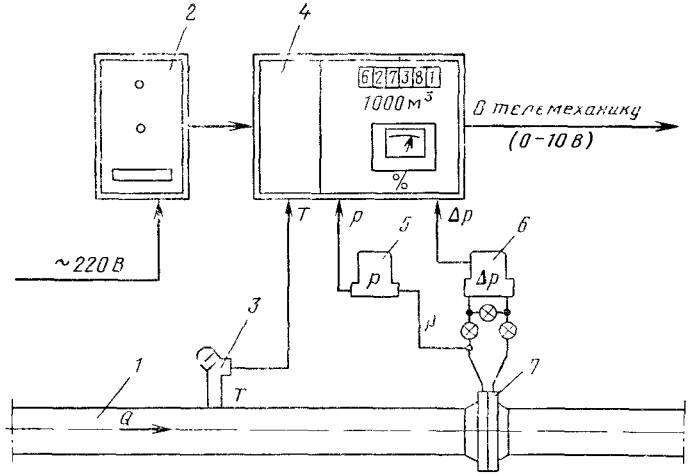


Рис. 3.22. Структурная схема расходоизмерительного комплекса для однониточных пунктов замера газа

Электронный автоматический расходоизмерительный комплекс «Газомер-3М»

Комплекс «Газомер-3» предназначен для коммерческого и оперативного учета газа на одно- и многониточных пунктах учета газа. Он обеспечивает измерение расхода и количества газа по методу переменного перепада с автоматическим приведением этих величин к нормальному состоянию. Отсчет мгновенных значений суммарного мгновенного расхода газа проводят по стрелочному показывающему прибору, а прошедшее количество газа — по шестиразрядному электромеханическому счетчику. Для оперативного дистанционного контроля за расходом газа комплекс «Газомер-3М» преобразует значения суммарного мгновенного расхода газа в пропорциональное выходное напряжение постоянного тока, изменяющееся в диапазоне от 0 до 10 В.

В своем составе комплекс «Газомер-3М» содержит от 1 до 8 дифманометров типа ДтХ-01 с дифференциально-трансформаторным преобразователем, датчик давления типа ДДП-1, термометр сопротивления типа ТСМ-277-01 и вторичный электронный блок типа СГИ-03. Питание комплекса осуществляется от блока питания типа ВС-08.

Структурная схема расходоизмерительного комплекса для однониточных пунктов замера газа (рис. 3.22) содержит измерительный трубопровод *1* с сужающим устройством *7*, дифманометр *6* типа ДтХ-01, датчик давления *5* типа ДДП-1, термометр *3* типа ТСМ-277-01, счетчик *4* типа СгИ-03 и блок питания *2* типа ВС-08.

В зависимости от числа и диаметра трубопроводов комплекс «Газомер-3М» может быть использован для измерения расхода газа Q в пределах от 1 тыс. м³/ч до 100 млн м³/сут при давлениях от 0,3 до 7,5 МПа

Краткая техническая характеристика комплекса «Газомер-3М»

Диапазоны изменения перепада давления Δp на сужающем устройстве (в зависимости от заказа), МПа	0—0,016; 0—0,025, 0—0,04; 0—0,063; 0—0,1; 0—0,16
Диапазоны изменения избыточного давления газа p, МПа	0,3—0,6; 0,6—1,6; 3—6; 1,6—2,5; 2,5—4; 4—6; 6—7,5
Диапазон изменения температуры газа T, °C	От —30 до +50
Класс точности	1,5
Число измерительных трубопроводов	1
Категория взрывозащиты первичных преобразователей	ВЗТ3
Питание	220 В, 50 Гц

Размеры, мм	
счетчика СгИ-03 . . .	242×382×408
блока питания ВС-08 .	160×240×325
Масса, кг	60

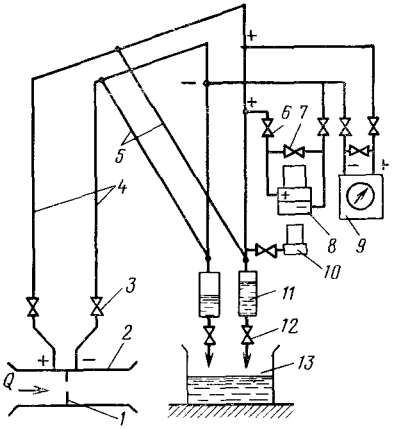


Рис. 3.23. Схема обвязки дифманометров-расходомеров

Обвязка дифманометров-расходомеров при измерении расхода газа с большим содержанием влаги и конденсата

При измерении расходов газа с большим содержанием влаги и конденсата может быть рекомендована схема обвязки дифманометров-расходомеров (рис 3 23) Такая схема содержит измерительный трубопровод *2* с диафрагмой *1*, вентили *3*, стоящие на входе импульсных линий *4*, сливные импульсные линии *5*, входные вентили первичных приборов *6* и *7*, дифманометр *8* электронного расходоизмерительного комплекса, параллельно подключенный хозрасчетный сильфонный самопишущий дифманометр *9*, датчик давления *10*, конденсатосборники *11*, сливные вентили *12* и емкость для сбора конденсата *13* Особенностью данной схемы является то, что благодаря наличию параллельно подключаемых сливных линий *5* и установке конденсатосборников *11* ниже дифманометров *8* и *9* обеспечивается сбор конденсата в конденсатосборниках, имеющих достаточную емкость При этом жидкость не скапливается в импульсных линиях и не создает дополнительного перепада давления на входе дифманометров вследствие разного уровня столбов жидкости в импульсных линиях перед дифманометрами. Конденсатосборники *11* рекомендуется изготовлять из труб высокого давления, диаметром 100—150 мм и длиной 300—400 мм. Сливные импульсные линии *5* изготавливают из тех же труб, что и основные импульсные линии *4*

Электронный комплекс «Учет-2» для измерения расхода и количества жидкости по методу переменного перепада

Комплекс «Учет-2» предназначен для измерения расхода и количества различных жидкостей (воды, конденсата, сжиженных газов, геотермальной воды и др.), транспортируемых по одному или нескольким параллельным трубопроводам с установленными в них стандартными сужающими устройствами (диафрагмами или соплами) Комплекс обеспечивает отсчеты суммарного мгновенного расхода протекающей жидкости по стрелочному указателю и общего объема прошедшей за заданное время жидкости по шестиразрядному электромеханическому счетчику Для оперативного дистанционного контроля за расходом жидкости комплекс «Учет-2» преобразует значения суммарного расхода жидкости в пропорциональное напряжение постоянного тока изменяющееся в диапазоне от 0 до 10 В

Комплекс «Учет-2» разработан на базе комплекса «Газомер-3», в котором для исключения коррекции по температуре и давлению, не требующейся при измерении расхода жидкости, так как жидкости несжимаемы, переменные резисторы датчиков давления и температуры заменены постоянными Комплекс «Учет-2» содержит от 1 до 4 дифманометров типа ДтХ-01 и вторичную электронную аппаратуру в составе счетчика типа СгИ-03 и блока питания типа ВС-08

Краткая техническая характеристика комплекса «Учет-2»

Диапазоны изменения перепада давления на сужающем устройстве (в зависимости от заказа), МПа	0—0,025, 0—0,04, 0—0,063, 0—0,1
Максимальное давление жидкости в трубопроводе, МПа	16
Класс точности	1,5

Число измерительных трубопроводов	От 1 до 4
Категория взрывозащиты дифманометров типа ДтХ-01	В2Т3
Питание	220 В, 50 Гц
Размеры мм	
счетчика типа СГИ 03	242×382×408
блока питания типа ВС 08	160×240×325
Масса кг	40

Измеритель дебита скважин по методу переменного давления типа «Сокол-2»

Измеритель типа «Сокол 2» содержит стандартную диафрагму (или сопло Вентури) установленную в трубопроводе высокого давления, а также дифманометр расходомер измеряющий и регистрирующий перепад давления $\Delta p = p_1 - p_2$ пропорциональный дебиту газовой скважины Для регистрации перепада давления обычно используют двухперьевой сильфонный самопишущий дифманометр типа ДСС в котором дополнительно предусмотрена запись давления p_1 перед диафрагмой Для возможности смены и ревизии диафрагмы без разборки трубопровода и сброса газа диафрагму устанавливают в специальной камере Для улучшения условий эксплуатации приборов в полевых условиях и особенно в районах Крайнего Севера ВНИИГазом (В И Шулятиковым) предложено размещение дифманометра расходомера непосредственно на трубопроводе в утепленном шкафу обогреваемом проходящим газом имеющим более высокую температуру чем температура окружающей среды При температуре выходящего из скважины газа равной 20—25 °С в таком шкафу поддерживается температура окружающего воздуха что позволяет создавать приемлемые условия для приборов при температуре наружного воздуха до —60 °С

Комплекс «Сокол 2» (рис 3 24) содержит самопишущий дифманометр *1*, размещенный в утепленном шкафу *3* обогреваемом газом проходящим по трубопроводу *2* Диафрагма размещается в специальной камере *4*, устанавливаемой после шкафа Для исключения обмерзания внутренней полости импульсные

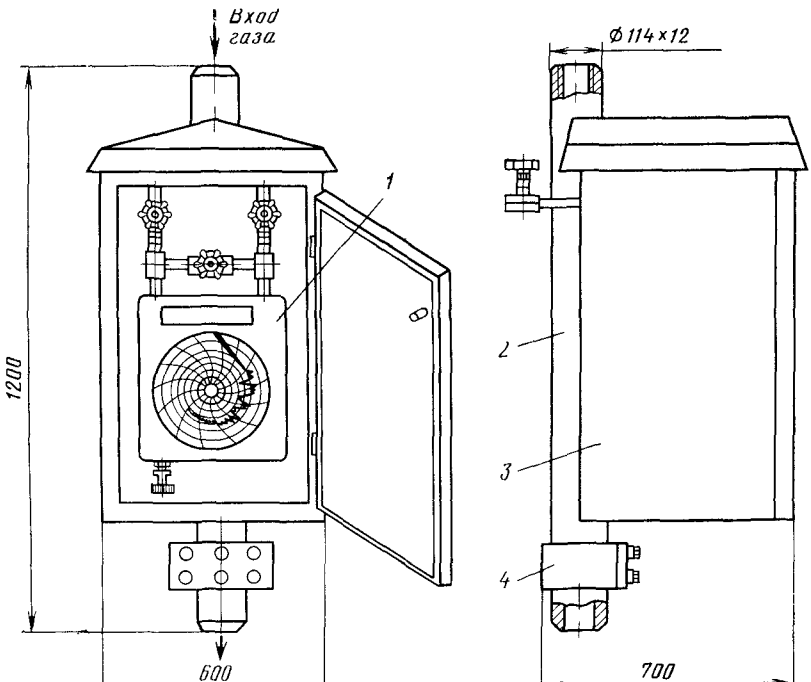


Рис 3 24 Конструкция комплекса типа «Сокол-2»

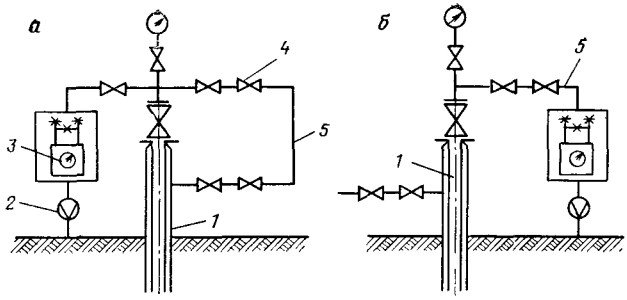


Рис. 3.25. Схема измерения дебита при отборе газа из затрубного пространства (*а*) и фонтанной колонны (*б*)

линии, идущие от диафрагмы, прокладывают вдоль теплового трубопровода *2*, а затем их выводят из шкафа наружу, где имеющаяся в линиях влага вымораживается. Такая система исключает обмерзание и гидратообразование в импульсных линиях в самых тяжелых условиях эксплуатации без использования дорогостоящего оборудования и помещений для обогрева приборов и импульсных линий. Работа комплекса «Сокол-2» основана на измерении и регистрации перепада давления и давления на сужающем устройстве, пропорциональных измеряемому дебиту скважины.

Комплекс «Сокол-2» рассчитан для измерения дебита (рис. 3.25) газовых скважин в диапазоне от 0 до 5 млн. м³/сут при рабочем давлении до 16 МПа и температуре окружающего воздуха от —50 до +50 °С. Комплекс устанавливают в выкидной линии скважины диаметром 114 мм с помощью сварки. При отборе газа из затрубного пространства *1* (см. рис. 3.25, *а*) комплекс «Сокол-2», состоящий из диафрагмы *2* и дифманометра *3*, монтируется на выкидной линии *5*, снабженной задвижками *4*.

РОТАЦИОННЫЕ СЧЕТЧИКИ ГАЗА ТИПА РС

Для учета газа в системах низкого давления (не более 0,1 МПа) с расходами от 40 до 1000 м³/ч выпускают ротационные счетчики газа типа РС (рис. 3.26). Счетчик имеет чугунный корпус *1*, в котором расположены два вращающихся потоком газа ротора *2* и *4*. Валы роторов соединены между собой зубчатой передачей. Вращение роторов через магнитную муфту передается счетному механизму *3*, в качестве которого используют шестиразрядный десятичный барабанный счетчик оборотов. В зависимости от типоразмера ротационного счетчика частота вращения роторов при номинальном расходе может находиться в пределах от 150 до 1000 об/мин (табл. 3.1).

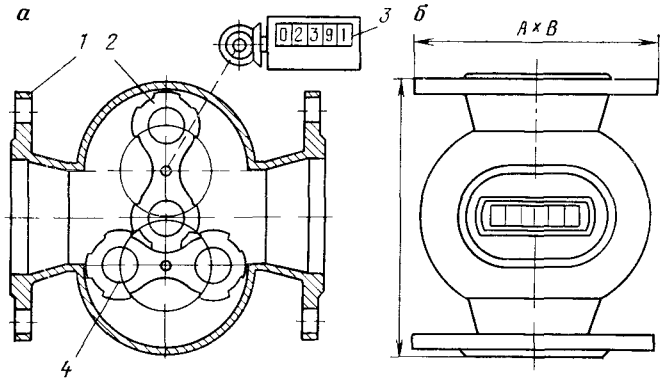


Рис. 3.26. Конструкция (*а*) и внешний вид (*б*) ротационного счетчика газа типа РС

Таблица 3.1

Краткая техническая характеристика ротационных счетчиков газа типа РС

Тип	Диаметр условного прохода, мм	Номинальный расход газа, м³/ч	Размеры $A \times B \times C$, мм	Масса, кг
РС-40М	56	40	180×210×300	15
РС-100М	80	100	240×250×330	32
РС-250М	125	250	360×410×510	81
РС-400М	150	400	360×410×595	125
РС-600М	175	600	440×485×665	152
РС-1000М	225	1000	500×550×775	225

Погрешность счетчиков в диапазоне от 20 до 100 % предела измерения не превышает ±2 %. Диапазон температуры окружающего воздуха должен лежать в пределах от 0 до 50 °С. Потеря давления для всех типоразмеров счетчиков не превышает 300 Па. Счетчики газа РС-40М и РС-100М монтируют непосредственно на трубопроводе, а остальные устанавливают на фундаменте.

ТУРБИННЫЙ СЧЕТЧИК ДЕБИТА ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СКВАЖИН СгИ-04

Турбинный счетчик предназначен для измерения дебита геотермальных скважин при отсутствии электропитания и высокой степени минерализации проходящей воды. Счетчик (рис. 3.27) выполнен в стальном литом корпусе *1*, в котором установлена свободно вращающаяся потоком жидкости турбина *4*. Вращение турбины посредством магнитной муфты *3* передается счетному механизму *2*, по которому отсчитывают прошедшее количество геотермальной воды.

Счетчик целесообразно устанавливать параллельно рабочему трубопроводу с помощью отключающих задвижек. Переключение потока воды из рабочего трубопровода в счетчик производится также с помощью задвижки.

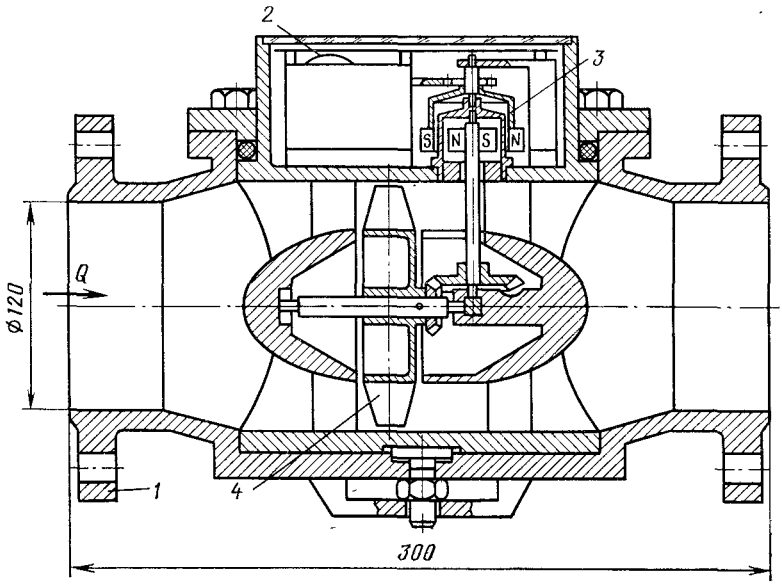


Рис 3.27. Конструкция турбинного счетчика геотермальных скважин СгИ-04

Краткая техническая характеристика счетчика СгИ 04

апазон измерения расхода геотермальной воды м³ ч	0—100
ксимально допустимое давление воды МПа	0 1
ксимально допустимая температура измеряемои воды °С	100
пень минерализации воды г м³	15
змеры мм	200×290×300
сса кг	50

ЗИБОРЫ И СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ЗАЩИТЫ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

Основные параметры характеризующие состояние и работу газоперекачи ющего агрегата — температура подшипников и продуктов сгорания произ дительность агрегата его мощность и к п д скорость вращения вала вление и температура газа и масла расход топливного газа перепад давления системе уплотнения «газ — масло» вибрация подшипников осевое смещение отора наличие факела в камерах сгорания газотурбинных установок и др ля обеспечения контроля указанных параметров используют как общепро ышленные приборы так и специальные разработанные с учетом специфики аботы газоперекачивающих агрегатов (ГПА) компрессорных станций в газовой ромышленности Так специфика эксплуатации компрессорных станций требует беспечения высокой надежности работы приборов защиты агрегата от ложных рабатываний взрывобезопасной эксплуатации ремонтопригодности автома ического контроля исправности его линии связи и др

,игнализатор температуры подшипников газоперекачивающих ıгрегатов СгТ-04

Сигнализатор СгТ 04 предназначен для контроля температуры подшипни ков ГПА и автоматической световой и релейной сигнализации при достижении емпературы подшипников заданных значений предупредительного или аварий ного уровня Сигнализатор СгТ 04 выпускают для работы в комплекте с десятью платиновыми или медными термометрами сопротивления типа ТСП или ТСМ стандартных градуировок, устанавливаемых в корпусе подшипников ГПА В комплект сигнализатора СгТ 04 входит электронный прибор ПКТ 2 и распре делительная коробка соединяемые между собои кабельными линиями Термо метры сопротивления в комплект поставки СгТ 04 не входят Сигнализатор СгТ 04 снабжен искробезопасными входными цепями что позволяет размещать термометры сопротивления во взрывоопаснои зоне

Краткая техническая характеристика сигнализатора СгТ 04

Число точек контроля	10
Диапазон контролируемых температур °С	10—100
Диапазон плавнозадаваемых уровней срабатывания сигнализации °С	60—100
Основная приведенная погрешность измерения и сигнализации %	1 5
Продолжительность одного полного цикла контроля с	40
Максимальная длина кабельных линии между термометрами и распределительной коробкои м	200
Питание	220 В 50 Гц
Размеры мм	
прибора ПКТ 2	240×340×450
распределительной коробки	630×210×374
Масса кг	
прибора ПКТ 2	20
распределительнои коробки	10

Комплекс «Сигнал-1» для контроля и сигнализации производительности центробежных нагнетателей

Комплекс «Сигнал 1» предназначен для контроля и сигнализации приведен ной объемной производительности центробежных нагнетателей типа 280 с элек трическим приводом Объемную производительность определяют по измерению перепада давления на входном конфузоре нагнетателя с учетом давления и тем пературы газа и автоматическим вычислением этой производительности Ком

плекс «Сигнал 1» обеспечивает измерение и регистрацию объемной производительности а также сигнализацию предельных значении объемной производительности в предпомпажной зоне нагнетателя

В состав комплекса входит дифманометр ДтХ 01, датчик давления ДДП 1 и вторичный электромеханический самописец СД 2 с записью объемной производительности в прямоугольных координатах

Краткая техническая характеристика комплекса «Сигнал 1»

Диапазон измерения приведенной объемной производительности нагнетателя м³/мин	0—300
Максимальный перепад давления на конфузоре нагнетателя МПа	0 16
Максимальное давление газа в трубопроводе МПа	6 4
Класс точности	4
Питание	220 В 50 Гц
Размеры мм	
самописца СД 2	237×330×424
дифманометра ДтХ 01	355×270×350
датчика ДДП 1	180×220×260
Масса кг	
самописца СД 2	22
дифманометра ДтХ 01	20
датчика ДДП 1	12

Виброизмерительные комплексы «Вал-1» и «Виза-3»

Комплексы «Вал 1» и «Виза 3» предназначены для контроля вибрации газоперекачивающих агрегатов с центробежными нагнетателями по измерению амплитуды колебания вала относительно корпуса подшипника Эти комплексы содержат от 4 до 12 виброщупов устанавливаемых на корпусах подшипников и вторичной электронной показывающей и сигнализирующей аппаратуры, монтируемой на щите Каждый подшипник оснащается парой виброщупов устанавливаемых взаимно перпендикулярно на корпусе подшипника для бесконтактного измерения горизонтальной и вертикальной составляющих амплитуд колебания вала ГПА Виброщупы аппаратуры «Виза 3» можно использовать и для бесконтактного измерения радиального и осевого зазоров

Рассматриваемые комплексы обеспечивают визуальный контроль амплитуды вибрации сигнализацию отклонения фактической вибрации от заданной, проверку длительности сигналов для исключения ложных срабатываний системы защиты, а также контроль исправности линий связи

Краткая техническая характеристика комплексов «Вал 1» и «Виза-3»

Число точек контроля	От 2 до 6
Диапазоны измерения мкм	0—50 и 0—150
Диапазон измерения зазора мм	0 2—1 5
Основная погрешность измерения и сигнализации %	15
Питание	220 В 50 Гц
Размеры мм	
виброщупов	10×300
вторичной аппаратуры	140×330×540
Масса кг	
виброщупа	1
вторичной аппаратуры	12

ГЛАВА 4

ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ И УСТАНОВОК ПРОМЫСЛОВОЙ ОБРАБОТКИ ГАЗА

АРМАТУРА ДЛЯ ФОНТАНИРУЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

В комплект арматуры для нефтяных и газовых скважин входят фонтанная арматура, колонные головки, катушки фланцевые, манифольды и приспособления для смены задвижек под давлением.

Фонтанная арматура (табл. 4.1) предназначена для герметизации устья, контроля и регулирования режима эксплуатации скважин (эксплуатационных и нагнетательных). Схемы фонтанной арматуры регламентированы ГОСТ 13846—74. В соответствии с указанным стандартом установлено шесть типовых схем фонтанной арматуры (рис. 4.1): схемы 1—4 — тройниковые, схемы 5, 6 — крестовые.

По заказу потребителя фонтанная арматура может изготавливаться в следующих исполнениях: нормальное (температура рабочей среды от —40 до +120 °С); коррозионностойкое: углекислотостойкое $К_1$ (CO_2 не более 6 % об.), сероводородостойкое $К_2$ (CO_2 и H_2S не более 6 % об. каждого компонента), сероводородостойкое $К_3$ (CO_2 и H_2S свыше 10 %, но не более 26 % об. каждого компонента); термостойкое Г (температура рабочей среды свыше 120 °С); хладостойкое ХЛ (температура окружающей среды ниже —40 °С).

Основные узлы фонтанной арматуры — трубная головка и елка. Трубная головка фонтанной арматуры предназначена для подвески одного или нескольких рядов насосно-компрессорных труб. Ее используют для выполнения техно-

Таблица 4.1

Основные параметры, характеризующие фонтанную арматуру

Рабочее давление, МПа	Условный проход, мм		Пробное давление, МПа	
	ствол	боковые отводы	на прочность	на герметичность
7	65	50; 65	14	7
14	65 *	50; 65 *	28	14
21	65 *	50; 65 *	42	21
21	80 *	50; 65 *	42	21
21	100 *	65; 100 *	42	21
21	150 *	100 *	42	21
35	50	50	70	35
35	65 *	50; 65 *	70	35
35	80	50; 65	70	35
35	100 *	65; 80; 100 *	70	35
70	52 *	52 *	105	70
70	65	50; 65	105	70
70	80 *	50 *; 65; 80	105	70
105	50	50	150	105

* Выпускаются серийно; остальные — по требованию заказчика.

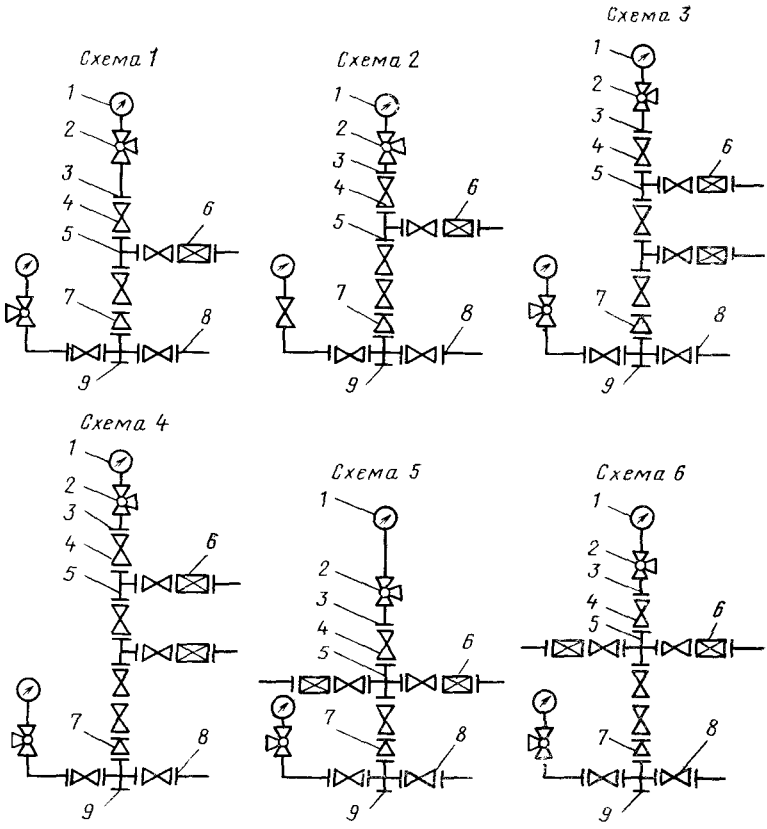


Рис. 4 1 Типовые схемы фонтанной арматуры:

1 — манометр, *2* — запорное устройство к манометру; *3* — фланец под манометр, *4* — запорное устройство, *5* — тройник, крестовина; *6* — дроссель; *7* — переводник трубной головки *8* — ответный фланец, *9* — трубная головка

логических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважин В арматуре на $p_у = 21$ и 35 МПа трубы подвешивают на резьбе, по требованию заказчика — на муфте. В арматуре на $p_у = 70$ МПа и $D_у = 50$ мм трубы подвешивают на резьбе, другие типоразмеры — на муфтовой подвеске Елка фонтанной арматуры предназначена для регулирования режима эксплуатации и транспортировки продукции скважины к промысловым установкам, а также для проведения геолого технических и технологических операций, связанных с установкой специальных устройств для спуска глубинных приборов и оборудования Предусматривается либо тройниковое (одно или двухструнное исполнение елки фонтанной арматуры), либо крестовое (двухструнное) На скважинах, перекрывать которые при замене узлов и деталей нежелательно, применяют фонтанную арматуру с двухструнной елкой При тройниковой двухструнной елке скважину эксплуатируют по верхней струне, а при крестовой — по одной из них По запасным струнам продукцию скважин подают при ремонте рабочей струны или замене штуцерной втулки Боковые струны могут быть оборудованы двумя запорными устройствами, одно из которых (первое от ствола) является запасным, а второе — рабочим.

Запорные устройства, используемые в фонтанной арматуре, предназначены для перекрытия потока рабочей среды эксплуатационной или нагнетательной скважины Типы и основные параметры запорных устройств регламентированы

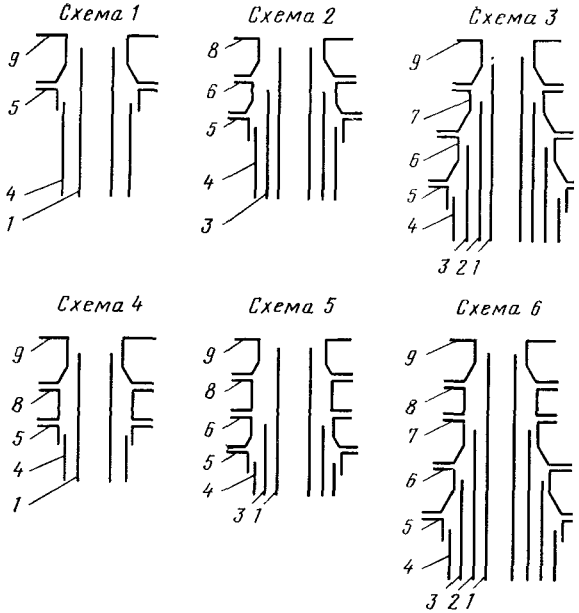


Рис. 4.2. Типовые схемы обвязки обсадных колонн: схемы *1*, *2* и *3* — соответственно для одно-, двух-, и трехколонной конструкции скважины; схемы *4*, *5* и *6* — соответственно для удлиненной одноколонной, двух- и трехколонной конструкции скважины, *1* — эксплуатационная колонна, *2*, *3* — промежуточные колонны; *4* — кондуктор; *5* — фланец колонный; *6* — нижняя колонная головка; *7* — средняя (промежуточная) колонная головка; *8* — катушка фланцевая; *9*—верхняя колонная головка

ТУ 26-16-24—77 «Краны пробковые со смазкой», ТУ 26-16-45—77 «Задвижки типа ЗМС прямоточные с принудительной подачей смазки» и ТУ 26-02-728—76 «Оборудование устья нефтяных и газовых скважин на рабочее давление 70 МПа» Запорные устройства разделяются на следующие типы· проходные пробковые краны типа КППС с $D_у = 65$ мм и $p_у = 14$ МПа, с уплотнительной смазкой; прямоточные задвижки с $D_у = 65$, 80, 100 и 150 мм и $p_у = 21$, 35 МПа, с однопластинчатым (типа ЗМС1) шиберным затвором, принудительной или автоматической подачей смазки, ручным, пневматическим дистанционным или автоматическим управлением, прямоточные задвижки с $D_у = 50$, 80 мм и $p_у = 70$ МПа, с двухпластинчатым (типа ЗМАД) шиберным затвором, принудительной или автоматической подачей смазки, ручным, пневматическим дистанционным или автоматическим управлением

Колонные головки предназначены для обвязки обсадных колонн нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин. Обеспечивают подвеску колонн, герметизацию межколонных пространств, контроль давления в них и проведение ряда технологических операций При бурении скважин на колонных головках размещают превентор, в процессе эксплуатации — фонтанную арматуру. Типоразмеры колонных головок нормализованы ОСТ 26-02-775—73 Существует шесть схем обвязки обсадных колонн (рис 4 2)

Колонные головки изготавливают двух типов однофланцевые колонные головки, которые нижней частью корпуса крепят к кондуктору, на корпус и на фланец верхней части корпуса подвешивают и герметизируют техническую или эксплуатационную колонну, двухфланцевые промежуточные колонные головки, которые нижним фланцем корпуса устанавливают либо на колонный фланец кондуктора, либо на стоящую ниже колонную головку, на корпус и на фланец верхней части корпуса подвешивают и герметизируют техническую, промежуточную или эксплуатационную колонну

Обсадные трубы подвешивают с использованием клиньевых и муфтовых колонных подвесок Клиньевые подвески — три — шесть наборов клиньев с зубчатой насечкой; муфтовые — с использованием резьбовых соединений Оборудование обвязки обсадных колонн с использованием однофланцевых колонных головок выпускают двух типов ОКМ с муфтовой подвеской обсадных труб, ОКК с клиньевой подвеской обсадных труб Оборудование типа ОКК состоит из

Таблица 4.2

Техническая характеристика обвязки обсадных колонн типа ОКМ с муфтовой подвеской обсадных труб, изготавливаемых на $p_р = 14$ МПа (для умеренной климатической зоны и температуры рабочей среды не более 120 °С)

Шифр оборудования	$D_у$ обвязываемых колонн, мм	Масса в сборе, кг
ОКМ1-140-140×219	140; 219	345
ОКМ1-140-146×219	146; 219	330
ОКМ1-140-140×245	140; 245	330
ОКМ1-140-146×245	146; 245	320
ОКМ1-140-168×245	168; 245	

Примечания· 1. Запорное устройство — КППС-65×140. 2 Рабочая среда — нефть, газ, газоконденсат, буровой раствор, механические примеси до 0,5 %, CO_2 и H_2S до 0,003 % и пластовая вода до 20 % по объему. 3 Размер — 1050×510×450 мм.

отдельных сборочных единиц — колонных головок Нижнюю колонную головку (ГНК), присоединяемую к верхнему концу кондуктора, выпускают в трех исполнениях· присоединение к кондуктору с помощью внутренней резьбы на корпусе головки; присоединение к кондуктору с помощью наружной резьбы; присоединение к кондуктору с помощью сварки Все последующие колонные головки устанавливают на устье скважины по мере спуска и цементирования обсадных колонн Колонные головки типа ОКМ с муфтовой подвеской обсадных колонн изготавливают на рабочее давление $p_р = 14$ МПа по техническим условиям ТУ 26-02-201—76 (табл 4 2)

Колонные головки типа ОКК с клиньевыми подвесками изготавливают на рабочее давление 21 35 и 70 МПа по техническим условиям ТУ 26-02-519—74 и ТУ 26-02-728—76 (табл 4 3)

КОМПЛЕКС СПЕЦИАЛЬНОГО ПОДЗЕМНОГО СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

При разрушении или повреждении устьевого оборудования, нарушении герметичности эксплуатационной колонны и некачественном цементировании межтрубного пространства переход скважин на открытое фонтанирование можно предотвратить, применяя комплекс специального подземного скважинного оборудования, который также предназначен для обеспечения одновременной раздельной эксплуатации двух продуктивных горизонтов или более, разобщения вскрытого продуктивного горизонта от вышележащих или нижележащих пластов, разобщения колонны из насосно-компрессорных труб от затрубного пространства, обеспечения проведения многочисленных промысловых технологических операций, связанных с эксплуатацией или ремонтом скважин.

Комплекс специального скважинного оборудования состоит из пакеров, якорей, разъединителей колонн, скважинного инструмента для подготовки ствола скважины, клапанов-отсекателей, циркуляционных и ингибиторных клапанов, посадочных ниппелей, а также из инструмента и принадлежностей канатной техники для управления подземным оборудованием.

Пакеры, устанавливаемые над эксплуатационным горизонтом, служат для разобщения зон затрубного пространства, расположенных выше и ниже пакеров. Применяют в обсадной (эксплуатационной) колонне нефтяных, газовых и нагнетательных скважин при их эксплуатации и ремонте, а также для разобщения двух продуктивных горизонтов или более при одновременной раздельной эксплуатации их и эксплуатационного горизонта от водоносных нижележащих горизонтов. Типоразмеры и конструкции нормализованы ОСТ 26-02-1016—73 и техническими условиями ТУ 26-16-10—76 и ТУ 26-16-15—76 (табл. 4.4) Установлены следующие типы пакеров ПВ — усилие направлено от перепада давле-

Таблица 4.3

Техническая характеристика обвязки обсадных колонн типа ОКК с клиньевой подвеской обсадных труб (для умеренной климатической зоны и температуры рабочей среды 120 °С)

Шифр оборудования	$D_у$ обвязываемых колонн, мм	$p_р$ по колонным головкам, МПа			Условный проход верхних фланцев головок, мм			Схема оборудования	Рабочая среда	Размеры, мм	Масса в сборе, кг
		верхняя	средняя	нижняя	верхняя	средняя	нижняя				
ОКК1-210-140×219	140; 219	21	—	—	280	—	—	1	А	1300×545×535	465
ОКК1-210-140×245	140; 245	21	—	—	280	—	—	1	А	1300×545×535	465
ОКК1-210-140×273	140; 273	21	—	—	280	—	—	1	А	1300×545×535	465
ОКК1-210-146×219	146; 219	21	—	—	280	—	—	1	А	1300×545×535	465
ОКК1-210-146×245	146; 245	21	—	—	280	—	—	1	А	1300×545×535	465
ОКК1-210-146×273	146; 273	21	—	—	280	—	—	1	А	1300×545×535	465
ОКК1-210-168×245	168; 245	21	—	—	280	—	—	1	А	1300×545×535	465
ОКК1-210-168×273	168; 273	21	—	—	280	—	—	1	А	1300×545×535	465
ОКК1-210-219×324	219; 324	21	—	—	280	—	—	1	А	1365×610×535	530
ОКК1-210-140×219К2	140; 219	21	—	—	280	—	—	1	А	1365×610×535	530
ОКК1-210-146×245К2	146; 245	21	—	—	280	—	—	1	Б	1020×545×535	730
ОКК1-210-168×245К2	168; 245	21	—	—	280	—	—	1	Б	1020×545×535	730
ОКК1-210-178×245К2	178; 245	21	—	—	280	—	—	1	Б	1020×545×535	730
ОКК2-210-140×219×299К2	140; 219, 299	21	—	21	280	—	350	2	Б	1065×610×1130	935
ОКК2-210-140×245×324К2	140; 245; 324	21	—	21	280	—	350	2	Б	1065×610×1130	935
ОКК2-210-146×219×299К2	146; 219; 299	21	—	21	280	—	350	2	Б	1065×610×1130	935
ОКК2-210-146×245×324К2	146, 245, 324	21	—	21	280	—	350	2	Б	1065×610×1130	935
ОКК2-210-168×245×324К2	168; 245; 324	21	—	21	280	—	350	2	Б	1065×610×1130	1585
ОКК2-210-178×245×324К2	178; 245; 324	21	—	21	280	—	350	2	Б	1065×610×1130	1585
ОКК2-210-140×219×299	140; 219; 299	21	—	21	280	—	350	2	А	1365	1050

OKK2-210-178×245×324	178; 245; 324	21	—	21	280	—	350	2	A	1365	1050
OKK1-350-140×219	140; 219	35	—	35	280	—	—	1	A	1340×585×580	575
OKK1-350-140×245	140; 245	35	—	35	280	—	—	1	A	1340×585×580	575
OKK1-350-140×273	140; 273	35	—	35	280	—	—	1	A	1340×585×580	57
OKK1-350-146×219	146; 219	35	—	35	280	—	—	1	A	1340×585×580	575
OKK1-350-146×245	146; 245	35	—	35	280	—	—	1	A	1340×585×580	575
OKK1-350-146×273	146; 273	35	—	35	280	—	—	1	A	1340×585×580	575
OKK1-350-168×245	168; 245	35	—	35	280	—	—	1	A	1340×585×580	575
OKK1-350-168×273	168; 273	35	—	35	280	—	—	1	A	1340×585×580	575
OKK2-350-140×219×299	140; 219; 299	35	—	35	280	—	350	2	A	1365×675×1320	1870
OKK2-350-140×219×324	140; 219; 324	35	—	35	280	—	350	2	A	1365×675×1320	1870
OKK2-350-140×245×299	140; 245; 299	35	—	35	280	—	350	2	A	1365×675×1320	1870
OKK2-350-140×245×324	140; 245; 324	35	—	35	280	—	350	2	A	1365×675×1320	1870
OKK2-350-146×219×299	146; 219; 299	35	—	35	280	—	350	2	A	1365×675×1320	1870
OKK2-350-146×219×324	146; 219; 324	35	—	35	280	—	350	2	A	1365×675×1320	1870
OKK2-350-146×245×299	146; 245; 299	35	—	35	280	—	350	2	A	1365×675×1320	1870
OKK2-350-146×245×324	146; 245; 324	35	—	35	280	—	350	2	A	1365×675×1320	1870
OKK2-350-168×245×299	168; 245; 299	35	—	35	280	—	350	2	A	1365×675×1320	1870
OKK2-350-168×245×324	168; 245; 324	35	—	35	280	—	350	2	A	1356×675×1320	1870
OKK2-350-178×245×299	178; 245; 299	35	—	35	280	—	350	2	A	1365×675×1320	1870
OKK2-350-178×245×324	178; 245; 324	35	—	35	280	—	350	2	A	1365×675×1320	1870
OKK2-350-140×219×377	140; 219; 377	35	—	35	280	—	350	2	A	1450×705×1300	1650
OKK2-350-140×219×426	140; 219; 426	35	—	35	280	—	350	2	A	1450×705×1300	165(
OKK2-350-140×245×377	140; 245; 377	35	—	35	280	—	350	2	A	1450×705×1300	165(
OKK2-350-140×245×426	140; 245; 426	35	—	35	280	—	350	2	A	1450×705×1300	165(
OKK2-350-140×273×377	140; 273; 377	35	—	35	280	—	350	2	A	1450×705×1300	165(
OKK2-350-140×273×426	140; 273; 426	35	—	35	280	—	350	2	A	1450×705×1300	165(
OKK2-350-146×219×377	146; 219; 377	35	—	35	280	—	350	2	A	1450×705×1300	165(

Продолжение табл 4 3

Шифр оборудования	$D_у$ обвязываемых колонн, мм	$p_р$ по колонным головкам МПа			Условный проход верхних фланцев головок, мм			Схема оборудования	Рабочая среда	Размеры, мм	Масса в сборе, к
		верхняя	средняя	нижняя	верхняя	средняя	нижняя				
ОКК2-350-146×219×426	146, 219, 426	35	—	35	280	—	350	2	А	1450×705×1300	1650
ОКК2 350-146×245×377	146, 245, 377	35	—	35	280	—	350	2	А	1450×705×1300	1650
ОКК2 350-146×245×426	146, 245, 426	35	—	35	280	—	350	2	А	1450×705×1300	1650
ОКК2-350-146×273×377	146, 273, 377	35	—	35	280	—	350	2	А	1450×705×1300	1650
ОКК2-350-146×273×426	146, 273, 426	35	—	35	280	—	425	2	А	1450×705×1300	1650
ОКК2 350-168×245×377	168, 245, 377	35	—	35	280	—	425	2	А	1450×705×1300	1650
ОКК2 350-168×245×426	168, 245, 426	35	—	35	280	—	425	2	А	1450×705×1300	1650
ОКК2-350 168×273×377	168, 273, 377	35	—	35	280	—	425	2	А	1450×705×1300	1650
ОКК2 350-168×273×426	168, 273, 426	36	—	21	280	—	425	2	А	1450×705×1300	1650
ОКК2 350-178×245×377	178, 245, 377	35	—	21	280	—	425	2	А	1450×705×1300	1650
ОКК2 350-178×245×426	178, 245; 426	35	—	21	280	—	425	2	А	1450×705×1300	1650
ОКК2 350 178×273×377	178, 273, 377	35	—	21	280	—	425	2	А	1450×705×1300	1650
ОКК2-350 178×273×426	178, 273, 426	35	—	21	280	—	425	2	А	1450×705×1300	1650
ОКК3-350 140×219×299×426	140, 219, 299, 426	35	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×200	3300
ОКК3-350-140×219×324×426	140, 219, 324, 426	35	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×200	3300
ОКК3 350 140×245×299×426	140, 245, 299, 426	35	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×200	3300
ОКК3 350-140×245×324×426	140, 245, 324, 426	35	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×200	3300
ОКК3-350 146×219×273×377	146, 219, 273, 377	35	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×200	3300
ОКК3-350 146×219×299×377	146, 219, 299, 377	35	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2000	3300
ОКК3-350-146×219×324×377	146, 219, 324, 377	35	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2000	3300
ОКК3 350-146×245×299×377	146, 245, 299, 377	35	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2000	3300
ОКК3-350-146×245×324×377	146, 245, 324, 377	35	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2000	3300

ОКК3 350 146×219×299×426	146, 219, 299, 426	35	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2000	3300
ОКК3 350 146×219×324×426	146, 219, 324, 426	35	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2000	3300
ОКК3-350 146×245×299×426	146, 245, 299, 426	35	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2000	3300
ОКК3 350-146×245×324×426	146, 245, 324, 426	35	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2000	3300
ОКК3 350-168×245×299×377	168, 245, 299, 377	35	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2000	3300
ОКК3-350-168×245×324×377	168, 245, 324, 377	35	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2000	3300
ОКК3 350-168×245×299×426	168, 245, 299, 426	35	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2000	3300
ОКК3-350-168×245×324×426	168, 245, 324, 426	35	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2000	3300
ОКК3-700-140×219×299×426	140, 219, 299, 426	70	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2000	3300
ОКК3-700 140×219×324×426	140, 219, 324, 426	70	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2000	3300
ОКК3 700 140×245×299×426	140, 245, 299, 426	70	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2000	3300
ОКК3 700 140×245×324×426	140, 245, 324, 426	70	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2000	3300
ОКК3 700 146×219×273×377	146, 219, 273, 377	70	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2000	3300
ОКК3 700 146×219×299×377	146, 219, 299, 277	70	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2000	3300
ОКК3 700 146×219×324×377	146, 219, 324, 377	70	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2000	3300
ОКК3-700-146×245×299×377	146, 245, 299, 377	70	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2000	3300
ОКК3 700 146×245×324×377	146, 245, 324, 377	70	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2000	3300
ОКК3 700 146×219×299×426	146, 219, 299, 426	70	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2055	4045
ОКК3 700-146×219×324×426	146, 219, 324, 426	70	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2055	4045
ОКК3 700 146×245×299×426	146, 245, 299, 426	70	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2055	4045
ОКК3 700 146×245×324×426	146, 245, 324, 426	70	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2055	4045
ОКК3 700 168×245×299×377	168, 245, 299, 377	70	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2055	4045
ОКК3 700 168×245×324×377	168, 245, 324, 377	70	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2055	4045
ОКК3 700 168×245×299×426	168, 245, 299, 426	70	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2055	4045
ОКК3 700-168×245×324×426	168, 245, 324, 426	70	35	21	280	350	425	3	А	1450×705×2055	4045
ОКК3-700-168×245×324×426	168, 245, 324, 426	70	35	21	230	350	425	3	А	1450×705×2055	4045
ОКК2-700-178×245×324К2	178, 245 324	70	—	35	280, 230	—	350	2	Б	1450×705×2055	4045

Примечания 1. А — газ, нефть, газоконденсат, механические примеси до 25 мг/л, CO_2 и H_2S до 0,003 %, пластовая вода до 20 % об., Б — нефть, газ, газоконденсат 2 Запорное устройство типа ЗМС1-65×210 применяют для типов ОКК1-210, ОКК2-210, ОКК2-350, ОКК3-350, ОКК3-700 устройство типа ЗМС1-65×350 — для типов ОКК1-350, ОКК2-350, ОКК3 700, устройство типа ЗМАД 50×700 — для типа ОКК3-700

Таблица 4.4

Основные параметры пакеров

$D_у$ эксплуатационной колонны мм	Наружный диаметр, мм	Зазор δ, мм	Число проходных отверстий колонн НКТ	Диаметр проходного отверстия d, мм	Рабочий перепад давления на пакере (Δp) МПа
114	90	6,3	1	35,2	70
114	94	6,3	1	40	14, 21, 35, 50
127	103	6,8	1	35,2	70
127	107	6, 8	1	40	14, 21, 35, 50
140	112	5,7	1	40	14, 21, 35, 50, 70
140	114	5,7	1	40	14, 21, 35, 50, 70
140	118	5,7	1	50	14, 21, 35, 50
140	122	5,7	1	50	14, 21, 35, 50
146	118	6, 8, 10	1	40	14,21,35,50, 50,70
146	122	6, 8, 10	1	40	14, 21, 35, 50, 70
168	126	6,3, 7,3, 8,3, 9,3	1	50	14, 21, 35, 50
168	133	6,3, 7,3, 8,3, 9,3	1	50	14, 21, 35, 50
168	136	6,3, 7,3, 8 3, 9,3	1	50	70
168	140	6,3, 7,3, 8,3, 9,3	1	62	14, 21, 35, 50
168	145	6,3, 7,3, 8,3, 9,3	2	40	14, 21
168	148	6,3, 7,3, 8,3, 9,3	1	50	70
178	145	5,8, 9,8, 10,8	2	40	14, 21
178	148	5,8, 9,8, 10,8	1	62	14, 21, 35, 50
178	150	5,8, 9,8, 10,8	2	40	14, 21, 35
178	155	5,8, 9,8, 10,8	1	62	14, 21, 35, 50, 70
194	160	5,7, 10,7	1	62	50
194	165	5,7, 10,7	1	62	50
194	170	5,7, 10,7	1	76	14, 21, 35
219	185	8,1, 10,1	1	89	14, 21, 35
219	185	8,1, 10,1	2	50	14, 21
219	185	8,1, 10,1	3	89	35
219	190	8,1, 10,1	1	89	35
219	195	8,1, 10,1	1	100	14, 21
245	205	10,5, 11,5	1	132	14, 21
245	212	10,5, 11,5	1	132	14, 21
245	218	10,5, 11,5	1	132	14, 21
245	220	10,5, 11,5	1	132	14, 21
273	238	9,1, 11,1	1	155	14, 2
273	242	9,1, 11,1	1	155	14, 21
273	246	9,1, 11,1	1	155	14, 21
273	248	9,1, 11,1	1	155	14, 21

ния вверх, ПН — усилие направлено от перепада давления вниз, ПД — усилие направлено от перепада давления как вверх, так и вниз (двустороннее действие)

По способности фиксироваться на месте установки пакеры подразделяют на фиксирующиеся якорем Я и самостоятельно фиксирующиеся По способу посадки пакеры подразделяют на гидравлические Г, механические М, гидромеханические ГМ и не требующие посадки Съем пакеров осуществляется натягом, вращением В, разбуриванием Р или специальным инструментом И Предусматривается следующее исполнение пакеров нормальное, коррозионностойкое, углекислотостойкое К1 CO_2 не более 10 % об , сероводородостойкое К2 (H_2S и CO_2 не более 10 % об каждого компонента), сероводородостойкое К3 (H_2S и CO_2 свыше 10 %, но не более 26 % об каждого компонента) термостойкое Т для рабочих сред с температурой более 150 °С

Конструкция и технические характеристики пакеров должны отвечать условиям их применения возможности посадки в эксплуатационную колонну, собираемую из обсадных труб по ГОСТ 632—80, возможности сочленения с колонной, собираемой из насосно-компрессорных труб по ГОСТ 633—80, в том числе одно-, двух- и трехрядных лифтов, температура рабочей среды $t_р$ — от —50 до +200 °С, максимальный перепад давления, воспринимаемый пакером, должен соответствовать параметрическому ряду условных давлений 14, 21, 35, 50, 70 МПа, зазор между наружным диаметром пакера и внутренним диаметром эксплуатационной колонны не более 12—20 мм

Условное обозначение пакера должно включать тип, число проходных отверстий (для многопроходных пакеров), вид по способности фиксироваться, способы посадки и съема, наружный диаметр, максимальный перепад давления и исполнение Например, пакер с усилием, направленным вверх, однопроходной, фиксируемый отдельным устройством, не требующий посадки, освобождающийся натягом, наружным диаметром 118 мм, воспринимающий перепад давления 14 МПа, в нормальном исполнении обозначается пакер ПВ-Я-118-14 ОСТ 26-02-1016—73 Тот же пакер в термостойком исполнении пакер ПВ-Я-118-14Т ОСТ 26-02-1016—73 Например, пакер двустороннего действия, двухпроходной, самостоятельно фиксирующиися, с посадкой гидромеханическим способом, снимаемый специальным инструментом, наружным диаметром 136 мм, воспринимающий перепад давления 35 МПа, в нормальном исполнении обозначается пакер ПД2-ГМИ-136-35 ОСТ 26-02-1016—73 Тот же пакер с посадкой механическим способом, разбуриваемый, в коррозионностойком — углекислотостойком исполнении пакер ПД2-МР-136-35К1 ОСТ 26-02-1016—73 (табл 4 5) .

Для заякóривания и центрирования скважинного оборудования в эксплуатационной колонне служат специальные устройства — *якори*

Разъединители колонны (табл 4 6) предназначены для отсоединения колонны труб насосно-компрессорных труб (НКТ) от скважинного оборудования, оставляемого в скважине, при эксплуатации нефтяных и газовых скважин и соединения их с этим оборудованием. Отсоединение колонны НКТ от скважинного оборудования и присоединение их осуществляют через разъединитель колонны с помощью канатной техники Толкатель с инструментом, спускаемым на канате, при подъеме (подергивании) инструмента (в его рабочем положении) отсоединяет колонну НКТ от скважинного оборудования, а при спуске (подергивании) инструмента (в его рабочем положении) — соединяет колонну НКТ со скважинным оборудованием

Колонный инструмент и колонные скребки (табл 4 7, 4 8) предназначены для очистки внутренней поверхности обсадных и эксплуатационных колонн нефтяных и газовых скважин от слоя бурового раствора, цементных корок, заусенцев, задиров, отложений солей, парафина и шлама перед спуском пакеров или скважинного оборудования, а также при проведении ремонтных работ в скважине Очистку внутренней поверхности колонн осуществляют с одновременной промывкой ствола промывочной жидкостью

Фрезер (табл 4 9) предназначен для разбуривания стационарных пакеров, пробок и скважинного оборудования при капитальных ремонтах нефтяных и газовых скважин Разбуривание фрезером осуществляют через колонну бурильных труб с одновременным вращением их и прямой циркуляцией промывочного раствора Выносимый шлам из промывочного раствора осаждается в шламоуловителе, спускаемом совместно с фрезером на колонне бурильных труб Оставшиеся от разбуривания части поднимают с помощью захватного узла Фрезеры и райберы используют для удаления солей, парафина и шлама из колонн НКТ.

В состав скважинного оборудования, предназначенного для эксплуатации газовых и нефтяных скважин, а также для нагнетательных скважин, входят различные скважинные клапаны, позволяющие осуществлять многочисленные технологические промысловые операции освоение и глушение скважин, подачу ингибиторов гидратообразования и коррозии, отсечку потока, различные ремонтно-профилактические операции

Скважинные клапаны можно классифицировать по способу установки, назначению, принципу действия, способу управления и типу запорного органа (рис 4 3) К гидравлическим или пневматическим относятся клапаны, открыва

Таблица 4.5

Техническая характеристика типов промежуточных пакеров серийного производства для нефтяных и газовых скважин

Тип	Условия эксплуатации		$D_у$ эксплуатационной колонны, мм	Среда		Пакер			Размер, мм	Масса, кг
	Глубина спуска пакера, м	Число рядов колонн НКТ		Характеристика	$t_р$, °С	Δp, МПа	d_1, мм	d, мм		
ПН-ЯМ-118-210	—	1	146	Нефть	120	21	73	62	144×2280	59
ПН-ЯМ-136-210	—	1	168	То же	120	21	73	62	166×2340	67
ПН-М-118-210	—	1	146	»	100	21	73	—	118×1030	40
ПН-М-136 210	—	1	168	»	100	21	89	—	136×1090	50
ПН-ЯГМ-118-210	—	1	146	»	120	21	73	62	118×1655	46
ПН ЯГМ-136-210	—	1	168	»	120	21	89	76	136×1880	60
ПН-ЯГМ-140-210	—	1	168	»	120	21	89	76	140×1880	64
ПД-ЯГМ-118-210	—	1	146	Нефть, вода	100	21	73	62	118×1820	63
ПД-ЯГМ-136-210	—	1	168	То же	100	21	89	76	136×1925	73
ПН-ЯГ 90-500К1	6000	1	114	Нефть, газ, конденсат, пластовая вода, песок, CO_2 до 6 % об.	120	50	73	—	90×1510	48
ПН-ЯГ-500К1	1500	1	114	То же	120	50	73/48	—	90×1065	50
1ПД-ЯГ-114-500	—	1	146	Нефть, газ, вода	100	50	73	62	114×1808	105
1ПД-ЯГ-118-500	—	1	146	То же	100	50	73	62	118×2808	112
1ПД-ЯГ-122-500	—	1	146	»	100	50	73	62	122×2808	119
1ПД-ЯГ-136-500	—	1	168	»	100	50	89	76	136×2968	140
1ПД-ЯГ-140-500	—	1	168	»	100	50	89	76	140×2968	146
1ПД-ЯГ-144-500	—	1	168	»	100	50	89	76	144×2975	157
ПД-ЯГ-118-500	—	1	146	Нефть	120	50	73	50	118×1970	80
ПД ЯГ-136-500	—	1	168	То же	120	50	89	62	136×2055	113
ПД-ЯГИ-118-350	—	1	146	Нефть, вода	120	35	73	50	118×2330	103
ПД-ЯГИ-136-350	—	1	168	То же	120	35	89	62	136×2704	137
2ПД-ЯГ-136-350К1	—	1	168	Нефть, газ, конденсат, мехпри-	120	35	144	80	136×2000	85

				меси, CO_2 до 6 % об.						
2ПД-ЯГ-145-350К1	—	1	178	То же	120	35	144	80	145×2000	95
ПД1-ЯГ-219-350	—	1	219	Газ, конденсат	120	35	114	100	188×2600	256
ПД2 ЯГ-219-350	—	2	219	Нефть, газ, конденсат	100	35	73—73	62—62	190×3020	275
ПД3-ЯГ-219-350	—	3	219	Газ, конденсат	120	35	73—60—73	62—50—62	190×2830	270
ПД-ЯГ-136-210К1	3000	1	168	Вода	150	21	89	50	136×3886	175
ПД2-ЯГ-136-210	3000	2	168	»	150	21	60—48	40—40	136×5850	170
2ПД-Г-118-210	—	1	146	Вода	—	21	73	62	118×3950	70
2ПД-Г-136-210	—	1	168	»	—	21	89	76	136×3950	90
3ПД-Г-118-210	—	1	146	»	—	21	73	62	118×3850	96
3ПД-Г-136-210	—	1	168	»	—	21	89	76	136×3810	116
ПД-Г-118-210	—	1	146	»	—	21	73	62	118×3294	80
ПД-Г-136 210	—	1	168	»	—	21	89	76	136×3357	115
1ПД-Г-118-210	—	1	146	»	—	21	73/60	50	118×3650	124
1ПД-Г-136-210	—	1	168	»	—	21	89/60	62	136×3700	147

Примечания 1. d_1 — присоединительная резьба гладких НКТ (через дробь указана резьба верхней и нижней части); d — наименьший диаметр внутреннего прохода (через тире указаны диаметры для соответствующих колонн НКТ) 2. В скобках маркировка пакеров не по ОСТ 3 Пакер типа ПН-ЯМ (ППМР) с механическим лением (спуск — на колонне НКТ, заякоривание и посадка — механическим вращением НКТ вправо на 1,5—2 оборота и создани вого усилия от массы НКТ, съем - подъемом НКТ) — в неглубоких нефтяных скважинах. Пакер типа ПН-М (ППМП) перекрестног ка с механическим управлением (спуск - на колонне НКТ совместно с пакерами оставляемого типа, посадка — созданием усили ассы НКТ, съем — подъемом НКТ) — для насосной эксплуатации нефтяных скважин. Пакер типа ПН-ЯГМ (ППГМ1) с гидравлическим управлением (спуск — на колонне НКТ, заякоривание и посадка — созданием гидравлического давления в НКТ и осевого усилия от массы НКТ, съем — подъемом НКТ) — в вертикальных, наклонных, глубоких и сильно искривленных нефтяных скважинах Пакер типа ПД-ЯГМ (ППГМ2) с гидромеханическим управлением (спуск — на колонне НКТ; заякоривание и посадка — созданием гидравлического давления в НКТ и осевого усилия от массы НКТ; съем — оставлять в скважине или подъемом НКТ) — в глубоких нефтяных и нагнетательных скважинах. Пакер типа ПН-ЯГ (ППГА, ППГВА) с гидравлическим управлением (спуск — на колонне НКТ; заякоривание и посадка — созданием гидравлического давления в НКТ; съем — подъемом НКТ) — в глубоких скважинах при обработке и гидроразрыве пласта. Пакер типа 1ПД-ЯГ (3ППГД) с гидравлическим управлением (спуск — на колонне НКТ, заякоривание и посадка — созданием гидравлического давления в НКТ, съем — подъемом НКТ) — в глубоких и сверхглубоких нефтяных, газовых и нагнетательных скважинах Пакер типа ПД-ЯГ (ППГ1) с гидравлическим управлением (спуск — на колонне НКТ, заякоривание и посадка — созданием гидравлического давления КТ; съем — созданием гидравлического давления и подъемом НКТ или только подъемом НКТ) — в глубоких, сверхглубоких и ных нефтяных скважинах. Пакер типа ПД-ЯГИ (ППГ2) с гидравлическим управлением (спуск — на колонне НКТ, заякоривание и а — созданием гидравлического давления в НКТ; съем — ловильным инструментом на колонне НКТ) — в глубоких и искривленных нефтяных и нагнетательных скважинах Пакер типа 2ПД-ЯГ (ППГ5) с гидравлическим управлением (спуск — на колонне НКТ; заякоривание и посадка пакера — созданием гидравлического давления в НКТ, съем — вращением колонны НКТ вправо на 20—25 оборотов и их подъемом) — в глубоких и сверхглубоких нефтяных, газовых и нагнетательных скважинах. Пакер типа ПД-ЯГ (1ППГ) с гидравлическим управлением (спуск) — на колонне НКТ, заякоривание и посадка — созданием гидравлического давления в НКТ; съем — подъемом НКТ) — для разобщения пластов при добыче нефти и газа. Пакер типа ПД-ЯГ (ППГК) с гидравлическим управлением для закачки воды в пласт Пакер типа ПД-Г (ПГРВ) с гидравлическим управлением для закачки воды в пласт.

Таблица 4.6

Техническая характеристика типов якорей и разъединителей колонн серийного производства для нефтяных и газовых скважин

Тип колонн	$D_у$ эксплуатационной колонны, мм	Среда		Δp, МПа	d_1, мм	d, мм	Размеры, мм	Масса кг
		Характеристика	$t_р$, °С					
ЯГ-118-210	146	Нефть, газ, вода	100	21	73	62	118×790	45
ЯГ-136-210	168	То же	100	21	89	76	136×790	45
ЯГ1-114-500	146	»	100	50	73	62	114×840	30
ЯГ1-118-500	146	»	100	50	73	62	118×840	33
ЯГ1-122 500	146	»	100	50	73	62	122×840	38
ЯГ1-136-500	168	»	100	50	89	76	136×1000	40
ЯГ1-140-500	168	»	100	50	89	76	140×1000	44
ЯГ1-144-500	168	»	100	50	89	76	144×1000	50
РК-114/136-350К1	168	Нефть, газ, конденсат, мехпримеси, CO_2 до 6 % об.	150	35	114	80	136×1420	90
РК 114/145-350К1	178	То же	150	35	114	80	145×1420	98
РК 114/136-350К2	168	Нефть, газ, конденсат, мехпримеси	150	35	114	80	136×1420	92
РК 114/145-350К2	178	CO_2 и H_2S до 6 % об. каждого компонента	150	35	114	80	145×1420	100
РК 89/136-350К2	168	То же	150	35	89	70	136×1420	95
РК 168/245-140	273	Нефть, газ, конденсат	150	35	168	140	245×1440	300

Примечание Якорь типа ЯГ с гидравлическим управлением (спуск — совместно с пакером на колонне НКТ, срабатывание — под действием избыточного давления, съем — подъемом НКТ) — в неглубоких нефтяных, газовых и нагнетательных скважинах Якорь типа ЯГ1 с гидравлическим управлением (спуск—совместно с пакером на колонне НКТ, срабатывание—под действием избыточного давления; съем — снятием гидравлических давлений с последующим подъемом НКТ) — в глубоких и сверхглубоких нефтяных, газовых и нагнетательных скважинах Разъединитель колонны типа РК (спуск — совместно со скважинным оборудованием на колонне НКТ, срабатывание — при помощи инструмента, спускаемого в НКТ на канатной технике, съем — подъемом НКТ) — для отсоединения колонны НКТ от скважинного оборудования при эксплуатации нефтяных и газовых скважин

Таблица 4 7

Техническая характеристика типов колонного инструмента серийного производства для нефтяных и газовых скважин (спуск/подъем — на колонне НКТ или бурильных трубах, для очистки внутренней поверхности обсадных колонн нефтяных и газовых скважин)

Тип	Глубина спуска м	$D_у$ эксплуатационной колонны мм	Среда	Δp_1 МПа	d_1 мм	r мм	w об/мин	l м/мин	Размер мм	Масса кг
2ИК 146	3000	146	Нефть газ конденсат	2—3	3—88	8	500	5	118×725	20
2ИК 168	3000	168	То же	2—3	3—101	10	500	5	136×770	30

Примечание d_1 — присоединительная замковая резьба r — наибольший радиальный ход плашек w — наибольшая допустимая частота вращения l — наибольшая осевая подача

Таблица 4 8

Техническая характеристика типов колонных скребков серийного производства для нефтяных и газовых скважин (ТУ26-16-9—76) (спуск/подъем — на колонне НКТ или бурильных трубах, для очистки внутренней поверхности эксплуатационных колонн нефтяных и газовых скважин)

Тип	$D_у$ эксплуатационной колонны мм	Среда	r мм	d_1 мм	d мм	l м/мин	Осевая нагрузка Н	Размер мм	Масса кг
СК 146	146	Нефть газ конденсат	9	3—88	40	10	6	136×1277	110
СК 168	168	То же	11	3—88	40	10	6	158×1310	120
СК 178	178	»	11	3—88	60	10	6	168×1192	136
СК 219	219	»	13	3—121	62	10	6	207×1291	150
СК 273	273	»	13	3—147	100	10	6	263×2056	254

Таблица 4 9

Техническая характеристика райберов и фрезеров

Шифр инструмента	$D_у$ обрабатываемых труб мм	Присоединительная резьба мм	Размеры мм		Масса кг
			диаметр	длина	
Конусные райберы					
РК1 60	73	З 76	60	940	14
РК1 75	89	З 76	75	1020	24
РК1 98	114	З 88	98	1050	35
Фрезеры райберы (ТУ 26 62 48—72)					
ФРС 146 1	146	З 76	110/15	340	16

Шифр инструмента	$D_у$ обрабатываемых труб, мм	Присоединительная резьба, мм	Размеры, мм		Масса, кг
			диаметр	длина	
ФРС-146-2	146	З-76	120/20	425	22
ФРС-146-3	146	З-76	120 20	431	24
ФРС-168-1	168	З-88	130/15	380	27
ФРС-168-2	168	З-88	142/20	496	40
ФРС-168-3	168	З-88	142/25	500	43
ФРС-219-1	219	З-117	160/20	452	45
ФРС-219-2	219	З-117	175/25	640	71
ФРС-219-3	219	З-117	192/25	580	75
ФРС-273-1	273	З-117	192/25	545	89
ФРС-273-2	273	З-117	225/25	740	120
ФРС-273-3	273	З-117	245/25	672	150
РПМ-146	146	З-76	121/15	486	24
РПМ-168	168	З-88	143/20	543	42
РПМ-219	219	З-117	193/25	626	93
РПМ-273	273	З-117	246/25	726	156
Фрезеры колонные конусные (ОСТ 26-02-650—72)					
ФКК-93	114	З-62	93,3/12	350	12
ФКК-97	114	З-62	97,3/12	352	15
ФКК-106	127	З-76	106/13	373	17
ФКК-115	140	З-76	114,7/13	428	21
ФКК-121	146	З-76	120,7/14	431	24
ФКК-127	146	З-88	127/14	428	27
ФКК-137	168	З-88	137,3/15	430	37
ФКК-143	168	З-88	143,3/15	460	40
ФКК-149	168; 178	З-101	149,3/16	475	45
ФКК-167	178; 194	З-121	166,7/18	510	57
ФКК-192	219	З-121	192,1/18	573	75
ФКК-198	219; 245	З-121	198,1/20	575	79
ФКК-217	245	З-147	216,5/20	617	115
ФКК-223	245; 273	З-147	222,5/20	620	121
ФКК-245	273	З-147	245,1/20	680	150
ФКК-272	299	З-171	272,5/22	742	180
ФКК-298	324	З-171	297,9/22	805	215
ФКК-312	324	З-171	311,7/22	812	220
Фрезеры режуще-истирающие (ОСТ 26-02-1011—74)					
ФЗ-90	114	З-62	90	210	8,2
ФЗ-95	114	З-62	95	210	9
ФЗ-104	127	З-76	104	215	11
ФЗ-115	140	З-76	115	220	12
ФЗ-118	146	З-76	118	220	13,5
ФЗ-135	168	З-88	135	230	16,5
ФЗ-140	168; 178	З-88	140	230	17,5
ФЗ-150	168; 178	З-88	150	230	19
ФЗ-160	178	З-121	160	250	21,5
ФЗ-170	194	З-121	170	250	24
ФЗ-180	194; 219	З-121	180	260	29,5

Шифр инструмента	$D_у$ обрабатываемых труб, мм	Присоединительная резьба, мм	Размеры, мм		Масса, кг
			диаметр	длина	
ФЗ-190	219	З-121	190	260	35
ФЗ-210	245	З-147	210	290	47
ФЗ-220	245	З-147	220	290	54
ФЗ-240	273	З-147	240	300	67,5
ФЗ-250	273	З-147	250	300	73
ФЗ-260	299	З-147	260	320	84
ФЗ-270	299; 324	З-147	270	320	91
ФЗ-290	324	З-147	290	320	105
ФЗ-295	324	З-147	295	320	109
ФЗ-305	324; 340	З-147	305	330	120
ФЗ-310	340	З-147	310	330	124
ФЗ-320	351	З-171	320	330	132
ФЗ-345	377	З-171	345	340	158
ФЗ-365	377; 406	З-171	365	370	192
ФЗ-375	406	З-171	375	370	203
ФЗ-390	426	З-171	390	380	226
ФЗ-435	508	З-171	435	400	295
ФЗ-460	508	З-171	460	420	345
ФЗ-480	508	З-171	480	420	375
Фрезеры режуще-истирающие кольцевые (ОСТ 26-02-1296—75)					
ФК-90×61	114	З-73	90/61	300	8
ФК-95×74	114	Под сварку	95/74	160	4
ФК-104×75	127	З-89	104/75	300	10
ФК-112×82	140	Под сварку	112/82	180	7
ФК-118×89	140; 146	З-102	118/89	320	12,5
ФК-124×96	146	Под сварку	124/96	180	7
ФК-136×102	168	З-114	136/102	350	17,5
ФК-140×110	168; 178	З-127	140/110	350	16
ФК-150×122	178	Под сварку	150/122	200	9
ФК-160×133	194	Под сварку	160/133	240	12
ФК-190×152	219	З-168	190/152	370	30
ФК-210×179	245; 273	Под сварку	210/179	260	19
ФК-248×205	299	Под сварку	248/205	270	32
Фрезеры забойные (ОСТ 26-02-233—70)					
ФЗЭ-90	114	З-62	90	240	8,5
ФЗЭ-102	127	З-62	102	240	9,5
ФЗЭ-110	140	З-76	110	250	11,5
ФЗЭ-115	140	З-76	115	250	12,5
ФЗЭ-120	146	З-76	120	250	13,5
ФЗЭ-125	146	З-76	125	250	14,5
ФЗЭ-135	168	З-88	135	260	18
ФЗЭ-90	168	З-88	140	260	19
ФЗЭ-145	168	З-88	145	260	20,3
ФЗЭ-150	168; 178	З-101	150	290	26
ФЗЭ-160	178; 194	З-101	160	290	27,5
ФЗЭ-166	194	З-121	166	300	29,3
ФЗЭ-172	194; 219	З-121	172	300	32
ФЗЭ-188	219	З-121	188	310	38
ФЗЭ-194	245	З-121	194	310	40

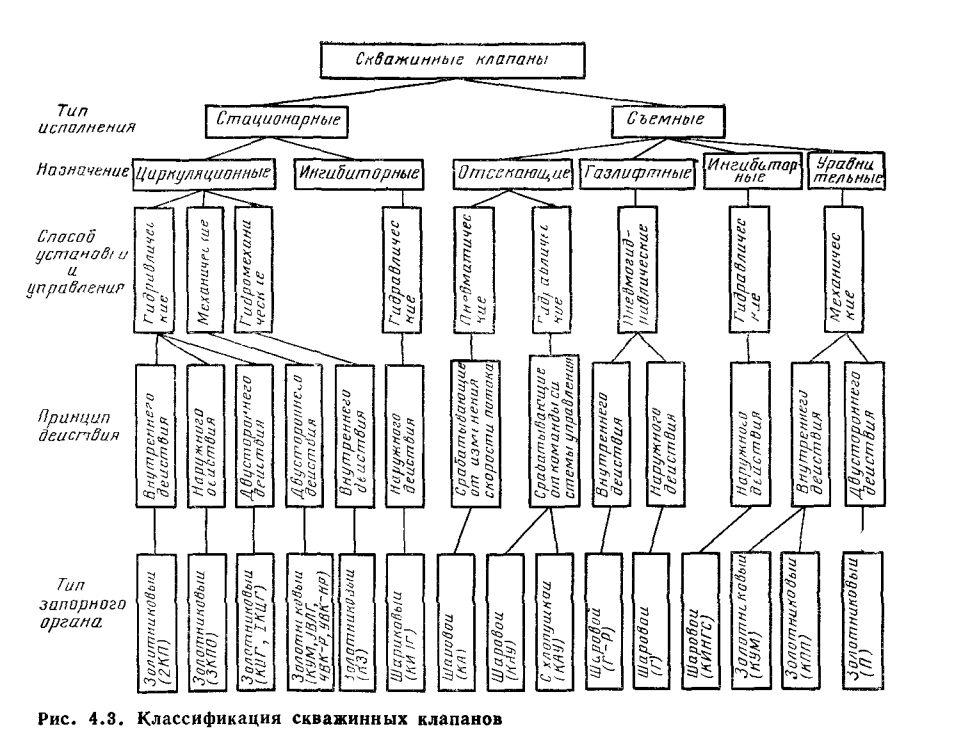


Рис. 4.3. Классификация скважинных клапанов

Таблица 4.10

Техническая характеристика клапанов-отсекателей типов КАУ и КА

Показатели	Клапаны КАУ		Клапаны КА				
	КАУ-89-350	КАУ-73-500	КА-68-350К1	КА 78-350К1	КА-68-350К2	КА-78-350К2	КА-140-140
$D_у$ колонны НКТ, мм	89	73	89	114	89	114	168
Давление, МПа	35	50	35	35	35	35	14
Диаметр проходного отверстия, мм	35	28	38	48	38	48	90
$D_у$ клапана, мм	—	—	68	78	68	78	140
Рабочая среда	Нефть, газ, пластовая вода		Природный газ, содержащий CO_2 до 6 % об		Природный газ, содержащий CO_2 и H_2S 6 % об.	Природный газ	
Максимальная температура, не более, °С	100	100	150	150	150	150	100
Диаметр, мм	70	58	67,5	77,5	67,5	77,5	138
Длина, мм	1060	970	567	615	567	615	962
Масса, кг	18,2	12,5	9,5	12,2	10,2	13,4	20,5

ющиеся или закрывающиеся под действием нагнетаемой или уплотняемой с устья рабочей жидкости (жидкость, газ) К механическим относятся клапаны, управляемые канатной техникой, к гидромеханическим — клапаны, управляемые частично канатной техникой, частично гидравликой

Клапаны отсекатели (табл 4 10) предназначены для автоматического перекрытия колонны НКТ и отсечки потока продукции скважины при нарушении установленного режима ее эксплуатации в результате частичного повреждения или полного разрушения устьевого оборудования, нарушения герметичности эксплуатационной колонны скважины, затрубное пространство которой загерметизировано пакером При обустройстве скважин пакер и клапан отсекатель обычно устанавливают непосредственно над продуктивным горизонтом Это очень важно, если скважина может дать грифон

Забойные клапаны-отсекатели должны отвечать следующим требованиям надежно автоматически перекрывать колонну НКТ при всех возможных нарушениях режима эксплуатации скважины, обладать способностью надежно устанавливаться на необходимой глубине и извлекаться без спуска и подъема НКТ, обеспечивать возможность проведения различных технологических операций ниже глубины установки клапана отсекателя, возможность проведения ремонтов устьевого и глубинного оборудования без глушения скважины

Критический дебит, при котором срабатывает клапан-отсекатель, принимают обычно на 15—20 % больше оптимального Настройка клапана обеспечивается подбором площади проходного сечения сменных штуцеров и усилия пружины Перепад давления на сменных штуцерах допускается обычно в интервале от 0,1 до 0,7 МПа Клапан-отсекатель обычно устанавливают в колонне НКТ на ниппель *Устанавливают путем бросания его в колонну НКТ или с использованием* канатной техники либо с применением специального посадочного инструмента В нижней части клапан-отсекатель должен иметь замок с фиксаторами для посадки на ниппель

Ниппель (табл 4 11) служит для установки, фиксирования и герметизации в нем забойного клапана отсекателя Ниппель спускают на колонне НКТ и устанавливают выше пакера Конструктивно ниппель представляет собой патрубок, внутри которого выполнена кольцевая проточка для приема фиксаторов замка клапана-отсекателя Внутренняя поверхность ниппеля выше кольцевой проточки обработана под посадку уплотнительных элементов клапана-отсекателя По обоим концам ниппеля нарезана резьба, соответствующая резьбам применяемых НКТ

Таблица 4 11

Техническая характеристика посадочных ниппелей, предназначенных для установки и фиксации клапанов-отсекателей с замком или приемных клапанов

Показатели	Клапаны отсекатели					Приемные клапаны		
Рабочее давление, МПа	35	50	35	35	14	35	50	35
Диаметр проходного отверстия, мм	70	58	70	80	140	56	46	56
Диаметр канавки для цанги замка, мм	78	68	78	90	141	—	—	—
Диаметр расточки под уплотнение, мм	70	58	70	80	140	56	46	56
Диаметр, мм	146	112	114,3	114,3	188	107	73	114, 132,5
Длина, мм	950	680	445	445	425	180	150	180, 200
Масса, кг	22	14,3	13,2, 15,8	11,5, 13,8	8,2	2,7	2, 3,8	4,1, 8,8; 9,7

Таблица 4.12

Техническая характеристика циркуляционных клапанов типа КЦМ с механическим управлением для проведения технологических операций при освоении и эксплуатации скважин

Показатели	КЦМ-72/50 350	КЦМ-72/7-350	КЦМ 57/60-500	КЦМ 57/7-500	КЦМ 145 140	КЦМ-72-350К1	КЦМ-90-350К1	КЦМ-72-350К2	КЦМ-90-350К2
Рабочее давление, МПа	35	35	50	50	14	35	35	35	35
Диаметр проходного отверстия, мм	72	72	57	57	145	72	89	72	89
Условный диаметр перепускных отверстий (по суммарному сечению), мм	50	7	60	7	102	50	64	50	64
Присоединительная резьба, мм	89	89	73	73	168	89	114	89	114
Рабочая среда	Нефть, газ, газоконденсат пластовая вода, мехпримеси					Природный газ, содержащий CO_2 до 6 % об		Природный газ, содержащии CO_2 и H_2S до 6 % об	
Рабочая температура, °С	100	100	100	100	100	150	150	150	150
Диаметр, мм	125	125	107	107	205	125	136	125	136
Длина, мм	984	984	1040	1040	1170	985	1175	984	1175
Масса, кг	34,2	34	32,6	32,4	88	34	54	37	59

Таблица 4.13

Техническая характеристика циркуляционных клапанов типа 1КЦГ с гидравлическим управлением для проведения технологических операций при освоении и эксплуатации скважин

Показатели	1КЦГ-30-210	1КЦГ-40-210	1КЦГ 50-210	1КЦГ 62-210	1КЦГ-85-210
Диаметр проходного отверстия, мм	30	40	50	62	85
Присоединительная резьба, мм	48	60	73	89	114
Диаметр, мм	58	73	89	107	133
Длина, мм	657	678	820	850	900
Масса, кг	11	12	21	26	45

Примечание Рабочая среда — нефть, газ пластовая вода, рабочее давление — 21 МПа максимальное давление открытия клапана — 10 МПа, $D_у$ перепускных отверстий (по суммарному сечению) —30 мм, $t_р$ = 100 °С (не более)

Таблица 4.14

Техническая характеристика циркуляционных клапанов типа 2КП, 3КПО, КЗ, УВЛГ для технологических операций при освоении и эксплуатации нефтяных скважин

Показатели	2КП-73-210	2КП-89-210	3КПО-73	3КПО-89	КЗ-28 210	Для установки УВЛГ внутрискважинного газлифта
Диаметр проходного отверстия, мм	62	76	62	76	28	58
Присоединительная резьба, мм	73	89	73	89	73	73
$D_у$ перепускных отверстий (по суммарному сечению), мм	—	—	—	—	—	50
Диаметр, мм	116	136	115	135	114	105
Длина, мм	970	1000	875	891	730	740
Масса, кг	22	36	22	30,5	19	16,2

Примечание Рабочее давление — 21 МПа

Таблица 4.15

Техническая характеристика циркуляционных клапанов типа КЦГ с гидравлическим управлением для проведения операций по глушению скважин в аварийных ситуациях

Показатели	КЦГ-75-350К1	КЦГ-90-350К1	КЦГ-75-350К2	КЦГ-90-350К2	КЦГ-75-350	КЦГ-62-50	КЦГ 150-140
Рабочее давление, МПа	35	35	35	35	35	50	14
Максимальное давление от крытия клапана, МПа							
снаружи	17	23	17	23	15	12,7	22
изнутри	32	38	32	38	38	53	23
Диаметр проходного отверстия, мм	75	89	75	89	75	61	150
$D_у$ перепускных отверстий (по суммарному течению), мм	77	110	77	110	77	62	140
Рабочая среда	Природный газ, содержащий CO_2 до 6 % об		Природный газ, содержащий CO_2 и H_2S до 6 % об		Нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода, мехпримеси		
$t_р$, °С, не более	150	150	150	150	100	100	100
Диаметр, мм	125	140	125	140	125	110	220
Длина, мм	550	665	550	665	550	650	760
Масса, кг	22,5	29,3	25,8	33,7	22,5	23,5	54

Циркуляционный клапан служит для временного сообщения внутреннего пространства колонны НКТ с затрубным пространством для проведения различных технологических операций, таких как освоение и глушение скважины, промывка забоя, затрубного пространства или колонны НКТ, обработка скважины различными химреагентами и т п (табл 4 12—4 16) Клапан устанавливают в колонне НКТ и извлекают вместе с трубами Управляют циркуляционным

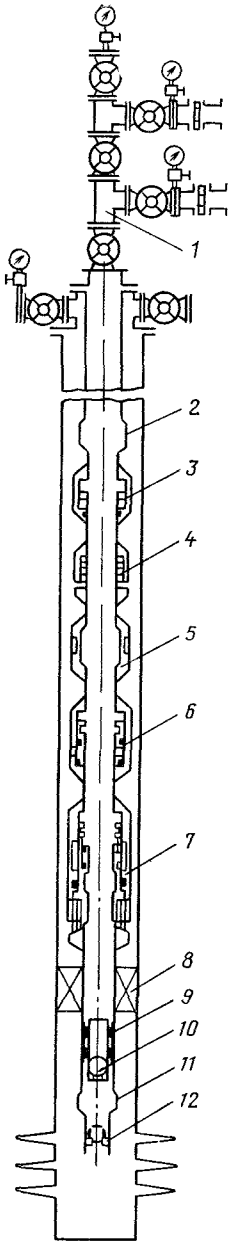


Рис. 4 4 Схема компоновки комплекса подземного оборудования для газовых скважин типа КПГ:

1 — фонтанная арматура, *2* — ниппель для опрессовочного клапана, *3* — телескопическое соединение, *4* — ингибиторный клапан, *5* — циркуляционный гидравлический клапан; *6* — циркуляционный механический клапан, *7* — разъединитель колонны, *8* — пакер; *9* — ниппель для клапана отсекателя; *10* — клапан-отсекатель с замком, *11* — ниппель для приемного клапана, *12* — башмачный клапан

Таблица 4.16

Техническая характеристика циркуляционных клапанов для нагнетания жидкости в пласт

Показатели	Для установки УВК-Р	Для установки УВК-НР
$D_у$ колонны НКТ, мм	—	146
Диаметр, мм	118	118
Длина, мм	640	902
Масса, кг	18	24

Примечание Рабочее давление — 21 МПа; присоединительная резьба — 73 мм, рабочая среда — вода, содержащая H_2S до 6 % об, мехпримеси до 25 мг/л, $t_р$ = 100 °С (не более)

клапаном (его открытием или закрытием) при помощи механического и гидравлического яссов Циркуляционный клапан открывают восходящими действиями механического ясса (см табл 4 12) При недостаточности этих действий используют еще и гидравлический ясс (см табл 4 13) Циркуляционный клапан закрывают нисходящими действиями механического ясса. Для передачи динамических усилий от яссов на замок циркуляционного клапана для открытия или закрытия клапана служит инструмент для его управления

Инструмент для управления циркуляционным клапаном спускают в колонну НКТ скважины на скребковой проволоке или тросе В комплект инструмента входят механические и гидравлические яссы для создания динамических нагрузок Для посадки клапана-отсекателя в ниппель применяют посадочный инструмент.

Для фиксации клапанов-отсекателей в ниппелях служат специальные *замки* (табл. 4 17), спускаемые и извлекаемые специальным инструментом

Для отсекания потоков фонтанных скважин в случае разгерметизации устья или в других аварийных ситуациях на промыслах для газовых и нефтяных скважин можно использовать специальные комплексы скважинного оборудования

Комплексы подземного оборудования для газовых скважин типа КПГ (рис 4 4) предназначены для добычи газа с содержанием агрессивной среды CO_2 и H_2S до 6 % В состав комплекса КПГ входят следующие элементы скважинного оборудования· гидравлический пакер типа 2ПД ЯГ, разъединитель колонны типа РК, циркуляционный механический клапан типа КЦИ, ингибиторный клапан типа КИНГ (табл 4 18), телескопическое соединение типа СТ, клапан-отсекатель типа КА, башмачный клапан, ниппель для приемного клапана-отсекателя и ниппель для опрессовочного клапана

Таблица 4.17

Техническая характеристика замков типа 13К и 3НЦВ, предназначенных для фиксации клапанов-отсекателей, уравнительных клапанов и глухих пробок

Показатели	13К-65-350	13К-70-350	3НЦВ-52-50	3НЦВ-58-50	13К-140-140-В	13К-140-140-Н	13К-70-350К1-В	13К-70-350К1-Н	13К-80-350К1-В	13К-80-350К1-Н	13К-70-350К2-В	13К-70-350К2-Н	13К-80-350К2-В	13К-80-350К2-Н
Наружный диаметр уплотнительных манжет, мм	65	70	52	58	140	140	70	70	80	80	70	70	80	80
Рабочее давление, МПа	35	35	50	50	14	14	35	35	35	35	70	70	80	80
Диаметр проходного отверстия, мм	35	35	25	28	90	90	35	35	45	45	35	35	45	45
Диаметр ловильной шейки, мм:														
наружный	62	73	57	60	145	138	73	68	85	78	73	68	85	78
внутренний	50,5	50,5	38	38	111	113	50,5	50,5	60	60	50,5	50,5	60	60
$D_у$ труб НКТ, мм	89	89	73	73	168	168	89	89	114	114	89	89	114	114
Усилие среза винтов, Н	—	—	—	—	—	—	3220	3220	3220	3220	—	—	—	—
Рабочая среда	Нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода					Природный газ, содержащий CO_2 до 6 % об.			Природный газ, содержащий CO_2 и H_2S до 6 % об.					
$t_р$, °С, не более	120	120	120	120	120	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Диаметр, мм	69,5	74,5	57	65	65	148	74,5	88	88	88	74,5	74,5	88	88
Длина, мм	570	570	540	550	550	665	570	545	545	545	570	570	545	545
Масса, кг	10,5	11,5	5,9	6,7	6,7	21	11,5	12,7	12,7	12,7	11,5	11,5	12,7	12,7

Таблица 4.18

Техническая характеристика ингибиторных клапанов типа КИНГ для подачи ингибиторов разного назначения при эксплуатации скважин

Показатели	КИНГ-75-350К1	КИНГ 90-350К1	КИНГ-75-350К2	КИНГ-90-350К2	КИНГ-75-350	КИНГ-150-140	КИНГ-С-25-50
Рабочее давление, МПа	35	35	35	35	35	14	50
Диаметр проходного отверстия, мм	76	89	76	89	76	150	—
Максимальный диаметр перепускного отверстия седла, мм	—	—	—	—	—	—	6
Рабочая среда	Природный газ, содержащий CO_2 до 6 % об		Природный газ, содержащий CO_2 и H_2S до 6 % об		Нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода, межпримеси		
$t_р$, °С, не более	150	150	150	100	100	100	100
Диаметр, мм	125	136	136	136	125	220	29
Длина, мм	395	413	380	413	395	475	485
Масса, кг	14,5	18	15	19	14,5	45	1,5

Примечание Перепад давления для открытия клапана минимальный — 0,5 МПа, максимальный — 5 МПа

Циркуляционный механический клапан предназначен для сообщения трубного и затрубного пространства при освоении скважин посредством прямой или обратной промывки, а также его можно использовать для глушения скважин. Циркуляционный гидравлический клапан предназначен для аварийного глушения скважины, когда операция глушения по какой-либо причине невозможна через циркуляционный механический клапан Клапан срабатывает от избыточного давления, создаваемого в трубном или затрубном пространстве. Управление циркуляционными клапанами механического и гидравлического действия осуществляется с помощью инструментов канатной техники

Ингибиторный клапан обеспечивает подачу ингибиторов различного назначения из затрубного пространства во внутреннюю полость колонны НКТ. Телескопическое соединение обеспечивает компенсацию удлинения колонны НКТ при изменении их средней температуры, защищает трубы от спирального продольного изгиба, обеспечивая при этом защиту пакера от дополнительной нагрузки Клапан-отсекатель типа КА обеспечивает автоматическое отсечение потока среды по колонне НКТ Устанавливают его ниже пакера в специальном ниппеле с помощью замка типа 13К

Для защиты эксплуатационной колонны от воздействия добываемой среды на северных месторождениях используют *комплекс подземного оборудования типа КО* (табл 4 19)

Комплексы управляемых клапанов-отсекателей КУСА-89-350, КУСА-73-500, КУСА-89-350-Э, КУСА-73-500-Э предназначены для герметичного перекрытия ствола фонтанных нефтяных и газовых скважин при разгерметизации их устья (табл. 4 20)

Применение комплексов обеспечивает одновременное проведение бурения и эксплуатации, а также текущего и капитального ремонтов фонтанных нефтяных и газовых скважин, расположенных на одном кусте или на одной площадке, предотвращение аварий при превышении давления свыше установленной нормы,

Таблица 4.19

Техническая характеристика типов комплексов подземного оборудования типа КПГ и КО серийного производства для газовых скважин

Показатели	КПГ-168-89-350К1	КПГ-168-89 350К2	КПГ 178 89 350К2	КПГ-168-114-350К1	КПГ-168-114 350К2	КПГ-178 114-350К2	КПГ-178-114-350К1	КО-219-168-140
D_y лифтовых труб, мм	89	89	89	114	114	114	114	168
Рабочее давление, МПа	35	35	35	35	35	35	35	14
Наружный диаметр (кроме пакера), мм	136	136	145	136	136	136	145	190
Диаметр проходного отверстия, мм								
клапана-отсекателя типа КА	38	38	38	48	48	48	48	60 (К168-140)
ниппеля для клапана-отсекателя	70	70	70	80	80	80	80	
разъединителя колонны типа РК	72	72	72	82	82	82	82	
циркуляционного механического клапана типа КЦМ	72	72	72	89	89	89	89	74 (КЦ168-140)
телескопического соединения СТ и циркуляционного гидравлического клапана КЦГ	76	76	76	90	90	90	90	
пакера (без срезного клапана)	82	82	82	82	82	82	82	168 (ПСС219-140)
ингибиторного клапана типа КИНГ	76	76	76	76	76	76	76	
ниппеля приемного клапана	70	70	70	80	80	80	80	
срезного клапана	80	80	80	80	80	80	80	
Глубина установки клапана отсекателя, м	3010	3010	3010	2510	2510	2510	2510	
Наибольшая глубина установки пакера, м	3000	3000	3000	2500	2500	2500	2500	
Длина скважинного оборудования, мм	8820	8820	8820	9540	9540	9540	9540	4500
Масса комплекса, кг	340	374	379	410	450	455	495	316

а также при превышении температуры на устье скважины свыше 70 °С (условия возникновения пожара), проведение местного, дистанционного и автоматического управления работой скважины

Комплексы выпускают в двух исполнениях с пневмоприводом и электроприводом (табл 4 21).

В зависимости от температуры среды, необходимых технологических операций, наличия агрессивных компонентов в рабочей среде разработано восемь схем компоновки скважинного оборудования комплексов КАУС-89-350 и КАУС-89-350-Э (*табл.* 4 22) и шесть схем комплексов КУСА-73-500 и КУСА-73-500-Э (табл. 4 23)

Таблица 4.20

Техническая характеристика типов комплексов управления скважинными отсе для работы в среде нефти, газа, конденсата, пластовой воды и мехпримесей

Шифр	Условный диаметр лифтовой колонны мм	Рабочее давление, МПа	Диаметр проходного отверстия, мм			
			клапана-отсекателя типа КАУ	ниппеля для клапана отсекателя	разъединителя колонны типа РК	циркуляционных клапанов типа КМЦ
КУСА 89-350-136 1	89	35	Не менее 35	Не менее 70	Не менее 65	Не менее 72
КУСА-89 350 136 2	89	35	35	70	65	72
КУСА 89-350 136-3	89	35	35	70	65	72
КУСА 89 350 136 4	89	35	35	70	65	72
КУСА-89 350 136 5	89	35	35	70	65	72
КУСА 89 350 136 6	89	35	35	70	65	72
КУСА 89-350 136 7	89	35	35	70	65	72
КУСА 89 325-136 8	89	35	35	70	65	72
КУСА-89 350 140 1	89	35	Не менее 35	Не менее 70	Не менее 65	Не менее 72
КУСА 89 350-140 2	89	35	35	70	65	72
КУСА 89 350-140 3	89	35	35	70	65	72
КУСА 89 350 140 4	89	35	35	70	65	72
КУСА 89 350 140 5	89	35	35	70	65	72
КУСА-89 350-140 6	89	35	35	70	65	72
КУСА-89 350 140 7	89	35	35	70	65	72
КУСА 89 350 140-8	89	35	35	70	65	72
КУСА 89 350-145 1	89	35	Не менее 35	Не менее 70	Не менее 65	Не менее 72
КУСА-89 350 145 2	89	35	35	70	65	72
КУСА-89 350-145 3	89	35	35	70	65	72
КУСА-89-350 145 4	89	35	35	70	65	72
КУСА-89 350 145 5	89	35	35	70	65	72
КУСА-89 350-145 6	89	35	35	70	65	72
КУСА-89-350-145-7	89	35	35	70	65	72
КУСА 89-350-145-8	89	35	35	70	65	72
КУСА-73-500-118-1	73	50	Не более 25	Не более 58	Не более 52	Не более 57
КУСА 73-500 118 2	73	50	25	58	52	57
КУСА 73 500 118 3	73	50	25	58	52	57
КУСА-73-500-118 4	73	50	25	58	52	57
КУСА 73-500 118 5	73	50	25	58	52	57
КУСА-73 500 118 6	73	50	25	58	52	57
КУСА-73 500 122 1	73	50	5	58	52	57
КУСА-73-500 122 2	73	50	25	58	52	57
КУСА-73-500-122-3	73	50	25	58	52	57
КУСА-73-500-122-4	73	50	25	58	52	57
КУСА-73-500 122-5	73	50	25	58	52	57
КУСА-73-500-122-6	73	50	25	58	52	57

1 Глубина спуска клапана-отсекателя — не более 200 мм, скважинного оборудо водом 3 В числителе для типа СТ, в знаменателе для типа КЦГ. 4 В числителе для

ителями типа КУСА с пневматическим и электрическим (Э) приводами
> 0,1 г/л серийного производства для нефтяных и газовых скважин

телескопического соединения типа СТ и циркуляционного клапана типа КЦГ	пакера без срезного клапана и ингибиторного клапана типа КИНГ	ниппеля приемного клапана	срезного клапана пакера	Наружный диаметр пакера, мм	Размер скважинного оборудования мм: наружный диаметр	Размер скважинного оборудования мм: длина	Масса, кг
Не менее 75	Не менее 76	Не менее 56	Не менее 60	136	Не более 136	5 584	540 (553)
75	76	56	60	136	136	6 784	590 (603)
75	76	56	60	136	136	7 084	616 (630)
75	76	56	60	136	136	5 979	554 (568)
75	76	56	60	136	136	8 284	667 (680)
75	76	56	60	136	136	7 179	605 (618)
75	76	56	60	136	136	7 479	631 (644)
75	76	56	60	136	136	8 679	681 (695)
Не менее 75	Не менее 76	Не менее 56	Не менее 60	140	Не более 136	5 584	546 (559)
75	76	56	60	140	136	6 784	595 (609)
75	76	56	60	140	136	7 084	622 (636)
75	76	56	60	140	136	5 979	560 (574)
75	76	56	60	140	136	8 284	673 (686)
75	76	56	60	140	136	7 179	611 (624)
75	76	56	60	140	136	7 479	637 (650)
75	76	56	60	140	136	8 679	687 (701)
Не менее 75	Не менее 76	Не менее 56	Не менее 60	145	Не более 136	5 584	556 (569)
75	76	56	60	145	136	6 784	606 (619)
75	76	56	60	145	136	7 084	632 (646)
75	76	56	60	145	136	5 979	570 (584)
75	76	56	60	145	136	8 264	683 (696)
75	76	56	60	145	136	7 179	621 (634)
75	76	56	60	145	136	7 479	647 (660)
75	76	56	60	145	136	8 679	697 (711)
Не более 58/60 [3]	Не более 30/6 [4]	Не более 46	Не более 60	118	Не более 118	6 065	553 (556)
58/60	30/6	46	60	118	118	9 115	637 (650)
58/60	30/6	46	60	118	118	10 465	677 (690)
58/60	30/6	46	60	118	118	8 185	598 (611)
58/60	30/6	46	60	118	118	12 585	722 (735)
58/60	30/6	46	60	118	118	11 235	680 (693)
58/60	30/6	46	60	122	118	6 065	553 (562)
58/60	30/6	46	60	122	118	9 115	643 (656)
58/60	30/6	46	60	122	118	10 465	684 (696)
58/60	30/6	46	60	122	118	8 165	688 (701)
58/60	30/6	46	60	122	118	12 585	728 (741)
58/60	30/6	46	60	122	118	11 235	686 (699)

вания — 3500 мм 2 В скобках указано значение для комплекса с электрическим при-
пакера, в знаменателе для типа КИНГ

Таблица 4.21
Условия применения комплексов типа КУСА

Номер схемы	Предельная температура воздуха, °С	Предельная температура рабочей среды, °С	Наличие агрессивных компонентов в среде	Частота ремонта скважинного оборудования	КУСА-89-350		КУСА-73-500	
					с пневмоприводом	с электроприводом	с пневмоприводом	с электроприводом
1	—35 —45	80	Отсутствуют	Редкий	+	+	+	+
2	—35 —45	120	То же	То же	+	+	+	+
3	—35 —45	80	»	Частый	+	+	+	+
4	—34 —45	80	Присутствуют	Редкий	+	+	+	+
5	—35 —45	120	Отсутствуют	Частый	+	+	+	+
	—35 —45	120	Присутствуют	Редкий	+	+	+	+
6	—35 —45	120	Присутствуют	Редкий	+	+	—	—
	—35 —45	120	То же	Частый	+	+	—	—
7	—35 —45	80	»	То же	+	+	—	—
8	—35 —45	120	»	»	+	+	—	—

Таблица 4.22
Компоновка скважинного оборудования комплексов КУСА-89-350 и КУСА-89-350-Э

Элементы, входящие в состав скважинного оборудования (сверху вниз)	Схемы							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Трубка управления (1—350 м)	+	+	+	+	+	+	+	+
Ниппель для клапана-отсекателя	+	—	+	+	+	+	+	+
Клапан-отсекатель КАУ-89-350 с замком 13К-70-35	+	+	—	+	+	+	+	+
Циркуляционный клапан аварийного глушения КЦИ-72-7-350	+	+	+	+	+	+	+	+
Телескопическое соединение СТ-75-350	—	+	—	—	+	+	—	+
Ингибиторный клапан КИНГ-75-350	—	—	—	+	—	+	+	+
Циркуляционный клапан КЦГ-75-350	+	+	+	+	+	+	+	+
Циркуляционный клапан КЦМ-72/50-350	+	+	+	+	+	+	+	+
Разъединитель колонны РК-89/136 350	—	—	+	—	+	—	+	+
Пакер 1ПД-ЯГ с якорем	+	+	+	+	+	+	+	+
Ниппель приемного клапана	+	+	+	+	+	+	+	+
Башмачный клапан от якоря 1ПД-ЯГ-1	+	+	+	+	+	+	+	+

Таблица 4.23

Компоновка скважинного оборудования комплексов КУСА-73-500 и КУСА-73-500-Э

Элементы, входящие в состав скважинного оборудования (сверху вниз)	Схемы					
	1	2	3	4	5	6
Трубка управления (1—350 м)	+	+	+	+	+	+
Ниппель для клапана-отсекателя	+	+	+	+	+	+
Клапан-отсекатель КАУ-73-500 с замком ЗНЦВ-58-500	+	+	+	+	+	+
Циркуляционный клапан для освоения КЦМ-58/7-500	+	+	+	+	+	+
Телескопическое соединение СТ2-58-500	—	+	+	—	+	+
Ингибиторный клапан для аварийного глушения КИНГС-25-50	+	+	+	+	+	+
Скважинная камера КТ-73-50	—	—	—	+	+	+
Циркуляционный клапан КЦГ-60-500	—	—	—	+	+	+
Циркуляционный клапан КЦМ-58/60-500	+	+	+	+	+	+
Разъединитель колонны РК-73/118-500	—	—	+	—	—	—
Пакер 2ПД-ЯГ	+	+	+	+	+	+
Ниппель приемного клапана	+	+	+	+	+	+
Клапан башмачный	+	+	+	+	+	+

Таблица 4.24

Состав комплексов КУСА-89-350 (I), КУСА-89-350-Э (II), КУСА-73-500 (III) и КУСА-73-500-Э (IV)

Оборудование	I	II	III	IV
Наземное оборудование.				
станция управления СУ-350В1	1	—	1	—
станция управления СУЭ-350В1	—	1	—	1
распределитель	2	2	2	2
трубка управления (1—50 м)	1	1	—	—
трубка управления 1КУСА 120 (1—50 м)	—	—	1	1
монтажные части (комплект)	1	1	—	—
Комплект управления:				
направляющий распределитель КП-35-0,6	1	—	1	1
направляющий распределитель КП-35-40	—	1	1	1
электроконтактный манометр ВЭ-16Рб	—	1	1	1
температурный предохранитель	2	2	2	2
уплотнительное устройство	1	1	1	1
монтажные части (комплект)	1	1	—	—
вентиль 3КУСА 090	—	—	6	6
Скважинное оборудование:				
подвесной патрубок	1	1	1	1
трубка управления (1—350 м)	1	1	1	1
ниппель для клапана-отсекателя	1	1	1	1
клапан-отсекатель КАУ-89-350 с замком 13К-70-350	1	1	—	—
клапан отсекатель КАУ-73-500 ЗНЦВ-58-500	—	—	1	1

Оборудование	I	II	III	IV
циркуляционный клапан:				
КЦМ-72-7-350	1	1	—	—
КЦМ-58/7-500	—	—	1	1
телескопическое соединение:				
СТ-75-350	1	1	—	—
СТ2-58-500	—	—	1	1
ингибиторный клапан:				
КИНГ-75-350	1	1	—	—
КИНГС-25-500	—	—	1	1
циркуляционный клапан:				
КЦГ-75-350	1	1	—	—
КЦГ-60-500	—	—	1	1
скважинная камера КТ-73-500	—	—	1	1
циркуляционный клапан:				
КЦМ-72/50-350	1	1	—	—
КЦМ-58/60-500	—	—	1	1
разъединитель колонны:				
РК-89/136-350	1	1	—	—
РК-73/118-600	—	—	1	1
пакер:				
1ПД-ЯГ с якорем	1	1	—	—
2ПД-ЯГ	—	—	1	1
ниппель приемного клапана	1	1	1	1
башмачный клапан:				
от пакера 1ПД-ЯГ	1	1	—	—
от пакера 2ПД-ЯГ	—	—	1	1
монтажные части (комплект)	1	1	—	—
монтажные части (комплект)	—	—	1	1

Состав комплектующих изделий наземного оборудования, комплекта управления и скважинного оборудования комплексов типа КУСА представлен в табл. 4.24.

Условные обозначения комплексов с управляемыми клапанами-отсекателями: КУСА — комплекс управления скважинными отсекателями; цифры 89 и 73 обозначают диаметр (мм) колонны НКТ по ГОСТ 633—80, 35, 50 — рабочее давление (МПа); с электрическим приводом управления (без Э — с пневматическим приводом управления); цифры после рабочего или буквы Э обозначают порядковый номер схемы скважинного оборудования; например КУСА-89-350-1, КУСА-8-350-Э-1, КУСА-73-500-6, КУСА-73-500-Э-6.

СЕПАРАТОРЫ, РАЗДЕЛИТЕЛИ, ЕМКОСТИ

При добыче, подготовке, транспортировке и хранении газа широко используют различного рода и назначения сепараторы — оборудование для разделения газовых, жидкостных и твердых фаз.

В одних случаях сепараторы применяют для грубого разделения жидкости и газа, например, при сепарации нефти от нефтяного газа или сжатого воздуха от компрессорного масла. При этом сепараторы называют трапами или гравитационными сепараторами. Разделение жидкости и газа в трапах происходит в основном в результате действия гравитационных сил. Иногда в конструкцию трапов включают отбойные козырьки и коагулирующие устройства. При этом

эффективность трапов несколько возрастает, так как к гравитационным силам, действующим на сепарируемые частицы, добавляются инерционные силы. Тем не менее эффективность сепарации в трапах редко превышает 80—85 %. При необходимости обеспечения более высокой эффективности сепарации газа от жидкости (до 90—99 %), предотвращения нежелательных явлений уноса реагентов, абсорбента, промывочной жидкости из технологических установок используют газожидкостные сепараторы. Процесс осаждения капель жидкости из газового потока в газожидкостных сепараторах осуществляется в результате действия на сепарируемые капли центробежных и инерционных сил в сочетании с гравитационными. Отличие газожидкостных сепараторов от трапов заключается в следующем: в газожидкостных сепараторах обрабатывается газожидкостная система с высоким газосодержанием или газовым фактором, а в трапах — газожидкостная система с малым газосодержанием или газовым фактором. Следующую группу сепараторов можно классифицировать как пылеуловители или скрубберы, подразделив их на «мокрые» и «сухие». Особую группу сепараторов можно выделить для разделения систем «газ — жидкость». Это так называемые трехфазные сепараторы или разделители жидкости. Наконец, к классу сепараторов могут быть отнесены технологические емкости, используемые для хранения, слива, налива и смешивания различных жидкостей и реагентов в установках подготовки газа.

Исходя из указанной классификации, приведены конструкции, технические характеристики и области применения различных типов сепараторов, серийно изготавливаемых и поставляемых на объекты газовой промышленности. Даны сведения также о сепараторах, находящихся в эксплуатации, изготовление которых для обустройства новых объектов может быть возобновлено по требованию заказчика. Газосепараторы должны изготавливаться по техническим условиям ТУ 26-02-780—77 и в соответствии с требованиями ОСТ 26-291—71, по технической документации, утвержденной в установленном порядке. На газосепараторы распространяются «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». При монтаже газосепараторов должны выполняться требования СНиП III-31—74.

Газосепараторы центробежные регулируемые

Эти сепараторы, изготавливаемые по ОСТ 26-02-2057—79, предназначены для предварительной очистки газа от жидкости в промысловых установках подготовки газа, а также в качестве замерного сепаратора в установках замера газа и жидкости. Выпускают газосепараторы на рабочее давление от 6,4 до 16 МПа. Газосепараторы обеспечивают степень очистки газа от жидкости не менее 98 % *при начальном предельном содержании жидкости, поступающей с газом в аппарат*, до 200 см^3/м^3.

Газосепараторы можно эксплуатировать в районах с жарким умеренным и холодным климатом (по ГОСТ 16350—80) при температуре рабочей среды от —30 до +100 °С. Потери давления — до 0,03 МПа.

Предусмотрены два типа газосепараторов центробежных регулируемых: тип I (рис. 4.5, *а*) с цилиндрическим сборником жидкости на рабочее давление от 6,4 до 10 МПа и производительностью по газу от 0,15 до 1 млн. м^3/сут; тип II (рис. 4.5, *б*) с шаровым сборником жидкости на рабочее давление от 6,4 до 16 МПа и производительности по газу от 1 до 5 млн. м^3/сут (табл. 4.25 и табл. 4.26).

В конструкции газосепараторов предусмотрено размещение подогревателя во внутренней полости сборников жидкости. Производительность газосепараторов по газу в зависимости от рабочего давления для обеспечения паспортной степени очистки газа от жидкости регулируется специальным устройством, состоящим из подвижного и неподвижного конусов завихрителя. Подвижный конус завихрителя перемещается вращением штурвала. Средний срок службы сепаратора — 10 лет. Наработка на отказ — 11 000 ч. Ресурс до капитального ремонта — 60 000 ч. Коэффициент технического использования — 0,97. Производительность по газу газосепараторов центробежных регулируемых в зависи-

Таблица 4.25

Параметры и размеры газосепараторов центробежных регулируемых типов I

Диаметр внутренний $D_в$, мм	Давление условное $p_у$, МПа	Объем V, м³	Поверхность нагрева F, м²	Разме									
				S	S_1	S_2	S_3	S_4	S_5	H	H_1	H_2	H_3
245	6,4	0,5	1,1	14	18	18	54	90	170	2520	2450	1150	1545
245	10	0,5	1,1	18	25	25	63	90	170	2545	2475	1150	1560
179	16	2	2	20	50	—	62	130	170	3550	3480	1500	1810
245	16	2	2	24	50	—	80	130	235	3670	3600	1500	1930
550	6,4	2,5	2	22	22	—	100	130	245	5150	4960	2450	3290
550	10	2,5	2	30	32	—	126	130	245	5175	4985	2450	3300
550	16	2,5	2	45	50	—	162	130	325	5185	4995	2450	3285

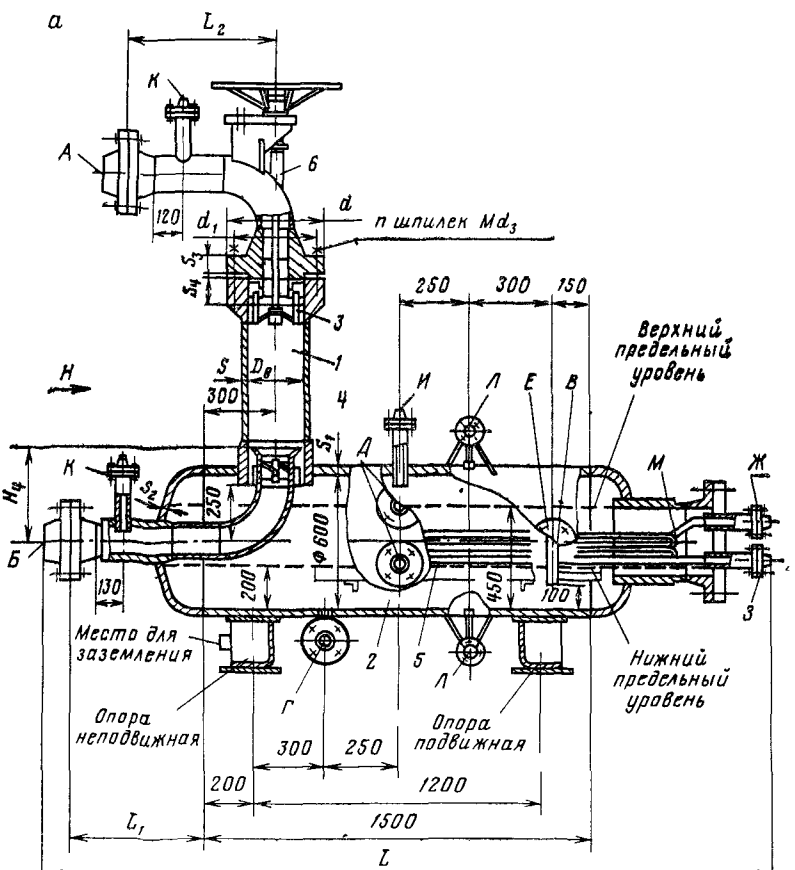
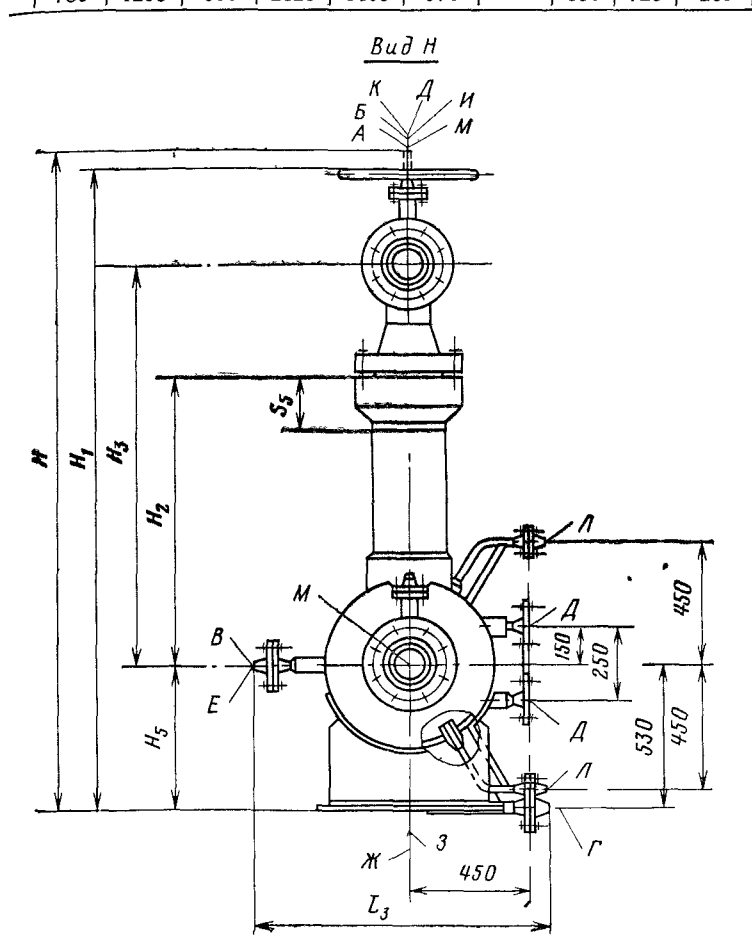
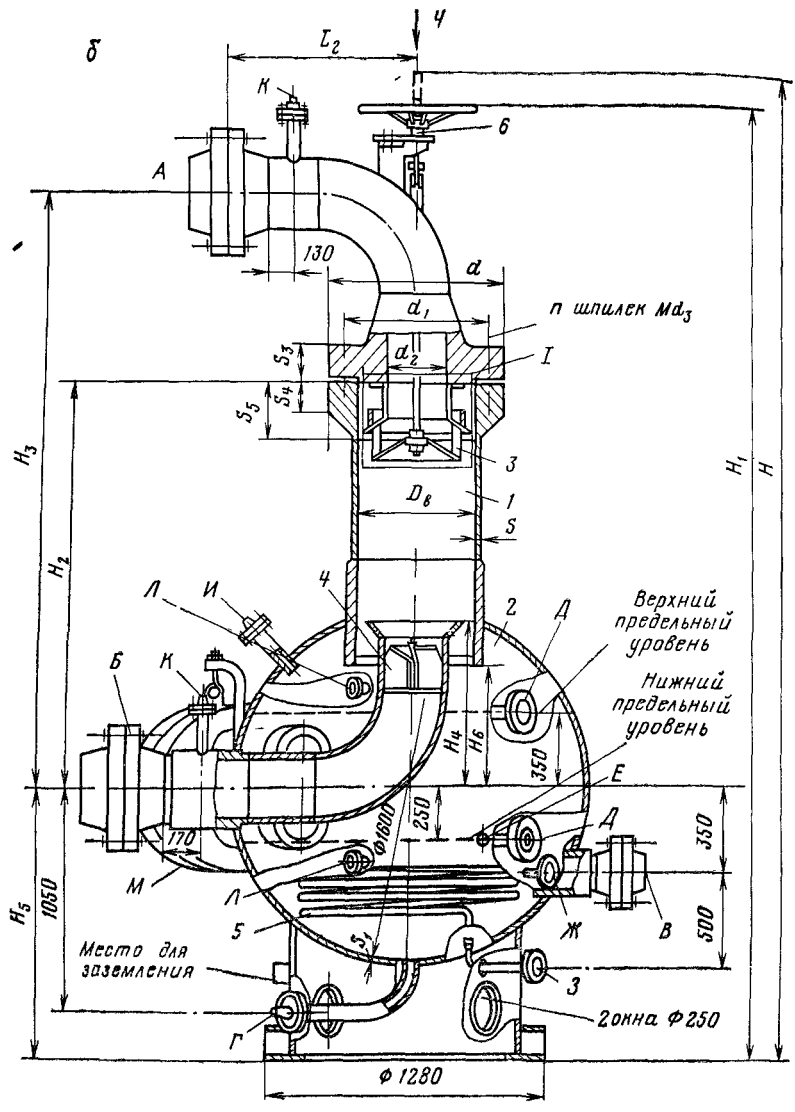


Рис 4.5 (а) Расшифровку позиций см. на стр 135

и II (см. рис. 4.5)

ры, мм												Масса, кг
H_4	H_5	H_6	L	L_1	L_2	L_3	d	d_1	d_2	d_3	n	
—	528	—	3180	630	630	1090	400	325	139	36	8	1640
—	538	—	3350	650	650	1120	400	325	130	36	8	2190
830	1295	700	2510	1240	670	—	330	255	86	36	8	5950
740	1295	700	2590	1300	670	—	450	350	130	48	10	6400
780	1253	600	2490	1250	875	—	765	660	293	48	16	4800
780	1270	600	2680	1350	935	—	—	—	270	48	16	6450
780	1295	600	2825	1405	970	—	850	725	269	64	16	9850





мости от рабочих условий сепарации газожидкостного потока может быть установлена по графикам (рис. 4.6).

Газожидкостная смесь в газосепараторе центробежном регулируемом разделяется благодаря закрутке потока в вертикальном цилиндрическом патрубке. Закрутка потока обеспечивается использованием в конструкции сепаратора специального завихрителя При прохождении газожидкостного потока через завихритель жидкость под действием инерционных и центробежных сил отбрасывается на стенку вертикального цилиндрического патрубка и стекает вниз по его стенке в сборник, откуда непрерывно или периодически дренируется. Отсепарированный газ отводится из вертикального цилиндрического патрубка через осевой патрубок, в конструкции которого предусмотрена розетка, обеспечивающая стабилизацию потока для предотвращения излишних потерь давления потока.

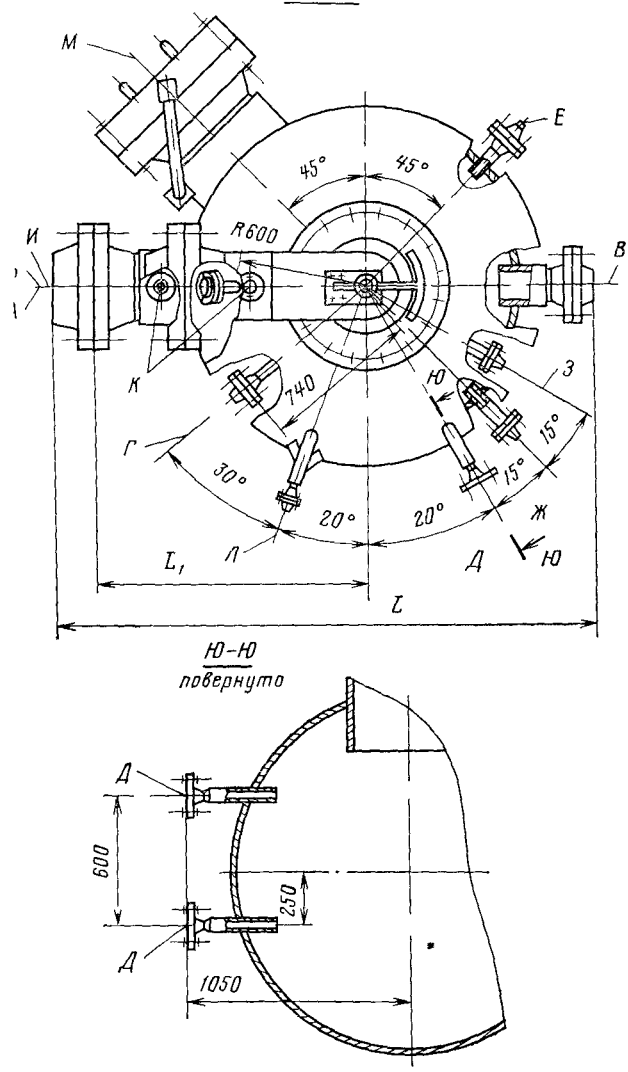


Рис. 4 5. Газосепараторы центробежные регулируемые типов I(*а*) и II (*б*):

1 — корпус сепарирующего устройства, *2* — сборник жидкости, *3* — завихритель, *4* — выпрямитель потока, *5* — подогреватель, *6* — регулирующее устройство

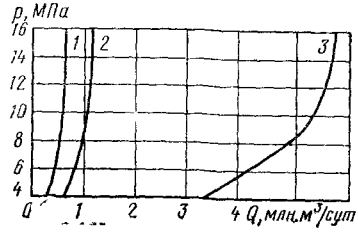


Рис. 4 6. Зависимость максимальной производительности Q по газу от рабочего давления *p* центробежных регулируемых сепараторов типов I и II.

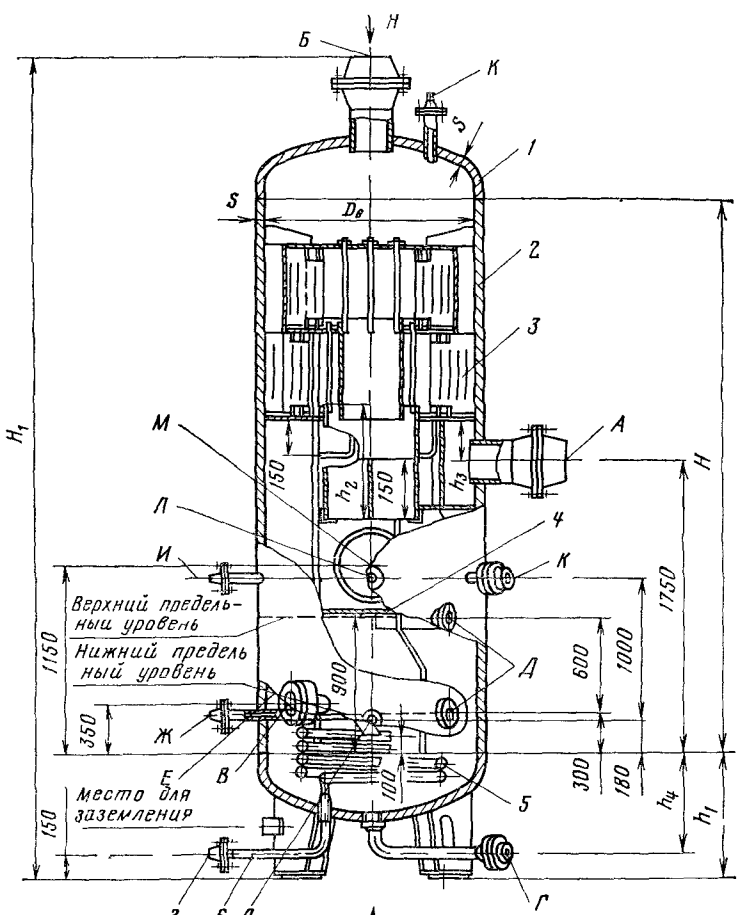
1 — $D_в$ = 179 мм, *2* — $D_в$ = 245 мм, *3* — $D_в$ = 550 мм

Таблица 4.26

Назначение штуцеров и люков газосепараторов центробежных регулируемых

$D_в$ мм	$p_у$, МПа	Шту											
		входа газа *А*		выхода газа *Б*		выхода конденсата *В*		дренажа *Г*		уровнемера *Д*		термометра *Е*	
		b	*p*	*b*	*p*	*b*	*p*	*b*	*p*	*b*	*p*	*b*	*p*
245	6,4	150	6,4	150	6,4	50	6,4	50	6,4	50	6,4	50	6,4
245	10	150	10	150	10	50	10	50	10	50	6,4	50	10
179	16	100	16	100	16	50	16	50	16	50	16	50	16
245	16	150	16	150	16	50	16	50	16	50	16	50	16
550	6,4	300	6,4	300	6,4	100	6,4	50	6,4	50	6,4	50	6,4
550	10	300	10	300	10	100	10	50	10	50	16	50	10
550	16	300	16	300	16	100	16	50	16	50	16	50	16

Примечание *b* — условный проход, мм *p* — условное давление МПа



типов I и II (см. рис. 4.6)

цер											
входа тепло носителя		выхода теплоносителя З		манометра И		дифманометра К		указателя уровня Л		Люк М	
b	p	b	p	b	p	b	p	b	p	b	p
25	6 4	25	6,4	25	6 4	25	6,4	15	16	300	6,4
25	10	25	10	25	10	25	10	15	16	300	10
25	16	25	16	25	16	25	16	15	16	300	16
25	16	25	16	25	16]	25	16	15	16	300	16
25	6,4	25	6,4	25	6,4	25	6 4	15	16	300	6,4
25	10	25	10	25	10	25	10	15	16	300	10
25	16	25	16	25	16	25	16	15	16	300	16

Газосепараторы жалюзийные

Эти газосепараторы, изготовленные в соответствии с ОСТ 26-02 2059—79, предназначены для тонкой очистки газа от жидкости в промысловых установках подготовки газа, а также в технологических процессах нефтяной, газовой и газоперерабатывающей отраслях промышленности, где необходимо добиться минимального уноса жидкости с газовым потоком Выпускают газосепараторы на рабочее давление от 6,4 до 10 МПа, диаметром 800, 1000, 1200, 1600 мм, производительностью по газу от 0,7 до 7,5 млн м³/сут Газосепараторы обеспечивают степень очистки газа от жидкости не менее 99 % при предельном содержании жидкости в газовом потоке, поступающем в сепаратор, до 200 см³/с³ Газосепараторы могут эксплуатироваться в районах с жарким, умеренным и холодным климатом, при температуре рабочей среды от —30 до +100 °С Потери давления рабочей среды в газосепараторе не превышают 0,025 МПа, в том числе на жалюзийной насадке не более 0,005 МПа

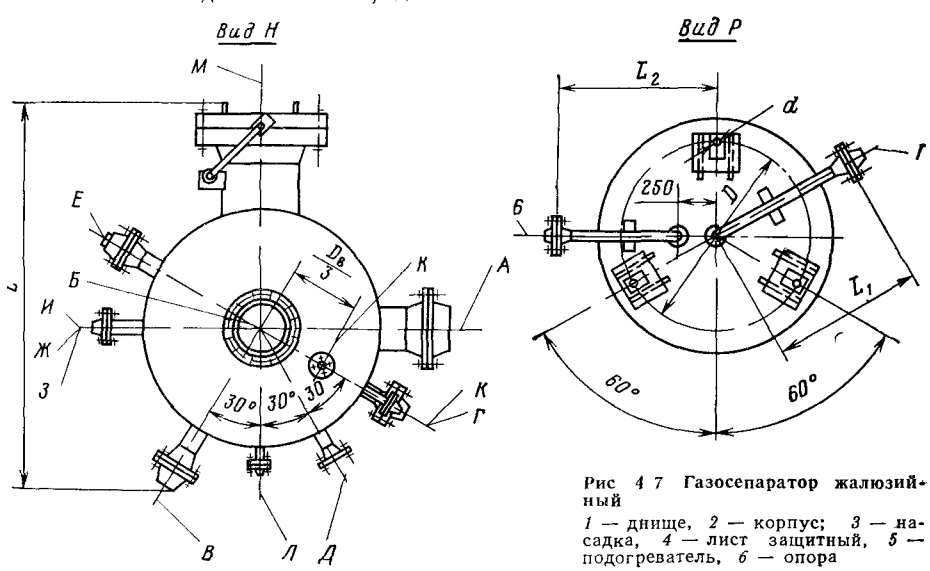


Рис 4 7 Газосепаратор жалюзийный

1 — днище, 2 — корпус; 3 — насадка, 4 — лист защитный, 5 — подогреватель, 6 — опора

Таблица 4.27

Параметры и размеры газосепараторов жалюзийных (см. рис. 4.7)

$D_в$, мм	$p_у$, МПа	V, м³	F, м²	Размеры, мм												Масса, кг
				S	H	H_1	h_1	h_2	h_3	h_4	L	L_1	L_2	D_1	d	
800	6,4	1,6	0,4	22	2600	3590	505	600	200	—	1390	500	600	720	24	2 200
1000	6,4	2,5	0,9	26	2800	3940	590	650	250	48	1800	600	700	920	35	3 900
1000	10	2,5	0,9	40	2800	4020	615	650	250	50	2040	600	700	920	35	6 000
1200	6,4	4	0,9	32	3200	4550	695	650	250	93	2025	700	800	1100	35	5 900
1200	10	4	0,9	50	3200	4650	730	650	250	100	2245	700	800	1100	35	9 000
1600	6,4	8	2	40	3600	5365	950	850	350	215	2420	800	1000	1410	42	12 000
1600	10	8	2	65	3600	5491	986	850	350	221	2645	800	1000	1410	42	17 100

Таблица 4.28

Назначение и проходы условных штуцеров и люков жалюзийных газосепараторов (см. рис. 4.7)

Газосепаратор		Штуцер																							
		А		Б		В		Г		Д		Е		Ж		З		И		К		Л		М	
$D_у$, мм	$p_у$, МПа	b	p	b	p	b	p	b	p	b	p	b	p	b	p	b	p	b	p	b	p	b	p	b	p
800	6,4	150	6,4	150	6,4	80	6,4	50	6,4	50	6,4	50	6,4	25	6,4	25	6,4	25	6,4	25	6,4	15	16	150	6,4
1000	6,4	150	6,4	150	6,4	80	6,4	50	6,4	50	6,4	50	6,4	25	6,4	25	6,4	25	6,4	25	6,4	15	16	150	6,4
1000	10	150	10	150	10	80	10	50	10	50	10	50	10	25	10	25	10	25	10	25	10	15	16	150	10
1200	6,4	200	6,4	200	6,4	100	6,4	50	6,4	50	6,4	50	6,4	25	6,4	25	6,4	25	6,4	25	6,4	15	16	450	6,4
1200	10	200	10	200	10	100	10	50	10	50	10	50	10	25	10	25	10	25	10	25	10	15	16	450	10
1600	6,4	250	6,4	250	6,4	100	6,4	50	6,4	50	6,4	50	6,4	25	6,4	25	6,4	25	6,4	25	6,4	15	16	450	6,4
1600	10	250	10	250	10	100	10	50	10	50	10	50	10	25	10	25	10	25	10	25	10	15	16	450	10

Примечание. А — штуцер входа газа; Б — штуцер выхода газа; В — штуцер выхода конденсата; Г — штуцер дренажа; Д — штуцер уровнемера; Е — штуцер термометра; Ж — штуцер входа теплоносителя; З — штуцер выхода теплоносителя; И — штуцер манометра; К — штуцер дифманометра; Л — штуцер указателя уровня; М — люк-лаз, b — условный проход, мм; p — условное давление, МПа

В конструкции газосепаратора жалюзийного (рис. 4. 7, табл. 4.27 и 4.28) предусмотрено размещение подогревателя в нижней части корпуса, являющейся сборником жидкости. Средний срок службы газосепаратора—10 лет. Наработка на отказ—20 000 ч. Ресурс до капитального ремонта—60 000 ч. Коэффициент технического использования—0,98.

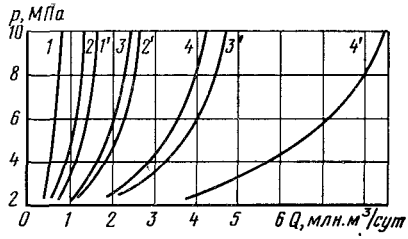


Рис. 4.8. Зависимость производительности Q по газу от рабочего давления p газосепаратора жалюзийного:

1 — Q_{min} ($D_в$ = 800 мм); *1'* — Q_{max}; *2* — Q_{min} ($D_в$ = 1000 мм); *2'* — Q_{max}; *3* — Q_{min} ($D_в$ = 1200 мм); *3'* — Q_{max}; *4* — Q_{min} ($D_в$ = 1600 мм); *4'* — Q_{max}

Производительность по газу жалюзийных газосепараторов в зависимости от рабочих условий сепарации газожидкостного потока может быть установлена по графикам (рис 4 8).

Газожидкостная смесь в газосепараторе жалюзийном разделяется на два потока—газ и жидкость благодаря воздействию гравитационных и инерционных сил на капли жидкости. Основная масса жидкости сепарируется из газового потока в средней части корпуса сепаратора и осаждается вниз в сборник жидкости. Туманообразная масса жидкости (тонкодисперсные капли) сепарируется из газового потока в пакетах вертикальных жалюзийных скрубберных насадок, размещаемых в верхней части корпуса сепаратора, откуда отсепарированная жидкость дренируется под уровень жидкости в сборнике Из сборника жидкость непрерывно или периодически сбрасывается в дренаж или в жидкостную технологическую линию.

Газосепараторы сетчатые

Эти сепараторы, изготовленные по ОСТ 26-02-2058—79, предназначены для тонкой очистки газа от жидкости в промысловых установках подготовки газа, а также в технологических процессах газо- и нефтеперерабатывающих заводов в качестве аппаратов промежуточной и окончательной ступеней очистки газа. Выпускают газосепараторы на рабочее давление от 0,6 до 8 МПа. Газосепараторы обеспечивают степень очистки газа от жидкости не менее 99 % при предельном содержании жидкости, поступающей в аппарат с газовым потоком, до 200 см³/м³. Газосепараторы сетчатые могут эксплуатироваться в районах с жарким, умеренным и холодным климатом при температуре рабочей среды от —30 до +100 °С Потери давления потока рабочей среды в газосепараторе до 0,05 МПа, в том числе на сетчатом отбойнике до 0,02 МПа.

Предусмотрены три типа газосепараторов сетчатых: тип I — (рис. 4.9, *а*, табл. 4 29) — цилиндрические вертикальные с корпусным фланцевым разъемом диаметром 600, 800 мм на рабочее давление от 0,6 до 8 МПа и производительностью по газу от 0,08 до 0,8 млн м³/сут; тип II (рис 4.9, *б*, табл. 4 30) — цилиндрические вертикальные диаметром 1200, 1600 мм на рабочее давление от 0,6 до 8 МПа и производительностью по газу от 0,8 до 2 млн. м³/сут, тип III — шаровые с цилиндрическим сборником жидкости диаметром сферы 2200, 2600 мм на рабочее давление от 1 до 8 МПа и производительностью по газу от 2 до 5 млн. м³/сут

В конструкции сепараторов предусмотрено размещение подогревателя в нижней части корпуса — сборнике жидкости. Средний срок службы — 10 лет. Наработка на отказ — 11 000 ч Ресурс до капитального ремонта — 60 000 ч. Коэффициент технического использования — 0,98.

Производительность по газу газосепараторов сетчатых в зависимости от рабочих условий сепарации газожидкостного потока может быть установлена по графикам (рис 4 10, табл. 4 31).

Газожидкостная смесь в сетчатом газосепараторе разделяется на газ и жидкость благодаря воздействию гравитационных и инерционных сил на капли жидкости. Основная масса жидкости сепарируется из газового потока в средней

части корпуса и осаждается вниз в сборник жидкости. Тонкодисперсные капли коагулируются в сетчатом каплеотбойнике, размещенном в средней части корпуса, и частично стекают вниз в сборник жидкости. Окончательная очистка газа от жидкости осуществляется в сетчатой скрубберной секции, размещаемой в верхней части корпуса сепаратора, откуда отсепарированная жидкость дренируется под уровень жидкости в сборнике. Из сборника жидкость непрерывно или периодически сбрасывается.

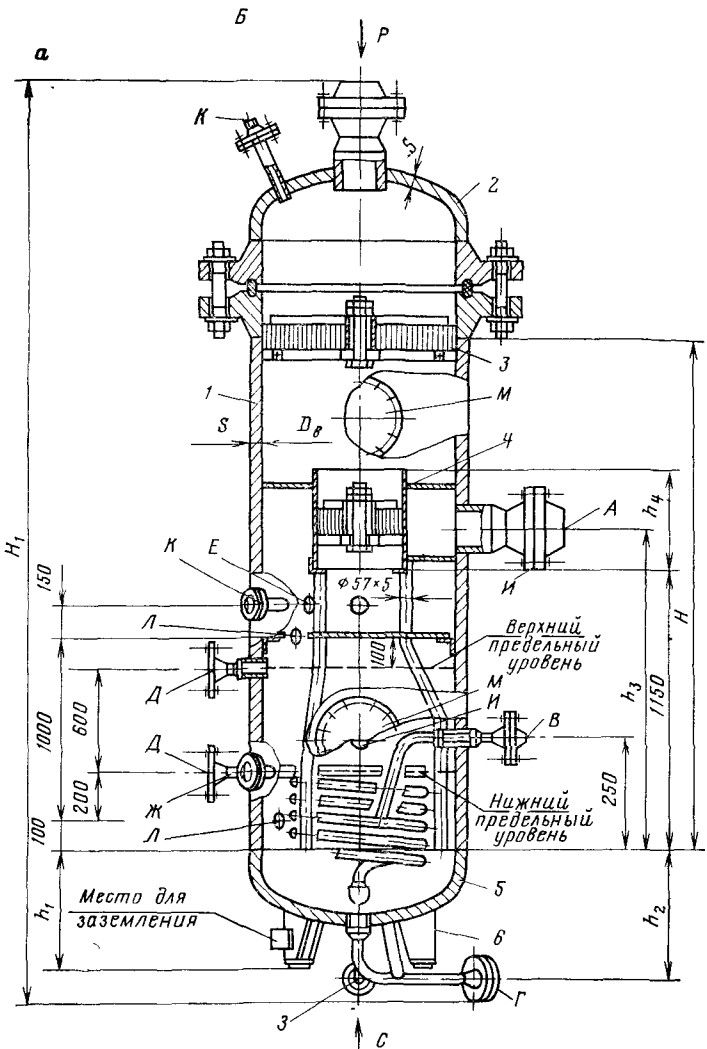
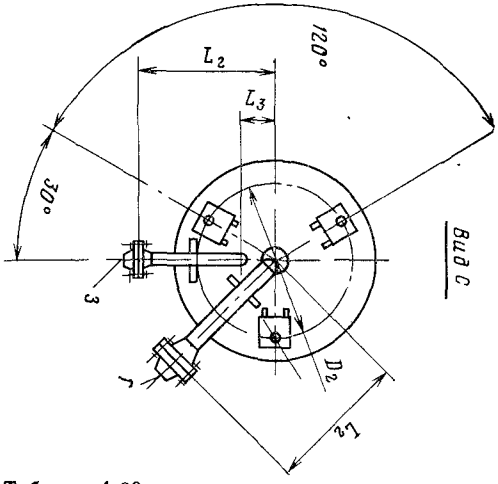


Рис. 4.9. Газосепараторы сетчатые типов I (*а*) и II (*б*):
1 — корпус; *2* — днище; *3* — насадка; *4* — коагулятор; *5* — подогреватель; *6* — опора; *7* — лист защитный



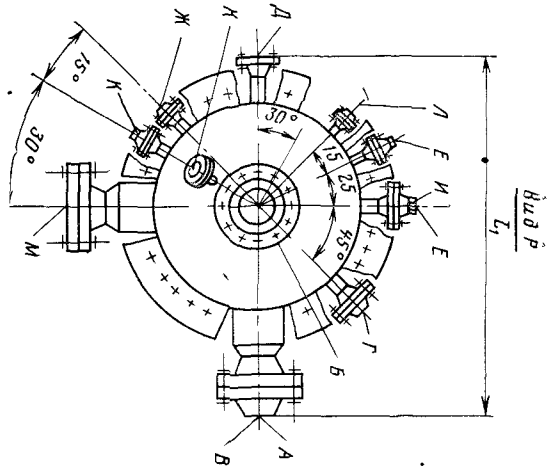


Таблица 4.29

Параметры и размеры газосепараторов сетчатых типа I (см. рис. 4.9, *а*)

$D_в$, м	$p_у$, МПа	V, м³	F, м²	Размеры, мм												Масса, кг
				S	H	H_1	h_1	h_2	h_3	h_4	L_1	L_2	L_3	D_1	D_2	
600	1,6	0,8	0,8	6	2200	3315	388	450	1300	350	1030	400	200	400	520	700
600	2,5	0,8	0,8	8	2200	3380	391	450	1300	350	1035	400	200	400	520	920
600	4	0,8	0,8	12	2200	3470	394	450	1300	350	1070	400	200	400	520	1220
600	6,4	0,8	0,8	18	2200	3585	417	450	1300	350	1100	400	200	400	520	1720
600	8	0,8	0,8	20	2200	3690	422	450	1300	350	1125	400	200	400	520	2100
800	1	1,6	1,8	6	2200	3540	397	500	1400	450	1255	500	300	600	720	920
800	1,6	1,6	1,8	8	2200	3575	399	500	1400	450	1260	500	300	600	720	1130
800	2,5	1,6	1,8	10	2200	3650	473	500	1400	450	1275	500	300	600	720	1450
800	4	1,6	1,8	14	2300	3765	497	500	1400	450	1280	500	300	600	720	2230
800	6,4	1,6	1,8	22	2300	3940	505	500	1400	450	1360	500	300	600	720	3250
800	8,0	1,6	1,8	26	2300	4080	513	500	1400	450	1390	500	300	600	720	3850

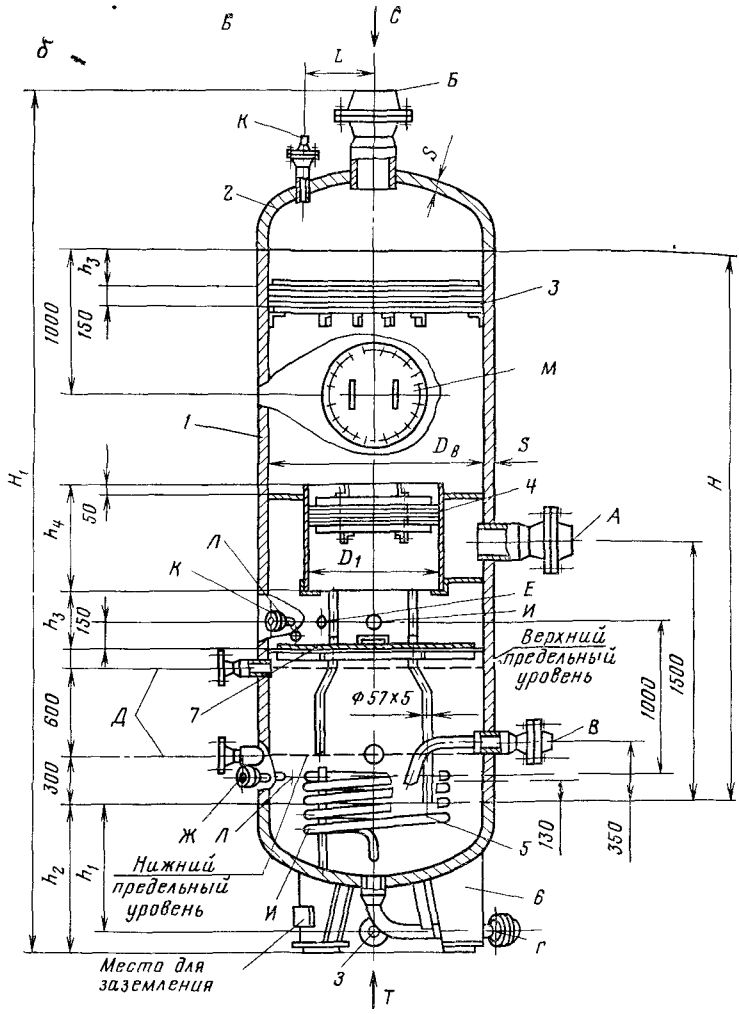


Рис. 4.9 (б). Расшифровку позиций см. на стр. 140

Вертикальные масляные пылеуловители

Пылеуловители предназначены для тонкой очистки газа от пыли и механических примесей на головных сооружениях промыслов, компрессорных газораспределительных и контрольно-регуляторных станциях магистральных газопроводов и подземных хранилищ газа Выпускают вертикальные масляные пылеуловители на рабочее давление от 1 до 6,4 МПа

Принцип действия пылеуловителей основан на «мокрой» очистке газа от механических примесей и пыли путем промывки поступающего на очистку газа в контактных трубках, где осуществляется интенсивное перемешивание газа с промывочной жидкостью — соляровым маслом Загрязненное пылью соляровое масло стекает из осадительной и скрубберной секций пылеуловителя вниз в отстойную секцию, где оно осветляется путем седиментации взвешенных частиц и периодического их дренирования из аппарата Предотвращение чрезмерного

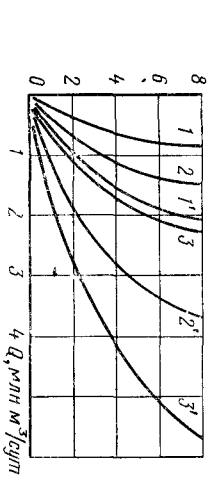
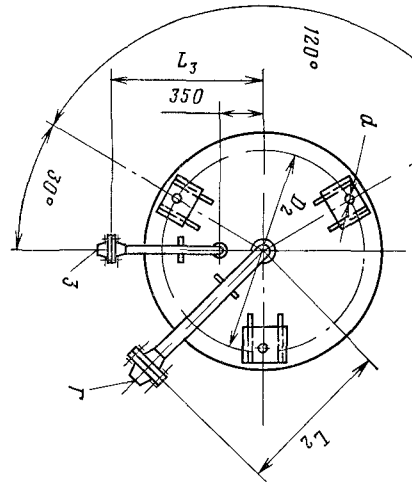


Рис. 4.10. Зависимости производительности Q по газу от рабочего давления газосепараторов сетчатых типов I и II: 1 — Q_{min} ($D_в$ = 1200 мм); 1' — Q_{max}; 2 — Q_{min} ($D_в$ = 1600, 2200 мм); 2' — Q_{max}; 3 — Q_{min} ($D_в$ = 2600 мм); 3' — Q_{max}



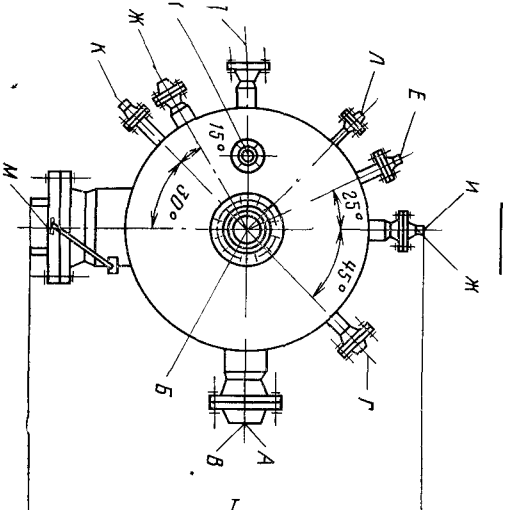


Таблица 4.30
Параметры и размеры газосепараторов сетчатых типа II (см. рис. 4.9, *б*)

$D_в$, мм	$p_у$, МПа	V, м³	F, м²	Размер, мм												d	Масса не более, кг
				S	H	H_1	h_1	h_2	h_3	h_4	L_1	L_2	L_3	D_1	D_2		
1200	0,6	4	1,5	6	3200	4475	500	600	300	600	1685	800	750	600	1100	25	1450
1200	1	4	1,5	8	3200	4475	503	600	300	600	1720	800	750	600	1100	25	1750
1200	1,6	4	1,5	10	3200	4495	522	600	300	600	1735	800	750	600	1100	25	2150
1200	2,5	4	1,5	14	3200	4514	578	600	300	600	1785	800	750	600	1100	35	2750
1200	4	4	1,5	20	3200	4550	592	600	300	600	1855	800	750	600	1100	35	4050
1200	6,4	4	1,5	32	3200	4660	618	600	300	600	1970	800	750	600	1100	35	5550
1200	8	4	1,5	40	3200	4745	640	600	300	600	2085	800	750	600	1100	35	6950
1600	0,6	8	1,5	6	3800	5300	630	700	400	800	2080	1000	950	900	1410	35	2200
1600	1	8	1,5	8	3800	5320	650	700	400	800	2120	1000	950	900	1410	35	3100
1600	1,6	8	1,5	12	3800	5320	728	700	400	800	2130	1000	950	900	1410	35	3700

Таблица 4.31

Назначение штуцеров и люков газосепараторов сетчатых типов I и II (см. рис. 4.9)

Газосепаратор		А		Б		В		Г		Д		Е		Ж		З		И		К		Л		М	
$D_у$, мм	$p_у$, МПа	b	p	b	p	b	p	b	p	b	p	b	p	b	p	b	p	b	p	b	p	b	p	b	p
600	1,6	100	1,6	100	1,6	50	1,6	50	1,6	50	1,6	50	2,5	25	1,6	25	2,5	25	2,5	25	2,5	15	2,5	100	1,6
600	2,5	100	2,5	100	2,5	50	2,5	50	2,5	50	2,5	50	2,5	25	2,5	25	2,5	25	2,5	25	2,5	15	2,5	100	2,5
600	4	100	4	100	4	50	4	50	4	50	4	50	4	25	4	25	4	25	4	25	4	15	4	100	4
600	6,4	100	6,4	100	6,4	50	6,4	50	6,4	50	6,4	50	6,4	25	6,4	25	6,4	25	6,4	25	6,4	15	16	100	6,4
600	8	100	10	100	10	50	10	50	10	50	10	50	10	25	10	25	10	25	10	25	10	15	10	100	10
600	1	150	1,6	150	1,6	50	1,6	50	1,6	50	1,6	50	2,5	25	2,5	25	2,5	25	2,5	25	2,5	15	2,5	100	1,6
800	1,6	150	1,6	150	1,6	50	1,6	50	1,6	50	1,6	50	2,5	25	2,5	25	2,5	25	2,5	25	2,5	15	2,5	100	1,6
800	2,5	150	2,5	150	2,5	50	2,5	50	2,5	50	2,5	50	2,5	25	2,5	25	2,5	25	2,5	25	2,5	15	2,5	100	2,5
800	4	150	4	150	4	50	4	40	4	50	4	50	4	25	4	25	4	25	4	25	4	15	4	100	4
800	6,4	150	6,4	150	6,4	50	6,4	50	6,4	50	6,4	50	6,4	75	6,4	25	6,4	25	6,4	25	6,4	15	6,4	100	6,4
800	8	150	10	150	10	50	10	50	10	50	10	50	10	75	10	25	10	25	10	25	10	15	16	100	10
1200	0,6	200	1,6	200	1,6	80	1,6	50	1,6	50	1,6	50	2,5	25	2,5	25	2,5	25	2,5	25	2,5	15	2,5	100	1,6
1200	1	200	1,6	200	1,6	80	1,6	50	1,6	50	1,6	50	2,5	25	2,5	25	2,5	25	2,5	25	2,5	15	2,5	100	1,6
1200	1,6	200	1,6	200	1,6	80	1,6	50	1,6	50	1,6	50	2,5	25	2,5	25	2,5	25	2,5	25	2,5	15	2,5	100	1,6
1200	2,5	200	2,5	200	2,5	80	2,5	50	2,5	50	2,5	50	2,5	25	2,5	25	2,5	25	2,5	25	2,5	15	2,5	100	2,5
1200	4	200	4	200	4	80	4	50	4	50	4	50	4	25	4	25	4	25	4	25	4	15	4	100	4
1200	6,4	200	6,4	200	6,4	80	6,4	50	6,4	50	6,4	50	6,4	25	6,4	25	6,4	25	6,4	25	6,4	15	1,6	100	6,4
1200	8	200	10	200	10	80	10	50	10	50	10	50	10	25	10	25	10	25	10	25	10	15	16	100	10
1600	0,6	250	1,6	250	1,6	100	1,6	50	1,6	50	1,6	50	2,5	25	2,5	25	2,5	25	2,5	25	2,5	15	2,5	150	1,6
1600	1	250	1,6	250	1,6	100	1,6	50	1,6	50	1,6	50	2,5	25	2,5	25	2,5	25	2,5	25	2,5	15	2,5	150	1,6
1600	1,6	250	1,6	250	1,6	100	1,6	50	1,6	50	1,6	50	2,5	25	2,5	25	2,5	25	2,5	25	2,5	15	2,5	150	2,5

Примечание. А — штуцер входа газа; Б — штуцер выхода газа; В — штуцер выхода конденсата; Г — штуцер дренажа; Д — штуцер уровнемера, Е — штуцер термометра; Ж — штуцер входа теплоносителя; З — штуцер выхода теплоносителя; И — штуцер манометра; К — штуцер дифманометра; Л — штуцер указателя уровня; М — люк-лаз; b — условный проход, мм; p — условное давление, МПа.

Таблица 4.32

Параметры и размеры (в мм) вертикальных масляных пылеуловителей со швеллерковой и жалюзийной скрубберными секциями (см. рис. 4.11)

$D_у$, мм	$p_у$, МПа	Корпус			Юбка			Штуцера входа и выхода газа $d_у$	Число труб			Масса, кг
		$D_{вн}$	H	B	$D_б$	d	h		контактных	дренажных: из расширительной камеры	дренажных: из скруберной секции	
400	1	400	5100	800	540	26	200	100	5	2	2	600
400	1,6	400	5100	800	540	26	200	100	5	2	2	610
400	2,5	400	5100	800	540	26	200	100	5	2	2	640
400	4	400	5100	800	540	26	200	100	5	2	2	820
400	5,5	400	5100	800	540	26	200	100	5	2	2	1 060
400	6,4	400	5100	800	540	26	200	100	5	2	2	1 200
500	1	500	5350	800	640	26	200	100	6	2	2	760
500	1,6	500	5350	800	640	26	200	100	6	2	2	780
500	2,5	500	5350	1000	640	26	200	100	6	2	2	880
500	4	500	5350	1000	640	26	200	100	6	2	2	1 150
500	5,5	500	5350	1000	640	26	200	100	6	2	2	1 520
500	6,4	500	5350	1000	640	26	200	100	6	2	2	1 720
600	1	600	5550	1200	740	26	250	100	9	3	2	960
600	1,6	600	5550	1200	740	26	250	100	9	3	2	1 060
600	2,5	600	5550	1200	740	26	250	100	9	3	2	1 150
600	4	600	5550	1200	740	26	250	100	9	3	2	1 600
600	5,5	600	5550	1200	740	26	250	100	9	3	2	2 100
600	6,4	600	5550	1200	740	26	250	100	9	3	2	2 270
1000	1	1000	5950	1500	1180	32	250	200	6	5	3	2 250
1000	1,6	1000	5950	1500	1180	32	250	200	26	5	3	2 880
1000	2,5	1000	5950	1500	1180	32	250	200	26	5	3	3 450
1000	4	1000	5950	1500	1180	32	250	200	26	5	3	4 880
1000	5,5	1000	5950	1500	1180	32	250	200	26	5	3	5 840
1000	6,4	1000	5950	1500	1180	32	250	200	26	5	3	6 450
1200	1	1200	6300	1800	1400	32	300	200	41	7	5	3 190
1200	1,6	1200	6300	1800	1400	32	300	200	41	7	5	4 100
1200	2,5	1200	6300	1800	1400	32	300	200	41	7	5	5 000
1200	4	1200	6300	1800	1400	32	300	200	41	7	5	6 840
1200	5,5	1200	6300	1800	1400	32	300	200	41	7	5	8 500
1200	6,4	1200	6300	1800	1400	32	300	200	41	7	5	9 800
1400	1	1400	6650	2100	1600	32	300	250	49	8	6	4 100
1400	1,6	1400	6650	2100	1600	32	300	250	49	8	6	5 600
1400	2,5	1400	6650	2100	1600	32	300	250	49	8	6	6 740
1400	4	1400	6650	2100	1600	32	300	250	49	8	6	9 230
1400	5,5	1400	6650	2100	1600	32	300	250	49	8	6	12 200
1400	6,4	1400	6650	2100	1600	32	300	250	49	8	6	13 420
1600	1	1600	7000	2400	1800	32	300	250	57	9	6	5 700
1600	1,6	1600	7000	2400	1800	32	300	250	57	9	6	6 750
1600	2,5	1600	7000	2400	1800	32	300	250	57	9	6	8 600
1600	4	1600	7000	2400	1800	32	300	250	57	9	6	12 200

$D_у$, мм	$p_у$, МПа	Корпус			Юбка			Штуцера входа и выхода газа $d_у$	Число труб			Масса, кг
		$D_{вн}$	H	B	$D_б$	d	h		контактных	дренажных: из расширительной камеры	дренажных: из скрубберной секции	
1600	5,5	1600	7000	2400	1800	32	300	250	57	9	6	15 900
1600	6,4	1600	7000	2400	1800	32	300	250	57	9	6	18 920
2400	1	2400	8800	3400	2700	50	300	300	127	20	23	11 500
2400	1,6	2400	8800	3400	2700	50	300	300	127	20	23	13 500
2400	2,5	2400	8800	3400	2700	50	300	300	127	20	23	17 250
2400	4	2400	8800	3400	2700	50	300	300	127	20	23	24 500
2400	5,5	2400	8800	3400	2700	50	300	300	127	20	23	30 000
2400	6,4	2400	8800	3400	2700	50	300	300	127	20	23	38 000

Таблица 4.33

Производительность вертикальных масляных пылеуловителей по газу, м³/ч

$D_у$, мм	При давлении, МПа					
	1	1,6	2,5	4	5,5	6,4 *
400	3 000	4 000	5 400	7 400	8 900	9 500
500	4 600	6 200	8 300	11 300	13 600	14 500
600	6 600	9 000	12 000	16 200	19 500	20 800
1000	18 500	25 000	33 400	45 500	54 800 / 100 000	58 000 / 140 000
1200	26 600	36 000	48 000	65 500	79 000	83 400
1400	36 300	49 000	65 500	88 000	107 000	114 000
1600	47 200	64 000	85 500	115 000	140 000 / 200 000	149 000 / 240 000
2400	103 000	144 500	193 500	270 000	320 000 / 400 000	340 000 / 480 000

* В знаменателе указана производительность вертикального масляного пылеуловителя жалюзийного.

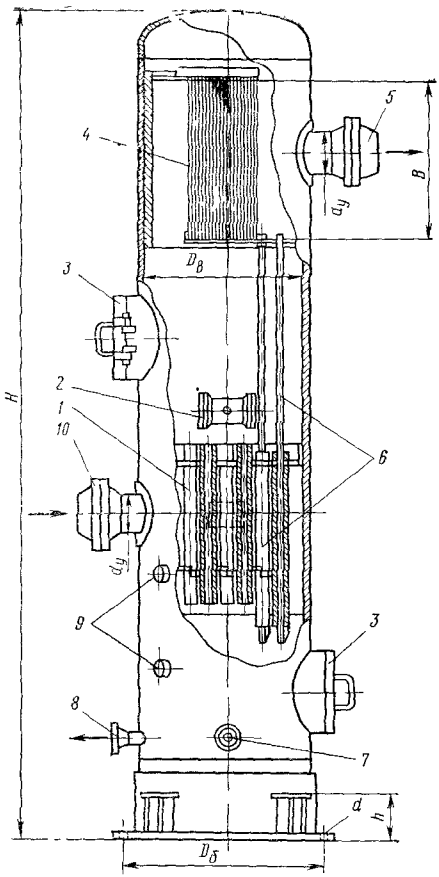


Рис. 4.11. Вертикальный масляный пылеуловитель с жалюзийной скрубберной секцией:

1 — контактные трубки; *2* — штуцер для дифманометра, *3* — люк-лаз; *4* — скрубберная секция; *5* — патрубок вывода газа; *6* — дренажные трубки, *7* — трубки для слива и залива промывочной жидкости; *8* — дренаж; *9* — штуцера для уровнемера; *10* — патрубок ввода газа

уноса промывочной жидкости с очищенным газовым потоком осуществляется благодаря наличию скрубберной секции, в которой происходит сепарация газа от мельчайших капель солярового масла Нормативный унос промывочной жидкости с очищенным газовым потоком в рабочих условиях эксплуатации не должен превышать 25 г солярового масла на 1000 м^3 очищаемого в пылеуловителе газа Степень очистки газа от пыли и механических примесей в пылеуловителе превышает 99 %

Предусмотрено два типа вертикальных масляных пылеуловителей (рис. 4.11): тип I — пылеуловители со швеллерковой скрубберной секцией диаметром от 400 до 2400 мм на рабочее давление от 1 до 6,4 МПа; тип II — пылеуловители с жалюзийной скрубберной секцией диаметром от 1000 до 2400 мм на рабочее давление 5,5 и 6,4 МПа. Конструктивно выпускаемые типы пылеуловителей различаются скрубберной секцией (табл. 4 32). Жалюзийная скрубберная секция обеспечивает большую производительность пылеуловителя, чем швеллерковая скрубберная секция (табл. 4.33).

Висциновые фильтры

Эти фильтры устанавливают на газораспределительных станциях газопроводов сухого газа с незначительной запыленностью и небольшой производительности. Висциновый фильтр состоит из корпуса и фильтрующих секций (слой насадки толщиной 70—250 мм в 1 или 2 слоя), колец Рашига размером 15 × × 15 × 0,2 или 25×25×0,5 мм. Кольца Рашига смазывают висциновым маслом (ГОСТ 7611—75). При прохождении газа через фильтр со скоростью 1 м/с при рабочем давлении 1 МПа пыль оседает на смоченной маслом поверхности колец. Периодически требуется вскрытие фильтров и замена колец Рашига или их регенерация. Производительность по газу висциновых фильтров зависит от их диаметра и давления (табл. 4 34).

Автоматизированные блоки газосепараторов, разделителей жидкость—жидкость—газ и емкостей

Эти блоки используют для оснащения установок подготовки газа по типовым технологическим схемам (табл 4 35—4 37). Их выпускают по типовым проектам ЦКБН Минхим(нефте)маша.

Таблица 4.34

Производительность по газу висциновых фильтров с насадкой из колец Рашига

$D_у$, мм	Комбинация установки фильтров $n \times D_у$	Рабочее давление, МПа	Производительность фильтра, тыс. м³/ч	$D_у$, мм	Комбинация установки фильтров $n \times D_у$	Рабочее давление, МПа	Производительность фильтра, тыс. м³/ч
500	2×500	0,6	6	600	3×600	0,6	25
500	2×500	1	10	600	3×600	1	45
500	2×500	2	20	600	3×600	2	90
500	2×500	3	30	600	3×600	3	130
500	2×500	4	40	600	3×600	4	180
500	3×500	0,6	10	1000	2×1000	0,6	50
500	3×500	1	18	1000	2×1000	1	80
500	3×500	2	32	1000	2×1000	2	155
500	3×500	3	50	1000	2×1000	3	220
500	3×500	4	63	1000	2×1000	4	310
600	2×600	0,6	18	1000	3×1000	0,6	85
600	2×600	1	26	1000	3×1000	1	140
600	2×600	2	50	1000	3×1000	2	260
600	2×600	3	80	1000	3×1000	3	460
600	2×600	4	105	1000	3×1000	4	550

Таблица 4.35

Автоматизированные блоки газосепараторов

Назначение блока и тип газосепаратора	Производительность Q, млн м³/сут	p, МПа	Условное обозначение блока	Размеры, мм			Масса, т
				длина	высота	ширина	
Блок газосепаратора первичного с разделительной емкостью	1	10	ГП430.01 00 000	7 900	3925	3600	18 * / 18,78
	1	13,8	ГП364 05.00 000	8 110	3795	3395	26,2 / 26,98
Газосепаратор центробежный регулируемый тип II	3	10	ГП430.02.00 000	9 780	5370	3830	34,8 / 35,3
	3	13,8	ГП366.09.00 000	10 455	5265	3210	39 / 46
	5	13,8	ГП364.03 00 000	11 070	5490	3640	58,2 / 60,8
	5	8	ГП365.13.00.000	7 730	3720	3730	16,3 / 16,7
	1	10	ГП430 12.00 000	6 160	3715	3705	13,8 / 14,4
	1	13,8	ГП364.04 00 000	7 600	4100	3900	24 / 24,75
Блок газосепаратора первичного	3	8	ГП365.12 00 000	8 100	4970	3150	21,8 / 22,2
То же	3	10	ГП430.03 00 000	7 650	4625	4200	21,75 / 22,1

Назначение блока и тип газосепаратора	Производительность Q, млн. м³/сут	p, МПа	Условное обозначение блока	Размеры, мм: длина	высота	ширина	Масса, т
	3	13,8	ГП366 46.00.000	7 650	5100	4200	29,6/30,4
	5	8	ГП364.11.00 000	8 300	4970	3150	22,5/22,9
	5	13,8	ГП364.02.00.000	7 650	5100	4200	30,25/31,05
Блок газосепаратора низкотемпературного	1	6,4	ГП505.06.00.000	3 600	4855	3300	8,4/8,555
Газосепаратор сетчатый тип II	3	6,4	ГП430.16.00.000	5 400	5440	4450	17,4/17,76
	5	8	ГП366 00 000	5 595	6225	4450	29,6/30,1
Блок фильтра для улавливания ДЭГ	5	8	ГП365.06.00.000	6 520	4320	3640	20,47
Фильтр—горизонтальный аппарат с коагулирующими элементами							
Блок пылеуловителя	15	5,5	ГП426.00.000 ($t_в$ = —46 °С)	2 850	9085	2300	25,4
Вертикальный пылеуловитель со встроенными циклонами	15	5,5	ГП458.00 000 ($t_в$ = —40 °С)	2 850	9085	2300	25,4
	20	7,5	ГП144.00.000 ($t_в$ = —60 °С)	3 070	9225	2300	32,5
	20	7,5	ГП144.00 000-01 ($t_в$ = —30 °С)	3 070	9225	2300	32,5

* В числителе — без изоляции, в знаменателе — с изоляцией.

Таблица 4.36
Автоматизированные блоки трехфазных сепараторов-разделителей

Назначение блока	Q (жидкость), м³/ч	p, МПа	Условное обозначение блока	Размеры, мм: длина	высота	ширина	Масса, т
Блок разделителя	28	6,4	ГП430.17.00 000	9000	4190	3150	19,55 * / 19,88
	21	8	ГП366.04 00 000	9000	4020	3150	19,5/19,8
	10	6,4	ГП505.08.00 000	7000	3710	3150	14,115/14,565
Блок трапа насыщенного ДЭГа	1	0,6	ГП430.34 00.000	3165	2285	2350	1,91/2,14

* В числителе — без изоляции, в знаменателе — с изоляцией.

Таблица 4.37

Автоматизированные блоки емкостного оборудования

Назначение блока	Вместимость, м³	Производительность		Установленная мощность, кВт	Давление, МПа			Температура, °С		Условное обозначение	Размеры, мм			Масса, кг
		блока, м³/ч	подогревателя, кг/ч		емкость	линия нагнетания	подогреватель	емкость	подогреватель		длина	высота	ширина	
Блок емкости хранения регенерированного метанола	25	—	—	—	$p_{ат}$	—	—	—40—50	—	ГП329.03.00.000	7580	4800	3150	7880/8120
Блок метанольной емкости для подачи его в шлейфы скважин	5+ +0,5×2	—	—	—	$p_{ат}$	13,8	$p_{ат}$	—40—60	—	ГП364.01.00.000	6000	6000	2900	6490
Блок емкости теплоносителя для хранения и подачи насыщенного ДЭГа в подогреватель (подземная)	12,5	40	730	13	$p_{ат}$	0,05	0,5	50	60—90	ГП364.07.00.000	4621	6485	2276	4071/4156
	25	40	730	13	$p_{ат}$	0,05	0,5	50	60—90	ГП430.26.00.000	8420	6485	2276	5744/5831
Блок дренажной емкости для ДЭГа (подземная)	40	40	970	13	$p_{ат}$	0,05	0,5	50	60—90	ГП430.29 00.000	9230	6497	2566	6871/6958
Блок дренажной емкости для метанола (подземная)	40	—	—	—	$p_{ат}$	—	—	40—50	—	ГП329.04.00.000	9350	4290	2500	8388/8700

Примечания: 1. $p_{ат}$ — атмосферное давление. 2. В числителе — без изоляции, в знаменателе — с изоляцией.

ТЕПЛООБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Теплообменники предназначены для нагрева, охлаждения, конденсации и испарения жидкости, газа, пара и их смесей на установках промысловой и заводской обработки газа и газового конденсата Применяют теплообменники типа «труба в трубе», кожухотрубчатые и аппараты воздушного охлаждения.

Теплообменники «труба в трубе»

Однопоточные теплообменники могут быть разборные и неразборные Неразборные теплообменники имеют малый наружный диаметр теплообменных труб, равный 25—60 мм, а разборные — диаметр, равный 76—168 мм Теплообменники «труба в трубе» изготавливают со следующими соотношениями часто встречающихся наружных диаметров внутренних $D_{вн}$ и наружных $D_н$ труб

$D_{вн}$, мм . .	60	76	89	108	133	159
$D_н$, мм . .	89, 108, 133	108, 133	133, 159	159, 194	194, 219	219

Теплообменники «труба в трубе» применяют если не требуется периодической выемки теплообменных труб для их замены или механической очистки наружной поверхности от загрязнений При необходимости механической очистки внутренней поверхности теплообменных труб применяют исполнение со съемными дугами Максимально допустимая разность между температурами стенок внутренней и наружной труб из углеродистой стали — 50 °С, из нержавеющей стали — 40 °С Температура рабочих сред от —40 до +450 °С Условное давление снаружи теплообменных труб — 1, 2,5 и 6,4 МПа, внутри — 1, 1,6; 4, 10 и 16 МПа Рекомендуемый сортамент труб для изготовления теплообменников «труба в трубе» (по ГОСТ 8732—78, ГОСТ 8734—75, ГОСТ 9567—75, ГОСТ 9941—81, ГОСТ 550—75). при условном давлении $p_у$ до 1,6 МПа трубы должны быть размером 60×4, 76×4, 89×5, 108×4, 133×4, 159×4,5, 194×5,

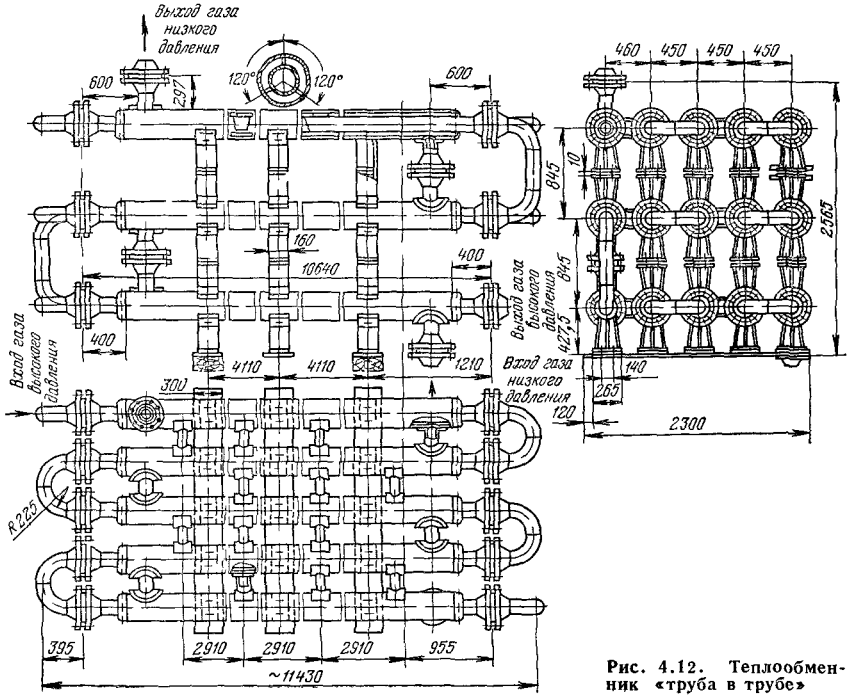


Рис. 4.12. Теплообменник «труба в трубе»

219×6 мм при $p_у$ от 2 5 то 6,4 МПа — 60×4, 76×4 89×5, 108×6, 133×6, 159×6, 194×7 219×7 мм при $p_у$ = 10 МПа — 60×4, 76×4 89×5, 108×7, 133×8, 159×9 мм при $p_у$ = 16 МПа — 60×6 76×6 89×7 мм

Теплообменник «труба в трубе» (рис 4 12) состоит из трех секций с общей поверхностью теплообмена 75 м² (по 25 м² в каждой секции) Рабочее давление во внутренней трубе — 16 МПа, в межтрубном пространстве — 5 5 МПа В межтрубном пространстве температура изменяется от +30 до —50 °С

Кожухотрубчатые теплообменники

По сравнению с теплообменниками «труба в трубе» кожухотрубчатые теплообменники имеют более широкое применение Вытеснение теплообменников «труба в трубе» кожухотрубчатыми обусловлено меньшей металлоемкостью последних и разработкой новых типов теплообменников применительно для газовой промышленности При проектировании объектов газовой промышленности часто используют стандартные кожухотрубчатые теплообменные аппараты общего назначения, разработанные ВНИИнефтемашем (табл 4 38—4 41)

В газовой промышленности в основном применяют кожухотрубчатые теплообменники специального назначения, разработанные ЦКБН по техническим требованиям организаций Мингазпрома для оснащения установок подготовки газа по типовым схемам Кожухотрубчатый теплообменник с U образными трубами (рис 4 13) состоит из двух секций и предназначен для оснащения установок низкотемпературной сепарации На этом теплообменчике имеются резервные штуцера, которые используют для впрыска ингибитора гидратообразования (табл 4 42, 4 43) На базе кожухотрубчатых теплообменников специального назначения разработаны автоматизированные блоки теплообменной аппаратуры (табл 4 44) используемые для оснащения установок подготовки газа по типовым схемам

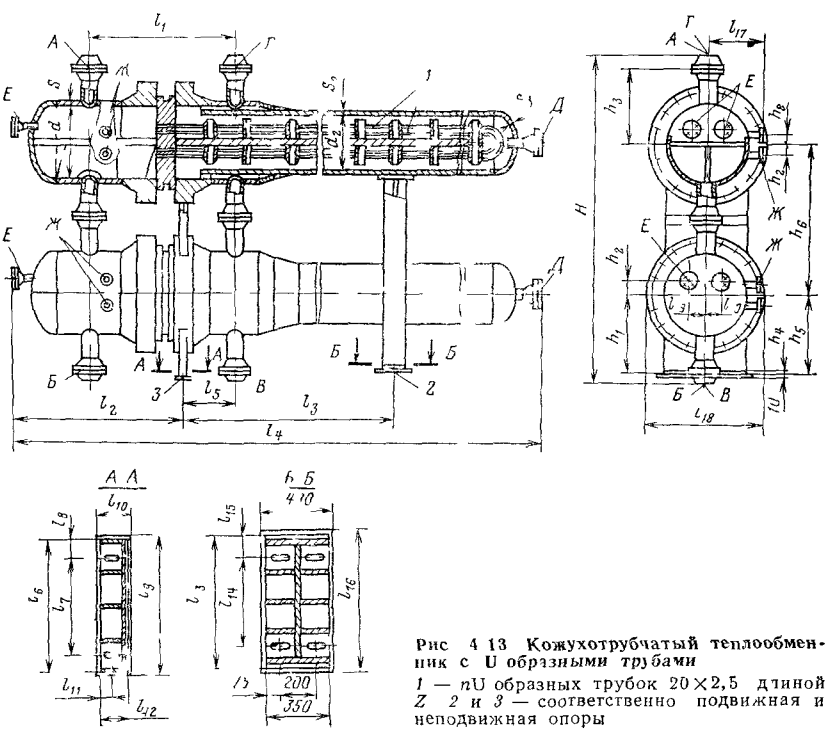


Рис 4 13 Кожухотрубчатый теплообменник с U образными трубами

1 — nU образных трубок 20×2,5 длиной Z 2 и 3 — соответственно подвижная и неподвижная опоры

Таблица 4.38

Основные параметры теплообменных аппаратов

Аппарат и его условное обозначение	Рабочее положение	Диаметр аппарата, мм	$p_у$, МПа		Температура среды, °С		Длина труб, мм	Общая длина аппарата мм	Поверхность теплообмена, м²	Площадь проходного сечения S $10^3 \cdot м^2$		Шифр материального оформления
			в кожухе	в трубах	в кожухе	в трубах				по трубам	по межтрубью	
Теплообменники кожухотрубчатые												
с неподвижными трубными решетками (ТН)	Горизонтальное	159—1200	0,6—4	0,6—4	От —30 до 350	От —30 до 350	1000 1500 2000 3000 4000 6000 9000	1 510—10 380	1—964	0,4—39	1—33,8	М1, М8, М9, М10, М11, Б2, Б3, Б6, Б8, Б9, Б10
с неподвижными трубными решетками и температурным компенсатором на кожухе (ТК)	Вертикальное	159—1200	0,6—4	0,6—2,5	От —30 до 350	От —30 до 350	1000 1500 2000 3000 4000 6000 9000	1 540—10 380	1—964	0,4—39	1—33,8	То же
с плавающей головкой (ТП)	Горизонтальное	325—1400	1,6—6,4	1,6—6,4	От —30 до 450	От —30 до 450	3000 6000 9000	3 690—5 850	9,4—1260	6—250	3,5—66	М1, М2, М3, М4, Б1, Б2, Б3
с U образными трубками (ТУ)	То же	325—1400	1,6—6,4	1,6—6,4	От —30 до 450	От —30 до 450	3000 6000 9000	3 800—11 075	11—1361	7—262	3,5—71	М1, М2, М4, Б2, Б3, Б7

Продолжение табл. 4.38

Аппарат и его условное обозначение	Рабочее положение	Диаметр аппарата, мм	$p_у$, МПа		Температура среды, °С		Длина труб, мм	Общая длина аппарата, мм	Поверхность теплообмена, м²	Площадь проходного сечения, $S \cdot 10^3$, м²		Шифр материального оформления
			в кожухе	в трубах	в кожухе	в трубах				по трубам	по межтрубью	
Холодильники кожухотрубчатые:												
с неподвижными трубными решетками (ХН)	Вертикальное и горизонтальное	159—1200	0,6—4	До 0,6	От 0 до 350	От —30 до 60	1000 1500 2000 3000 4000 6000 9000	1 540—10 380	1—942	0,4—18,9	1—33,8	М1, М3; М6; М10; М11; М12; Б2; Б3
с неподвижными трубными решетками и температурным компенсатором на кожухе (ХК)	То же	159—1200	0,6—1,6	До 0,6	От 0 до 350	От —30 до 60	1000 1500 2000 3000 4000 6000 9000	1 540—10 380	1—942	0,4—18,9	1—33,8	То же
с плавающей головкой (ХП)	Горизонтальное	325—1400	1,6—6,4	До 1	До 400	—	3000 6000 9000	3 675—10 755	9,4—1260	6—250	3,5—66	М1; М2; М3; М6; Б2; Б3; Б4; Б5
Конденсаторы кожухотрубчатые:												
с неподвижными трубными решетками (КН)	Горизонтальное и вертикальное	600—1400	0,6—2,5	До 0,6	От 0 до 350	От —30 до 60	3000 4000 6000	3 890—7 630	49—868	0,9—25,8	—	М1; М3; М6; М10; М11; М12; Б2; Б3

с неподвижными трубными решетками и температурным компенсатором на кожухе (КК)	То же	600—1400	0,6—1,6	До 0,6	От 0 до 350	От —30 до 60	3000 4000 6000	3 890—7 630	49—868	0,9—25,8	—	То же
с плавающей головкой (КП)	Горизонтальное	600—1400	1—2,5	До 1	До 400	—	6000	6 900—7 755	90—841	8—250	—	М1; М2; М3; М5; М6; М7; Б2; Б3; Б4; Б5
стальные холодильные (КТ)	Горизонтальное	400—200	2,0	0,6	От 0 до 100	От — 20 до 50	3000 4000 6000	3 680—8 220	20—1500	9—550	—	М1; М12
Испарители кожухотрубчатые:												
с неподвижными трубными решетками (ИН)	Вертикальное	600—1400	0,6—4,0	0,6—1	От —30 до 350	От —30 до 350	2000 3000 4000	3 080—5 850	40—588	7,9—53,6	10,1—45,4	М1; М8; М9; М10; М11; Б2; Б3; Б6, Б8; Б9, Б10
с неподвижными трубными решетками и температурным компенсатором на кожухе (ИК)	То же	600—1400	0,6—1,6	0,6—1	От —30 до 350	От —30 до 350	2000 3000 4000	3 080—5 850	40—588	7,9—53,6	10,1—45,4	То же
с паровым пространством (ИП)	Горизонтальное	800—2800	1,0—2,5	1,6—4	От —30 до 450	От —30 до 450	6000 450	7 675—9 170	38,6—354	13—57	—	М1; М4
стальные холодильные (ИТ)	То же	400—2000	1,6—2,5	0,6—2,5	—	От 40 до —60	3000 4000 6000	3 600—8 730	20—1310	10—432	—	М1; М12; М17; Б6

Таблица 4.39

Материал основных узлов и деталей теплообменных аппаратов с плавающей головкой и аппаратов с U-образными трубами

Шифр материального оформления	Кожух	Распределительная камера	Трубы	Трубная решетка
М1			Стали 10 и 20	Сталь марки 16ГС
М2			Сплав АМг2	Сплавы АМг5 или АМг6
М3	Стали марки ВСт3сп5, 16ГС и 20		Латунь ЛАМш 77-2-0,05	Сталь марки 16ГС с наплавкой латунью ЛО62-1
М4	Стали марки ВСт3сп5, 16ГС и 20	Двухслойные стали марки 16ГС-08Х13 или ВСт3сп5 + 08Х13	Стали марки 15Х5М и Х8	Сталь марки 15Х5М
М5, М6, М7	Стали ВСт3сп5 и 16ГС		Латунь ЛОМш 70-1-0,06 Латунь ЛАМш 77-2-0,05	Латунь ЛЖМц 59-1-1 Латунь ЛЖМц 59-1-1
Б1	Двухслойная сталь марки 16ГС+08Х13 или ВСт3сп5+ +08Х13		Сталь марки 08Х13	Сталь марки 12Х13
Б2	Двухслойная сталь марки 16ГС+12Х18Н10Г или ВСт3сп5+12Х18Н10Т		Стали марки 08Х18Н10Т и 12Х18Н10Т	Сталь марки 12Х18Н10Т
Б3	Двухслойная сталь марки 16ГС+10Х17Н13М2Т или ВСт3сп5+10Х17Н13М2Т		Сталь марки 10Х17Н13М2Т	Сталь марки 10Х17Н13М2Т
Б4	Биметалл: сталь марки ВСт3сп5 с плакирующим	Сталь марки ВСт4сп4 Сталь марки ВСт3сп4		
Б5	слоем из монеля НМЖМш 28-2,5-1,5	с освинцеванием	Латунь ЛАМш 77-2-0,05	Латунь ЛЖМц 59-1-1
Б7	Двухслойная сталь марки 16ГС+0,8Х13 или ВСт3сп5+08Х13		Стали марки 15Х5М и Х8	Сталь марки 15Х5М

Таблица 4.40

Материал основных узлов и деталей теплообменных аппаратов с неподвижными трубными решетками и температурным компенсатором на кожухе

Шифр материального оформления	Кожух	Распределительная камера и крышки	Трубы
М1			Стали 10 и 20
М3			Латунь
М6			Лампы 77-2-0,05
М8			Стали марок 08х18Н10Т и 12х18Н10Т
М9	Сталь марки ВСт3сп5, 20 и 16ГС		Сталь марки 10х17НВМ2Т
М10	Сталь марки 12х18Н10Т		Стали марок 08х1810Т и 12х18Н10Т
М11	Сталь марки 10х17Н13М2Т		Сталь марки 10х17Н13М2Т
М12	Сталь марки ВСт3сп5, 20 и 16ГС	Сталь марки ВСт3сп5 Сталь марки ВСт3сп5 с освинцеванием Сталь марки 12х18Н10Т Сталь марки 10х17Н13М2Т Сталь марки ВСт3сп5	Сталь марки 08х22Н6Т
Б2	Двухслойные стали марки ВСт3сп5+12х18Н10Т или 16ГС+10х18Н10Т	Стали марки ВСт3сп5, 20 и 16ГС	Стали марок 08х18Н10Т и 12х18Н10Т
Б3	Двухслойные стали марки ВСт3сп5+10х17Н13М2Т или 16ГС+10х17Н13М2Т		Сталь марки 10х17Н13М2Т
Б6		Двухслойные стали марки ВСт3сп5+12х18Н10Т или 16ГС+12х18Н10Т	Стали марок 08х18Н10Т и 12х18Н10Т
Б8	Стали марок ВСт3сп5, 20 и 16ГС	Двухслойные стали марки ВСт3сп5+10х17Н13М2Т или 16ГС+10х17Н13М2Т	Сталь марки 10х17Н13М2Т
Б9	Двухслойные стали марки ВСт3сп5+12х18Н10Т или 16ГС+12х18Н10Т		Стали марок 08х18Н10Т и 12х18Н10Т Сталь марки 10х17Н13М2Т
Б10	Двухслойные стали марки ВСт3сп5+12х18Н10Т или 16ГС+12х18Н10Т		

Таблица 4.41

Материал основных узлов и деталей конденсаторов и испарителей кожухотрубчатых стальных холодильных

Шифр материального оформления	Кожух	Распределительная камера и крышки	Трубные решетки	Трубы
М1	Сталь марки 16ГС		—	Стали 10 и 20
М12	То же			Сталь марки 08х22Н6Т
М17	Сталь марки 09Г2С		Стали марок 10Г2С1 и 09Г2С	Сталь марки 10Г2
Б6	Сталь марки 16ГС	Двухслойная сталь марки 16ГС-12х18Н10Т	Сталь марки 12х18Н10Т	Стали марок 08х18Н10Т и 12х18Н10Т

Таблица 4.42

Основные конструктивные размеры (в мм) кожухотрубчатых теплообменников (см. рис. 4.13)

$p_у$, МПа	l_1	l_2	l_3	l_4	l_5	l_6	l_7	l_8	l_9	l_{10}	l_{11}	l_{12}	l_{13}	l_{14}	l_{15}	l_{16}	l_{17}
10/6,4 *	1530	1685	6000	11 130	575	750	500	125	750	200	70	170	770	500	135	790	600
10/6,4	1990	2240	4000	8 800	730	1280	1260	135	950	200	100	180	1280	1260	155	950	810
16/8,0	2005	2380	4000	9 000	735	1280	1260	155	950	220	100	200	1280	1260	155	950	810

$p_у$, МПа	l_{18}	l_{19}	l_2	S_1	S_2	S_3	H	h_1	h_2	h_3	h_4	h_5	h_6	h_7	h_8	n	L
10/6,4 *	1290	120	120	40	16	16	3534	795	150	795	20	796	1597	125	125	193	9000
10/6,4	1840	210	210	56	26	26	4840	1097	250	1097	30	1095	2200	150	150	575	6000
16/8,0	1840	210	210	80	36	34	5015	1142	250	1142	30	1138	2285	150	150	575	6000

* В числителе — условное давление в трубном пространстве, в знаменателе — в межтрубном

Таблица 4.43

Штуцеры вводов и выводов кожухотрубчатых теплообменников (см. рис. 4.13)

Обозначение	Наименование	Число	Условный проход $d_у$ (в мм) при $p_у$, МПа		
			10/6,4 *	10/6,4	16/8
А	Вход влажного газа	1	200	300	300
Б	Выход влажного газа	1	200	300	300
В	Вход осушенного газа	1	200	300	300
Г	Выход осушенного газа	1	200	300	300
Д	Люк	2	80	200	100
Е	Штуцер резервный	4	50	50	50
Ж	Штуцер резервный	4	25	25	25

* В числителе — условное давление в трубном пространстве, в знаменателе — в межтрубном.

Стандартные аппараты воздушного охлаждения

Эти аппараты предназначены для конденсации и охлаждения парообразных, газообразных и жидких сред температурой от —40 до +300 °С давлением до 6,4 МПа (общего назначения) и до 16 МПа (специального назначения). Применяют в технологических процессах нефтеперерабатывающей, нефтехимической, газовой и других отраслей промышленности.

Аппараты воздушного охлаждения предназначены для работы на открытом воздухе в районах с умеренным климатом при средней температуре в течение пяти суток подряд в наиболее холодный период не ниже —40 °С, в районах со скоростным напором ветра по географическому району III (СНиП II—6—74) и сейсмичностью до 7 баллов, а также в районах с холодным климатом при средней температуре в течение пяти суток подряд в наиболее холодный период —55 °С (аппараты общего назначения). Из аппаратов воздушного охлаждения специального назначения в газовой промышленности применяют АВГ-160, АВГ-125, АВГ-П-160 (передвижной) и АВОВ. Аппараты АВГ-125, АВГ-П-160 предназначены для охлаждения природного газа, АВГ-160 — для охлаждения природного газа и конденсации жидких углеводородов и АВОВ — для охлаждения охлаждающей воды (табл. 4.45).

АБСОРБЦИОННО-ДЕСОРБЦИОННОЕ (КОЛОННОЕ) И СОПУТСТВУЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Колонное оборудование предназначено для осуществления многообразных процессов массопередачи, используемой в установках подготовки газа: установках абсорбционной (гликолевой) осушки газа, установках абсорбционной очистки газа от кислых компонентов (H_2S, CO_2), установках ректификации добытого жидкого углеводородного сырья, например, стабилизации конденсата и т. п.

Основное оборудование — абсорбер и десорбер, сопутствующие — печи нагрева и стабилизации продукта.

Абсорберы

Абсорберы предназначены для реализации процессов, в которых растворимый компонент газовой смеси поглощается жидкостью (абсорбентом). Контакт потоков газа и жидкости в абсорбере осуществляется следующими способами: прохождение газа через колонну с насадкой различного типа, орошаемой

Таблица 4.44

Автоматизированные блоки теплообменной аппаратуры, используемые для

Блок	Производительность	p, МПа	Условное обозначение блока	Поверхность теплообмена, м²
Блок теплообменника «газ—газ»	1 *	10/6,4**	ГП505.02 00.000	218 × 2 = 436
	3	10/6,4	ГП430.13 00 000	434 × 2 = 868
	2,5	16/8	ГП366.21.00 000	418 × 2 = 836
	5	16/8,8	ГП374.09.00 000	758
Блок теплообменника «газ—газ» с впрыском гликоля	1	10/6,4	ГП505.03 00.000	218 × 2 = 436
	3	10/6,4	ГП430.14.00.000	434 × 2 = 868
	2,5	16/8	ГП366.22.00.000	418 × 2 = 836
	5	16/8,8	ГП374.10.00 000	758
Блок теплообменника «газ—вода»	5	8	ГП365.02 00.000	368 × 2 = 772
	15/27	16/8	ГП366.47.00.000	2,03 × 8 = 16,24
Блок теплообменника «конденсат—конденсат»	5,4/10	16/8	ГП505.07.00.000	13,2
	25/35	3	ГП399.01.00.000	47 × 2 = 94
	7/10	4	ГП492.01.00 000 (коррозионностойкое К2 исполнение)	47
	7/10	4	ГП513.01.00.000	47
Блок испарителя-холодильника	1	8	ГП505.05.00.000	220
	5	8	ГП366.48.00.000	941

* Производительность по газу, млн. м³/сут, по конденсату, м³/ч.
** В числителе — условное давление в трубном пространстве; в знаменателе —
*** В числителе — без изоляции; в знаменателе — с изоляцией.

оснащения установок подготовки газа по типовым схемам

Температура, °С				Размеры, мм			Масса, кг
трубное пространство		межтрубное пространство		длина	высота	ширина	
вход	выход	вход	выход				
50	25—30	14—21	45	11 130	3534	1290	27 824
50	27—33	13—23	45	8 800	4840	1840	60 850
50	25—29	13—17	45	9 000	5015	1840	67 760
50	30	15	45	11 775	4550	1550	59 310
25—30	0	—15—19	14—21	11 890	3534	1398	2 800
27—33	0	15—20	13—23	9 625	4840	1900	61 205
25—29	0—3	15——16	13—17	9 700	5015	1850	68 065
30	0	—15	15	12 500	4550	1615	60 551
10—40	20—40	20	37	7 850	4466	1300	34 800
50	13—33	—19	—10—0	7 935	2140	1950	3992*** / 4 900
0—50	—10—20	—20—15	—10—5	8 600	2160	1400	2 940 / 3 280
—10—25	150—170	220—250	92—170	8 000	3470	2750	6 760 / 7 700
—10—25	150—170	220—250	140—170	8 000	2030	2330	5 070 / 5 770
—10—25	150—170	220—250	140—170	8 000	1870	23 300	4 290 / 4 990
—5—5	—10— —15	—25	—25	11 770	3770	3130	13 950 / 16 650
0	—15	—25	—25	13 460	4915	3870	46 200 / 50 400

в межтрубном пространстве

Таблица 4.45

Техническая характеристика аппаратов воздушного охлаждения специального назначения

Показатели	АВГ-160	АВГ-П-160	АВГ-125	АВОВ
Площадь поверхности теплообмена по оребренным трубам, м²	7 920	960	2 700	13 280
Рабочее давление в теплообменных секциях, МПа	До 16	16	16 до 0,6	0,6
Рабочая температура продукта при входе в аппарат, °С	До 150	100	110	До 100
Минимально допустимая температура продукта, °С	—20	—20	—20	Не ниже 0
Число теплообменных секций	4	2	3	16
Число рядов труб в секции	6	4	4	4
Число ходов по трубам в секции	3	2	2	4
Длина труб, м	8	4	6	8
Вентиляторы:				
тип	УК-2М	66-300М8	УК-2М	2ВГ70В
число	4	8	1	1
диаметр колеса, м	2,8	0,8	5	7
частота вращения колеса, об/мин	425	1430	250	170
Электродвигатели:				
тип	ВА 82-6	ВАО 32-4	ВАСО 16-32-24	ВАСО 15-23-34
число	4	8	1	
Мощность, кВт	40	3	40	
Исполнение по взрывозащите	ВЗГ	ВЗГ	ВЗГ	Невзрывозащищенный
Размеры, мм:				
длина	9 000	5450	6 425	8 400
ширина	9 470	3042	6 550	11 900
высота	5 380	1810	4 750	15 000
Масса, кг	45 600	7800	18 150	Не более 75 000

жидкостью; прохождение газа через колонну, заполненную распыленной жидкостью; барботирование газа через слой жидкости; прохождение газа над поверхностью жидкости.

Для достижения высоких значений коэффициентов массопередачи конструкция абсорбера должна обеспечивать противоточное движение газа и жидкости.

В зависимости от вида контакта газ—жидкость в промышленности используют следующие основные типы абсорберов: тарельчатые (колпачковые, сетчатые, сегментные и т. д.); насадочные (кольца Рашига, седла Берля и т. д.); распылители-скрубберы; пленочные или контактные.

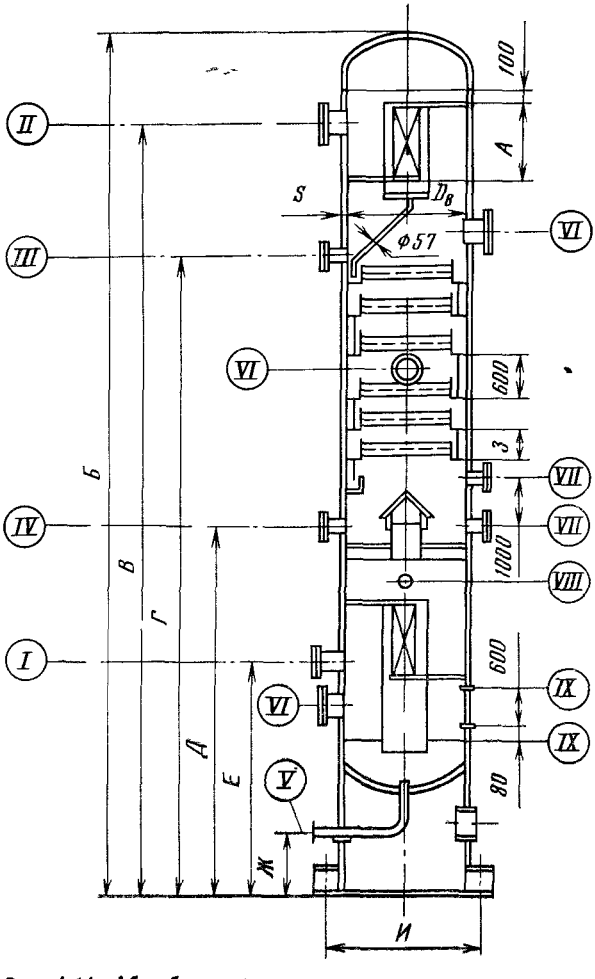


Рис. 4.14. Абсорбер тарельчатого типа

Наиболее широкое применение в промышленности нашел абсорбер тарельчатого типа (рис. 4.14, табл. 4.46, 4 47). Это — колонна, оборудованная тарелками с круглыми желобчатыми колпачками. В нижней части абсорбера размещен каплеотделитель (входной скруббер) с глухой тарелкой. Каплеотделитель представляет собой вертикальный жалюзийный или сетчатый сепаратор. В средней части абсорбера над глухой тарелкой размещены колпачковые тарелки. Число тарелок обычно бывает 4, 8 и 16 в зависимости от необходимой глубины осушки или очистки газа. Над тарелками установлена верхняя скрубберная секция (брызгоуловитель).

Поток осушаемого или очищаемого газа поступает в абсорбер через входной скруббер под нижнюю глухую тарелку, далее проходит от тарелки к тарелке, барботируя через слой абсорбента, и, пройдя брызгоуловитель, выходит из колонны. Поток абсорбента поступает в абсорбер противотоком (по отношению к потоку газа) на верхнюю тарелку, далее, переливаясь через разделительную перегородку, жидкость стекает вниз от тарелки к тарелке, поглощая необходимый компонент из газового потока, который барботирует через слой абсорбента на

Таблица 4.46

Размеры (в мм) абсорбера тарельчатого типа (см. рис. 4.14)

$D_{вн}$, мм	Давление в аппарате, МПа	*А*	*Б*	*В*	*Г*	*Д*	*Е*	*Ж*	*З*	*И*	*S*
1200	5,6	710	9 530	8 870	7 340	4040	2800	1000	300	1375	26
1600	5,6/3	1420/1420	11 800	10 970	8 800	4900	2900	1000	450	1805	32/20
2000	5,6	1420	12 310	11 360	9 200	5100	3010	1000	500	2250	40
2400	5,6/3	2130/3550	14 550/17 330	13 430/16 270	10 600/12 020	6000/7420	3300	1000	600	2690	46/26

Примечание Число колпачковых тарелок — 6

Таблица 4.47

Условные проходы штуцеров абсорбера (см. рис. 4.14)

$D_в$, мм	Давление в аппарате, МПа	Условные проходы, мм								
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
1200	5,6	200	200	50	50	100	450	40	15	15
1600	5,6/5	300	300	50	50	100	450	40	15	15
2000	5,6	300	300	50	50	100	450	40	15	15
2400	5,6/3	350	350	80	80	100	450	40	15	15

Примечания. 1. Число колпачковых тарелок — 6. 2. Рабочие условия: давление рабочее — 5,6 и 3 МПа; температура среды — 25—40 °С (среда — диэтиленгликоль, газ). 3. I — вход газа; II — выход газа; III — вход диэтиленгликоля; IV — выход диэтиленгликоля; V — дренаж; VI — люк-лаз; VII — для регулятора уровня; VIII — для манометра; IX — для указателя уровня.

каждой тарелке. Наконец, достигнув глухой тарелки, абсорбент, насыщенный извлекаемым из газа компонентом (H_2O, H_2S, CO_2 и т. д.), выходит из колонны и направляется на десорбцию (регенерацию). Поток осушенного (от H_2O) или очищенного от (H_2S, CO_2) газа по выходе из абсорбера направляется в газотранспортные магистрали.

Десорберы

Десорберы предназначены для реализации процесса разделения компонентов жидкой смеси путем ее частичного испарения и раздельного улавливания пара и остатка. Применяют для регенерации гликолей, регенерации растворов аминов, стабилизации конденсата и т. п. Более летучие компоненты смеси, разделяемой в десорбере, имеют повышенную концентрацию в паре, а менее летучие — в жидком остатке. Полнота разделения зависит от свойств компонентов,

Таблица 4.48
Размеры (в мм) десорберов (см. рис. 4.15 и 4.16)

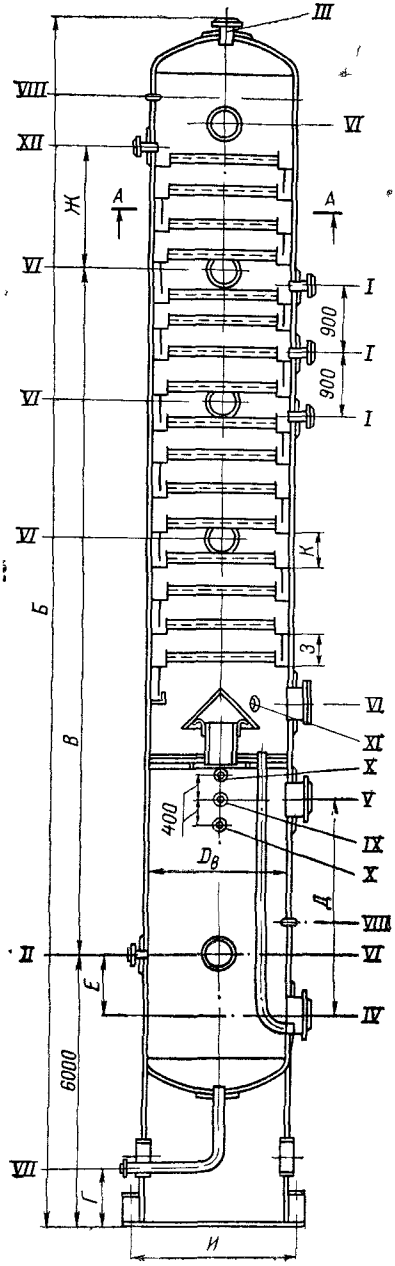
$D_{вн}$, мм	Число колпачковых тарелок	Площадь теплообмена испарителей, м²	Б	В	Г	Д	Е	Ж	З	И	К
400	16	16	14 200	7 400	1500	2600	850	1600	400	520	—
400	16	25	15 100	8 320	1500	3520	850	1600	400	520	—
600	16	40	14 360	7 500	1500	2600	850	1600	400	730	—
600	16	40	14 900	8 050	1500	3150	850	1600	400	730	—
800	16	100	15 400	8 460	1500	3260	850	1600	400	1000	—
600	16	16	17 000	8 300	1500	2600	850	1600	400	730	400
800	16	25	18 600	9 650	1500	3520	850	1800	400	930	600
1000	16	40	17 600	8 600	1500	2600	850	1800	400	1150	600
1000	16	50	18 150	9 150	1500	3150	850	1800	400	1150	600
1200	16	50	18 200	9 150	1500	3150	1000	1800	400	1350	600
1200	16	100	18 300	9 250	1500	3260	1000	1800	400	1350	600
1600	16	50	18 350	9 200	1500	3150	1000	1800	400	1800	600
1600	16	80	17 950	8 800	1500	2660	1000	1800	400	1800	600
1600	16	100	18 450	9 300	1500	3260	1000	1800	400	1800	600
2000	16	100	19 750	10 200	1500	3260	1000	2100	500	2200	600

Примечание. Рабочие условия: давление — 0,03 МПа, температура — 158 и 170 °С.

Таблица 4.49
Условные проходы (в мм) люков, муфт и штуцеров десорберов (см. рис. 4.15 и 4.16)

$D_{вн}$, мм	Число колпачковых тарелок	Площадь теплообмена испарителя, м²	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
400	16	25	80	80	50	200	200	250	100	25	50	40	—	50
600	16	40	80	80	50	250	250	250	100	25	50	40	—	50
800	16	100	80	80	80	350	350	250	100	25	50	40	—	50
600	16	16	50	50	200	200	200	250	100	25	50	40	15	50
800	16	25	80	80	300	200	200	450	100	25	50	40	15	50
1000	16	40	100	100	300	250	250	450	100	25	50	40	15	50
1000	16	50	100	100	300	250	250	450	100	25	50	40	15	50
1200	16	50	100	100	300	250	250	450	100	25	50	40	15	50
1200	16	100	100	100	300	350	350	450	100	25	50	40	15	50
1200	16	50	100	100	300	250	250	450	100	25	50	40	15	50
1600	16	80	100	100	300	300	300	450	100	25	50	40	15	50
1600	16	100	100	100	300	350	350	450	100	25	50	40	15	50
2000	16	100	150	150	300	350	350	450	100	25	50	40	15	50

Примечание. I — вход осушителя; II — выход осушителя; III — выход паров воды; IV — вход осушителя в испаритель; V — выход осушителя из испарителя; VI — люк-лаз; VII — дренаж; VIII — для термометра сопротивления; IX — для сигнализатора уровня; X — для регулятора уровня; XI — для вакуумметра; XII — для орошения.



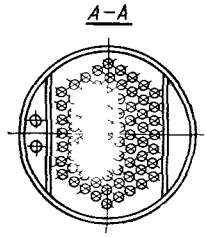


Рис. 4.15. Десорбер с одним испарителем

подлежащих десорбции, и от способа проведения процесса разделения Используют следующие основные способы процесса разделения жидкости, реализуемые в десорбере выпаривание или однократная дистилляция, когда в процессе испарения образующиеся пары выделяются конденсацией, ректификация или многократная дистилляция, когда пар непрерывно и в противотоке вступает в соприкосновение со сконденсированной порцией пара, называемой флегмой

При выпаривании или однократном испарении потери остатка с паром выше, чем при ректификации Питание ректификационной колонны обычно подается в среднюю ее часть В этом случае части колонны, расположенные выше и ниже ввода питания, называются соответственно ректификационной и отгонной секциями. Колонна, в которой исходная жидкость подается в верхнюю часть, называется отгонной. В таких аппаратах допустимо отказаться от возвращения части сконденсированных паров в виде флегмы в колонну. Более концентрированный раствор регенерируемого жидкостного потока может быть получен в ректификационных колоннах с подачей нескольких орошений.

В промышленности применяют десорберы двух типов: тарельчатые и насадочные. Конструктивно десорберы аналогичны абсорберам Наиболее широко применяют десорберы тарельчатого типа с одним испарителем (рис. 4 15) и двумя испарителями (рис. 4 16, табл 4.48—4 49)

Для выпаривания абсорбированных компонентов насыщенный абсорбент необходимо нагревать в подогревателях-испарителях до температур обеспечивающих отгонку (испарение) поглощенного абсорбентом компонента Для этого применяют подогреватели-испарители трубчатого типа (рис 4.17) наружного (вне колонны десорбера) исполнения (табл 4 50) Можно использовать встроенные в конструкцию десорбера подогреватели-испарители.

Колонное и подогревательно-испарительное оборудование в блочном исполнении разработано для комплектации установок подготовки газа по типовым тех-

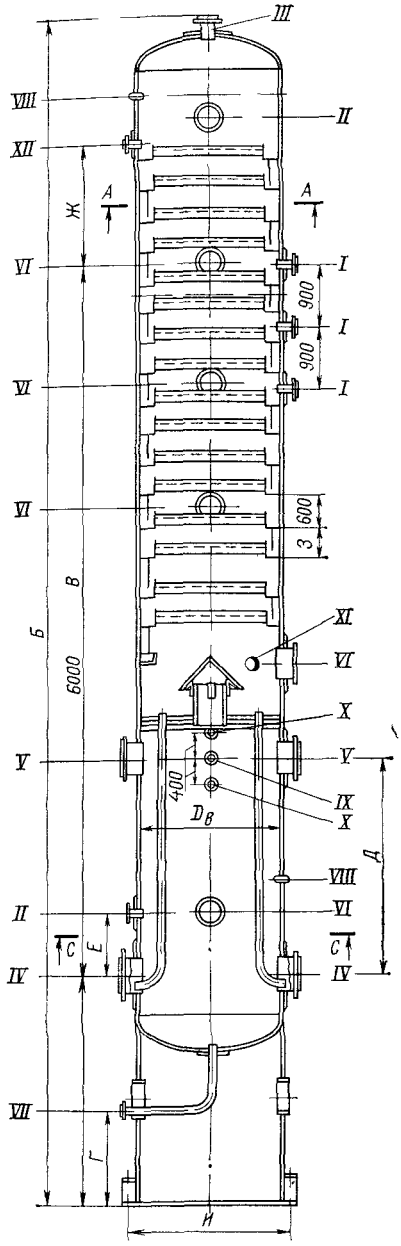
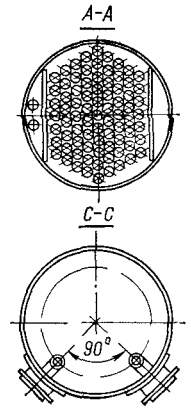


Рис. 4.16. Десорбер с двумя испарителями



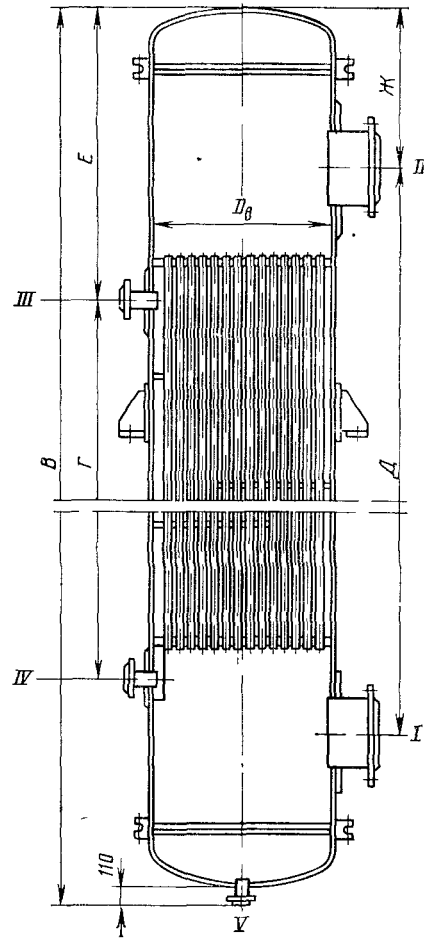


Рис. 4.17. Подогреватель-испаритель трубчатого типа

Таблица 4.50

Размеры и условные проходы штуцеров (в мм) испарителей (см. рис. 4.17)

Площадь теплообмена, м²	Давление в межтрубном пространстве, МПа	$D_{вн}$, мм	В	Г	Д	Е	Ж	I	II	III	IV	V
16	1,2	400	3720	1930	2600	900	480	200	200	50	25	50
25	1,2	400	4720	2930	3520	900	480	200	200	50	25	50
40	1,2	600	3640	1930	2600	880	500	250	250	50	50	50
50	1,2	600	4140	2430	3150	880	500	250	250	50	50	50
80	1,2	800	3910	1930	2660	1100	570	300	300	80	50	50
100	1,2	800	4610	2430	3260	1580	620	350	350	100	80	50
125	1,2	1000	4310	1930	2800	1300	700	400	400	80	50	50

Примечания 1 Рабочие условия давление в трубном пространстве — 0,03—0,11 МПа, температура в трубном пространстве — 158—164 °С, в межтрубном — 179—183 °С, среда в трубном пространстве — диэтиленгликоль, в межтрубном — водяной пар 2 I — вход II — выход диэтиленгликоля, III — вход пара, IV — выход конденсата, V — дренаж

нологическим схемам Автоматизированные блоки колонного оборудования, регенераторов гликоля и метанола, огневых подогревателей и блоки топливного газа (табл 4 51—4 53) позволяют оснащать установки низкотемпературной сепарации с инжекцией гликоля или метанола, установки стабилизации конденсата и установки осушки газа производительностью по газу до 10 млн м³/сут на p_p до 8 МПа, а также осуществлять стабилизацию с расходом до 35 т/ч в одной колонне Блоки регенераторов позволяют осуществлять на установках осушки газа регенерацию гликоля до 99,5 % производительностью по гликолю до 10 м³/ч, а на установках низкотемпературной сепарации регенерировать гликоль до 80 % производительностью до 1 м³/ч Блок регенерации метанола позволяет регенерировать метанол до 90 % производительностью 0,5 м³/ч

Таблица 4.51

Техническая характеристика автоматизированных блоков колонного оборудования, используемых для оснащения установок подготовки газа по типовым схемам

Назначение блока	Производительность		p, МПа	Условное обозначение блока	Температура, °С			Размер мм			Масса блока, кг
	Сырье млн нм³/сут	ДЭГ м³/ч			Колонна		Подогреватель	высота	диаметр		
					низ	верх	вход выход		юбка	палуба	
Блок абсорбера	5	8	8	ГП365 04 00 000	20—40	90	60	16 000	2100	3600	32 750 *** / 34 700
	5	8	8	ГП365 04 00 000—01 ($t_в$ до —50 °С)	20—40	90	60	16 000	2100	3900	32 750 / 35 077
Блок колонного агрегата абсорбционной осушки газа	10	16	8	ГП563 00 000	5—45	90	60	16 390	2100	4200	65 800 / 67 000
	35 000 *	35 000	2,5	ГП399 03 00 000	270	—10—5	—	31 090	2300	3510	34 350 / 40 550
Блок сепарации и абсорбции	0,3	0,3	10	ГП440 01 00 000	35	35	—	3 015	9208 (длина)	3150 (ширина)	12 080
Блок дебутанизаторов для стабилизации конденсата	6—14 **	6—14	4	ГП492 03 00 000 (коррозионностойкое К2 исполнение)	250—270	40—70	—	25 400	1880	3350	25 000 / 27 000
	6—14	6—14	4	ГП513 03 00 000	220—250	40—70	—	25 600	1880	3800	19 300 / 21 200
	6—14	6—14	4	ГП529.03 00 000 (хладостойкое исполнение)	220—250	40—70	—	25 600	1880	3800	20 050 / 22 550

* Конденсат, кг/ч ** Конденсат, м³/ч *** В числителе — без изоляции, в знаменателе — с изоляцией

Таблица 4.52

Техническая характеристика автоматизированных блоков регенераторов гликоля и метанола, *используемых для оснащения установок подготовки газа по типовым схемам*

Назначение	Среда	Производительность, м³/ч	Концентрация реагента, %		Тепловая мощность, Вт	Условное обозначение	Размеры, мм			Масса блока, кг
			вход	выход			длина	высота	ширина	
Блок регенерации гликоля	Гликоль	5	97	99,5	$23 \cdot 10^4$	ГП494 01 00 000	11 000	15 500	3150	28 700 / 29 000 *
	Гликоль	10	97	99,5	$40 \cdot 10^4$	ГП457 01 00 000	11 000	15 250	3150	51 900
	ДЭГ	1	70	80	$17 \cdot 10^4$	ГП330 01 00 000	9 000	12 270	3150	16 098 / 20 311
	ДЭГ	0,24	70	80	$5{,}8 \cdot 10^4$	ГП505 12 00 00	7 000	12 050	3150	8 408 / 9 892
	ДЭГ	328,6 (в кг/ч)	96,5	99	—	ГП440 02 00 000	10 000	13 045	3385	12 146
Блок регенерации метанола	Метанол	0,5	40	90	$4{,}7 \cdot 10^4$	ГП329 01 00 000	10 000	16 065	3150	16 187 / 18 997

* В числителе — без изоляции в знаменателе — с изоляцией

Таблица 4.53

Техническая характеристика автоматизированных блоков огневых подогревателей и топливного газа, используемых при оснащении установок подготовки газа по типовым схемам

Назначение блока	Производительность		Тепловая мощность, Вт	Поверхность нагрева, м²	Давление МПа	Температура, °С		Условное обозначение блока	Размеры, мм			Масса блока кг
	газ, м³/ч	жидкость, м³/ч				вход	выход		высота	длина	ширина	
Печь стабилизации для подогрева конденсата перед подачей его в колонну	31 600	—	$7{,}6\cdot10^8$	51+35	3	215	250	ГП492 04 00 000 (коррозионностойкое К2 исполнение)	21 910	4600	4400	30 000
	31 600	—	$38\cdot10^8$	259+105	3	215	250	ГП399 04 00 000	33 915	6960	5400	46 200
Печь подогрева газа в установке адсорбционной осушки газа	31 600	—	$30\cdot10^8$	120+80	8	0	147	ГП365 03.00 000	24 000	6200	5430	36 630 * / 36 730
Блок подогрева теплоносителя (ДЭТа)	3 160	12,5	—	27,6	$p_{ат}$	50	100	ГП364 06 00 000	11 374	9000	3300	11 096 / 11 746
	3 160	25	—	33,4	$p_{ат}$	50	100	ГП430 19 00 000	14 450	9785	3000	12 650 / 14 240
Блок топливного	100	—	—	—	13,8		0—100	ГП430.22 00 000	3 140	5030	2000	1 750 / 1 820
газа	1 000	—	—	—	8		0—100	ГП430 23 00 000	4 000	6000	1950	2 600 / 2 700

* В числителе — без изоляции, в знаменателе — с изоляцией

ОБОРУДОВАНИЕ, УСТАНОВКИ И УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ХОЛОДА

При эксплуатации технологических установок промысловой подготовки газа и конденсата режим работы технологических установок во многом определяется эффективностью работы оборудования, установок и устройств для получения холода К ним относятся штуцера или дроссели адиабатического расширения газа, холодильные машины абсорбционного и парокомпрессионного типов, расширительные машины (детандеры поршневые или центробежные) для дросселирования газа с совершением внешней работы Дросселирование или расширение газа на установках подготовки может быть осуществлено с помощью специальных профильных сопел К этому типу оборудования могут быть отнесены эжекторы, позволяющие одновременно дросселировать основной поток газа и утилизировать потоки низконапорных газов

Регулирующие устройства (дроссели)

Эти устройства, предназначенные для регулирования режима работы скважин, изготавливают по техническим условиям ТУ 26 16 41—77 Регулирующие устройства подразделяются по условиям эксплуатации на три группы для умеренной климатической зоны и некоррозионной среды, для холодной климатической зоны и некоррозионной среды, для умеренной климатической зоны и коррозионной среды Регулирование режима работы скважины осуществляется дросселированием потока рабочей среды путем изменения площади кольцевого прохода

Таблица 4 54

Техническая характеристика штуцеров типов ШР

Показатели	ШР 10	ШРП 1	ШРПВ 60	ШРПВ 100
Условное давление, МПа	10	32	32	16
Условный проход, мм	200	100	100	150
Максимально допустимый перепад давления, МПа	2,5	16	—	—
Диапазон регулирования дроссельного отверстия, мм	—	—	0—60	54—78,5
Давление питания (воздух по ГОСТ 11882—73), МПа	0,4—0,6	0,25	—	—
Давление управления, МПа	0,02—0,1	0,02—0,1	—	—
Температура среды, °С	—30—+50	—30—+50	—40—+50	—40—+50
Размеры, мм				
с пневмоприводом	350×850×550	390×490	720×356×1110	544×391×1362
с ручным приводом	—	—	720×450×1095	944×450×1360
Масса, кг				
с пневмоприводом	124	34,5	323	421
с ручным приводом	—	—	318	416

Техническая характеристика регулируемых дросселей типа ДР-65×350

Диаметр условного прохода мм	65
Рабочее давление, МПа	35
Группа исполнения	а, б, в
Тип присоединения дросселя	Фланцевый
Температура рабочей среды, °С	Не более 120
Размеры, мм	
длина	343
ширина	320
высота	605
Масса, кг	57

В установках низкотемпературной сепарации (НТС) газа для получения холода используют стандартные штуцера или дроссели Подбор размеров этих штуцеров основан на принципе критического истечения газа через дроссель (адиабатическое расширение газа без совершения внешней работы) Штуцера регулируемые типов ШР (табл 4 54) используют для дистанционного автоматического регулирования дебита газовых скважин путем изменения проходного сечения, а также в качестве пневмоприводного исполнительного механизма

Турбодетандерные агрегаты

Работа турбодетандерных агрегатов, предназначенных для получения холода в установках НТС, основана на принципе политропического расширения газа с совершением внешней работы Внешнюю работу можно использовать для вращения вала компрессора, в котором газ дожимается до давления, равного давлению в газопроводе Хладопроизводительность турбодетандерного агрегата зависит от степени расширения газа и обеспечивает поддержание низкотемпературного режима сепарации газа на установке НТС на завершающих стадиях эксплуатации месторождений В газовой промышленности используют турбодетандерные агрегаты (детандер-компрессор) ТДА 3 и ТДА 5 (табл 4 55)

Эжекторы

Эжекторы (рис 4 18, табл 4 56) предназначены для эжектирования низконапорного газа высоконапорным На установках низкотемпературной сепарации газа для эжектирования газа дегазации из разделительных емкостей эжекторы устанавливают вместо штуцеров (дросселя) перед низкотемпературным сепаратором. Если на промысле стабилизация газового конденсата осуществляется ступенчато, то эжектирование также можно проводить ступенчато, т е. высоконапорным газом для последней ступени дегазации является газ дегазации последующей

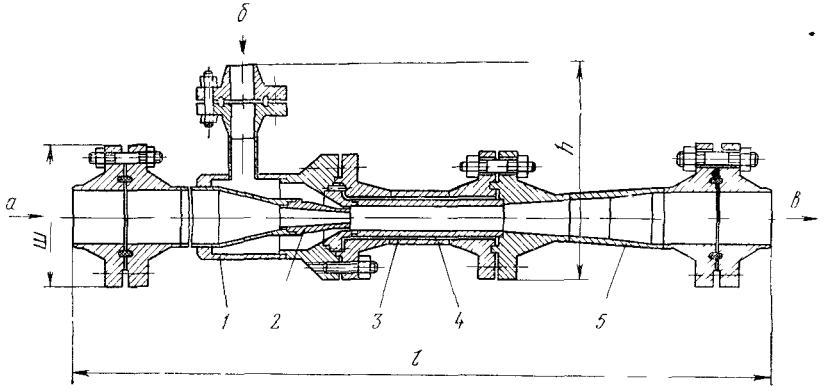


Рис 4 18 Эжектор:
1 — корпус, 2 — сопло, 3 — камера смешивания, 4 — кожух; 5 — диффузор а — вход эжектирующего газа, б — вход эжектируемого газа, в — выход смеси

Таблица 4.55

Техническая характеристика турбодетандерных агрегатов, используемых в системах подготовки и переработки газа

Тип	Область применения	Производительность, млн м³/с	Давление на входе в агрегат, МПа	Степень расширения газа в турбине	Степень сжатия газа в компрессоре	Перепад температур в турбине, °С	Частота вращения ротора, об/мин	Моторесурс, ч	Масса блока, кг
БТДА-5-100-ХЛ1	В системах транспорта газа	5	10	1,3	1,18	16	9 700	4000	16 000
БТДА-5-100-1-ХЛ1	В системах низкотемпературной сепарации газа	5	10	1,3	1,18	16	9 700	4000	16 000
ТКО 25/64	В системах низкотемпературной сепарации газа	25 *	6,4	1,143—1,354	1,065—1,153	16	6 500—7 000	4000	16 000
ТКО 75/42	В системах переработки газа	75 *	4,2	1,8	1,18	28	9 000—11 000	4000	12 250
АДК-100-70	В системах переработки газа и низкотемпературной сепарации газа	100 *	7	1,8	1,17	21	9 000—11 000	4000	12 250

* Производительность в рабочих условиях, м³/мин

Таблица 4 56

Техническая характеристика и основные конструктивные размеры газовых эжекторов (см рис. 4 18)

Показатели	ЭГ 1	ЭГ 3	ЭГ 4	ЭГ 5	Э` 6	ЭГ 13 61
Рабочее давление, МПа эжектирующего газа	16	6,4	10	16	16	16
эжектируемого газа	0,5—7	0,5—2,5	0,5—2,5	0,5—7	0,12—5	0,5—7
Диаметр, мм камер смешения	16, 18, 19, 20, 24, 28, 32, 36, 40, 45	30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100	16, 20, 24, 28, 32, 36, 40, 45	16, 2 0, 24, 28, 36	55, 60, 62,5, 65, 67,5, 70, 30, 43, 34, 38, 44, 50	16 20, 24 28, 32, 36, 40, 49
сопел	10 12, 14, 16, 20, 22, 24, 11	18, 20, 25, 30 35, 40, 45, 50	10, 14, 18, 20, 24, 30	24, 22, 20, 18 16, 14, 12, 10	20, 24, 31, 35, 40, 45, 50, 60	8, 11, 20, 22, 24, 18, 16, 14, 12, 10, 34, 33, 32, 31, 30, 29, 28, 27, 26, 25, 21
Температура газа, °С	—20 +20	—30 +20	—20 +20	—70 +20	—30 +50	—50 +20
Размеры $m \times n \times l$ мм	285×530×1450	285×530×1790	285×530×1170	285×530×1530	350×580×1775	350×470×1375
Масса, кг	220	340	225	220	352	350

Таблица 4.57

Удельные затраты (на 4,2 МДж) энергоресурсов по типам холодильных машин

Затраты	Температура кипения хладоагента, °С	Парокомпрессионные машины					Абсорбционные машины водоаммиачного цикла			
		поршневые		турбокомпрессоры						
		аммиачные с конденсаторами водяного охлаждения	с водяными конденсаторами	с конденсаторами водяного охлаждения	с конденсаторами воздушного охлаждения	с газовым приводом и конденсаторами воздушного охлаждения	с водяным охлаждением	с воздушным охлаждением	с газовым обогревом и водяным охлаждением	с газовым обогревом и воздушным охлаждением
Электроэнергия, кВт·ч	—5	0,3	Малые величины	0,36	0,48	0,11	0,019	0,2	0,034	0,21
	—15	0,4		0,48	0,65	0,12	0,023	0,22	0,040	0,23
	—25	0,46	То же	0,57	0,78	0,14	0,026	0,25	0,05	0,27
	—35	0,6	»	0,75	1	0,15	0,03	0,3	0,06	0,32
	—45	0,75	»	1	1,30	0,18	0,034	0,35	0,07	0,38
	—55	1	»	1,35	1,58	0,2	Не применяются			
Вода оборотная при перепаде температур в 5 °С, м³	—5	0,24	0,27	0,26	Малые величины	Малые величины	0,31 *	—	0,31 *	—
	—15	0,26	0,29	0,28	То же	То же	0,32 *	—	0,32 *	—
	—25	0,27	0,31	0,31	»	»	0,36 *	—	0,36 *	—
	—35	0,29	0,35	0,35	»	»	0,42 **	—	0,42 **	—
	—45	0,33	0,4	0,4	»	»	0,47 **	—	0,47 **	—

	—55	0,38	—	0,46	»	»	—	Не применяются		
Вода горячая, м³ или пар, кг	—5	—	—	—	—	—	0,16 (t = 100 °C)	4,1 (p = 0,25 МПа)	— —	— —
	—15	—	—	—	—	—	0,165 (t = 120 °C)	4,9 (p = 0,3 МПа)	— —	— —
	—25	—	—	—	—	—	0,17 (t = 135 °C)	5,9 (p = 0,3 МПа)	—	—
	—35	—	—	—	—	—	0,2 (t = 155 °C)	8,0 (p = 0,45 МПа)	—	—
	—45	—	—	—	—	—	0,24 (t = 170 °C)	9,5 (p = 0,6 МПа)	—	—
	—55	—	—	—	—	—	Не применяются			
Топливный газ, м³	—5	—	0,16	—	—	0,175	—	—	0,27	0,32
	—15	—	0,22	—	—	0,260	—	—	0,32	0,38
	—25	—	0,25	—	—	0,310	—	—	0,39	0,46
	—35	—	0,37	—	—	0,400	—	—	0,50	0,58
	—45	—	0,5	—	—	0,530	—	—	0,60	0,70
	—55	—	—	—	—	0,650	Не применяются			

* При перепаде температур в 10 °C.
** При перепаде температур в 25 °C.

Таблица 4.58

Технико-экономические показатели холодильных станций

Тип машин	Число машин		Фактическая хладопроизводительность, МВт	Энергоресурсы					Площадь станции, м²		Масса комплекта, т
	рабочие	резервные		Установленная мощность, МВт	Потребляемая мощность, МВт	Расход воды, м³/ч	Расход горячей воды, м³/ч или газа, т/ч	Расход топливного газа, м³/ч	общая	машинного зала	
Компрессоры двухступенчатые оппозитные ДАО-750 с конденсаторами водяного охлаждения	6	2	6,6	5,2	3,16	1830 ($\Delta t = 5$ °C)	—	—	2950	1296	535
Турбокомпрессоры пропановые с конденсаторами водяного охлаждения АТКП-335	4	1	7,6	7,68	4,3	2350 ($\Delta t = 5$ °C)	—	—	1686	648	470
Турбокомпрессоры аммиачные с конденсаторами воздушного охлаждения АТКА-545	2	1	7,0	11,6	5,5	100 ($\Delta t = 5$ °C)	—	—	1752	432	600
Турбокомпрессоры на базе АТКА-545 с конденсаторами воздушного охлаждения и газовым приводом	2	1	7,0	1,1	0,6	100	—	2300	1752	432	600
Газомотокомпрессоры с конденсаторами водяного охлаждения 10ГКН2/169-15	5	1	7,0	0,075	0,05	2150	—	1750	2460	1080	810

Тип машин	Число машин		Фактическая хладопроизводительность, МВт	Энергоресурсы					Площадь станции, м²		Масса комплекта, т
	рабочие	резервные		Установленная мощность, МВт	Потребляемая мощность, МВт	Расход воды, м³/ч	Расход горячей воды, м³/ч или газа, т/ч	Расход топливного газа, м³/ч	общая	машинного зала	
Водоаммиачная абсорбционная машина с аппаратами водяного охлаждения АВХМ-1600/25	3	—	7,5	0,3	0,19	2700 ($\Delta t = 10$ °С)	Горячая вода 1275 ($t = 135$ °С, $\Delta t = 15$ °С)		1140	72	600
Водоаммиачная абсорбционная машина с аппаратами водяного охлаждения и газовым обогревом АВХМ-1600/25	3	—	7,5	0,45	0,375	2700 ($\Delta t = 10$ °С)	—	2930	1140	72	700
Водоаммиачная абсорбционная машина с аппаратами воздушного охлаждения АВХМ-1600/25	4	—	6,4	2	1,6	—	Пар 38 ($p = 0,35$ МПа)	—	1765	72	980
Водоаммиачная абсорбционная машина с аппаратами воздушного охлаждения и газовым обогревом АВХМ-1600/25	4	—	6,4	2,2	1,74	—	—	2940	1765	72	1100

Примечание Δt — разность температур; t — температура воды.

Таблица 4.59

Техническая характеристика абсорбционных холодильных машин с водоаммиачным циклом

Показатели	ВАХУ-1	ВАХУ-2	АХМ-0,5/45	АХМ-1/45	АХМ-2/25	АХУ-2,7-ЭТХ	АВХА-6300/5	АВХА-4000/15	АВХА-500/30	АВХА-8000/5	ХМ
Хладопроизводительность, МВт	3,49	2,33	0,58	1,16	2,33	3,14	7,33	4,65	0,58	9,3	2,32
Температура кипения аммиака, °С	—30	—30	—45	—45	—25	—10	—5	—15	—30	—5	—30
Температура охлаждающей воды, °С	—	—	25	25	25	25	25	25	28	25	30
Давление греющего пара, МПа	—	—	0,54	0,54	0,41	—	0,22	0,31	0,44	0,22	—
Температура отходящих газов на входе и выходе из генератора, °С	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	650/190
Расход:											
греющий пар, т/ч	—	—	4,3	8,6	10,7	—	25	20	3,8	28	—
отходящий газ, тыс. м³/ч	—	0,8	—	—	—	9,23	—	—	—	—	39
охлаждающая вода, м³/ч	—	450	250	500	700	446	1300	1000	250	1500	—
вода с t = 165 °С, м³/ч	—	—	220	440	—	—	—	—	—	—	—
Тепловой коэффициент	—	—	0,23	0,23	0,37	0,45	0,51	0,43	0,29	0,50	—
Размеры, мм:											
длина	—	—	15 000	20 000	20 000	—	24 000	32 400	12 000	30 000	86 000
ширина	—	—	13 000	15 000	40 000	—	18 000	16 000	10 800	22 000	85 000
высота	—	—	11 200	14 800	14 800	—	19 300	13 000	10 500	20 000	12 500
Масса комплекта, т	—	438	—	—	—	—	458,4	412,6	108,8	530	306

ступени и т д Эжекторы применяют в обвязке компрессорных станций для закачки газа в подземные хранилища При этом их устанавливают на нагнетательной линии, а камеры смешения соединяют с всасывающим коллектором Такая обвязка в первый период закачки газа, когда пласт может принимать газ значительно низкого давления, чем давления нагнетания, позволяет сократить число компрессоров или энергетические затраты на компрессорных станциях подземных хранилищ Кроме того, эжекторы можно использовать непосредственно в добыче газа, при этом газ газовых залежей высокого давления применяют для эжектирования газа залежей низкого давления

Холодильные машины

В установках НТС газа на стадии их эксплуатации, когда хладопроизводительность дросселируемого газового потока перестает обеспечивать проектный температурный режим технологического процесса промысловой подготовки газа, используют холодильные машины, которые включаются установкой испарителя вместо дросселя (штуцера) В испарителе кипящий в межтрубном пространстве аппарата хладоагент (аммиак, пропан и т п) охлаждает природный газ, проходящий по трубкам Пары хладоагента из испарителя направляются на конденсацию (сжижение) компрессионным или абсорбционным методом Охлажденный до необходимой температуры сепарации (обычно —15 °С) природный газ из испарителя направляется на сепарацию в НТС Холодильные машины используют также для охлаждения газа на компрессорных станциях для увеличения подачи газа по магистральным газопроводам

В табл 4 57 приведены удельные (на 4,2 МДж хладопроизводительности) затраты энергоресурсов для абсорбционных и парокомпрессионных холодильных машин при различных температурах кипения хладоагента применительно к технологии низкотемпературной сепарации природного газа В табл 4 58 приведены технико экономические возможности применения некоторых холодильных машин для оснащения ими установки низкотемпературной сепарации для номинальных условий хладопроизводительность 7,3 МВт, температура кипения хладоагента —25 °С В табл 4 59 приведена техническая характеристика абсорбционных и парокомпрессионных холодильных машин некоторых типов, используемых для охлаждения газа на газопроводах, в установках НТС и других процессах нефтехимической и газовой технологии

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ, ДОЗИРОВАНИЯ, РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПАВ, ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ И УДАЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ ИЗ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ

Для осуществления перекачки реагентов, ингибиторов, абсорбентов и других жидкостных потоков в технологических схемах установок низкотемпературной сепарации, осушки и очистки газа, установок стабилизации конденсата и установок регенерации используют насосно компрессорное оборудование (табл 4 60).

Установки приготовления и дозировки реагентов

Установки приготовления и дозировки реагентов предназначены для ввода их в скважины или в системы сбора, промыслового транспорта и подготовки газа, нефти, конденсата и воды Для приготовления и дозированной подачи в скважины поверхностно активных веществ ПАВ используют *установки УДПВ-5*, которые обеспечивают прием ПАВ из автоцистерны без остановки технологического процесса, поддержание текучести ПАВ в блоке емкости, подогрев ПАВ до температуры 50 °С перед подачей его на дозировочные насосы, дозирование ПАВ; разогрев ПАВ, поступающего в бочках, постепенный слив его в приемный бак и перекачивание в накопительную емкость, перекачивание ПАВ из одного блока в другой; циркуляцию ПАВ в блоке емкости и в баке подогрева, подачу нагретого ПАВ в зону электронагревателей блока емкости при низкой температуре окружающей среды, подогрев воды до температуры 80 °С, подогрев горячей водой трубопроводов и насосов в предпусковые периоды, промывку насосов и

Таблица 4.60

Автоматизированные блоки насосно-компрессорного оборудования, используемые для оснащения установок подготовки газа по типовым схемам

Назначение блока	Установленная мощность, МВт	Производительность, м³/ч	Давление, МПа		Условное обозначение блока	Среда	Размеры, мм			Масса блока, кг
			Всасывание	Выкид			Длина	Высота	Ширина	
Блок насоса подачи ДЭГ в установку абсорбции	48	3—6	1,6	16	ГП 494 02 00 000	Регенерированный ДЭГ	3'75	1700	1360	2615
	55	6—10	0,02	10	ГП 457 02 00 000	Регенерированный ДЭГ	3600	1275	1760	3005
Блок водокольцевого компрессора для циркуляции отпарного газа и подачи орошения в отпарную колонну блока регенерации ДЭГ	2,2 ** / 22	45—72 * / 176—224	0,1	0,6	ГП 494 03 00 000	Вода, природный газ	3200	2010	1660	1870
	41,5	2,8 * / 560	0,1	0,6 ** / 0,35	ГП 457.03 00 000	Вода, природный газ	3580	2280	1760	2271 5
Блок подачи ингибитора гидратообразования	17	0,5—1	0,1	20	ГП 430 35 00 000	Метанол, ДЭГ	2600	1700	2150	2312
Блок насоса циркуляции конденсата	10	25	2,5	4	ГП 492 05 00 000 (Коррозионностойкое К2 исполнение)	Нестабильный конденсат	3500	2405	1500	1937
Блок насоса для подачи конденсата в дебутанизатор	20	46—116	2,5	4	ГП 399 05 00 000	Нестабильный конденсат	3832	2060	1500	2536
Блок насосов орошения в блок регенерации метанола	5	1	0,1	1	ГП 329 05 00 000	Метанол	2500	1800	2050	858
Блок насоса для перекачки метанола	13	20	0,1	0,9	ГП 329 02 00 000	Метанол	3000	1660	1185	1026
Блок насоса дренажа метанола	4	8	0,1	0,45	ГП 329 07 00 000	Метанол	2300	1054	1080	477
Блок насоса подачи ДЭГ потребителю и в блок подогрева теплоносителя	10,8	12,5—25	0,1	1,1	ГП 364 08 00 000	Насыщенный ДЭГ	3400	1825	1400	1840

* В числителе — жидкость, м³/ч, в знаменателе — газ, м³/ч
** В числителе — для насоса, в знаменателе — для компрессора

трубопроводов горячей и холодной водой, прекращение подачи ПАВ при неработающей системе контроль и регулирование температуры нагрева ПАВ

Установка состоит из трех блоков блока дозирования ПАВ блока емкости и блока подогрева ПАВ в бочках Блоки дозирования и подогрева ПАВ в бочках размещают на рамах санях Блок емкости представлен горизонтальным аппаратом с площадкой обслуживания Щиты системы электрооборудования, контрольно измерительных приборов и автоматики (КИПиА) размещены в одном из утепленных отсеков блока дозирования ПАВ Блоки снабжены аварийной защитой и сигнализацией Установку УДПВ 5 поставляют в сборе В комплект поставки входят запасные части и инструмент

Техническая характеристика установки УДПВ 5 для дозированной подачи ПАВ

Наибольшая производительность м³/ч	0 2
Предел регулирования производительности	От 0 до максимальной
Наибольшее давление нагнетания МПа	25
Наибольший расход ПАВ, м³/сут	4 8
Объем накопительной емкости, м³	2ɔ
Наибольшая температура подогрева ПАВ °С	
в блоке емкости	30
в блоке подогрева ПАВ	50
Род тока	Переменный
Напряжение В	220
Частота Гц	50
Наибольшая потребляемая мощность кВт	
блока дозирования ПАВ	25
блока емкости	20
блока подогрева ПАВ в бочках	30
блока автоматики	1 ɔ
Наибольшие размеры мм	
блока дозирования ПАВ	4 100×1 630×1 475
блока емкости	11 240×2 465×4 125
блока подогрева ПАВ в бочках	8 500×2 700×4 550
Наибольшая масса кг	
блока дозирования	2 300
блока емкости	5 500
блока подогрева ПАВ в бочках	5 700

Для приготовления и дозировки деэмульгаторов и ингибиторов коррозии в трубопроводы используют блочные автоматизированные *установки серии БР* (табл 4 61) В зависимости от производительности сырьевого трубопровода (в расчете на жидкость) установки серии БР выпускают трех модификаций — БР 2 5, БР 10 БР 25 Указанные цифры характеризуют производительность насоса дозатора (в л/ч) по подаче реагентов в сырьевой трубопровод

Оборудование установок БР 2 5 БР 10 смонтировано на сварных рамах санях и укрыто теплоизоляционной будкой Предусмотрено два отсека технологический, контроля и управления В технологическом отсеке смонтирована емкость с трубчатым электронагревателем шестеренчатый и дозировочные насосы, запорно регулирующая арматура датчики КИПиА В отсеке контроля и управления размещена на щите аппаратура контроля, управления и аварийной защиты

В установке БР 25 технологическая емкость вынесена в автономный блок, а в технологическом отсеке технологического блока дополнительно смонтированы резервный насос дозатор, насос для воды и смеситель Подавая в смеситель в определенных соотношениях воду и концентрированный реагент, в установке БР 25 можно при необходимости приготавливать и дозировать водный раствор реагентов

Для распределения ингибиторов гидратообразования или коррозии с площадок установок комплексной подготовки газа (УКПГ) по скважинам используют специальные *панели распределения* (табл 4 62) Для автоматического удаления жидкости, скапливающейся на забое газовых скважин, используют установки «Лотос 1» (автоматический ввод ПАВ) и «Забой 1» (принцип периодической работы скважины) (табл 4 63)

Таблица 4 61
Техническая характеристика блочных автоматизированных установок для приготовления и дозировки деэмульгаторов и ингибиторов коррозии

Показатели	БР-2,5	БР-10	БР-25
Производительность сырьевого трубопровода по жидкости, т/сут	500—1000	1000—5000	5 000—10 000
Наибольшая производительность насоса-дозатора, л/ч	2,5	10	25
Рекомендуемое давление нагнетания, МПа не более·			
при дозировке концентрированных реагентов	10	10	4
при дозировке водных растворов реагентов	Не дозирует	Не дозирует	1
Время непрерывной работы блочной установки (по запасу реагента), сут	До 15	До 30	2—10
Наибольшая потребляемая мощность, кВт не более	5,2	5,2	6
в том числе системой автоматики	0,2	0,2	0,5
Размеры, мм не более			
установки	3620×2300×2580	3770×2250×2550	—
технологической емкости	—	—	4000×2180×3160
технологического блока	—	—	3770×2300×2680
Масса установки, кг не более	2700	3090	5320

Примечание Размер дозы — 10—50, г/т, кинематическая вязкость дозируемой среды (деэмульгаторов или ингибиторов коррозии) — не более 8 5·10⁻⁴ м²/с, температура окружающей среды — — 40— +50 °С, ток — переменный, напряжение — 380/220 В, частота — 50 Гц

Таблица 4.62
Техническая характеристика панелей распределения ингибиторов гидратообразования и коррозии

Показатели	ПРГ-1	ПРИ-250	ПРИ-350
Число обслуживаемых точек	6	12	12
Условное давление, МПа	3,2	25	35
Среда	Гликоли, метанол	Ингибитор гидратообразования	Ингибитор коррозии
Общая подача, л/сут	520—13 800	60—1400	60—1400
Погрешность, %	—	±10	±10
Объем дозы мерного цилиндра, л	—	0,34—0,5	0,34—0,5
Управляющий агент	—	Воздух	Воздух
Число генераторов пневмоимпульсов	—	2	2
Частота импульсов в минуту	—	0,25—5	0,25—5
Напряжение питания постоянным током, В	$24^{+2,4}_{-3,6}$	—	—
Габариты, мм	1485×550×1650	1200×1200×400	1200×1200×400

Примечание Температура среды — —40 — +40 °С масса — 350 кг

Таблица 4.63

Техническая характеристика систем удаления жидкости с забоя газовых скважин

Показатели	«Лотос-1»	«Забой-1»
Давление на входе, МПа	0,7—10	0,7—10
Давление выходных сигналов, МПа		
при «0»	0—0,01	0—0,1
при «1»	0,11—0,168	0,11—0,168
Контролируемые перепады давлений, МПа	0,3—2	0,3—2
Время подачи порции ПАВ в скважину, мин	0,5—5	—
Интервал времени между подачами порций ПАВ, ч	0,5—2	—
Размеры, мм		
щита автоматики	1060×600×350	1060×600×350
блока питания	660×400×250	660×400×250

Примечание Среда — природный газ без H_2S, температура среды — —30 — +50 °С, относительная влажность при температуре 25 °С — 95 ±3 %, масса — не более 250 кг

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ И РЕМОНТА СКВАЖИН И ПРОВЕДЕНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РАБОТ

Оборудование, предназначенное для выполнения работ по освоению и ремонту скважин и проведению промысловых технологических работ на скважинах, включает наземные сооружения, подъемные механизмы, агрегаты и специальное оборудование

Наземные сооружения (вышки и мачты) различают по грузоподъемности, высоте и конструкции (табл 4 64—4 66). Предназначены эти сооружения для подвески талевой системы, поддержания на весу колонны труб или штанг при ремонтных работах. Вышки и мачты изготавливают из сортового проката, бурильных и насосно-компрессорных труб, насосных штанг.

Таблица 4.64

Техническая характеристика вышек башенного типа

Показатели	В1-300-53	ВМ-41М	ВМ 28	ВЭС-28 100	ВЭС-28-80
Номинальная грузоподъемность на крюке, т	300	150	110	100	80
Высота, м	53	41	28	28	28
Размеры оснований, м					
верхнего	2×2	2×2	2×2	2×2	2×2
нижнего	10×10	8×8	8×8	10×10	8×8
Высота проема ворот, м	10,5	8	8	12	12
Грузоподъемность «козел», т	6	3	3	3	3
Масса, т	50,5	14,5	14	17,7	17,1

Таблица 4 65

Техническая характеристика А-образных вышек мачтового типа

Показатели	ВАС 42	БУ 80Бр
Номинальная грузоподъемность, т	200	80
Высота от шарнирной опоры до подкронблочной балки м	42 8	40,3
Расстояние между опорами ног, м	9 2	6,2
Расстояние между опорными шарнирами подкронблочной балки м	2,5	1,5
Расстояние между опорами ног и подкоса м	6	6 5—7
Масса т	24 0	18 2

Таблица 4 66

Основные параметры эксплуатационных мачт

Тип мачты	Грузоподъемность, т	Высота м	Расстояние между осями ног, м
МЭСН 15×15	15	15	4
МЭСН 17×25	25	17	4
МЭСН 22×25	25	22	4
ПТМТ 40 (передвижная)	40	Телескопическая (2 секции)	4

Подъемные механизмы, используемые при проведении ремонтных работ на скважинах, подразделяют на самоходные, установленные на самоходной транспортной базе (автомобиль или трактор), и стационарные (лебедки)

Комплекс оборудования «КОРО 80» предназначен для выполнения спускоподъемных операций с насосно-компрессорными и бурильными трубами, разбуривания цементных мостов, а также для проведения работ с ловильным и режущим инструментом, нагнетания в скважины жидких сред и работ по исследованию скважин при их освоении и капитальном ремонте Комплекс включает в себя самоходную подъемную установку УПА 80, смонтированную на четырехосном автомобиле МАЗ 537 высокой проходимости, насосный блок БНП 15Гр, смонтированный на двухосном прицепе МАЗ 8926, передвижные приемные мостки МПП 80 на колесном ходу с рабочей площадкой и инструментальной тележкой, ротор Р200×125 вертлюг ВП80×200 и комплект инструмента для работы с насосно компрессорными и бурильными трубами Комплект поставки включает, помимо перечисленных блоков автомат АПР ГП и ключ КПГ 73—89 мм

Грузоподъемность на крюке т	
номинальная	80
максимальная	100
Скорость подъема крюка м/с	
минимальная	0 2
максимальная	1 2
Лебедка	
Размеры бочки барабана (диаметр × длина) мм	490×750
Диаметр реборды мм	900
Тормозные шкивы	
число	2
диаметр мм	1120
Тормозные ленты	
число	2
ширина мм	230

Вышка	
Высота от земли до оси кронблока м	28
Максимальная длина поднимаемой трубы м	19
Расстояние от оси задних опорных домкратов до оси скважины мм	1760
Оснастка талевой системы	5×4 (восьмиструнная)
Диаметр мм	
шкива (по дну желоба)	800
каната	27
Тяговый двигатель	
Тип	Четырехтактный быстроходный дизель жидкостного охлаждения со струйным распыливанием топлива
Марка	Д12А 525
Мощность кВт	386
Электрооборудование	
Напряжение В	24
Питание	
основное	От генератора автомобиля через аккумуляторную батарею или от генератора вспомогательного двигателя
вспомогательное	От промысловой сети через выпрямительное устройство
Насос	
Тип	15Гр
Полезная мощность кВт	169
Максимальное давление на выкиде МПа	40
Максимальная идеальная подача л/с	16
Мостки	
Наибольшая длина укладываемой трубы м	16
Объем стеллажей мостков для насосно компрессорных труб диаметром 73 мм, м	4500
Ротор	
Диаметр проходного отверстия стола, мм	200
Нагрузка на стол, т	125
Размеры основного оборудования комплекса (в транспортном положении), мм	
установки УПА-80	15 500×3 200×4 250
насосного блока БНП-15Гр	7 500×2 900×3 000
мостков МПП-80	17 100×3 300×4 500
Масса комплекса, кг	69 500

Подъемный агрегат А-50У (табл 4 67) предназначен для проведения спуско-подъемных операций (с укладкой труб на мостки) при освоении, текущем и капитальном ремонте скважин, для разбуривания цементной пробки, промывки скважин, удаления песчаных пробок, установки фонтанной арматуры Агрегат, представляющий самоходную установку, смонтированную на шасси автомобиля КрАЗ-257, включает однобарабанную лебедку с трансмиссией привода, вышку с талевой системой, ротор с гидроприводом, промежуточный вал бурового ротора, систему управления, насосный блок В комплект поставки входит агрегат в сборе, ротор с гидроприводом, насосный блок на автоприцепе, запасные части к агрегату и запасные части и инструмент к автомобилю

Подъемный агрегат АзИНМАШ-37А (табл 4 68) предназначен для спуско подъемных операций с укладкой труб и штанг на мостки при текущем ремонте скважины Агрегат, представляющий самоходную установку, смонтированную на шасси автомобиля КрАЗ 255Б, включает лебедку, вышку с талевой системой, кабину машиниста, систему управления агрегатом, вспомогательные узлы и механизмы В комплект поставки входят агрегат в сборе, автомат АПР-28Б (с электроинерционным приводом с переключателем) для свинчивания и развин-

Таблица 4 67

Скорость подъема крюка и грузоподъемность агрегата А-50У

Скорость лебедки	Частота вращения барабана, об/мин	Скорость подъема крюка, м/с	Грузоподъемность на крюке, т
I	39,8	0,181	50
II	69,8	0,317	34,5
III	153	0,695	12,6
IV	268	1,215	7,5

Таблица 4.68

Скорость подъема крана и грузоподъемность агрегата АзИНМАШ-37А

Скорость лебедки	Скорость подъема крюка при намотке второго ряда каната на барабан, м/с	Грузоподъемность на крюке, т
I	0,34	32
II	0,72	17,5
III	1,45	8,6
Задний вход	0,915	—

Таблица 4.69

Скорость подъема крюка и грузоподъемность агрегата АзИНМАШ-43А

Скорость лебедки	Скорость подъема крюка при намотке второго ряда каната на барабан, м/с	Грузоподъемность на крюке т
I	0,225	28
II	0,365	17,3
III	0,615	10,3
IV	1	6,3

Таблица 4.70

Скорость подъема и грузоподъемность агрегата «Бакинец-3М»

Скорость лебедки	Шестиструнная оснастка		Семиструнная оснастка	
	Скорость подъема крюка при намотке третьего ряда каната на барабан, м/с	Грузоподъемность на крюке, т	Скорость подъема крюка при намотке третьего ряда каната на барабан, м/с	Грузоподъемность на крюке, т
I	0,169	32	0,145	37
II	0,231	23	0,197	27
III	0,357	15	0,357	17,5
IV	0,693	7,6	0,594	8,9

чивания насосно-компрессорных труб, автомат АШК-Г (с электроприводом) для свинчивания и развинчивания насосных штанг, запасные части и инструмент к автомобилю и агрегату.

Подъемный агрегат АзИНМАШ-43А (табл. 4.69) предназначен для спуско-подъемных операций с укладкой труб и штанг на мостки при текущем ремонте скважин, расположенных в труднодоступных местах. Агрегат, представляющий самоходную установку, смонтированную на гусеничном болотоходном гидрофицированном тракторе типа Т-100М36ГС, включает: коробку передач однобарабанную лебедку; вышку с талевой системой; систему управления; вспомогательные узлы и механизмы. В комплект поставки входят агрегат в сборе, автомат АПР-2ВБ (с электроинерционным приводом и переключателем) для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб, запасные части и инструмент к агрегату и трактору.

Подъемный агрегат «Бакинец-3М» (табл. 4 70) предназначен для спуско-подъемных операций с укладкой труб и штанг на мостки при текущем и капитальном ремонте скважин Агрегат, представляющий самоходную установку, смонтированную на гусеничном тракторе Т-100М3, включает коробку передач, однобарабанную лебедку; вышку с талевой системой, кулисный механизм подъема вышки; систему управления; вспомогательные узлы и механизмы. В комплект поставки входят агрегат в сборе, запасные части к агрегату, запасные части и инструмент к трактору.

Таблица 4.71

Техническая характеристика подъемных агрегатов

Показатели	А-50У	АзИНМАШ-37А	АзИНМАШ-43А	«Бакинец-3М»
Номинальная грузоподъемность, т	50	32	28	37
Привод от двигателя	Автомобиль КрАЗ-257	Автомобиль КрАЗ-255Б	Трактор Т-100МЗБГС	Трактор Т-100МЗ
Мощность двигателя, кВт	166	166	79,4	79,4
Лебедка				
Объем барабана (при навивке каната диаметром 15 мм), м	2000	2000	2000	1200
Тормозные шкивы				
Число	2	1	1	1
Диаметр, мм	1000	1000	1000	850
Тормозные ленты				
Число	2	2	2	2
Ширина, мм	150	120	120	200
Вышка				
Высота от земли до оси кронблока, м	22,4	18	18	17,4
Максимальная длина поднимаемой трубы, м	16	12,5	12,5	12
Оснастка	3×4	2×3	2×3	3×4
Диаметр талевого каната, мм	25	22,5	22,5	18,5
Ротор				
Диаметр проходного отверстия в столе ротора, мм	142	—	—	—
Нагрузка на стол, т	50	—	—	—
Насосный блок				
Тип насоса	9МГр	—	—	—
Наибольшее давление на выкиде, МПа	16	—	—	—
Максимальная подача, л/с	9,95			
Размеры подъемного агрегата в транспортном положении, мм:				
длина	12 460	10 050	10 050	11 000
ширина	2 650	2 750	3 297	2 440
высота	4 160	4 060	3 915	3 800
Масса агрегата, кг	32 104	20 400	22 450	20 190

Таблица 4 72

Скорость подъема и тяговое усилие каната подъемника АзИНМАШ-43П

Скорость лебедки	Частота вращения	Скорость набегания каната на барабан при намотке второго ряда м/с	Тяговое усилие каната т
I	35	0 88	7,5
II	58,3	1,46	4,53
III	96	2,42	2,75
IV	159	4,01	1,66

Таблица 4 73

Техническая характеристика подъемников

Показатели	АзИНМАШ 43П	ЛПТ 8	ЛПР 10Э
Максимальное тяговое усилие на набегающем конце каната, т	7 5	8 5	10
Диапазон скоростей набегающего конца каната м с	0,9—4	1,12—5 36	1 5—7 2
Привод лебедки от двигателя	Трактор Т 100МЗ	Трактор Т 130	Два электродвигателя
Мощность привода, кВт	79 4	118	150
Объем барабана лебедки (при навивке каната диаметром 15 мм), м	2000	2000	2200
Число тормозных шкивов	1	2	2
Диаметр тормозного шкива, мм	1000	1000	1120
Число тормозных лент	2	2	2
Ширина тормозных лент, мм	120	160	160
Фрикционный материал	Медноасбестовая плетенка	Ретинакс	Ретинакс
Размеры, мм:			
длина	5 950	6 440	7 000
ширина	2 680	2 750	2 850
высота	3 100	3 000	2 180
Масса, кг	16 400	18 600	12 500

Техническая характеристика подъемных агрегатов А-50У, АзИНМАШ-37А' АзИНМАШ-43А и «Бакинец-3М» представлена в табл 4 71

Подъемник АзИНМАШ-43П (табл 4 72) предназначен для проведения спуско-подъемных операций при текущем и капитальном ремонте скважин, оборудованных стационарными вышками или мачтами Подъемник, представляющий самоходную установку на базе гусеничного болотоходного трактора Т 100МЗБГС или Т 100МЗ, включает коробку передач, однобарабанную лебедку, систему управления В комплект поставки входят подъемник в сборе, запасные части к подъемнику, запасные части и инструмент к трактору

Подъемник ЛПТ-8 предназначен для ремонта скважин глубиной до 2500 м, оснащенных стационарными вышками или мачтами Подъемник, созданный на базе трактора Т-130, включает коробку передач, лебедку, систему управления, вспомогательные узлы

Подъемная установка ЛПР 10Э предназначена для освоения и капитального ремонта скважин глубиной до 3500 м, оснащенных стационарными вышками или мачтами Используют также на скважинах, расположенных на морских

Таблица 4 74

Техническая характеристика стационарных лебедок

Показатели	ЛМЗ-2	2ЛБ-3	Л1 4МЗ
Номинальная грузоподъемность, т			
при оснастке 4×5	50	75	120
при оснастке 5×6	75	100	158
Приводная мощность, кВт	160	320	320
Натяжение ходового конца талевого каната на барабан лебедки, т	8	10,5	19
Диаметр бочки барабана, мм	400	500	650
Длина бочки барабана, мм	760	690	840
Диаметр тормозных шайб, мм	1064	1100	1 170
Ширина тормозных шайб, мм	250	250	250
Размеры, мм			
длина	4000	3920	3 700
ширина	2700	2620	2 960
высота	1700	2390	2 390
Масса лебедки (без цепей), кг	7200	9740	11 000

Таблица 4.75

Техническая характеристика цементировочных агрегатов

Показатели	ЦА-320М	5ЦА-320С	3ЦА-400А	АС-400М1
Монтажная база (шасси)	КрАЗ 257	Рама-сани	КрАЗ 257	«Татра»
Тип двигателя силовой установки	ГАЗ 51А	ГАЗ 51А	В2 500А С2	11АНДВ-350
Тип водоподающего насоса	1В	БВ 15	—	2Ш
Подача насоса, л/с	13	13	—	15,8
Давление на выкиде, МПа	1,5	1,5	—	1,5
Тип цементировочного насоса	9Т	9Т	11Т	ВРС-220М
Подача насоса, л/с				
минимальная	2,9	2,9	6,6	3,6
максимальная	23	23	33	15,4
Максимальное давление при минимальной подаче, МПа	32	32	40	40
Давление при максимальной подаче, МПа	4	4	8	9,2
Объем мерного бака, м^3	6,4	6,4	6	3
Общая масса агрегата, т	17,5	9,8	22,5	17,7

основаниях Подъемная установка ЛПР-10Э, смонтированная на раме-сани, включает лебедку, ротор Р-200, механизмы для свинчивания и развинчивания бурильных (73 и 89 мм) и насосно-компрессорных (до 114 мм) труб с гидравлическим приводом, гидрораскрепителем, средства малой механизации

Кроме перечисленных подъемников (табл 4 73), при сложных ремонтных работах, проводимых в глубоких скважинах, применяют стационарные двух

Таблица 4.76

Техническая характеристика цементосмесительных машин

Показатели	СМ-4М	СМ-10	СМП-20	2СМН-20
Монтажная база (шасси)	ЗИЛ-131А	ЯАЗ-219	Прицеп З-П1-20	КрАЗ-257
Масса перевозимого груза, т	3—4	10	20	8—10
Объем бункера, м^3	3,2	7,5	14,5	14,5
Объем бункера по цементу, т	4	10	20	20
Способ получения раствора	Вакуумно-гидравлический	Механико-гидравлический	Вакуумно-гидравлический	Механико-гидравлический
Производительность (в м^3/мин) при приготовлении:				
цементного раствора	0,4—0,6	0,6—1	0,8—1,6	0,6—1,2
цементно-бетонитового раствора	—	—	—	0,5—1
бурового раствора	—	—	—	1—2
Плотность приготовляемого тампонажного раствора, г/см^3	1,7—2	1,7—2	1,75—2	1,75—2
Давление жидкости затворения, МПа	0,6—1	0,7—1	0,7—1,5	0,8—2
Масса ненагруженной машины, т	6,8	11,8	8,5 (без тягача)	13,8

трех- и четырехскоростные лебедки ЛМЗ-2, 2ЛБ-3 и Л1-4МЗ (табл. 4.74). Стальные талевые канаты диаметром от 10 до 30 мм, используемые в подъемных агрегатах, подъемниках и лебедках, по своим техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 7679—69 с временным сопротивлением разрыву проволоки 16 МПа.

Цементировочные агрегаты предназначены для приготовления, закачки и продавливания тампонажных и других растворов в скважину и за колонну и вымывания излишков растворов из скважины. Используют при цементировании скважин, гидравлическом разрыве пластов и других технологических операциях. В промысловой практике широко применяют цементировочные агрегаты ЦА-320М, 5ЦА-320С, 3ЦА-400А и АС-400М1 (табл. 4.75).

Цементосмесительные машины (табл. 4.76) и *агрегаты* (табл. 4.77) предназначены для транспортировки сухих тампонажных материалов и глинопорошков и механизированного приготовления тампонажных и глинистых растворов.

Цементировочные головки, используемые для обвязки устья скважины при цементировании, типов ГУЦ и ГЦК должны соответствовать техническим условиям ТУ 26-02-18—71.

Насосные агрегаты 2АН-500, 3АН-500, 4АН-500 (табл. 4.78) предназначены для закачки рабочей жидкости и песчано-жидкостных смесей в скважину и продавки их в трещины пласта при работах по гидроразрыву. Насосные агрегаты монтируют на шасси грузовых автомобилей типа КрАЗ. Насосные агрегаты включают. силовую установку; коробку передач; плунжерный насос; манифольды; систему управления.

Пескосмесительные агрегаты 3ПА и 4ПА (табл. 4.79), предназначенные для транспортировки песка и приготовления песчано-жидкостных смесей для гидроразрыва пласта, монтируют на шасси автомобиля КрАЗ-257. Агрегат вклю-

Таблица 4.77

Техническая характеристика цементосмесительных агрегатов

Показатели	1АС-20	2АС-20	3АС-30
Монтажная база (шасси)	КрАЗ-219	КрАЗ-257	КрАЗ-255Б
Масса перевозимого груза, т	9,5	9,5	6
Объем бункера, $м^3$	14,5	14,5	14,0
Способ приготовления раствора	Механико-гидравлический	Механико-гидравлический	Пневмогидравлический
Максимальная производительность при приготовлении растворов, $м^3$/мин	2	1,8	1,8
Плотность приготовляемого тампонажного раствора, г/$см^3$	1,8—2	1,7—2	1,3—2,4
Водоподающий блок:			
тип насоса	1В (трехплунжерный)	4К-6 (центробежный)	4К-6 (центробежный)
максимальная подача, л/с	13	37,5	37,5
привод насоса	ГАЗ-51	От тягового двигателя автомобиля	От тягового двигателя автомобиля
Компрессорный блок.			
тип компрессора	—	—	РК-6/1
подача, $м^3$/мин	—	—	6
давление, МПа	—	—	0,1
привод компрессора	—	—	От тягового двигателя автомобиля
Масса ненагруженного агрегата, т	15	13,5	13,6

Таблица 4.78

Техническая характеристика насосных агрегатов

Скорость	2АН-500		3АН-500		4АН-500			
	Диаметр сменных плунжеров, мм							
	100		115		100		120	
	производительность, л/с	давление, МПа	производительность, л/с	давление, МПа	производительность, л/с	давление, МПа	производительность, л/с	давление, МПа
I	5,1	50,8	8,8	50	6,3	71,9	9	50
II	5,92	43,7	12	37	8,5	52,9	12,3	36,6
III	7,33	35,3	15,8	29	12,0	37,4	17,3	26
IV	8,92	29	20	23	15,0	29,8	22	20,7
V	11,55	22,4	—	—	—	—	—	—
VI	14,95	17,3	—	—	—	—	—	—

Таблица 4.79

Техническая характеристика пескосмесительных агрегатов

Показатели	3ПА	4ПА
Монтажная база (шасси)	КрАЗ-257	КрАЗ-257
Двигатель автомобиля	ЯМЗ-238	ЯМЗ-238
Силовая установка	ГАЗ 51	ГАЗ 53
Насос	4ПС 9	4ПС 9
Подача песчано-жидкостной смеси, м³/ч.		
минимальная	60	60
средняя	130	130
максимальная	200	200
Давление на выкиде насоса (в МПа) при подаче смеси		
минимальной	0,3	0,3
средней	0,275	0,275
максимальной	0,22	0,22
Полезный объем бункера, м³	4,5	6,5
Полезный объем аккумулятора, м³	—	1
Масса транспортируемого песка, т	10	14
Производительность шнеков, т/ч		
минимальная	2	2
максимальная	40	50
Условный диаметр манифольда, мм		
наливных труб	50	50
раздающего коллектора	100	100
Размеры, мм		
длина	9 200	8 700
ширина	2 915	2 625
высота	3 550	3 650
Масса агрегата, кг		
без груза	13 460	14 000
с грузом	24 000	28 000

чает бункер со шнековым транспортером и мешалкой, смесительное устройство вертикального типа, центробежный насос, силовую установку на базе двигателя внутреннего сгорания для привода центробежного насоса, коробку передач, механизмы управления агрегатом, манифольды

Автоцистерны (табл 4 80) применяют для транспортировки жидостей для гидроразрыва пласта, гидропескоструйной перфорации, подачи их в пескосмесительный или насосный агрегаты Автоцистерны монтируют на шасси автомобилей и включают цистерну, оснащенную уровнемером, люком, дыхательным клапаном и площадкой обслуживания, насосами, силовой установкой, редуктором, манифольдами, запорной и предохранительной арматурой

Для обвязки агрегатов при работах по гидроразрыву пласта используют блок манифольда 1БМ-700, смонтированный на базе автомобиля ЗИЛ-157К, а также универсальную устьевую арматуру 1АУ-700 и 2АУ-700

Кислотные агрегаты (табл 4 81) предназначены для транспортировки ингибированного раствора соляной кислоты и нагнетания ее непосредственно в скважину или через насосный агрегат

Самоходную установку СУЭПС-1200 используют для периодической электротепловой обработки призабойной зоны скважины Она состоит из трех электронагревателей НММ 17,85/21, каротажного подъемного агрегата СКП-5 с лебедкой и кабелем-тросом КТГН-10 для спуска в скважину электронагревателей, размещаемых на шасси ЗИЛ-157Е, и трех одноосных прицепов ГАЗ-704, на каждом из которых смонтированы станция управления и автотрансформатор Потреб-

Таблица 4.80

Техническая характеристика автоцистерн

Показатели	ЦР-20	ЦР-500	ЦР-7АП	4ЦР
Монтажная база (шасси)	Автомобильный прицеп 4МЗАП-552 КрАЗ-258 или КрАЗ-221Б	МАЗ-500	КрАЗ 255Б	КрАЗ-257
Мощность двигателя автомобиля, кВт	166	132	166	166
Объем цистерны, м^3	17	5,5	7,5	9
Насос	Центробежный 8К-18	Трехплунжерный	Центробежный	Трехплунжерный 1В (вертикальный)
Максимальная подача, л/с	100	13,4	14,4	16,7
Максимальное давление, МПа	2	1	0,7	1
Потребляемая мощность, кВт	15	15	15	22
Силовая установка	ГАЗ-51	ГАЗ-51	ГАЗ-51	От двигателя автомобиля
Время заполнения цистерны, мин	5	7	7	9
Условный диаметр манифольда, мм				
всасывающей трубы	200	100	100	100
нагнетательной трубы	150	50	50	50
Допустимая высота всасывания, м	15	6	6	6
Размеры, мм				
длина	15 567 (с тягачом)	7 020	8 645	10 100
ширина	3 000	2 660	2 750	2 740
высота	3 330	2 650	3 200	2 700
Масса автоцистерны, кг				
порожней	11 440 (без тягача)	8 000	12 170	13 300
с жидкостью ($\rho = 1$ г/см^3)	28 440	13 800	19 670	22 315

Таблица 4.81

Техническая характеристика кислотных агрегатов

Показатели	АзИНМАШ-30	АКПП 500	КП-6,5
Монтажная база (шасси)	КрАЗ-257	КрАЗ-255Б	КрАЗ-255Б
Объем гуммированной цистерны, м³	6	3	6
Насос	4НК-500	5НК 500	3Х-9В 3-51
Максимальная подача, л/с	13,95	15,8	60
Максимальное давление, МПа	50	50	0,35
Допустимая высота всасывания, м	—	—	2—5
Размеры, мм			
длина	9 600	8 645	8 645
ширина	2 750	2 750	2 750
высота	2 940	3 760	3 760
Масса агрегата, кг			
порожнего	16 200 *	16 090	13 420
с жидкостью	24 200 *	19 690	19 870

* Кислотный агрегат АзИНМАШ 30 может транспортировать дополнительную цистерну объемом 6 м³, размещаемую на двухосном прицепе МАЗ-5243Ш грузоподъемностью не более 6800 кг

ляемая мощность каждого электронагревателя 13 кВт, масса — 125 кг Электронагреватель представляет собой электрическую трехфазную печь сопротивления, выполненную из 12 стандартных трубчатых элементов на общем каркасе, включаемых в промысловую сеть при помощи кабель-троса.

В случае обработки призабойной зоны скважин паром или горячей водой используют *передвижные парогенераторные установки* ППГУ-4/120М или паровые котельные общего типа с котлом ДКВР При этом устье скважины оборудуют фонтанной арматурой АПБО-150, лубрикатором ЛП50—150 и колонной головкой типа ГКС

ГЛАВА 5

ОБОРУДОВАНИЕ И ПРИБОРЫ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ГАЗОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Подземные газопроводы — долговременные сооружения, практически не подвергающиеся моральному износу Срок их службы в основном определяется степенью их защиты от корррозии Подземная коррозия, которой подвергаются стальные трубопроводы, имеет электрохимический характер Во всех случаях электрохимическая коррозия протекает вследствие образования на трубопроводе анодных и катодных участков из за неоднородности металла и окружающего грунта, а также по причине попадания на трубопровод блуждающих токов. Особенно опасна коррозия блуждающими токами Наблюдались случаи сквозного прержавления трубопровода через 3—4 мес после укладки в грунт

В соответствии с действующей нормативной документацией защита газопроводов от коррозии осуществляется комплексно-изоляционными покрытиями и средствами электрохимической защиты (ЭХЗ)

Организация электрохимической защиты от коррозии состоит из нескольких этапов На первом этапе проводятся электрометрические исследования с целью выявления в земле блуждающих токов, определения наиболее опасных в коррозионном отношении зон как по наличию блуждающих токов, так и по степени агрессивности грунтов На втором этапе строят средства ЭХЗ и контролируют эффективность их работы как после окончания монтажа каждой установки, так и после окончания строительства всей системы

При проектировании, строительстве и эксплуатации газопроводов и средств ЭХЗ проводится комплекс электрических измерений при проектировании — с целью определения коррозионной активности грунтов и источников блуждающих токов, при строительстве — для контроля качества нанесения изоляционных покрытий, а также соответствия смонтированных средств ЭХЗ проектным решениям, при эксплуатации — для контроля эффективности действия ЭХЗ и состояния изоляционных покрытий

На трассах газопроводов осуществляются следующие электроизмерительные работы

измерение коррозионной активности грунтов — по удельному электрическому сопротивлению,

определение источников блуждающих токов — по величине и знаку разности потенциалов между двумя точками земли, а также по разности потенциалов между проложенными в данном районе подземными металлическими сооружениями и землей,

измерение сплошности покрытия до укладки газопровода в грунт, обнаружение дефектов в изоляции после укладки газопровода в грунт и измерение переходного сопротивления газопровода методом катодной поляризации,

проверка соответствия средств ЭХЗ проектным решениям определяется по величине разности потенциала «газопровод—земля», току и напряжению катодных станций, току установок дренажной и протекторной защиты, сопротивлению растекания анодных заземлителей,

контроль состояния изоляции и эффективности действия ЭХЗ путем определения мест и величин сквозных дефектов в изоляционном покрытии, измерение параметров средств ЭХЗ, защитных токов и потенциалов на газопроводе.

Удельное сопротивление грунтов, сопротивление растеканию тока анодных заземлении определяются измерителями заземлении, сплошность изоляционных покрытий до укладки трубопровода — искровыми дефектоскопами, разность потенциалов между двумя точками земли, а также разности потенциалов между трубопроводами, трубопроводами и землей, рельсами и землей и т. д — высоко

омными вольтметрами постоянного тока. Контакт с землей осуществляется в основном неполяризующимися электродами. В зонах блуждающих токов, если амплитуда колебаний измеряемого сигнала превышает 1 В, могут применяться металлические электроды.

Поскольку коррозионные измерения проводятся в полевых условиях, работоспособность приборов должна обеспечиваться в достаточно широком температурном диапазоне окружающей среды. Приборы должны выдерживать частые сотрясения при перевозке, иметь автономное питание, быть портативными.

ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЙ, СИЛЫ ТОКОВ И СОПРОТИВЛЕНИЙ

Многопредельный переносной ампервольтметр М-231 магнитоэлектрической системы (рис. 5.1) предназначен для измерения постоянных токов и напряжений, в том числе при коррозионных измерениях, при температуре окружающего воздуха от —30 до +40 °С и относительной влажности 90 % при +30 °С.

Техническая характеристика прибора М-231

Пределы измерений (шкала двусторонняя, симметричная, с нулем посередине):	
напряжения, В	0,5; 1; 5; 10; 50; 100
тока, А	0,005; 0,05; 0,5; 0,1; 1; 10
Входное сопротивление при работе в качестве вольтметра, кОм/В	20
Падение напряжения при работе в качестве амперметра, В (не более)	0,25
Класс точности	1,5
Время успокоения подвижной части прибора, с (не более)	3
Изменение показаний прибора при изменении температуры от —30 до +40 °С, %	Не более ±1,2 на каждые 10 °С изменения температуры
Изменение показаний прибора под влиянием внешнего магнитного поля напряженностью 400 А/м, % (не более)	±0,5
Прибор выдерживает без повреждения тряску с максимальным ускорением 30 м/с² при частоте ударов от 80 до 120 в минуту в течение 2 ч	
Габаритные размеры, мм (не более)	181×180×95
Масса, кг	Не более 1,4

Для расширения пределов измерения по току могут быть использованы наружные шунты 75РИ на 75 мВ. Прибор смонтирован на пластмассовой панели, помещенной в металлический штампованный кожух с крышкой.

Высокоомный измеритель защитных потенциалов ИПВК-1М предназначен для измерения защитных потенциалов на подземных газопроводах с целью определения защищенности от грунтово-почвенной коррозии. Прибор позволяет производить измерения на подземных металлических сооружениях, расположенных в различных климатических и почвенных условиях, в том числе и в грунтах с высоким удельным электрическим сопротивлением (зоны барханных песков, вечной мерзлоты и т. п.).

Прибор рассчитан на работу в полевых условиях при температуре окружающего воздуха от —30 до +50 °С и относительной влажности до 90 % при температуре +30 °С.

Техническая характеристика измерителя защитных потенциалов ИПВК-1М

Пределы измерения	100 мВ; 250 мВ; 500 мВ; 1 В; 2,5 В; 5 В; 10 В
Номинальное входное сопротивление, МОм	100
Основная погрешность (в процентах от суммы конечных значений диапазона измерений без учета знака), не более	±2,5
Источники электропитания	Две гальванические батареи типа «Крона ВЦ» или две аккумуляторные батареи типа 7Д-0,115—VI.1
Номинальное напряжение каждого из двух источников питания, В	9
Допустимые колебания питающих напряжений, %	+10, —25
Потребляемый ток питания, мА (не более)	3,1
Габаритные размеры, мм	282×175×93
Масса, кг (не более)	2,5

В 1985 г. планируется выпуск приборов ВВ-1 (рис. 5.2).

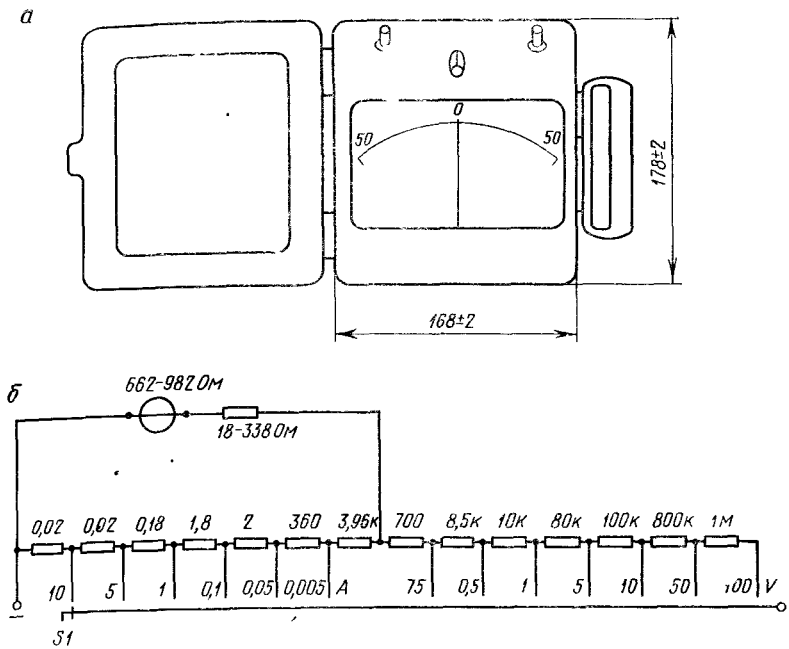


Рис. 5.1. Внешний вид (*а*) и принципиальная электрическая схема прибора М-231 (*б*)

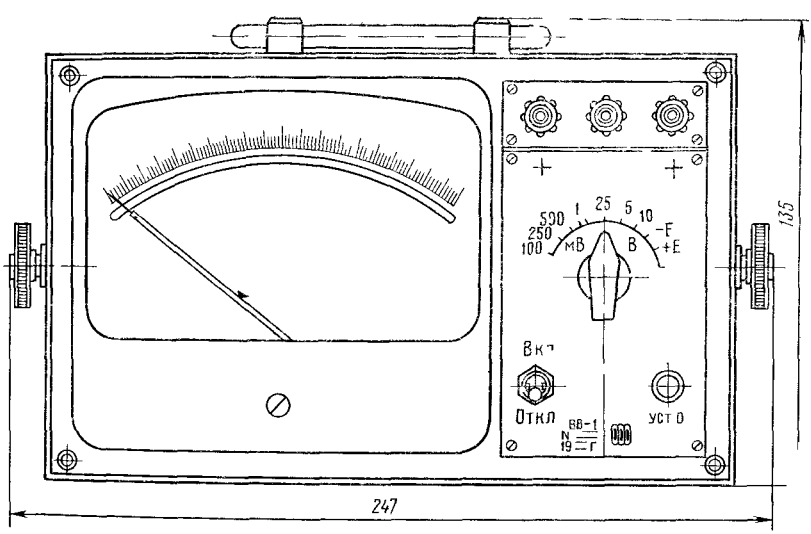


Рис 5.2. Измеритель потенциалов высокоомный ВВ-1

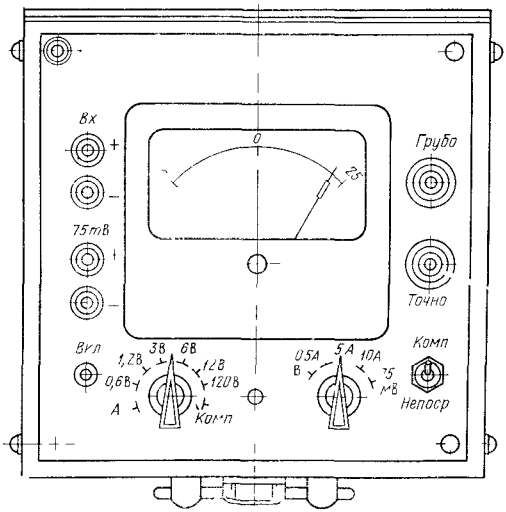
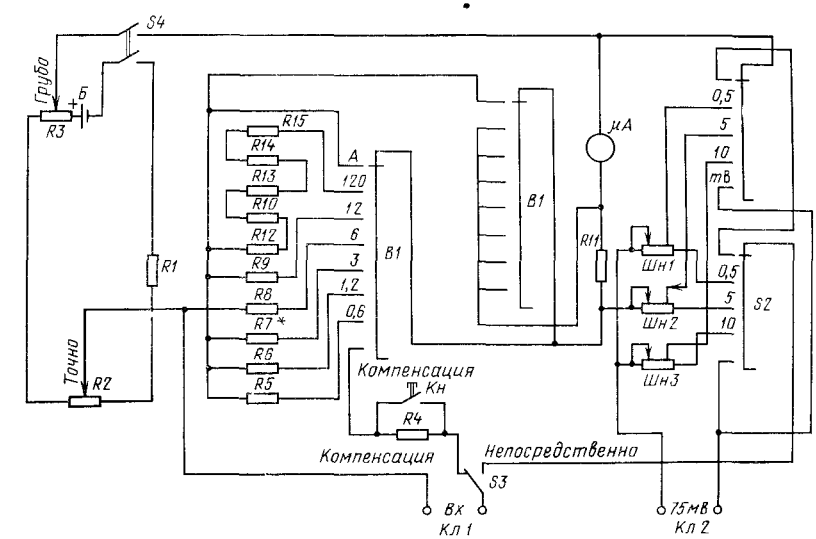


Рис. 5.3. Внешний вид и принципиальная электрическая схема прибора УКИП-73



Универсальный коррозионно-измерительный прибор УКИП-73 (рис. 5.3) предназначен для измерений постоянных токов, потенциалов и удельного сопротивления грунта при коррозионных исследованиях в лабораторных и полевых условиях при температуре окружающего воздуха от +10 до +35 °С и относительной влажности 65 ± 15 %.

Техническая характеристика прибора УКИП-73

Пределы измерения (шкала двусторонняя, симметричная, с нулем посередине):	
напряжения компенсационным методом, В	0,6; 1,2, 3
напряжения методом непосредственной оценки, В	0,075; 0,6, 1,2; 3; 6, 12; 120
тока, А	0,5; 5; 10
Класс точности, %	2,5
Питание прибора от батареи по ГОСТ 2583—70 напряжением, В	4,5
Габаритные размеры, мм	235×222×150
Масса, кг (не более)	2,6

Для расширения пределов изме рения по току могут быть использо ваны наружные шунты 75РИ на 75 мВ

При измерении методом непосред ственной оценки прибор работает как обычный вольтметр При этом вход ное сопротивление прибора равно 40 кОм/В При измерении напряже ния компенсационным методом измеря емое напряжение компенсируется рав ным ему, но с противоположным знаком от специальной батареи

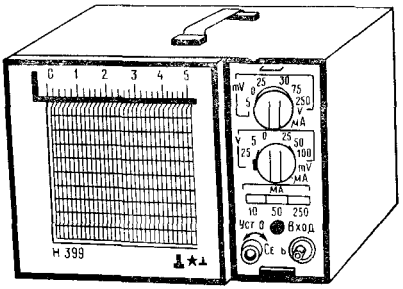


Рис 5 4 Микроампермилливольтметр Н399

Микроампермилливольтметр самопишущий переносной Н399 (рис 5 4) предназначен для измерения и записи силы тока и напряжения в цепях постоянного тока При коррозионных изме рениях прибор обычно применяют при длительных измерениях разностей потенциалов газопровод—земля, например, в полях блуждающих токов

Прибор предназначен для работы при температуре окружающего воздуха от 0 до +50 °С, относительной влажности до 80 % при температуре +30 °С.

Техническая характеристика микроампермилливольтметра Н399

Пределы измерений (шкала односторонняя нуль с краю) напряжения	1 5 10 25 50 75 250 мВ 1 2,5, 5 10 25 50 100 В
тока мкА	10 50 250
Входное сопротивление на пределах (не менее)	
1 5 10 25, 50 75 250 мВ	10 МОм
1 2 5 5 10 25 В	200 кОм/В
50 100 В	20 кОм/В
Внутреннее сопротивление на пределах 10 50 250 мкА Ом (не более)	100
Класс точности	1 5 (2 5 на пределе 1 мВ)
Запись показании	Чернилами на диаграммной ленте в прямоугольных координатах
Время непрерывной записи при полностью заполненной чернильнице сут (не менее)	30
Питание	От сети переменного тока 220 В или от источника постоянного тока 12 В через преобразователь П39
Скорость перемещения диаграммной ленты мм/ч	20 60 180 600 1200 1800 5400
Класс точности механизма перемещающего диаграмм ную ленту	0 5
Габаритные размеры мм	230×180×315 мм
Масса прибора кг (не более)	9 0

Для расширения пределов измерения по току от 0 до 500 А могут быть использованы наружные шунты 75РИ и 75ШС, которыми прибор комплектуется по требованию заказчика В приборе использован измерительный механизм магнитоэлектрической системы с внутрирамочным магнитом

Для обеспечения точности измерений в достаточно широком диапазоне внешних климатических условий в приборе применен автокомпенсационный метод измерения, при котором измеряемое напряжение на входе автокомпенсатора делится на две части напряжение поступает на вход усилителя и, усиливаясь, образует на выходе ток, отклоняющий рамку и пишущее устройство прибора, и напряжение, которое компенсируется падением напряжения на сопротивлении

Прибор снабжен отметчиком времени, который размещается у левой шкалы и срабатывает при подаче на его входные клеммы напряжения 24 В

При питании прибора от источника постоянного тока 12 В синхронный двигатель привода диаграммной ленты питается от преобразователя П39, поставляемого по требованию заказчика Преобразователь П39 предназначен для работы при температуре окружающего воздуха от 0 до +50 °С и относительной влажности до 95 % при +30 °С

Техническая характеристика преобразователя П39

Входная номинальная мощность В·А	3
Выходное переменное напряжение, В	220^{+22}_{-22}
Частота выходного напряжения, Гц	$50 \pm 0{,}25$
Напряжение питания постоянного тока, В	$12 \pm 1{,}2$
Габаритные размеры, мм (не более)	115×178×173
Масса, кг (не более)	3

Интегратор токов блуждающих ИТБ-1 предназначен для измерения средних значений разности потенциалов трубопровод—земля. Интегратор осуществляет раздельное интегрирование положительных и отрицательных значений разностей потенциалов.

Техническая характеристика интегратора ИТБ-1

Диапазон интегрирования входных сигналов, В	±0,3—3
Перегрузки по входному напряжению в течение времени не более 10 с, В (не более)	6
Время интегрирования при максимальной величине входного сигнала, сут	10
Погрешность интегрирования, %	±15
Входное сопротивление интегратора, кОм	100
Рабочий диапазон температур, °С	0—40
Габаритные размеры, мм	32×100
Масса, г (не более)	150

Интегратор заключен в пластмассовый корпус и состоит из платы, на которой смонтирована электрическая схема, двух ртутно-капиллярных кулометров и шкалы отсчета показаний.

На электрической схеме интегратора (рис. 5 5) *V1*, *V2* — диоды 2Д503А, *R1*, *R2* — резисторы типа С2-23, *E1*, *E2* — кулометры типа КР-10. Работа кулометров основана на процессе переноса ртути под действием протекающего тока через зазор электролита, в результате чего зазор перемещается по капилляру от катода к аноду. Отсчет показаний производится по положению мениска катодного столбика ртути относительно шкалы.

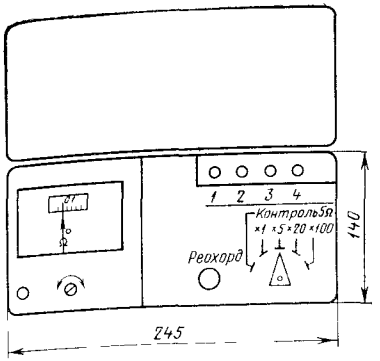
Измеритель сопротивления заземления М416 (рис. 5.6) предназначен для измерения сопротивления растеканию заземляющих устройств, удельного сопротивления грунта, а также активных сопротивлений.

Прибор рассчитан для работы при температуре окружающего воздуха от —25 до +60 °С и относительной влажности до 98 % при температуре +35 °С, диапазоны измерений — 0,1—10 Ом, 0,5—50 Ом, 2—200 Ом и 10—1000 Ом.

Техническая характеристика измерителя М416

Напряжение на зажимах прибора при разомкнутой внешней цепи и номинальном напряжении источников питания, В (не менее)	13
Питание прибора	Три последовательно соединенных сухих гальванических элемента типа 373 общим напряжением 4,5 В Один комплект обеспечивает не менее 1000 измерений
Потребляемый ток, мА	90
Габаритные размеры, мм	245×140×160
Масса, кг (не более)	3

Прибор выполнен в пластмассовом корпусе с откидной крышкой. В нижней части корпуса расположен отсек для сухих элементов. Сопротивление измеряется компенсационным методом.



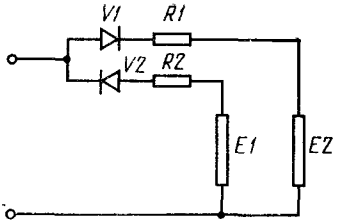


Рис. 5.5. Электрическая схема интегратора ИТБ1

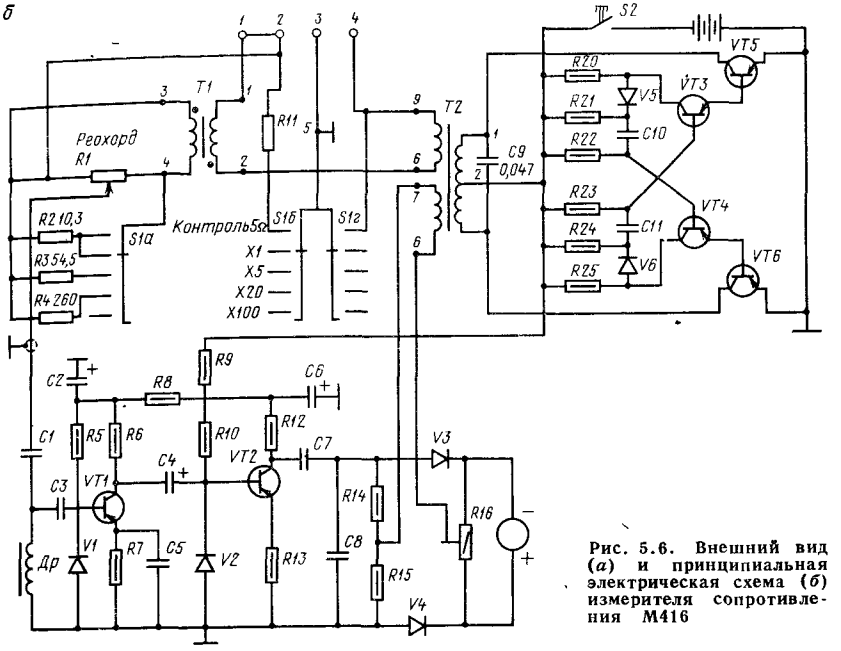


Рис. 5.6. Внешний вид (*а*) и принципиальная электрическая схема (*б*) измерителя сопротивления М416

ПРИБОРЫ КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ГАЗОПРОВОДОВ

Основной вид защиты стальных подземных трубопроводов от коррозии — изоляционное покрытие внешней поверхности трубопровода, которое должно быть непроницаемым для почвенного электролита, иметь хорошую адгезию, обладать высоким удельным сопротивлением. Сплошность покрытия проверяют в процессе строительства и при эксплуатации газопроводов.

Электроискровые дефектоскопы ДЭП-1 и ДЭП-2 (рис. 5.7) предназначены для контроля сплошности изоляционного покрытия после его нанесения до укладки трубопроводов в грунт. Принцип их действия основан на разнице электрической прочности изоляции и воздуха, заполняющего дефекты покрытия. Дефектоскоп фиксирует звуковой и световой сигнализацией электроискровые пробои между электрощупом и электропроводящей поверхностью в дефектах покрытия. Дефектоскопы ДЭП-1 и ДЭП-2 аналогичны по конструкции и принципу работы и различаются параметрами некоторых элементов электрической схемы.

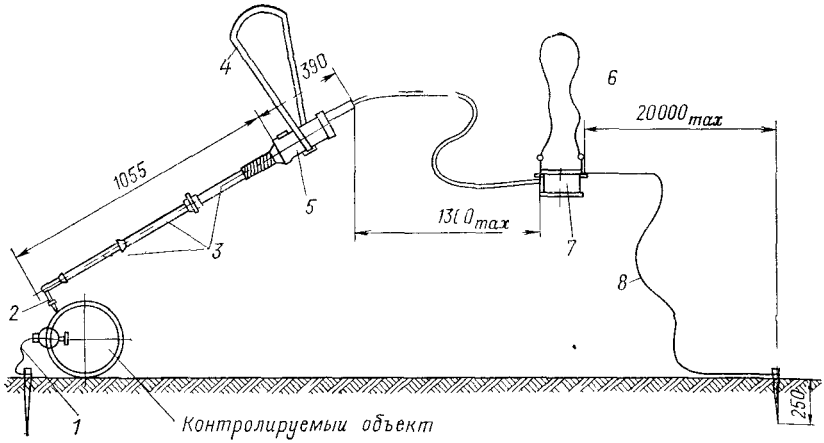


Рис 5 7 Общий вид дефектоскопа ДЭП

1 — заземлитель контролируемого объекта *2* — электрощуп *3* — фидер *4 6* — на плечные ремни *5* — блок индикации *7* — блок питания *8* — заземлитель корпуса дефектоскопа

Техническая характеристика дефектоскопов

	ДЭП 1	ДЭП 2
Наибольшая толщина контролируемого покрытия мм	1	2
Наименьший размер выявляемого сквозного дефекта мм	0 5	0 5
Напряжение на электрощупе во всем диапазоне влияющих факторов кВ	3±0 3	6±0 6
Ширина контролируемои поверхности покрытия определяемая		
длинои щеток щупа мм		
при однои щетке	150±5	
при двух щетках	300±10	
Напряжение питания В	19 6 $^{+0\ 9}_{-2\ 0}$	
Число аккумуляторов КПП 3 5 А блока питания	10	
Ток потребления А (не более)		
в режиме поиск дефекта	0 3	
при работе сигнализации	0 35	
Габаритные размеры мм (не более)		
блока индикации	128×395	
блока питания	180×80×120	
Длина блока индикации с фидером и щеткои в сборе мм (не более)	1485	
Масса кг (не более)		
блока индикации с фидером и двумя щетками в сборе	3 5	
блока питания с полным комплектом аккумуляторов в рабочем состоянии	3	
отгружаемого комплекта (без транспортнои тары)	16 5	

Дефектоскоп в рабочем положении состоит из блока индикации с фидером и электрощупом блока питания и двух заземлителей — корпуса дефектоскопа и контролируемого объекта Каркас блока индикации крепится к фланцу Вся конструкция вставлена в цилиндрический корпус Монтаж выполнен на печатных платах На фланце расположены контрольная лампа телефон, ручка регулировки нагряжения На каркасе установлен вольтметр На этом же фланце смонтирована ручка с кнопкой питания дефектоскопа К противоположному фланцу крепится фидер

Дефектоскоп ДИ 74 (рис 5 8) по принципу действия аналогичен дефектоскопам ДЭП 1 и ДЭП 2 Он предназначен для контроля сплошности изоляционных покрытий толщиной от 0 5 до 10 мм при температуре окружающего воздуха

от —30 до +50 °С при сухой поверхно сти изоляции и относительной влажно сти до 95 % при 25 С

Техническая характеристика дефектоскопа ДИ 74

Наибольшая толщина кон тролируемого покрытия мм	10
Напряжение на импульсном трансформаторе дефектоско па может устанавливаться в пределах кВ	4—36
Потребляемый ток при на пряжении на электроде им пульсного трансформатора 20 кВ и напряжении пита ния 12 5 В А	1
Тип батареи питания	10КН 13
Напряжение питания В	10—12,5
Время непрерывной работы при зазоре между электро дами импульсного трансфор матора 12 мм ч (не менее)	8
Габаритные размеры мм (не более)	
дефектоскопа	375×165×305
импульсного трансформа тора	145×87×66
Длина кабеля соединяюще го импульсный трансфор матор с приборами м	12
Масса кг (не более)	
дефектоскопа (без аккуму ляторов)	6 5
импульсного трансформа тора с соединительным кабелем	4

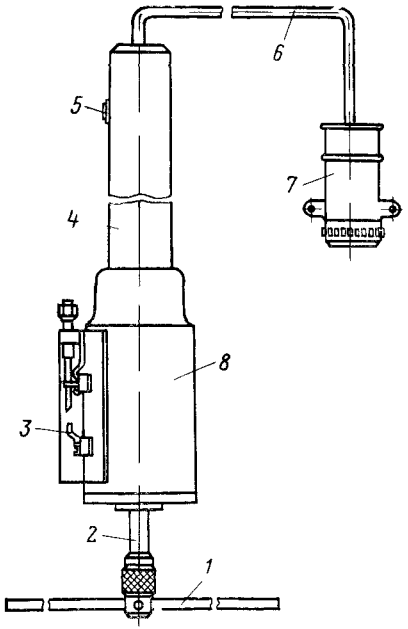


Рис 5 8 **Общий вид дефектоскопа ДИ 74**

1 — электрод искателя *2* держа тель *3* — электроды искрового инди катора *4* — рукоятка импульсного трансформатора *5* — тумблер включе ния *6* — кабель *7* — разъем *8* — кор пус индукционной катушки

ПРИБОРЫ ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ СКВОЗНЫХ ДЕФЕКТОВ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ

Приборы предназначаются для кон троля состояния изоляционного покрытия в процессе эксплуатации Все используемые приборы функционально состоят из генератора преобразующего устройства и приемника Генератор переменного тока подключается к изолированному трубопроводу, вторая клемма генератора зеземляется Переменный ток генератора стекает с трубопровода в землю через емкостное сопротивление трубопровод — грунт и в местах сквозного повреждения изоляционного покрытия, где металл трубопровода имеет контакт с грунтом причем доля тока стекающего через дефекты, гораздо значительнее По протекающим по земле токам фиксируемым приемником через преобразующее устройство можно с достаточной точностью определить место и относительную величину дефекта изоляционного покрытия В описываемой системе применяются датчик и два типа преобразователей емкостные и индуктивные

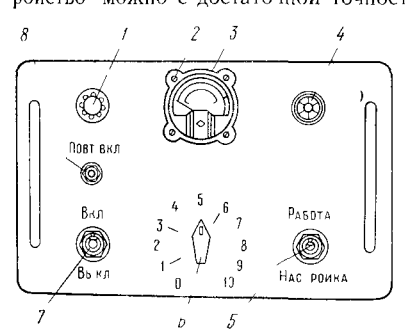


Рис 5 9 **Генератор искателя повреждении изоляции ИП 74**

Контактный датчик состоит из двух электродов (штырей), обеспечивающих контакт входа приемника с грунтом Емкостной преобразователь — две плоские металлические пластины которые держат два оператора идущих на некотором расстоянии друг от друга В качестве одной из пластин может использоваться корпус приемника Индуктивный преобразователь представляет собой катушку индуктивности

Описываемые приборы служат также для определения оси и глубины заложения трубопровода.

Искатель повреждений ИП-74 предназначен для работы в полевых условиях при температуре окружающего воздуха от 5 до 50 °С и относительной влажности до 80 % при 30 °С.

Техническая характеристика прибора ИП-74

Выходная мощность генератора в режиме непрерывной генерации (при выходном напряжении генератора 15 В и выше), Вт	35
Частота выходного напряжения генератора, Гц	1000±50
Полоса пропускания фильтра приемника, Гц	1000±200
Избирательность фильтра в диапазоне 1000±200 Гц, дБ	30
Преобразующее устройство	Контактное
Источники питания:	
приемник	Сухой элемент типа «Сатурн», 1,5 В
генератор	Две аккумуляторные батареи 3МТ-6 общим напряжением 12 В
Индикация приемника	Акустическая
Габаритные размеры, мм:	
генератор	293×165×177
блок питания генератора	275×180×170
приемник	146×68×115
Масса, кг:	
генератор	4,2
блок питания генератора	9,0
приемник	1,74

Конструктивно искатель повреждений ИП-74 выполнен в виде отдельных блоков: блок питания генератора, генератор и приемник.

Блок питания содержит две последовательно включенные аккумуляторные батареи 3МТ-6, зарядное устройство и размещен в переносном металлическом ящике. Генератор и приемник помещены в металлические корпуса. На лицевую панель генератора (рис. 5.9) выведены: предохранитель *1*, измерительный прибор *3* с кнопкой *2*, коммутирующие измерительные цепи, индикаторная лампа *4*, тумблер питания *7*, переключатели выходного напряжения генератора *6*, рода работы *5*, кнопка «Повторное включение» *8*.

На лицевой панели приемника (рис. 5.10) имеются гнезда для подключения электродов *1* и головных телефонов *5*, тумблер включения фильтра *2*, тумблер включения приемника *4* и ручка регулировки усиления *3*.

Задающий генератор — симметричный мультивибратор на транзисторах МП36А. Прерыватель собран по схеме мультивибратора, в качестве коммутирующего элемента применен транзистор МП36А в ключевом режиме. Коммутация основного сигнала ведется с частотой 2—3 Гц. Усилитель собран по двухтактной схеме с трансформаторным выходом на транзисторах П214В, выходной каскад на транзисторах П210А. Усилитель работает в ключевом режиме. Выходной трансформатор имеет секционированную вторичную обмотку, что позволяет регулировать выходное напряжение генератора от 1 до 200 В. Индикаторная лампа сигнализирует о наличии напряжения на выходе генератора. Схема защиты состоит из датчика защиты, включенного в выходную цепь, выпрямителя и реле. Защита срабатывает при токе в выходной цепи, превышающем 3 А. Приемник представляет собой усилитель низкой частоты на транзисторах. На входе усилителя включен RC-фильтр с полосой пропускания 1000 ± 200 Гц.

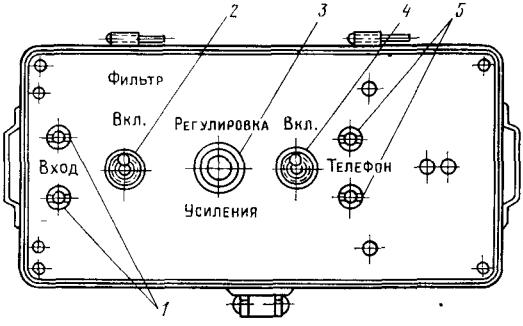


Рис. 5.10. Приемник искателя повреждений изоляции ИП-74

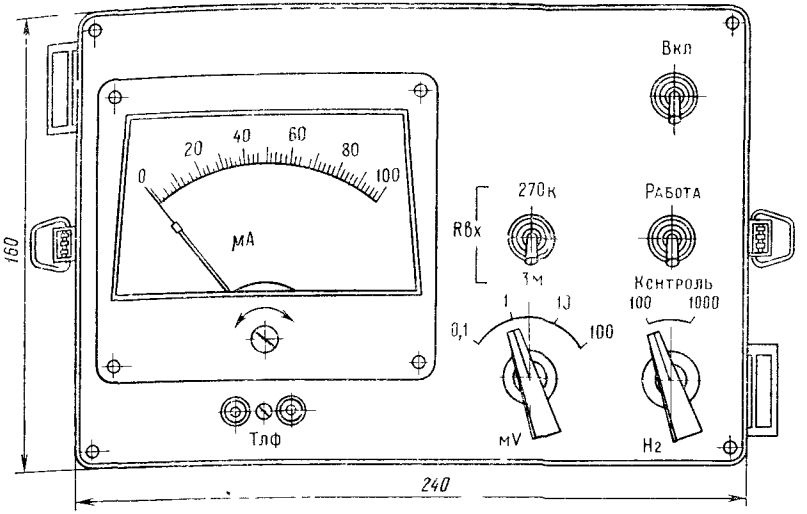


Рис 5 11. Приемник искателя повреждений изоляции ИПИ-76

Искатель повреждений изоляции ИПИ-76 представляет собой комплект аппаратуры трассоискателя ТПК-1, в который дополнительно входит приемник

Аппаратура предназначена для работы в полевых условиях в диапазоне температур от —20 до +40 °С и относительной влажности 65 ± 15 %

Генератор аналогичен генератору, применяемому в аппаратуре ИП-74

Техническая характеристика приемника ИПИ-76

Входное сопротивление, мОм	3
Рабочие частоты, Гц	100—1000
Ослабление помехи с частотой 50 Гц, дБ	Не менее 10
Напряжение питания, В	4,5
Потребляемый ток, мА	4
Диапазон рабочих температур, °С	5—35
Вид индикатора на выходе усилителя	ТОН-2, М906
Чувствительность, дел/мкВ	1
Преобразовательное устройство	Два стальных штыря (при контактном методе), проводник длиной 2 м (при бесконтактном емкостном методе)
Разнос между штырями в рабочем положении, м	1
Масса, кг	2

В качестве источника рабочего сигнала используются установки катодной защиты УКЗ (частота 100 Гц) или генератор с частотой 1000 Гц (генератор трассоискателя ТПК-1, генератор комплекса «Пеленг 1»)

Приемник (рис 5 11) переносной предназначен для работы на трассах магистральных газопроводов. Корпус выполнен из легкого сплава Все органы коммутации расположены на лицевой панели, здесь же располагается и стрелочный индикатор Источник питания (батарея типа 3336) устанавливается в специальный отсек в нижней части корпуса Источник питания заменяется без пайки Штыри представляют собой диэлектрическую штангу со стальными наконечниками длиной 20 см Штыри подключаются на вход прибора через разъем. Монтаж схемы выполнен на печатной плате

Аппаратура нахождения мест повреждения изоляции АНПИ рассчитана на работу при температуре окружающего воздуха от —20 до +35 °С при относительной влажности не более 80 % при температуре 20 °С Аппаратура устойчиво работает при условии, что при отрицательных температурах проверяемый газопровод находится в талом грунте, а глубина промерзания грунта не превышает 10 см

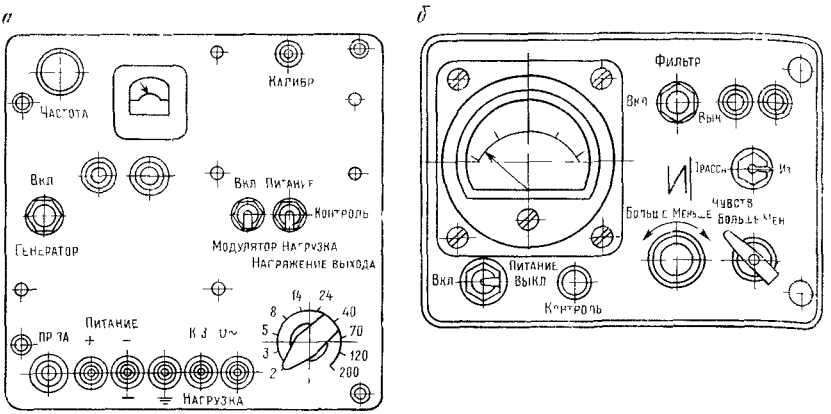


Рис. 5.12. Аппаратура АНПИ:
а — генератор; *б* — приемник

Техническая характеристика аппаратуры АНПИ

Выходная мощность генератора, Вт	40
Частота выходного напряжения генератора, Гц	1000±20
Частота модулятора в генераторе, Гц	0,7±0,3
Входное сопротивление приемника, Ом	$0{,}5\cdot10^6$—$8{,}5\cdot10^6$
Напряжение питания генератора, В.	Аккумуляторная батарея
номинальное	24
минимальное	20
Частота приемника, Гц	1000±20
Полоса пропускания приемника, Гц	30±3
Напряжение питания приемника, В:	Два сухих элемента 3336
номинальное	9
минимальное	7,5
Индикация приемника	Звуковая (наушники), визуальная (стрелочный прибор)
Преобразовательное устройство	
при определении трассы и глубины заложения газопровода	Индуктивное
при определении мест повреждения изоляционного покрытия	Контактное емкостное
Габаритные размеры, мм	
генератора	349×230×162
приемника	200×127×110
поискового контура	716×254
Масса, кг	
всей аппаратуры	30,5
генератора	7,8
приемника	1,8
поискового контура	0,5

Генератор и приемник смонтированы в металлических корпусах, на передних панелях которых расположены ручки управления, измерительные приборы и гнезда (рис. 5 12).

Устройство для обнаружения дефектов изоляционного покрытия УДИП-1М предназначено для определения как локальных сквозных повреждений изоляционного покрытия, так и интегральной оценки состояния изоляции обследуемого участка подземного стального трубопровода.

Устройство предназначено для эксплуатации при температуре окружающего воздуха от —10 до +40 °С (предельная температура воздуха от —20 до +50 °С) и относительной влажности до 80 % при 25 °С.

Техническая характеристика прибора УДИП-1М

Коммутируемая мощность передатчика, кВт (не более)	5
Частота коммутации, Гц	1,55; 3,12; 6,25; 12,5; 25
Режим коммутации	Прерывистый и непрерывный
При прерывистом режиме	Длительность частотного импульса 1,9 с, пауза 0,6 с с точностью ±10 %
Наименьший размер обнаруживаемого дефекта, мм²	5
Входное сопротивление приемника, МОм	100
Индикация приемника	Звуковая (на наушниках), визуальная (по стрелочному индикатору). Имеются гнезда для подключения самопишущего прибора или магнитофона
Порог срабатывания звукового сигнала приемника	20; 40; 60; 80 % от максимального значения шкалы индикатора
Контроль входного сигнала с основной погрешностью 3 % осуществляется индикатором приемника со следующими пределами измерения, мВ	0—1; 0—2,5; 0—5; 0—10; 0—50; 0—100; 0—250; 0—500; 0—1000; 0—2500
Приемник имеет следующие выходные параметры для подключения регистрирующего прибора:	
наибольшее выходное постоянное напряжение, соответствующее максимальному значению шкалы индикатора, мВ	150±1,5
нагрузка на выходные клеммы приемника, кОм (не менее)	10
Измеряемая величина постоянной составляющей защитного потенциала, В (не более)	5
Питание передатчика	От сети 220^{+22}_{-37} В, 50 Гц или от автономного источника постоянного тока $12^{+1,2}_{-1,8}$ В
Питание приемника	Два источника постоянного тока 9 В (четыре сухих элемента 3336Л ГОСТ 2583—79)
Мощность, потребляемая приемником, Вт (не более)	0,5
Габаритные размеры составных узлов устройства, мм:	
передатчик	320×210×356
приемник	210×276×120
Штанга для крепления стальных катящихся электродов	Швеллер № 10 длиной 3500 мм
Электрод катящийся стальной	⌀ 500 мм, толщина 5 мм
Электрод «башмак»	350×120
Устройство записывающее, мм	330×250×200
Привод записывающего устройства	Трос длиной не менее 2500 мм
Датчик индуктивный, мм	100×270×30
Длина штанги крепления диска электрода, мм (не более)	300
Электрод штыревой, мм	1200
Масса составных элементов устройства, кг:	
передатчик	10
приемник (с элементами питания)	3
штанга крепления стальных катящихся электродов	30
катящийся стальной электрод в сборе	20
электрод «башмак»	0,2
электрод штыревой	1
устройство записывающее с приводом	12
датчик индуктивный	1,5

Принципиально устройство прибора УДИП-1М отличается от описанных ранее приборов тем, что в качестве генераторов используются катодные станции или любые другие источники постоянного тока мощностью не более 5 кВт. Модулятор передатчика, подключенного на выходе генератора, модулирует выходное напряжение генератора с указанной частотой. Передатчик и приемник переносного типа, корпуса выполнены в пылезащищенном варианте. Передатчик (рис. 5.13, *а*) состоит из двух субблоков: в верхнем субблоке смонтирован модулятор, в нижнем — блок питания и логическая часть схемы.

На лицевых панелях передатчика расположены клеммы, служащие для подключения силовых цепей генератора и для соединения модулятора с логической частью схемы.

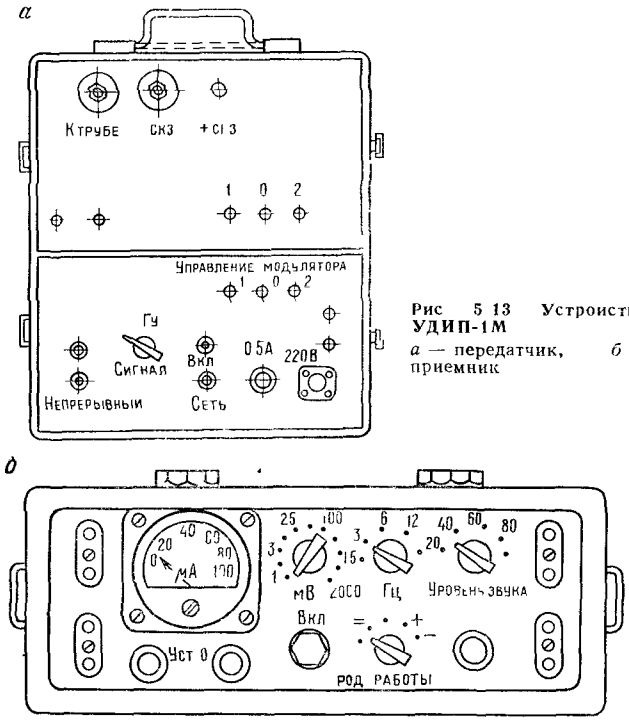


Рис 5 13 Устройство УДИП-1М
а — передатчик, *б* — приемник

Корпус приемника (рис 5 13 *б*) представляет собой одноблочную конструкцию Внутри приемника на шасси располагаются печатные платы с монтажом и батареи питания, а на внешней стороне лицевой панели установлена измерительная головка микроамперметра постоянного тока, органы управления и клеммы для внешних подсоединений

В качестве регистрирующего устройства применяются самопишущие приборы Н-39 или Н-399 с модифицированным лентопротяжным механизмом

В комплект устройства входит набор электродов штыревые электроды, электроды типа «башмак» и катящиеся стальные электроды Штыревой электрод представляет собой стальной, регулируемый по длине штырь с изолированной рукояткой У «башмаков» часть подошвы выполнена из металла с шипами Электроды пристегиваются к обуви оператора специальными ремнями Катящиеся стальные электроды со штангой для крепления к автомашине выполнены в виде многоугольной звездочки из высоколегированной стали

Комплекс для поиска повреждений изоляции «Пеленг 1» обеспечивает нормальную работу при температуре окружающего воздуха от —10 до +40 °С и переходном сопротивлении труба—земля не менее 200 Ом м² и удельном сопротивлении грунта не более 100 Ом м

Техническая характеристика комплекса «Пеленг-1»

Выходная мощность генератора в режиме непрерывной генерации Вт (не менее)	50
Длина контролируемого участка в одну сторону от точки подключения генератора, км (не менее)	1 5
Наименьший размер обнаруживаемого повреждения изоляции мм²	10
Точность определения планового положения оси трубопровода % от диаметра трубопровода	±20
Индикация сигналов повреждения изоляции и отклонения от оси трубопровода	Акустическая и визуальная

Габаритные размеры мм	
генератора	250×150×200
приемника	250×110×180
Масса, кг (не более)	
генератора	7
приемника	4
блока питания	22

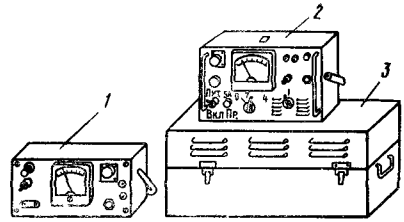


Рис 5 14 Комплекс для поиска повреждений изоляции «Пеленг-1»

Комплекс состоит из генератора 2, приемника *1* и блока питания *3* (рис 5 14) Генератор служит для подачи в трубопровод тока и состоит из задающего генератора, усилителя напряжения и усилителя мощности, манипулятора, стабилизатора напряжения и блока защиты транзисторов Задающий генератор собран по схеме симметричного мультивибратора, генерирующего прямоугольные импульсы частотой 1000 Гц С выхода генератора импульсы поступают на усилитель напряжения, собранный по двухтактной схеме, нагрузкой которого является трансформатор Со вторичной обмотки трансформатора сигнал поступает на двухтактный усилитель мощности Усиленные по мощности импульсы со вторичной обмотки силового трансформатора поступают на выходные клеммы генератора В генераторе предусмотрены два режима непрерывный и с прерыванием сигнала Сигнал прерывается манипулятором, представляющим собой несимметричный мультивибратор, генерирующий импульсы длительностью 250 мс с периодом следования 1500 мс На генераторе установлен стрелочный индикатор для контроля напряжения питания и выходной мощности генератора Приемник представляет собой частотно-избирательный усилитель, состоящий из предварительного усилителя, избирательного усилителя и усилителя индикатора Предварительный усилитель представляет собой трехкаскадный усилитель, собранный по схеме с общим эмиттером и непосредственной связью между каскадами Избирательный усилитель — четырехкаскадный резонансный усилитель, собранный по схеме с общим эмиттером и непосредственной связью между каскадами Усилитель индикатора по схеме аналогичен предварительному усилителю Индикация сигналов повреждения изоляции и отклонения от оси трубопровода осуществляется по громкости сигнала головных телефонов и показаниям стрелочного индикатора Источники питания приемника—батареи типа 3336 размещены внутри корпуса приемника в обойме Стабилизатор напряжения обеспечивает постоянство коэффициента усиления усилителя при уменьшении напряжения источника питания приемника до 12 В

Блок питания содержит четыре батареи 5НК-13, обеспечивающие работу генератора при выходной мощности 50 Вт в течение 30 ч в режиме с прерыванием сигнала и в течение 4 ч без прерывания сигнала Комплекс комплектуется также дифференциальным датчиком, используемым при определении оси трубопровода, двумя катушками, двумя щупами, соединительными проводами и кабелями

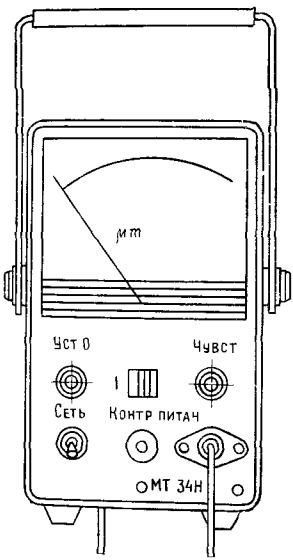


Рис 5 15 Толщиномер магнитный МТ 34Н

Толщиномер магнитный МТ-34Н (рис 5 15) предназначен для измерения толщины немагнитных покрытий, нанесенных на основу из ферромагнитных сталей Прибор устойчив при следующих рабочих условиях применения Температура окружающей среды от —10 до +40 °С Относительная влажность окружающего воздуха до 90 % при температуре +30 °С Атмосферное давление 86 —106 кПа Принцип действия прибора основан на регистрации э д с , изменяющейся пропорционально немагнитному зазору между преобразователем и ферромагнитной основой

Ток с сигнальной обмотки поступает в электронную схему прибора на выходе которой включен стрелочный индикатор Показания стрелочного индикатора являются мерой расстояния от рабочего торца преобразователя до ферромагнитной основы т е мерой толщины немагнитного покрытия Функционально прибор состоит из преобразователя генератора низкой частоты канала обработки сигнала, стабилизатора питания стрелочного индикатора и сетевого блока питания Преобразователь предназначен для преобразования неэлектрических величин — толщины немагнитных покрытий в электрические сигналы напряжения соответствующие определенному значению измеряемой величины т е толщине покрытия

Техническая характеристика прибора МТ 34Н

Диапазон показании прибора мкм	0—1100
I поддиапазон	0—100
II поддиапазон	100—1100
Предел допускаемои основнои погрешности прибора не превышает %	
I поддиапазон от конечного значения диапазона измерении	±5
II поддиапазон от измеряемои величины	±5
Питание прибора	
сеть В	220±22
четыре батареи 3336 В	8+1
Рабочая частота прибора Гц	200±50
Мощность потребляемая прибором от сети переменного тока Вт	10
Ток потребляемыи прибором при работе от батареи мА	50
Время установления рабочего режима мин	1
Время непрерывнои работы ч (не менее)	8
Габаритные размеры мм (не более)	
блока электронного	152×120×280
блока питания	70×125×60
преобразователя без кабеля	⌀ 14 5×80
Масса кг (не более)	
блока электронного	2 8
блока питания	0 8
преобразователя	0 06

Генератор прибора представляет собой низкочастотныи RC автогенератор синусоидальных колебании и состоит из задающего генератора и усилителя мощности Служит для питания преобразователя и для формирования опорного напряжения, подаваемого в канал обработки сигнала Канал обработки сигнала включает в себя усилитель переменного напряжения и фазовый детектор служащие для усиления и преобразования входного сигнала в соответствующее ему изменение тока в цепи стрелочного индикатора включенного на выходе канала обработки сигнала что позволяет производить непосредственный отсчет результатов измерения толщины покрытий по шкале индикатора

Блок питания представляет собой два низковольтных выпрямителя напряжением 8 В при максимальном значении тока 50 мА

ЛАБОРАТОРИЯ ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТЫ ПЕРЕДВИЖНАЯ ПЭЛ ЭХЗ

Лаборатория электрохимзащиты электроисследовательская передвижная ПЭЛ ЭХЗ предназначена для контроля состояния изоляции определения параметров электрохимзащиты подземных нефтегазопроводов от почвенной коррозии и коррозии вызванной блуждающими токами а также для наладки защитных установок Лаборатория используется при проектировании и наладке электрохимической защиты Аппаратура лаборатории относится к исполнению «Y» категории 4 по ГОСТ 15150—69 но для работы при температуре от +10 до +40 °С и относительной влажности воздуха до 80 % (при температуре ±25 °С)

Лаборатория состоит из двух частей установки генераторной электрохимзащиты в кузове СГК 131 01 на шасси автомобиля ЗИЛ 131 и лаборатории электроисследовательской на автомобиле УАЗ 452

Источник постоянного тока — генератора типа 2ПН225М с приводом от двигателя автомобиля максимальная сила постоянного тока 91 А максимальное постоянное напряжение 230 В максимальная мощность 21 кВт число каналов регистрации 4 силовых 4 максимальный суммарный ток дренажных цепей 1000 А габаритные размеры (в мм) установки генераторной электрохимзащиты 7032×2500×3145 лаборатории 4400×1925×2050 масса 8500 и 2200 кг соответственно

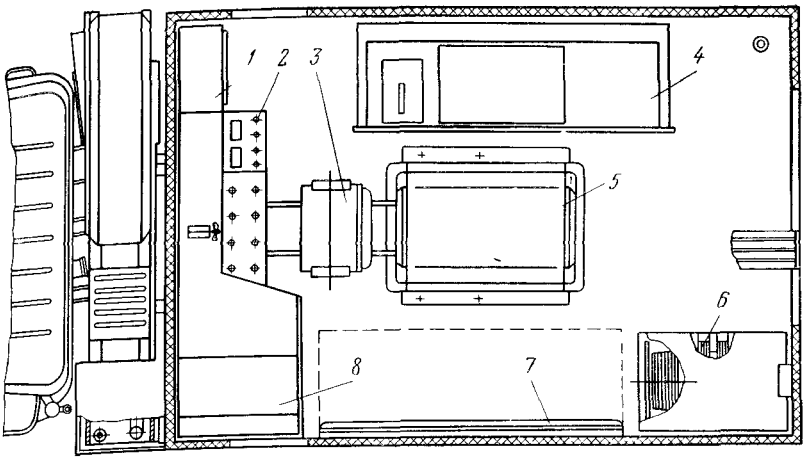
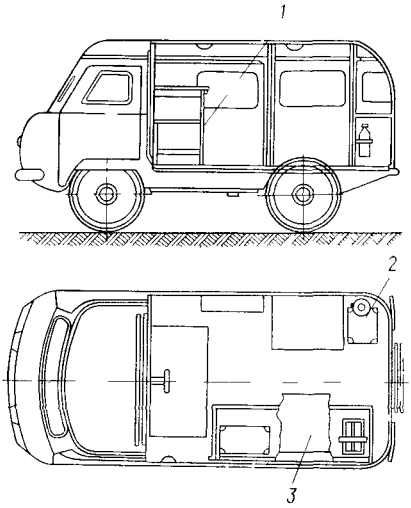


Рис 5 16 Лаборатория ПЭЛ ЭХЗ Генераторная установка

Рис 5 17 Лаборатория ПЭЛ ЭХЗ Лаборатория электроисследовательская



Лаборатория ПЭЛ ЭХЗ представляет собой комплекс оборудования, измерительных приборов и приспособлений

Общий вид генераторной установки представлен на рис 5 16 В передней части салона установлен стенд управления *2*, слева от которого установлена тумба *8* для вспомогательного инструмента, справа — ящик для одежды *1* В центре салона установлены генератор *5* и система привода его от двигателя автомобиля, утопленная в пол и закрытая кожухом Перед стендом управления установлено кресло оператора *3* Справа расположен раскладной диван *4*, внутри которого расположены футляры с измерительной аппаратурой и комплект ЗИП Слева расположено откидное сидение *7* и кабельные катушки *6* Общий вид электроисследовательской лаборатории представлен на рис 5 17 В передней части салона размещен стол *1* с измерительной аппаратурой С левой стороны расположено сидение *3*, внутри которого размещены два прибора Н 399 и полевая катушка ТК-2 (*2* — футляр с ЗИП)

Генераторная установка устанавливается на выбранном участке газопровода и используется в качестве опытной установки катодной или дренажной защиты Измерительные приборы, установленные в генераторной установке, позволяют измерять и регистрировать следующие параметры режим работы установки разность потенциалов труба—земля в точке дренажа Распределение защитных потенциалов вдоль трассы газопровода и другие необходимые параметры измеряются электроисследовательской лабораториеи, передвигающейся вдоль трассы газопровода

Лаборатория комплектуется следующей измерительной аппаратурой ампер вольтметры М 231 (6 шт), амперметр М 42100 0—100 А (5 шт), амперметр М 4210(0—1000 А (1 шт), вольтметр М 42100 0—10 В (1 шт), вольтметр М 42100

0—300 В (2 шт.), измеритель сопротивления заземления М 416 (2 шт.). Микроамперимилливольтметры Н399 с преобразователями П-39 (6 шт.), прибор универсальный Ц 4354 (4 шт), универсальный коррозионно-измерительный прибор УКИП-73 (1 шт).

УСТАНОВКИ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ

Принцип электрохимической защиты от коррозии сводится к катодной поляризации металлического подземного сооружения током от внешнего источника, в результате чего потенциал защищаемого сооружения достигает величины, при которой реакция анодного растворения металла практически прекращается. В качестве внешнего источника тока используются установки катодной защиты, основными элементами которой являются. катодная станция, анодное заземление и соединительные провода и кабели. Установки катодной защиты применяются в основном при защите от почвенной коррозии, однако используются и для защиты от блуждающих токов.

Таблица 5.1

Основные параметры станции типа КСС

Параметры	Нормы для различных КСС					
	1200/48	1200/24	600/48	600/24	300/48	300/2
Напряжение питающей сети, В			220^{+22}_{-33}			
Частота питающей сети, Гц			50±1			
Номинальная выходная мощность, Вт	1200	1200	600	600	300	300
Потребляемая мощность при номинальной выходной мощности, не более, В·А	1980	1980	990	990	515	515
Потребляемый ток при номинальной выходной мощности и напряжении питания, (не более) А	9,0	9,0	4,5	4,5	3,0	3,0
Номинальная сила выпрямленного 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 (не более)	6	3,5	6	3,5	6	3,5
(не менее)	24	12	24	12	24	12
II диапазон (не более)	22	9	22	9	22	9
(не менее)	48	24	48	24	48	24
Ступень 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	934×472×830		590×345×713		515×315×593	
Масса, кг	95		75		38	

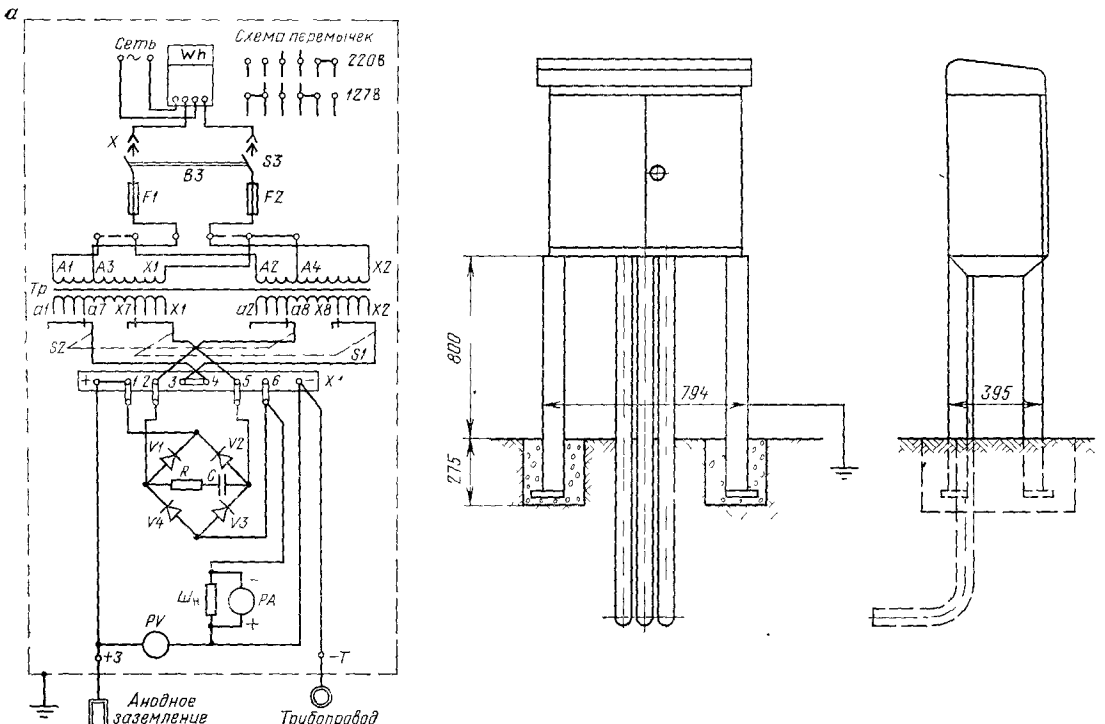


Рис. 5.18. Принципиальная электрическая схема (а) и установочный чертеж (б) станции КСС

Таблица 5 2

Основные параметры преобразователей

Параметры	Нормы для различных типов преобразователей					
	ПСК-М 0 3—24/1291	ПАСК-М (ПСК-М) 0,6—48/24У1	ПАСК-М (ПСК-М) 1 2—48/24У1	ПАСК-М (ПСК-М) 2,0—96/49У1	ПАСК-М (ПСК-М) 3,0—96/48У1	ПАСК-М (ПСК М) 5,0—96/48У1
Напряжение питающей сети, В	220^{+22}_{-40}					
Частота питающей цепи, Гц	50±1					
Число фаз	1					
Номинальная выходная мощность, кВт	0,3	0,6	1,2	2,0	3,0	5,0
Номинальное выпрямленное напряжение, В	24/12	48/24	48/24	96/48	96/48	96/48
Номинальный выпрямленный ток, А	12,5/25	12,5 25	25/50	21/42	31/62	52/104
Пределы регулирования выпрямленного тока, % от номинального	От 10 до 100					
Коэффициент полезного действия, %, не менее	72 (для ПАСК 63)					
Коэффициент мощности	0,8 (для ПАСК 0,85)					
Установка защитного потенциала, В (для ПАСК-М)	От 0,9 до 3,5					
Точность поддержания защитного потенциала, мВ (для ПАСК М)	±50					
Входное сопротивление измерительного блока, кОм, не менее (для ПАСК М)	80					
Габаритные размеры, мм	500×380×100				770×450×1300	
Масса, кг	110	110	123	135	155	205

Широкое распространение получили сетевые катодные станции, питающиеся от электросетей При отсутствии электросетей или трудности их сооружения (отдаленные и труднодоступные районы) используются катодные станции с автономными источниками электроснабжения на базе термогенераторов или дизельных мотор-генераторов

Станции катодные сетевые типа КСС предназначены для работы как на открытом воздухе, так и в закрытых помещениях при температуре окружающего воздуха от —40 до +40 °С при относительной влажности до 85 % (табл. 5 1)

Станция состоит из следующих основных элементов (рис 5 18) разъемного соединения для подключения сетевого напряжения, выключателя *S3*, предохранителей *F1*, *F2*, понижающего трансформатора *T*, переключателей выходного напряжения *S1*, *S2*, выпрямительного блока (*V1*, *V2*, *V3*, *V4*), клеммника постоянного тока *X1* для переключения обмоток трансформатора с последовательного на параллельное соединение, вольтметра и амперметра для измерения выходного напряжения и тока На входе станции включен счетчик электроэнергии типа *СО* Все элементы станции, кроме счетчика, смонтированы на панели, размещенной в металлическом шкафу Счетчик установлен на стенке шкафа. Трансформатор, служащий для понижения напряжения питающей сети и регулировки

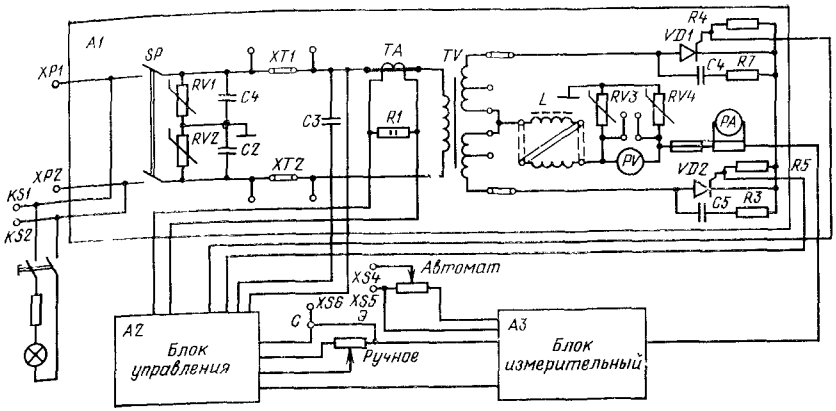


Рис. 5 19. Блок-схема агрегата ПАСК-М

пониженного напряжения, состоит из четырех обмоток двух первичных и двух вторичных Параллельное или последовательное включение первичных обмоток обеспечивает питание от сети 220 В, 127/110 В Каждая из двух вторичных обмоток состоит из семи секций, соединенных последовательно, и имеет восемь ответвлений для регулировки пониженного напряжения Переключение обмоток осуществляется двумя переключателями грубого и плавного регулирования Каждый из переключателей имеет четыре фиксированных положения

Выпрямитель представляет собой мостовую схему, собранную на четырех диодах Конструктивно он выполнен в виде самостоятельного блока Станции изготовляются в ограниченном количестве по заказам эксплуатационных организаций

Преобразователи катодные автоматические ПАСК-М и неавтоматические ПСК-М выполнены в климатическом исполнении У по категории размещения I согласно ГОСТ 15150—69 (табл 5 2)

Преобразователи представляют собой бескаркасную конструкцию в виде шкафа с передней дверью Контрольно-измерительные приборы, органы управления и сигнализация преобразователя расположены на подвижной панели, укрепленной за дверью С обратной стороны панели установлены блок управления, обеспечивающий ручное регулирование выходного тока нагрузки, и измерительный блок

Внутри шкафа расположены силовой трансформатор, блок вентилей, сглаживающий реактор и панель с предохранителями и выключателями, обеспечивающими включение и отключение преобразователей

Преобразователи состоят из трех блоков (рис 5 19) *A1* — силовой, *A2* — управления, *A3* — измерительный (ПСК М отличается от ПАСК М тем, что в нем отсутствует блок *A3*)

В силовом блоке *A1* варисторы *RV1÷RV4* осуществляют защиту от атмосферных перенапряжений на питающей стороне (*RV1*, *RV2*) и на стороне нагрузки (*RV3*, *RV4*) Фильтр радиопомех *C2—C4* предназначен для подавления радиопомех, возникающих при работе преобразователя

Силовой трансформатор *T* предназначен для преобразования напряжения питающей сети до необходимого значения для получения на выходе преобразователя требуемого выпрямленного напряжения, а также для гальванической развязки выходных цепей преобразователя от питающей сети

Датчик обратной связи по току *TA* обеспечивает получение сигнала обратной связи по току, амплитуда которого пропорциональна изменению выходного тока нагрузки

Сглаживающий дроссель предназначен для сглаживания тока нагрузки

Тиристоры *VD1*, *VD2* предназначены для преобразования однофазного переменного тока в плавно изменяющийся выпрямленный ток, регулирование которого осуществляется изменением времени подачи на тиристоры управляющих

Таблица 5 3

Основные параметры преобразователей ТДЕ-9

Параметры	Норма для различных типов преобразователей				
	ТДЕ9-12,5/25—48/24 НХЛ1 (У3)	ТДЕ9-25/150—48/24 НХЛ1 (У3)	ТДЕ9-21 42—96 48 НХЛ1 (У3)	ТДЕ9-31/62—96/48 НХЛ1 (У3)	ТДЕ9-52/104—96/48 НХЛ1 (У3)
Напряжение питающей сети, В	220^{+22}_{-40}				
Частота питающей сети, Гц	50±1				
Число фаз	1				
Мощность, потребляемая от сети, кВ·А	1,33	2,47	3,67	5,13	7,81
Номинальная выходная мощность, кВт	0,6	1,2	2,0	3,0	5,0
Номинальное выпрямленное напряжение, В	48/24	48/24	96/48	96/48	96/48
Номинальный выпрямленный ток, А	12,5/25	25/50	21/42	31/62	52/10
Пределы регулирования выпрямленного тока, % от номинального	от 10 до 100				
Коэффициент полезного действия, %, не менее	63	63	65	67	68
Коэффициент мощности не менее	0 75	0 75	0 75	0,75	0,75
Установка защитного потенциала, В, в пределах	От 0,8 до 3,5				
Точность поддержания защитного потенциала, мВ	+50				
Входное сопротивление измерительного блока, кОм, не менее	80				

Примечание Последние три параметра относятся только к автоматическим агрегатам

импульсов Блок управления служит для формирования фазы импульсов управления и усиления до величины, необходимой для запуска тиристоров *VD1* и *VD2*, и состоит из следующих функциональных узлов генератора пилообразного напряжения, узла сравнения, узлов выработки управляющего напряжения и отсечки, импульсного усилителя, формирователя импульсов, источника питания

Измерительный блок *А3* предназначен для усиления сигнала рассогласования между заданным и действительным потенциалом до величины, необходимой для нормальной работы блока управления *А2*. Для обеспечения высокой точности поддержания заданного значения защитного потенциала источник опорного напряжения построен по двухкаскадной схеме стабилизации В блоке *А3* постоянное напряжение рассогласования преобразуется в переменное, усиливается, детектируется и сглаживается

Агрегаты ТДЕ-9 ХЛ1 предназначены для работы в климатическом исполнении ХЛ по категории размещения *1* согласно ГОСТ 15150—69, но при температуре окружающего воздуха от —60 до +30 °С с верхним значением относительной влажности воздуха не более 98 % при температуре +25 °С

Агрегаты ТДЕ-9 У3 предназначены для работы в климатическом исполнении У по категории размещения 3 согласно ГОСТ 15150—69, но при температуре окружающего воздуха от —40 до +40 °С с верхним значением относ

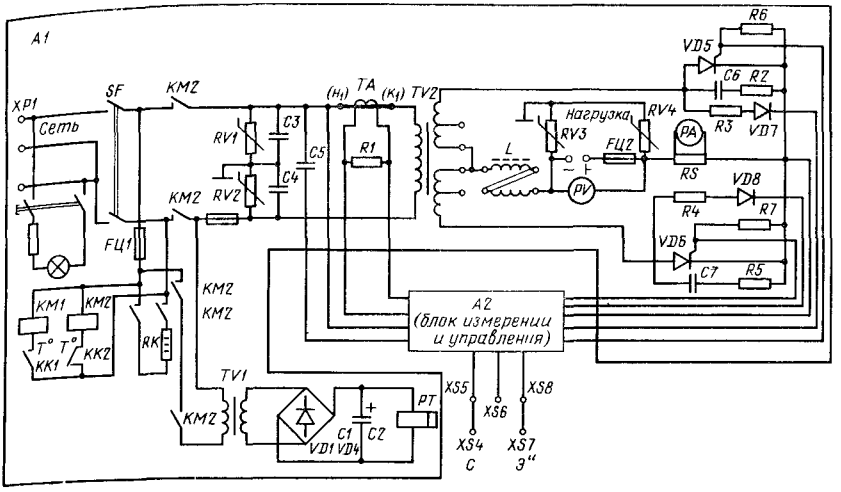


Рис 5 20 Блок-схема агрегата ТДЭ-9 ХЛ1

тельной влажности воздуха не более 98 % при температуре +25 °С и для обоих агрегатов при более низких температурах без конденсации влаги (табл 5 3)

Агрегаты имеют две модификации 1 — агрегат автоматический и 2 — агрегат неавтоматический

Агрегаты ТДЕ-9 исполнения УЗ выполнены конструктивно в каркасе Стенки каркаса съемные Спереди каркаса на петлях крепится панель управления, на которой располагаются органы управления и приборы контроля Агрегаты исполнения ХЛ1 выполнены конструктивно в шкафу Шкаф имеет две двери— переднюю и заднюю, через которые осуществляются монтаж и обслуживание агрегата Органы управления и приборы контроля расположены на панели управления

Принципиальная схема агрегата ТДЕ-9 ХЛ1 автоматического приведена на рис 5 20 В агрегат входят следующие блоки *А1* — силовой, *А2* — управления

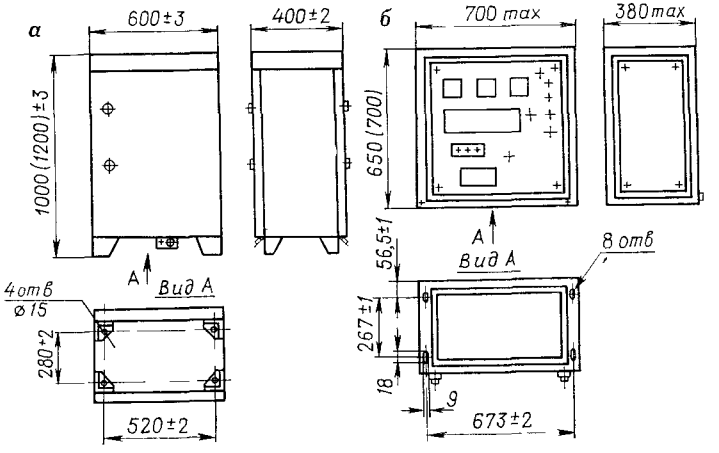


Рис 5 21 Габаритные и установочные размеры агрегатов ТДЕ-9 в исполнении ХЛ1 (*а*) и УЗ (*б*)
В скобках указаны размеры для агрегатов ТДЕ-9-52/104-96/48

В силовой блок входят фильтр радиопомех *С3—С5*, варисторы *RV1—RV4*, осуществляющие защиту от атмосферных перенапряжений на питающей стороне (*RV1*, *RV2*) и на стороне нагрузки (*RV3*, *RV4*), силовой трансформатор *Т2*, тиристорно-диодный выпрямитель *VД5—VД8*, осуществляющий выпрямление и регулирование выходного напряжения, датчик обратной связи по току *ТА* (защита от перегрузок), выключатель *SF*, обеспечивающий включение и отключение агрегата, система подогрева, состоящая из датчика температуры *КК2*, обеспечивающего защиту от включения агрегата при температуре внутри шкафа ниже минус 40 °С, датчика температуры *КК1*, обеспечивающего регулирование температуры внутри шкафа агрегата на уровне не ниже минус 40 °С и нагревателя *RK* В агрегате ТДЕ-9 У3 система подогрева отсутствует

Блок питания счетчика моточасов (*TV1*, *C1*, *C3*, *VD1—VD4*)

Блок управления А2 предназначен для управления тиристорами за счет изменения времени подачи на тиристоры управляющих импульсов как в ручном режиме, так и в автоматическом В неавтоматических модификациях в блоке управления отсутствует измерительный узел Габаритные и установочные размеры и масса преобразователей приведены на рис 5 21

Автоматические регуляторы тока защиты типа АРТЗ и потенциала защиты типа АРПЗ

Регуляторы предназначены для работы на открытом воздухе в районах с умеренным климатом (исполнение У, категория 1 по ГОСТ 15150—69), (табл 5 4)

Регулятор имеет встроенную защиту от атмосферных перенапряжений как с питающей стороны, так и со стороны нагрузки Габаритные установочные размеры регуляторов, масса приведены на рис 5 22

Таблица 5.4

Основные параметры регуляторов АРТЗ

Параметры	Нормы для различных типов регуляторов				
	АРТЗ-0,6 (АРПЗ) 48/24 У1	АРТЗ-1,2 (АРПЗ) 48/24 У1	АРТЗ-2,0 (АРПЗ) 96/48 У1	АРТЗ-3,0 (АРПЗ) 96/48 У1	АРТЗ-5,0 (АРПЗ) 96/48 У1
Напряжение питающей сети, В	220^{+22}_{-55}				
Частота питающей сети, Гц	50±1				
Число фаз	1				
Номинальная выходная мощность, кВт	0,6	1,2	2,0	3,0	5,0
Номинальное выпрямленное напряжение, В	48/24	48/24	96/48	96/48	96/48
Номинальный выпрямленный ток, А	12,5/25	25/50	21/42	31/62	52/104
Диапазон регулирования выпрямленного напряжения или тока, %	от 10 до 100				
Коэффициент полезного действия в номинальном режиме, %, не ниже	80				
Коэффициент мощности в номинальном режиме, не ниже	0,65				
Точность автоматического поддержания защитного потенциала или тока, % (основная погрешность)	1,5				

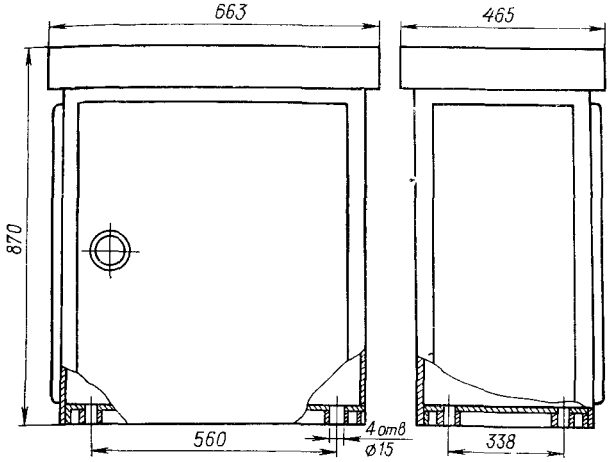


Рис 5 22 Габаритные и установочные размеры регулятора АРТЗ

Принципиальная схема регулятора АРТЗ приведена на рис 5 23

Узлы и детали регулятора размещены в стальном шкафу, который разделен на два отсека силовой и приборный

Регулятор состоит из следующих составных частей силового трансформатора, дросселя, выпрямительного блока, блока автоматики, устройства грозозащиты, панели

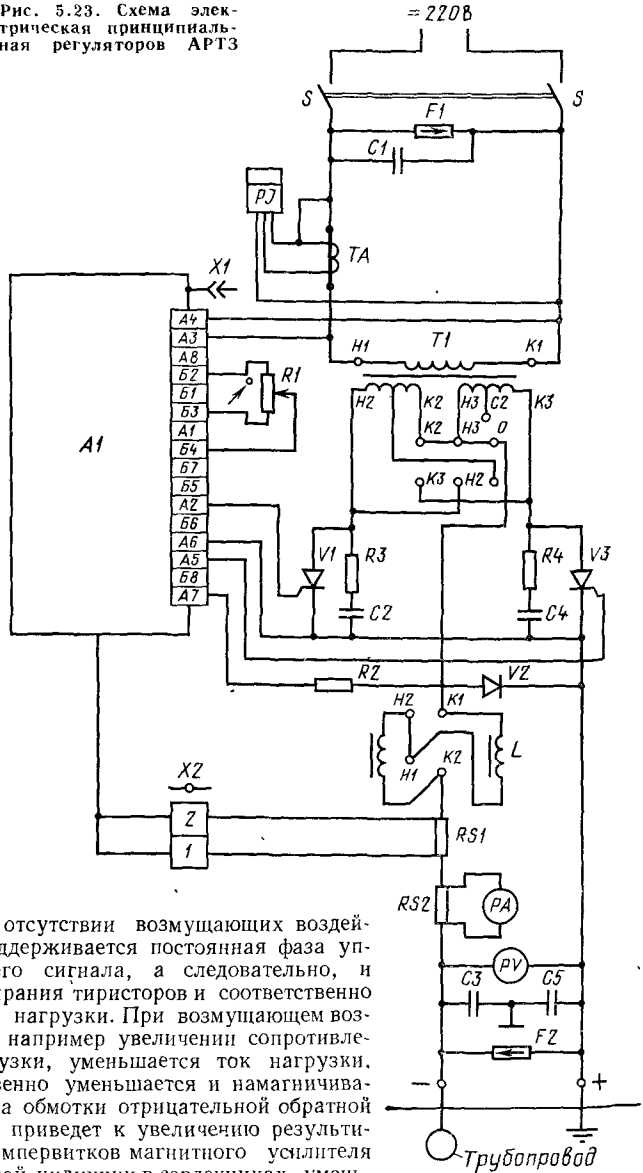
Регуляторы представляют собой однофазный двухполупериодный регулируемый выпрямитель, собранный на тиристорах по схеме со средней точкой Работает регулятор следующим образом На вход блока автоматики *A1* подается напряжение обратной связи, снимаемое с шунта *RS1*, опорное или задающее напряжение, которое пропорционально величине уставки защитного тока, напряжение, пропорциональное углу открытия тиристоров, и напряжение питания В зависимости от степени насыщения сердечника магнитного усилителя меняется его угол насыщения и силовых тиристоров *V1* (*V3*)

Таблица 5.5

Основные технические параметры станций ТСКЗ

Параметры	Нормы для различных типов станций		
	ТСКЗ-1,6М	ТСКЗ-3М	ТСКЗ-5М
Напряжение питающей сети, В		220^{+22}_{-33}	
Частота питающей сети, Гц		50±1	
Номинальная выходная мощность, кВт	1,6	3	5
Выпрямленное напряжение, В ± 5 %			
режим I	48	96	96
режим II	24	48	48
Выпрямленный ток, А ± 5 %			
режим I	33	31	52
режим II	66	62	104
Нижний предел регулирования, В	15	15	15
Масса, кг, не более	130	155	170

Рис. 5.23. Схема электрическая принципиальная регуляторов АРТЗ



При отсутствии возмущающих воздействий поддерживается постоянная фаза управляющего сигнала, а следовательно, и угол отпирания тиристоров и соответственно сила тока нагрузки. При возмущающем воздействии, например увеличении сопротивления нагрузки, уменьшается ток нагрузки, соответственно уменьшается и намагничивающая сила обмотки отрицательной обратной связи, что приведет к увеличению результирующих ампервитков магнитного усилителя и магнитной индукции в сердечниках, уменьшению угла насыщения магнитного усилителя и увеличению угла проводимости тиристоров и увеличению напряжения на выходе регулятора, следовательно и тока. В результате ток вернется к ранее заданному значению с определенной погрешностью Таким же образом схема будет реагировать и на другие возмущения и поддерживать величину защитного тока на уровне заданной.

Регуляторы АРПЗ имеют схему, несколько отличающуюся схемой блока управления.

Станции катодной защиты ТСКЗ предназначены для работы на открытом воздухе, исполнение ХЛ категории 1 по ГОСТ 15150—69 (табл. 5.5).

Станция (рис 5 24, 5 25) представляет собой регулируемый выпрямитель, собранный по мостовой схеме В двух плечах моста установлены тиристоры типа Т-160, в двух других плечах — диоды типа В 200 Управление выходным напряжением станции осуществляется фазосдвигающей цепочкой *C3*, *R3* Перевод с режима I в режим II осуществляется перемычками на клеммной колодке силового трансформатора Фильтр *C1*, *C2*, *Z* служит для подавления радиопомех, разрядники *F1* *F2* предохраняют станцию от перенапряжений Контроль выходного напряжения и тока производится по вольтметру *PV* и амперметру *PA*.

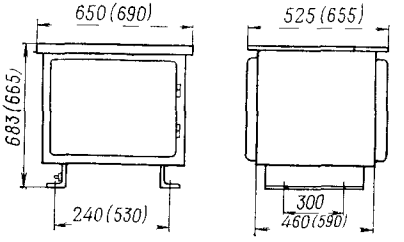


Рис. 5.24. Габаритно-установочные размеры станций ТСКЗ-1, 6М, 3М и ТСКЗ-5М (размеры в скобках)

Станции катодной защиты типа СКЗМ предназначены для работы на открытом воздухе, исполнение У по категории 1 согласно ГОСТ 15150—69 (табл 5 6)

Станции СКЗМ 2,0 и СКЗМ 3,0 изготовляются по согласованию с предприятием-изготовителем (рис 5 26, 5 27)

Станция работает следующим образом Напряжение со вторичной обмотки силового трансформатора *T1* поступает на выпрямитель, собранный по мостовой схеме, в два плеча которого включены тиристоры *V1*, *V2*, в два других плеча — диоды *V3*, *V4* Управление тиристорами осуществляется блоком управления тиристорами *БУТ*, представляющим собой фазоимпульсный преобразователь, предназначенный для формирования импульсов управления, фаза которых изменяется относительно сети Выходное напряжение и ток регулируются резисторами *R2*, *R3*, выведенными на приборный щиток Кроме того, на приборном щитке расположены вольтметр, амперметр, клеммы «Э» и «С» для контроля защитного потенциала, клеммы сети переменного тока 220 В, предохранители блока питания и сети переменного тока

Распределительные блочные катодные станции УКЗ предназначены для преобразования напряжения 6 (10) кВ, 50 Гц — УКЗВ и напряжения 220 В 50 Гц — УКЗН в регулируемое постоянное напряжение

Нормальная работа устройства обеспечивается в следующих условиях высота над уровнем моря не более 1000 м, температура окружающей среды от — 40 до + 40 °С, в среде, не содержащей токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров, скорость ветра до 30 м с (табл 5 7)

Масса устройств типа УКЗВ не более 1550 кг, типа УКЗН — не более 900 кг Устройство может запитываться как от воздушной, так и от кабельной линии Конструктивно устройство типа УКЗВ (рис 5 28) состоит из высоковольтного блока и блока катодных станций (БКС), установленных на салазках

Устройство типа УКЗН состоит только из БКС, также установленного на салазках Блоки выполнены в виде металлических контейнеров, внутри которых

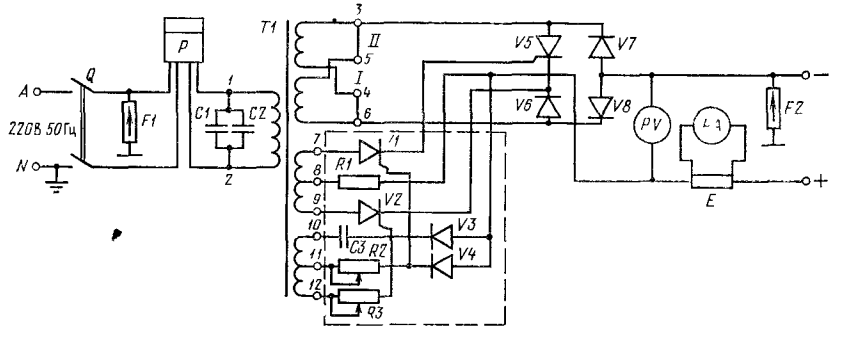


Рис 5 25 Принципиальная электрическая схема ТСКЗ-5М

Рис. 5.26. Габаритные, установочные размеры станций СКЗМ

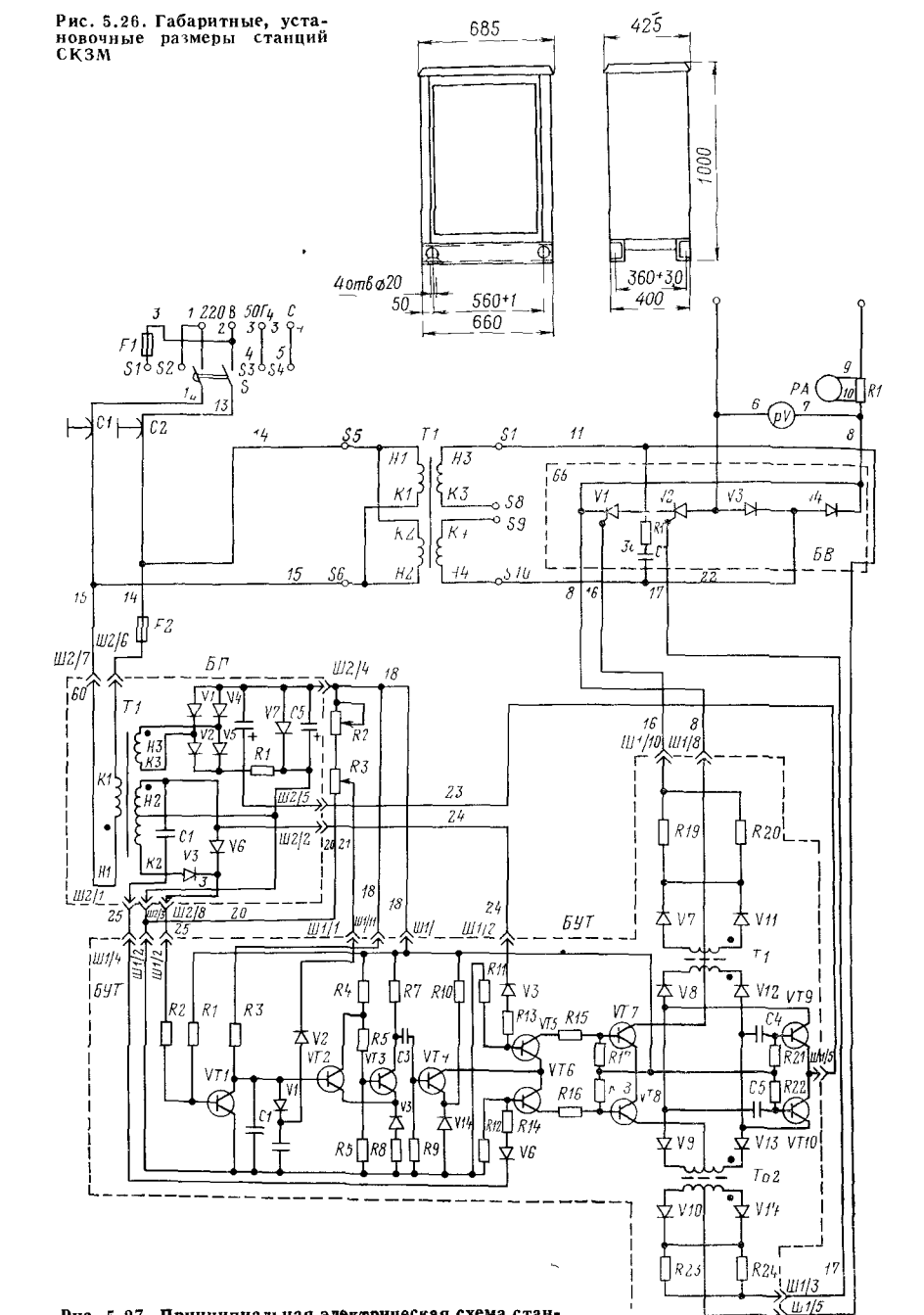


Рис. 5.27. Принципиальная электрическая схема станции СКЗМ

Таблица 5.6
Основные параметры станции СКЗМ

Параметры	Нормы для различных типов станций		
	СКЗМ-2,0	СКЗМ-3,0	СКЗМ-5,0
Номинальное напряжение питающей сети, В	220		
Частота, Гц	50±1		
Число фаз	1		
Номинальная выходная мощность, кВт	2,0	3,0	5,0
Номинальное выпрямленное напряжение, В	96/48		
Номинальный выпрямленный ток, А	21/42	31/62	52/104
Пределы регулирования выпрямленного тока, % от номинального	От 10 до 100		
Коэффициент полезного действия, %, не менее	73		
Коэффициент мощности, не менее	0,9		

Таблица 5.7
Основные параметры устройства УКЗВ и УКЗН

Тип устройства	Номинальное напряжение питающей сети, кВ	Номинальная мощность трансформатора, кВ·А	Номинальное напряжение трансформатора, кВ		Катодные станции	
			высшее	низшее	Мощность	Число
УКЗВ-6В-1,2-2У1 УКЗВ-6К-1,2-2У1	6,0	10	6,0	0,23	1,2	2
УКЗВ-10В-1,2-2У1 УКЗВ-10К-1,2-2У1	10,0	10	10,0	0,23	1,2	2
УКЗВ-6В-1,2-4У1 УКЗВ-6К-1,2-4У1	6,0	10	6,0	0,23	1,2	4
УКЗВ-10В-1,2-4У1 УКЗВ-10К-1,2-4У1	10,0	10	10,0	0,23	1,2	4
УКЗН-0,22-1,2-2У1	0,22	—	—	—	1,2	2
УКЗН-0,22-1,2-4У1	0,22				1,2	4

Таблица 5.8
Основные параметры БКС

Обозначение изделия	Номинальное напряжение питания кВ	Мощность катодных станций, кВт	Число установки катодных станций типа АРТЗ
БКС 0,23/1,2У1	0,23	0,6	2
БКС 0,23/2,4У1	0,23	1,2	2
БКС 0,23/4,0У1	0,23	2,0	2
БКС 0,23/6,0У1	0,23	3,0	2
БКС 0,23/10У1	0,23	5	2

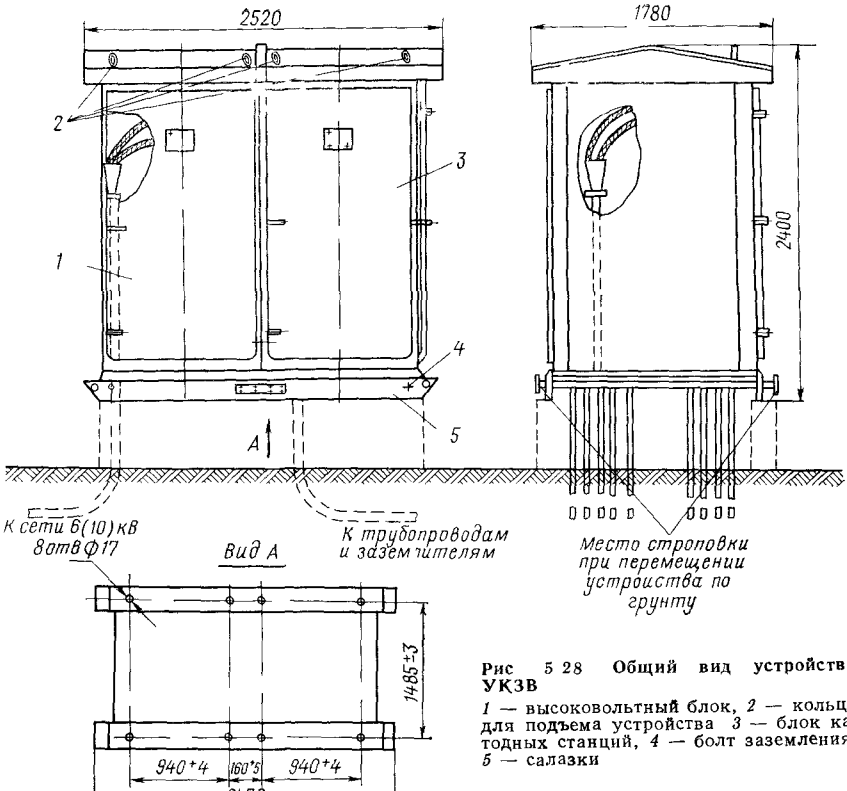


Рис 5 28 Общий вид устройств УКЗВ

1 — высоковольтный блок, *2* — кольца для подъема устройства *3* — блок катодных станций, *4* — болт заземления *5* — салазки

устанавливается вся необходимая аппаратура Внутри контейнеров установлены также светильники напряжением 36 В и питательные розетки того же напряжения для подключения электроинструмента Для охлаждения аппаратуры в устройствах под крышей и в полу предусмотрены вентиляционные отверстия, закрываемые заглушками и задвижками

Устройства имеют следующие защиты

на стороне высшего напряжения УКЗВ (от атмосферных перенапряжений, от междуфазных коротких замыканий),

в УКЗН и на стороне низшего напряжения УКЗВ (от атмосферных перенапряжений (в УКЗН), от перегрузки трансформатора и цепей собственных нужд, от коротких замыканий цепей собственных нужд, обогрева и катодных станций).

Низковольтные коммутационные аппараты, устройства защиты, обогрева, счетчик активной энергии расположены в специальном шкафу, имеющем обогрев. Электронагреватели включаются вручную или автоматически от датчиков влажности и температуры (рис 5 29)

Блок катодных станций с питанием от сети 220 В БКС (табл. 5 8) может устанавливаться на открытом воздухе в условиях умеренного климата при температуре окружающего воздуха в пределах от +40 до —40 °С и высоте над уровнем моря не более 1000 м

Каждый БКС имеет кабельный вариант подключения к защищаемому трубопроводу БКС состоит из низковольтного блока (БН), в котором размещается вся низковольтная аппаратура коммутации и защиты, и двух катодных станций Блок БН и катодные станции установлены на общей раме (рис 5 30)

БКС оборудован защитой от атмосферных перенапряжений как со стороны 220 В, так и со стороны выпрямленного напряжения

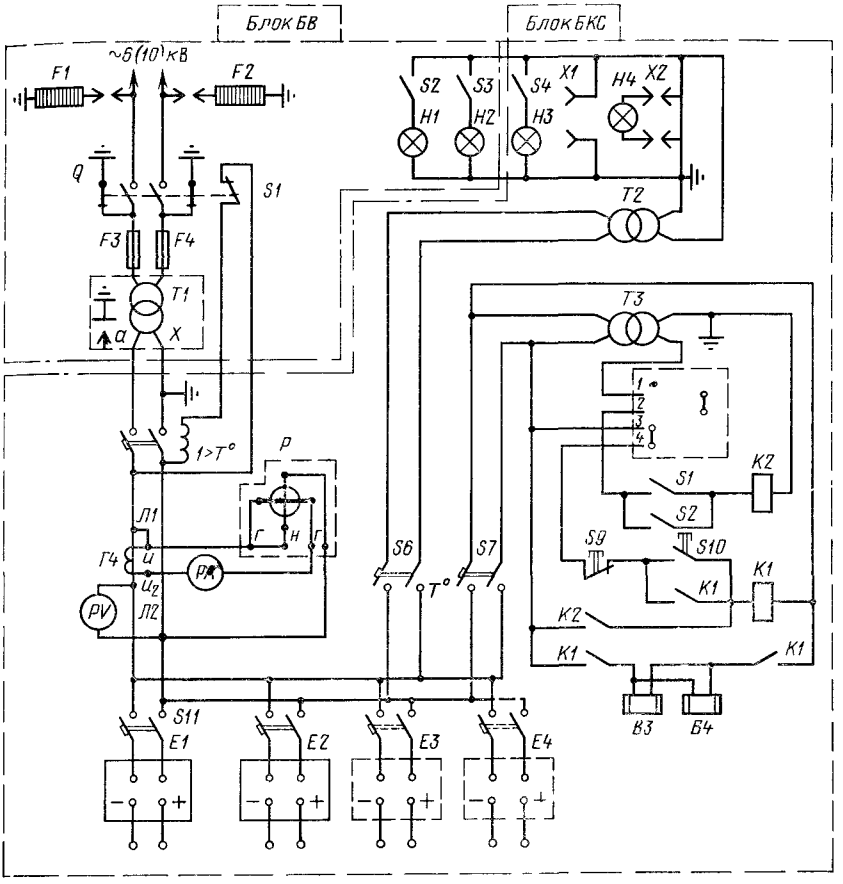


Рис. 5.29. Принципиальная электрическая схема УКЗВ

Блочная установка катодной защиты БУКЗ-1 может устанавливаться на открытом воздухе в условиях умеренного климата при температуре окружающего воздуха в пределах от +40 до —40 °С и высоте над уровнем моря не более 1000 м.

БУКЗ-1 характеризуется следующими параметрами номинальная мощность трансформатора 20 кВ·А, мощность катодных станций 11 кВт

БУКЗ-1 имеет кабельный вариант подключения к защищаемому трубопроводу. Он состоит из блоков (рис. 5 31) трансформаторов (БТ), низковольтного (БН).

Блоки БН и БТ установлены на общей раме и скреплены друг с другом.

В блок БТ входят силовой трансформатор (2), разъединитель (1), разрядники (2), предохранители (4), проходные изоляторы (2)

В низковольтный блок входит вся низковольтная аппаратура коммутации и защиты БУКЗ-1 имеет на сторонах 10 и 0,23 кВ защиты — от атмосферных перенапряжений, от коротких замыканий

Автоматизированная электрическая станция термоэлектрогенераторов АЭС-ТЭГ предназначена для катодной защиты подземных магистральных газопроводов от почвенной коррозии в районах, где отсутствуют источники электроснабжения, а также для эксплуатации в необслуживаемом режиме на открытом

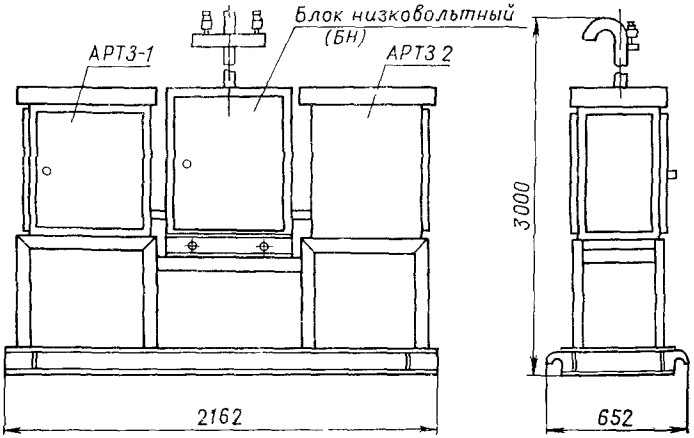


Рис. 5.30. Внешний вид БКС

воздухе при температуре от —50 до +50 °С и относительной влажности воздуха до 90 %. Конструктивно станция выполнена в виде металлического контейнера, внутри которого на кронштейнах установлены термоэлектрогенераторы УГМ-80М. Термогенераторы размещены вдоль боковых стен в два ряда по восемь в ряду. Свободная средняя часть корпуса предназначена для обслуживания.

Для подключения дренажных кабелей и коммутаций термоэлектрогенераторов на выходное напряжение 24 и 48 В внутри контейнера смонтирован

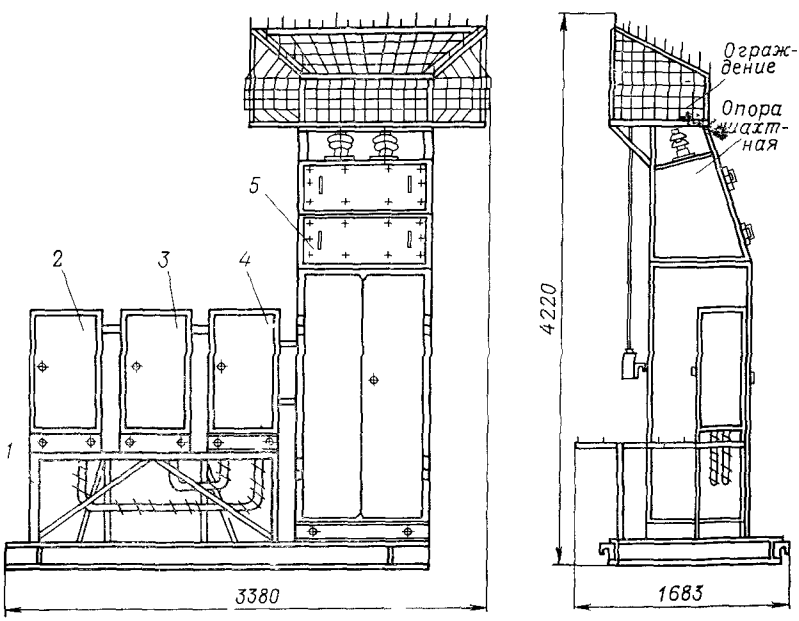


Рис. 5.31. Внешний вид БУКЗ-1:

1 — низковольтный блок; *2, 3, 4* — блоки СКЗ-1, СКЗ 2, СКЗ-3 соответственно; *5* — блок трансформаторов

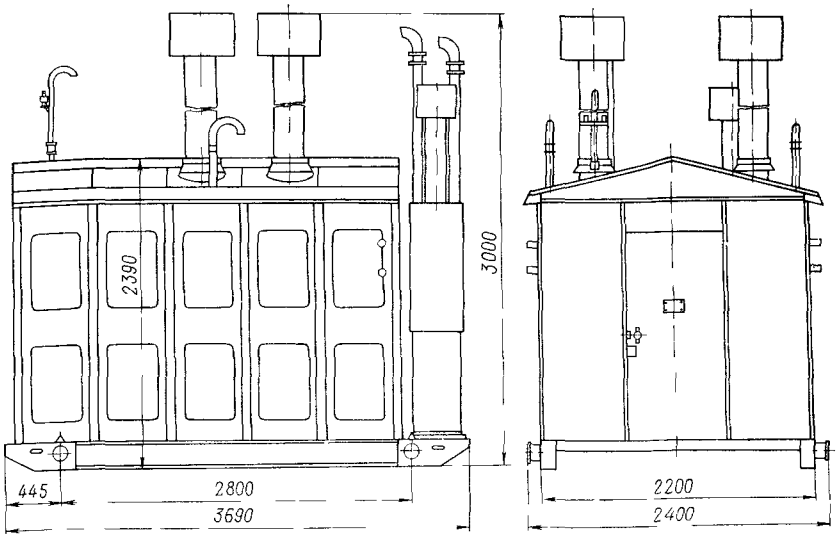


Рис 5 32 Внешний вид АЭС-ТЭГ

щит управления, на котором размещены электроприборы и переключатели. Снаружи контейнера установлены редуцирующий пункт РП-10 и фильтр ФИП 75 (рис 5 32)

Техническая характеристика станции АЭС-ТЭГ

Число термоэлектрогенераторов в электростанции	16
Мощность термоэлектрогенератора УГМ 80м Вт	80
Напряжение на выходных клеммах В	24±10 %, 48±10 %
Мощность станции при температуре горячего теплопровода 330 °С и нагрузке 2 Ом (при установке 16 ТЭГ) Вт (не менее)	1280
Давление газа на входе РП 10 МПа	1 2—7 5
Расход природного газа в номинальном режиме м³/ч	12,8
Напряжение на выходных клеммах в режиме оптимальной нагрузки, В	24
Габаритные размеры мм	6150×2410×2900
Масса кг (не более)	3750±150

Электростанция комплексная ЭТК предназначается для эксплуатации в не обслуживаемом режиме на открытом воздухе при температуре от —60 до +50 °С и относительной влажности воздуха до 95 % при температуре +25 °С Электростанция состоит из базовой и сателлитных станций Число сателлитных станций определяется необходимой суммарной мощностью Предусмотрена возможность подключения четырех сателлитных станций Базовая станция конструктивно оформлена в виде блок контейнера внутри которого размещены четыре термогенератора УГМ 200 щит управления, электрические и газовые коммуникации Внутри контейнера имеется рабочее место для одного ремонтника Снаружи контейнера расположены редуцирующий пункт РП 10 и фильтр ФИП 75 Конструкция сателлитной станции аналогична конструкции базовой но без редуцирующего пункта РП 10 и фильтра ФИП 75 (рис 5 33 5 34)

Техническая характеристика станции ЭТК

Число термогенераторов в станции	
базовой	4
сателлитной	4
Максимальное число термоэлектрогенераторов в комплексной электростанции	20
Мощность термоэлектрогенератора УГМ 200М Вт	200
Напряжение на выходных клеммах В	24+10 % 48±10 % 96±10 %

Давление газа на входе РП-10, МПа	1,2—7,5
Топливо	Природный газ
Габаритные размеры станции базовой и сателлитной, мм	3690×2410×3000
Масса станции, кг (не более):	
базовой	1500±150
сателлитной	1200±120

Электростанция автоматизированная передвижная АПЭС-14 предназначена для эксплуатации в различных климатических зонах СССР, в том числе в районах Крайнего Севера при температурах окружающей среды от —60 до +40 °С и высоте над уровнем моря не более 1000 м.

Оборудование электростанции рассчитано для работы внутри помещения при температуре 10—50 °С, относительной влажности не более 70 % при температуре +25 °С и отсутствии агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию.

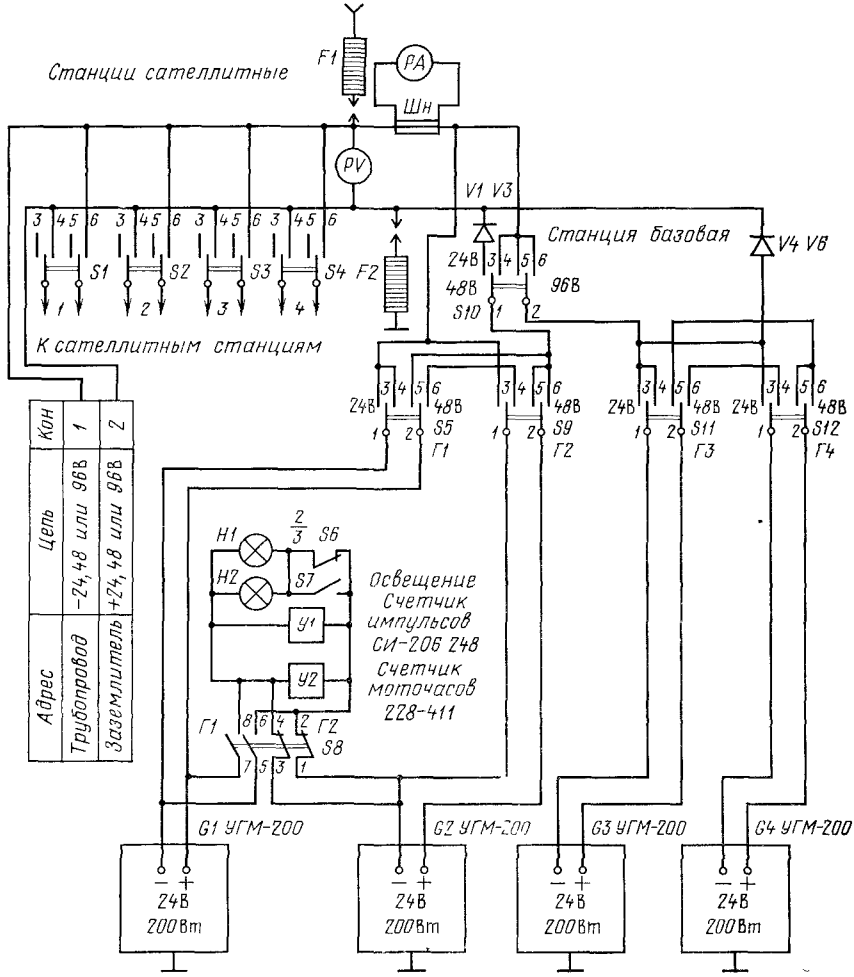


Рис. 5.33. Принципиальная электрическая схема ЭСК

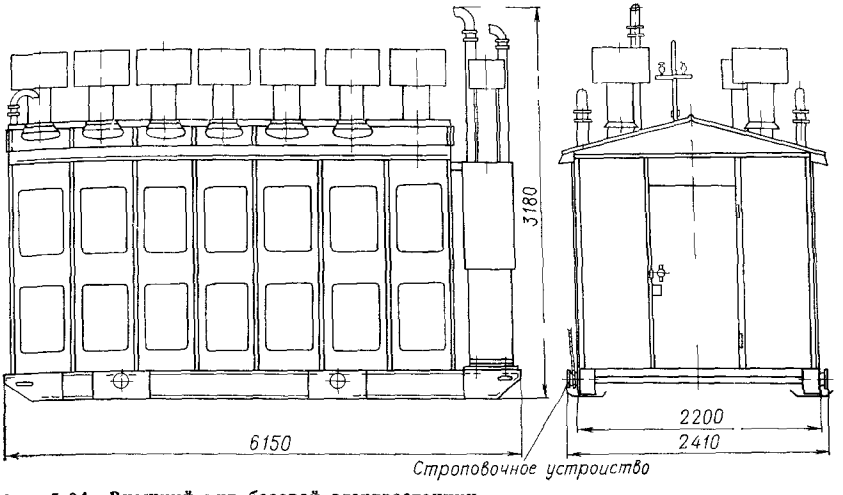


Рис. 5 34. Внешний вид базовой электростанции

Техническая характеристика электростанции АПЭС-14

Мощность, кВт	14
Линейное напряжение, В	400
Частота, Гц	50
Число фаз	3
Расход газа при полной мощности м³/ч (не более)	11
Давление газа МПа	0 0018±0 0002
Температура окружающего воздуха, °С	От —60 °С до + 40 °С
Габаритные размеры, мм	6000×3200×2300
Масса, кг (не более)	9500

Основное оборудование электростанции смонтировано в энерговагоне на базе блок-бокса типа 100, изготовляемого экспериментальным управлением монтажно-блочных устройств Миннефтегазстроя

Электростанция вырабатывает переменное трехфазное напряжение 380 В с частотой 50 Гц и выходной мощностью 14 кВт Источниками электроэнергии являются два газовых мотор генератора 27-16 АГ, работающих на природном газе, и один дизель-генератор 27-16 А Газовые мотор генераторы запускаются как вручную, так и автоматически, дизель-генератор — только вручную.

Автоматический запуск газовых мотор-генераторов осуществляется системой автоматики, размещенной в щите управления, в котором расположены также элементы подключения дизель-генератора и автоматической регулировки температуры воды в системе отопления и воздуха в энерговагоне

Если АПЭС 14 используется как резервный источник электроснабжения, то в случае исчезновения напряжения на внешнем источнике (например ЛЭП) автоматически включаются оба мотор-генератора при этом к нагрузке подключается первый из запущенных мотор генераторов, а второй становится на резерв Если отсутствует внешний источник электроснабжения, потребители питаются от одного из газовых мотор-генераторов при автоматическом подключении к нагрузке второго резервного в случае остановки первого Дизельный мотор-генератор включается при выходе из строя обоих газовых мотор-генераторов

В энерговагоне имеется система водяного отопления с автоматическим газовым водонагревателем АГВ-120

АНОДНЫЕ ЗАЗЕМЛИТЕЛИ

Для заземления катодных установок используются различного типа заземлители (табл 5 9)

Анодный заземлитель АК-1 предназначен для устройства заземления в установках катодной защиты в грунтах с низкой и средней коррозионной активностью, за исключением болотистых и обводненных грунтов

Таблица 5.9

Техническая характеристика анодных заземлителей

Шифр заземлителя	Скорость растворения электрода при анодной плотности тока 8 А/м², кг/А·год	Габаритные размеры		Масса, кг
		диаметр	длина	
АК-1	1	185	1420	60
АК-3	0,12	185	1420	53
АК-1Г	0,12	225	1700	90
АК-2Г	0,12	150	1700	60
АКЦ		Сечение 150×150	1700	77
АЗМ-2	0,12 *	65	1500	34

* Максимально допустимая плотность тока 100 А/м².

АК-1 представляет собой комплектную конструкцию и состоит из стального электрода диаметром 50 мм, длиной 1400 мм, массой 21 кг и из спрессованного коксового наполнителя с ингибитором, упакованных в стальной кожух К стальному электроду подключен изолированный проводник.

Анодный заземлитель АК-3 предназначен для устройства заземлений в установках катодной защиты в грунтах с повышенной и высокой коррозионной активностью, за исключением болотистых и обводненных грунтов. АК-3 представляет собой комплектную конструкцию и состоит из железокремниевого электрода диаметром 40 мм, длиной 1400 мм, массой 12 кг и из спрессованного коксового наполнителя с ингибитором, упакованных в стальной кожух. К железокремниевому электроду через стальной контактный стержень подключен изолированный проводник.

Глубинный анодный заземлитель АК-1Г представляет собой комплектную конструкцию и состоит из железокремниевого электрода диаметром 68 мм, длиной 1400 мм, массой 41 кг и их спрессованного коксового наполнителя с ингибитором. В верхней части заземлителя расположен фитинг, в котором осуществляется контакт электрода с дренажным кабелем. В теле анодного заземлителя имеются два канала, через которые протягивается дренажный кабель. Заземлители АК-1Г собирают в гирлянду.

Глубинный анодный заземлитель АК-2Г представляет собой комплектную конструкцию и состоит из железокремниевого электрода диаметром 40 мм, длиной 1400 мм, массой 12 кг и их спрессованного коксового наполнителя с ингибитором. Заземлители АК-2Г собирают в гирлянду.

Анодный заземлитель АКЦ предназначен для устройства заземлений в установках катодной защиты в грунтах с повышенной влажностью в болотах, поймах рек, водных переходах.

АКЦ представляет собой комплектную конструкцию и состоит из стального электрода диаметром 50 мм, длиной 1700 мм, массой 26 кг и из коксового наполнителя на цементном связующем с добавкой 5 % нитрита натрия. К стальному электроду подключен изолированный проводник.

Анодный заземлитель АЗМ-2 представляет собой цилиндрический электрод из железокремниевого сплава диаметром 65 мм, длиной 1500 мм, массой 34 кг. С обоих концов электрод снабжен изолированными проводниками АВВГ длиной 5,5 м. Заземлители АЗМ-2 поставляются комплектно 24 электрода, 4 контактные коробки и 60 м соединительного кабеля.

При установке заземлителей АЗМ 2 в высокоомных сухих грунтах необходима засыпка шурфов коксовой мелочью или активаторами (поваренная соль, минеральные удобрения, сильвинит, мирабилит и т. д.) с дренирующими засыпками (песок, глина, известняки и т. д.).

Таблица 5.10
Техническая характеристика типов и размеров электродов и комплектных протекторов

Электрод	Размеры, мм					Масса, кг
	А	*Б*	*d*	*D*		
ПМ5	580	40	116	165		5
ПМ10	700	50	144	200		10
ПМ20	710	50	206	270		20
Комплектные протекторы	*L*	*H*	*a*	*r*	*d*	
ПМ5У	500	75	100	40		16
ПМ10У	600	100	130	50	5	30
ПМ20У	610	155	175	75		60

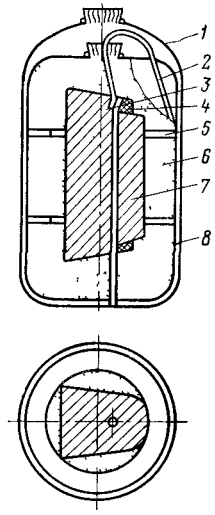


Рис. 5.35. Протекторы комплектные типа ПМУ:
1, *8* — бумажные (хлопчатобумажные) мешки, *2* — изолированный проводник; *3* — изоляционная лента; *4* — битумно-резиновая машина; *5* — картонная шайба; *6* — активатор, *7* — магниевый анод

УСТАНОВКА ПРОТЕКТОРНОЙ ЗАЩИТЫ

Комплектные протекторы типа ПМУ с электродами из сплава МПУ (рис. 5 35) предназначены для защиты подземных металлических сооружений от почвенной коррозии Протекторы состоят из электродов и порошкообразного активатора, упакованных в хлопчатобумажный мешок (табл 5.10).

К. п. д и практическая токоотдача комплектных протекторов при анодной плотности тока 1 А/м² соответственно равны 66 % и 1470 А·ч·кг.

УСТАНОВКИ ДРЕНАЖНОЙ ЗАЩИТЫ

Установки дренажной защиты состоят из поляризованного дренажа (преобразователя) и соединительных кабелей. Электрические дренажи — наиболее простое и эффективное средство защиты от коррозии, вызываемой блуждающими токами, источником которых является электрифицированный на постоянном токе рельсовый транспорт. Назначение электрического дренажа — гальваническое соединение рельсов, имеющих отрицательный потенциал, с газопроводом, потенциал которого положителен. Таким образом, цепь газопровод—земля—рельс шунтируется цепью электрического дренажа, имеющей гораздо меньшее сопротивление, поэтому практически весь блуждающий ток, текущий по трубопроводу, дренируется в рельсы. Чтобы исключить обратные токи в дренажной цепи (например, при смене полярности рельсов при отключении тяговых подстанций или при использовании дренажа в знакопеременной зоне), дренаж выполняется поляризованным: ток протекает только в одном направлении — от газопровода к рельсу. Для регулировки дренажного тока схема дренажа содержит регулировочное сопротивление При недостаточных значениях защитного тока в цепь дренажа дополнительно включается источник постоянного тока. Такая схема получила название «усиленного дренажа» и фактически представляет собой установку катодной защиты с подключением плюсовой клеммы станции к рельсам вместо анодного заземления.

Поляризованный дренаж ПД-3А предназначен для защиты подземных металлических сооружений от коррозии блуждающими токами электротяги. Дренаж предназначен для работы на открытом воздухе при температуре окружающей среды от —50 до +50 °С и относительной влажностью 98 % при температуре 35 °С.

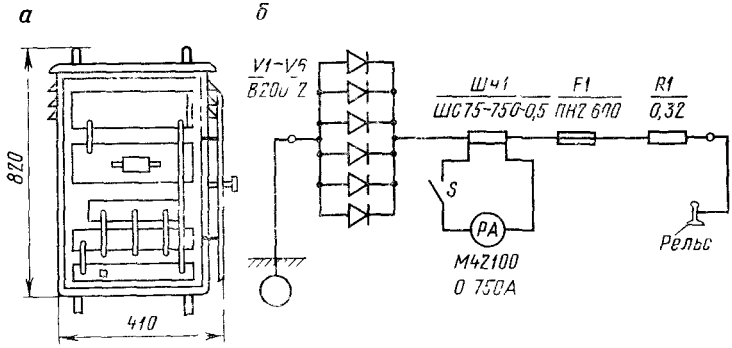


Рис. 5.36. Габаритные размеры и принципиальная электрическая схема ПД-3А

Конструктивно дренаж выполнен в виде шкафа, в котором смонтированы следующие элементы регулировочный резистор 0,32 Ом, предохранитель на 500 А, амперметр, блок из шести вентилей

Элементы крепятся на асбоцементных панелях (рис 5 36)

Универсальная поляризованная дренажная установка УПДУ-57 предназначена для работы как в закрытых помещениях, так и на открытом воздухе

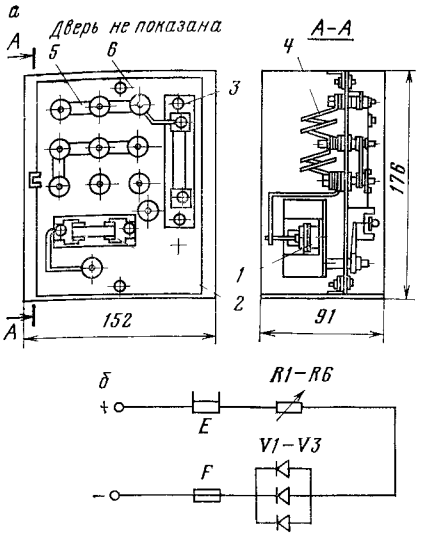
Конструктивно установка выполнена в виде металлического шкафа, в котором размещены регулировочное сопротивление, предохранители на 15 А и 350 А, контактор и амперметр.

Блоки дренажной защиты типа БДЗ (табл 5 11) предназначены для защиты подземных трубопроводов и других металлических подземных сооружений от коррозии блуждающими токами.

Блоки могут также применяться при совместной защите нескольких подземных коммуникаций Блоки предназначены для работы на открытом воздухе, исполнение У, категория 1

Таблица 5.11
Техническая характеристика установок дренажной защиты

Параметры	Шифр дренажа			
	ПД-3А	УПДУ-57	БДЗ	
			БДЗ-10	БДЗ-50
Номинальный ток, А	500	300	10	50
Допустимая нагрузка, А	1000 в течение 30 с	800 в течение 15 с		
Максимальное сопротивление, Ом	—	—	0,3	0,3
Замыкание дренажной цепи происходит при разности потенциалов, В	—	2,5	—	—
Отключение дренажной цепи при разности потенциалов, В	—	0,1—0,6	—	—
Число ступеней регулирования	—	—	12	12
Габариты, мм	782×380×313	690×470×1500	155×95×175	200×235×155
Масса, кг	40	75	2	5



в

Сопротивление, Ом	Положение перемычек электроблока
0 000	
0,017	
0,025	
0,033	
0,050	
0,067	
0,075	
0 100	
0,150	
0,200	
0,250	
0,300	

Рис 5 37 Блок БДЗ-10
принципиальная электрическая схема (*б*), общий вид (*а*) и таблица переключения перемычек (*в*)

Конструктивно блоки выполнены в виде металлических шкафов, в которых смонтированы (рис 5 37) вентили *1*, предохранители *2*, шунт *3*, регулировочные резисторы *4* с накладками *5* и панель *6*

Блоки совместной защиты применяются при защите рядом расположенных газопроводов с целью устранения вредного влияния и регулировки токов в перемычках по направлению и значению Блоки могут использоваться также в качестве поляризованных дренажей

Диодно резисторный блок типа БДР (рис 5 38) предназначен для работы на открытом воздухе Климатическое исполнение У по категории 1 в соответствии с ГОСТ 15150—69

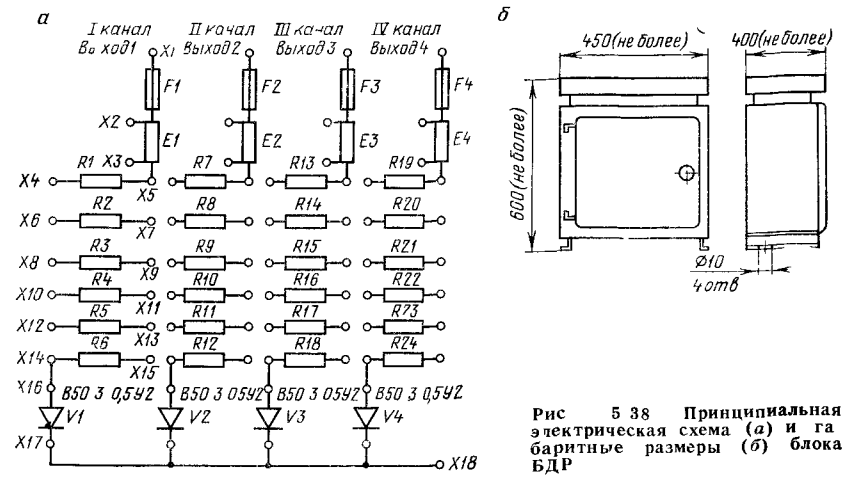


Рис 5 38 Принципиальная электрическая схема (*а*) и габаритные размеры (*б*) блока БДР

Техническая характеристика блока типа БДР

Число независимых каналов	4
Параметры одного независимого канала:	
максимальный ток, А	25
допустимое обратное напряжение, В	300
номинальное регулировочное сопротивление, Ом	0,24
номинальная величина одного элемента сопротивления, Ом	0,04
число элементов регулировочного сопротивления	6
число ступеней регулирования	16
Номинальный ток каналов, образованных путем параллельного соединения, А:	
двух независимых каналов	50
трех независимых каналов	75
четырех независимых каналов	100
Масса, кг (не более)	25

Принципиальная электрическая схема блока и габаритные размеры приведены на рис. 5.38.

НЕПОЛЯРИЗУЮЩИЕСЯ ЭЛЕКТРОДЫ

Электрод неполяризующийся ЭН-1 предназначен для измерения разности потенциалов подземное металлическое сооружение — земля. Электрод состоит из керамического пористого корпуса и медного стержня, опрессованного поливинилхлоридом. Во внутреннюю часть корпуса заливается насыщенный раствор медного купороса. Оголенный конец медного стержня перед погружением в электролит зачищают наждачной бумагой и промывают раствором медного купороса. Перед работой керамический корпус должен быть выдержан в растворе медного купороса в течение 10—15 ч без погружения медного стержня. После выдержки внутрь досыпают 0,5—1 г кристаллов чистого медного купороса и вставляют медный контакт. После стабилизации через 1 ч измеряют разность потенциалов между двумя электродами сравнения, помещенными во влажную почву в непосредственной близости друг от друга. Разность потенциалов должна составлять не более 10 мВ. При длительных перерывах в работе или после окончания работ электроды освобождают от раствора электролита, контакт отмывают водой и хранят в сухом состоянии, а керамический корпус во избежание растрескивания тщательно промывают водой, вымачивают в течение 1—2 сут и затем хранят в сухом состоянии.

Неполяризующийся медносульфатный электрод длительного действия МЭД-АКХ (рис. 5.39) предназначен для непрерывного контроля разности потенциалов подземное металлическое сооружение — земля в комплекте с автоматическими станциями катодной защиты, а также для периодических измерений защитного и поляризационного потенциалов.

Электрод состоит из керамического корпуса *1* с полупроницаемым дном, заполненного электролитом (насыщенный раствор медного купороса с крахмалом) *2*, и закрытого резиновой пробкой *5* медного стержня *4*, установленного в электролите, датчика электрохимического потенциала *3*, соединительных проводников *6* и предохранительной трубки длиной до 1,5 м. Электрод МЭД-АКХ поставляется в разобранном виде. Для подготовки его к работе необходимо приготовить электролит, зачистить медный стержень, собрать электрод. Электролит готовится на дистиллированной воде комнатной температуры растворением порции медного купороса и порции крахмала. Медный стержень зачищается наждачной бумагой. После сборки электрод устанавливается в шурфе или траншее таким образом, чтобы дно корпуса находилось на уровне оси сооружения на расстоянии 5—10 см от стенки трубы. Электрод должен быть установлен на 10—15 см ниже уровня промерзания грунта. После установки электрода шурф или траншея засыпаются грунтом.

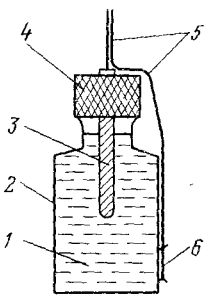


Рис. 5.39. Электрод сравнения длительного действия МЭД-АКХ:

1 — насыщенный раствор медного купороса с загустителем; *2* — керамический корпус; *3* — медный стержень; *4* — резиновая пробка; *5* — соединительные провода; *6* — датчик электрохимического потенциала

ГЛАВА 6

ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ, ПОДГОТОВКИ, ТРАНСПОРТА И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА

ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПРОМЫСЛОВ

Структура управления объектами промысла

На газовых и газоконденсатных промыслах СССР основными процессами подготовки газа являются абсорбционная гликолевая (ДЭГ) осушка и низкотемпературная сепарация (НТС)

Конкретные технологические схемы установок осушки и НТС выбираются в зависимости от принятых систем сбора и подготовки газа и реализуются двумя способами централизованным (например, Газли, Ачак, Шатлык) и децентрализованным (Вуктыл, Медвежье, Уренгои)

В соответствии с технологическими схемами сбора и подготовки газа применяется одно или двухступенчатая структура диспетчерского контроля и управления объектами промысла

Объектами контроля и управления на газовых промыслах (при любой структуре) являются газовые скважины, внутрипромысловый коллектор, установки предварительной подготовки газа (УППГ), установки комплексной подготовки газа (УКПГ) и головные сооружения (ГС)

Структурные схемы диспетчерского управления, принятые в Мингазпроме СССР, представлены на рис 6 1 При одноступенчатой структуре управления (*I*, *III*, *IIIа*) объекты промысла работают без постоянного обслуживающего персонала Контроль и управление технологическими процессами (как основными, так и вспомогательными) осуществляет диспетчерская служба промысла непосредственно с центрального диспетчерского пункта (ЦДП)

При двухступенчатой структуре управления ведение технологического режима работы УКПГ и УППГ обеспечивается постоянным вахтенным персоналом — операторами УКПГ (УППГ), а управление режимом работы всего промысла в целом осуществляется центральной диспетчерской службой с ЦДП (*II*) Имеются случаи смешанной структуры управления технологическим процессом (централизованная и децентрализованная), тогда структура диспетчерского управления применяется также смешанная (*IV*)

Объем телемеханизации

Объем телемеханизации каждого технологического объекта добычи и структура организации потоков информации средствами телемеханики по уровням управления неоднозначны (в отличие от объектов дальнего транспорта газа) и зависят от многих факторов В этой связи четкой границы между системами телемеханики нижнего и верхнего уровней провести невозможно Независимо от этого функции, выполняемые средствами телемеханики, четко определены и аналогичны функциям систем телемеханики для объектов транспорта

Системы телемеханики, применяемые на газовых и газоконденсатных промыслах, выполняют функции сбора, первичной обработки, представления и регистрации оперативной и учетной информации, а также подготовки и передачи информации на вышестоящий уровень Они обеспечивают телеизмерение основных параметров давления, расхода, температуры и влажности газа, а также телесигнализацию состояния запорных органов управления (краны, задвижки, клапана), а также управление и регулирование ими

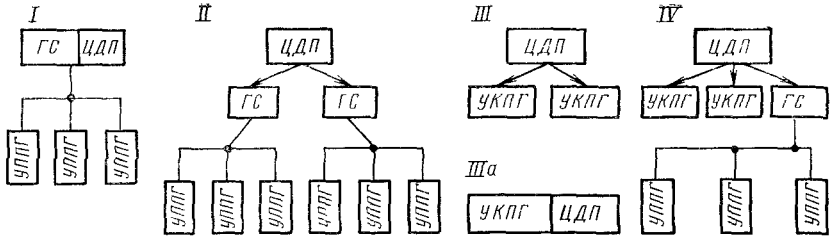


Рис. 6.1. Структурные схемы управления

Основными объектами телемеханизации на газовых промыслах являются газовые скважины (кусты скважин), УППГ, УКПГ, промысловые газораспределительные станции (ПГРС), внутрипромысловый коллектор, ГС, дожимные компрессорные станции.

В зависимости от принятой структуры управления объектами промысла объемы телемеханизации по уровням могут изменяться, так как наличие на УКПГ и ГС систем централизованного контроля и управления, микро- и мини-ЭВМ позволяют часть технологических задач решать непосредственно на УКПГ, а на уровень ЦДС — выдавать обобщенные (расчетные) параметры. В этих случаях существенно, сможет ли диспетчер ПДС на основе обобщенного параметра,

Таблица 6.1

Функции и объемы телемеханизации газовых и газоконденсатных промыслов

Объекты	Телеизмерение	Телесигнализация	Телеуправление	Телерегулирование
Скважина или куст скважин	Дебит газа со скважины или куста	Отклонение параметра от заданного Положение запорного органа	Запорным органом на головке скважины или на выходном коллекторе куста	
	Давление газа на головке скважины и в межтрубном пространстве	Отклонение параметра от заданного Положение запорного органа	Запорным органом на головке скважины или на выходном коллекторе куста	
	Температура газа на устье скважины	—	—	
	Влажность газа на устье скважины (при наличии датчика)	—	—	
Входной газовый коллектор	Давление газа по шлейфам	Отклонение параметра от заданного Положение запорного органа	Запорным органом на шлейфе скважины	
	Давление газа во входном коллекторе	То же	Переключение скважины на замер	

Объекты	Телеизмерение	Телесигнализация	Телеуправление	Телерегулирование
Технологическая линия *	Температура газа во входном коллекторе	—	—	
	Влагосодержание газа во входном коллекторе	—	—	
	Давление газа на выходе	Отклонение параметра от заданного Положение запорных органов	Запорными органами на входе и выходе	
	Расход газа	—	—	Производительностью технологической нитки
	Температура газа	—	—	Температурный режим
Выходной газовый коллектор	Давление газа	—	Запорные органы на выходном коллекторе	—
	Температура газа	—	—	
	Интегральный расход газа	—	—	—
	Влагосодержание	—	—	Режимом работы технологической нитки
	Точка росы по влаге	—	—	—
	Точка росы по углеводородам	—	—	—
Вспомогательные установки	Расход ингибитора гидратообразования	Отклонение параметра от заданного Положение запорных органов	»	Регулирование расхода по точке росы
	Концентрация ингибитора	То же	—	Регулирование процесса регенерации
	Расход воды	»	—	—
	Расход электроэнергии	»	—	—

Примечание В зависимости от принятой схемы осушки газа передается также информация расход и концентрация сорбента, давление и температура в абсорбере, давление и температура в адсорбере и др

полученного по каналам телемеханики, воздействовать на технологический объект и оперативно принимать меры по ликвидации возникших отклонений При этом повышаются требования к телесигнализации Она должна иметь полную расшифровку чтобы правильно сориентировать диспетчера (табл 6 1)

Объемы и функции телемеханизации дожимной компрессорной станции (ДКС) будут рассмотрены в разделе по телемеханизации магистральных газопроводов

Агрегатированный комплекс технических средств «Старт-1»

Комплекс «Старт» предназначен для обеспечения контроля и управления технологическими процессами добычи и подготовки газа автоматизированных газовых промыслов (в том числе морских) и станций подземного хранения газа Комплекс может быть использован для телемеханизации при двухуровневой структуре диспетчерского управления с рассредоточенными объектами на первом (нижнем) уровне управления и сосредоточенными объектами на втором уровне управления

Комплекс «Старт 1» обеспечивает выполнение следующих функций телеизмерение текущих и интегральных значений параметров телесигнализация дискретных состояний контролируемых объектов, телеуправление объектами с дискретными состояниями телерегулирование передача статистической информации, ретрансляция данных текущих телеизмерений ретрансляция данных телесигнализации ретрансляция команд телеуправления

В состав комплекса «Старт 1» входят устройства аппаратуры ПУ устанавливаемые в диспетчерской газодобывающего предприятия (ГДП) устройства аппаратуры КП технологического объекта (КПТ), устанавливаемые в операторной (аппаратной) ГС, УКПГ или УППГ, устройства аппаратуры ППУ устанавливаемые в операторной ГС УКПГ или УППГ устройства аппаратуры КП удаленного объекта (КПУ) устанавливаемые на скважинах (кустах скважин или скважинных оснований в морских ГДП) или других удаленных объектах

Основные технические данные

Емкость системы верхнего уровня	
Число направлений линии связи	До 8 (может быть увеличено до 15)
Число адресов КПТ на направление	» 30
Емкость программы опроса по одному из направлении	
ТИТ	» 480 (может быть увеличено вдвое)
ТИИ	» 64
ТС	» 960
Предельный объем телемеханических функции КПТ	
ТИТ	» 120
ТИИ	» 16
ТС	» 240
ТУ (ТР)	» 60
ТРК	» 16
СК	60
ПСИ	» 500 шестиразрядных десятичных чисел
Объем ретранслируемых параметров	
ТИТ	» 10 групп (1 группа — 16 баитов)
ТИИ	» 6 групп
ТС	1128
Система нижнего уровня	
Число адресов КПУ	До 15 (возможно увеличение вдвое)
Конфигурация линии связи	Произвольная
Емкость программы опроса	
ТИ	До 240
ТС	» 960
Предельный объем для телемеханических функции для КПУ	
ТИ	До 16 (возможна организация ТИИ)
ТС	7 групп
ТСА	1 группа
Из КПТ в ППУ транслируется 60 ТИ	
Быстродействие бит/с	600 (200 300)
Основная погрешность ТИ, %	0 6

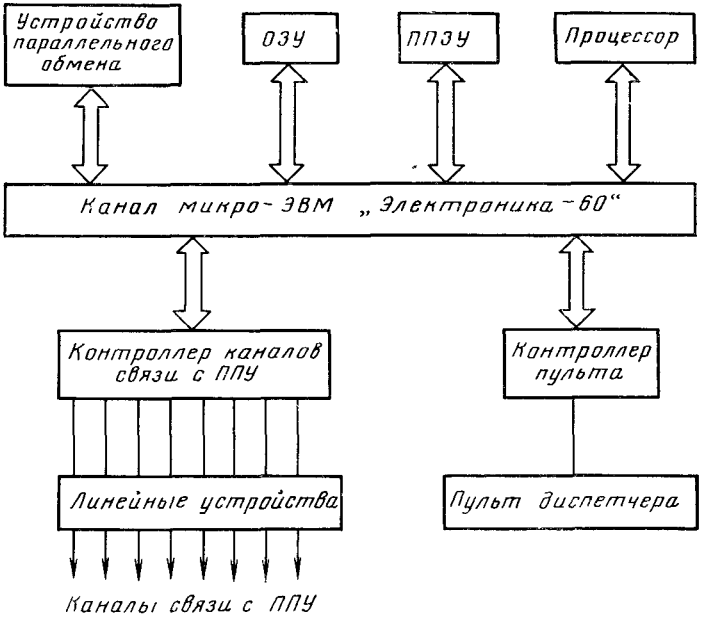


Рис. 6.2. Структурная схема комплекса «Ранг-2» (аппаратура ПИ)

Комплекс аппаратуры ПУ предназначен для сбора, воспроизведения и регистрации известительной информации, голучаемой от КПТ, передачи распорядительной информации на КПТ и выдачи обобщенной информации в ЭВМ или систему телемеханики верхнего уровня по запросу последней.

Аппаратура ПУ представляет собой многомашинный комплекс, построенный на базе микро-ЭВМ «Электроника С5-12», и состоит из следующих частей: устройства управления и обработки информации, пульта диспетчера, телетайпа, аварийного табло, дисплея, мнемощита, шкафа питания (рис 6.2).

Аппаратура КПТ выполняет следующие функции:

обмен телеинформацией с ПУ системы,

подключение аналоговых датчиков с последующим аналого-цифровым преобразованием;

подключение датчиков, генерирующих последовательность импульсов, с последующим накоплением величины числа импульсов (для измерения интегральных значений);

подключение датчиков сигнализации с формированием сигналов об изменении их состояния;

ввод производственно-статистической информации,

дискретное управление аппаратурой местной автоматики в соответствии с принятыми командами;

ввод цифровых или аналоговых установок в местные САР;

ввод адресно-командной информации от оператора с последующим ее исполнением в своих функциональных устройствах;

вывод известительной информации оператору;

обмен телеинформацией с ППУ.

В состав аппаратуры КПТ входят

устройство режима работы, обеспечивающее сопряжение с каналом (линией) связи и выполняющее роль контроллера (управляющего устройства) по отношению к функциональным устройствам, а также фиксирующее аварийные сигналы и запросы связи;

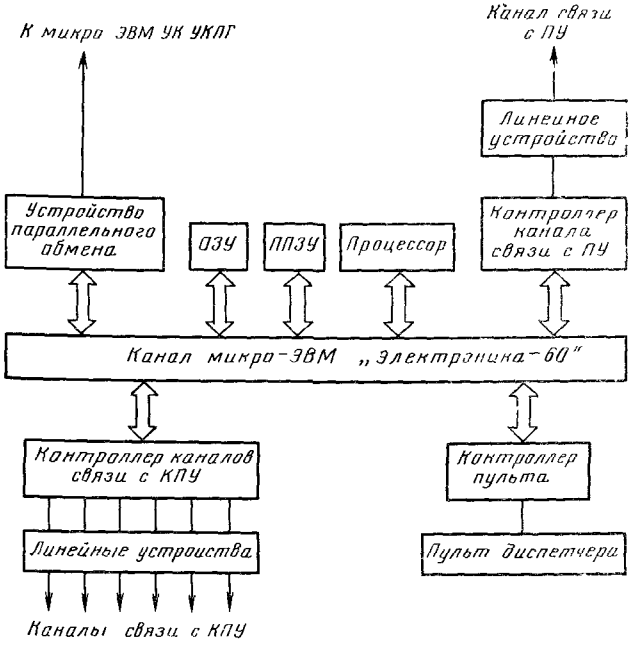


Рис. 6.3. Структурная схема комплекса «Ранг-1» (аппаратура ППУ)

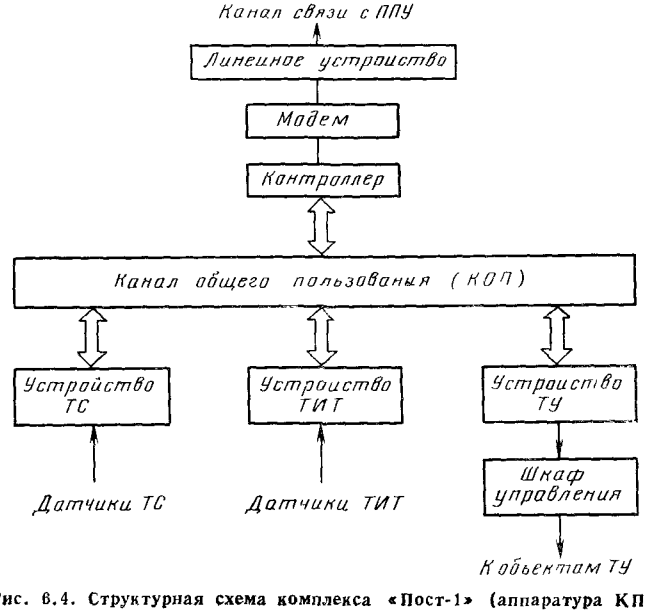


Рис. 6.4. Структурная схема комплекса «Пост-1» (аппаратура КПУ)

функциональное устройство ТС на 32 (64, 128) ТС, обеспечивающее формирование сигнала изменения состояния датчика ТС с указанием адреса и нового состояния датчика,

функциональное устройство ТИТ на 16 (64) датчиков с сигналом по току, напряжению или с потенциометрическим выходом,

функциональное устройство ТИИ емкостью 16 (32, 64) байтов,

функциональное устройство ТУ (ТР) емкостью до 60 (120) двухпозиционных ТУ с вынесенным блоком исполнительных реле,

функциональное устройство служебных команд (СК) емкостью до 60 команд с вынесенным на пульт оператора табло служебных команд,

функциональное устройство ТРК с блоком памяти 16 установок,

пульт статистической информации (ПСИ) с цифровой индикацией заданной группы и кнопочными переключателями ввода данных,

пульт оператора с аппаратурой ввода и отображения информации и панелью промежуточного пункта управления (ППУ)

ППУ (рис 6 3) предназначен для выполнения следующих операций

формирование и передача в линию связи сообщений распорядительной информации, определяемых программой опроса, командами, вводимыми оператором на панели управления ППУ, или командами, ретранслируемыми с аппаратуры верхнего уровня управления,

прием из линии связи сообщений известительной информации с контролем принимаемых сообщений на отсутствие искажений,

автоматическое генерирование последовательности адресов, обеспечивающих ЦО по заданной программе,

ретрансляция данных ТС, ТИ в аппаратуру верхнего уровня управления

организация дистанционного питания КПУ, работающих без местных источников питания,

управление УКВ-радиостанциями

ППУ состоит из блоков формирования команд, программы опроса, управления каналом, приема сообщений, ретрансляции информации, панели управления ППУ, устанавливаемой в пульте оператора, модемов (или линейных узлов)

Контролируемый пункт удаленного объекта (КПУ) предназначен для обмена телеинформацией с ППУ (рис 6 4), аналого-цифрового преобразования сигналов датчиков ТИ, передачи в соответствии с командами ППУ квитанции адреса КПУ, данных ТС и ТИ и квитанции адреса ТУ коммутации цепей исполнительных устройств в соответствии с командами ТУ

КПТ состоит из блоков

режима работы для приема сообщений распорядительной информации из линейного узла в виде последовательного кода, выявления собственного адреса КП, преобразования последовательных кодов адресов и команд в параллельный, управления функциональными блоками ТС, ТУ, ТИ, преобразования параллельных кодов известительной информации от функциональных блоков в последовательный код, передаваемый в линейный узел, управления работой линейного узла, блока ТС для последовательного опроса датчиков ТС по группам, приема

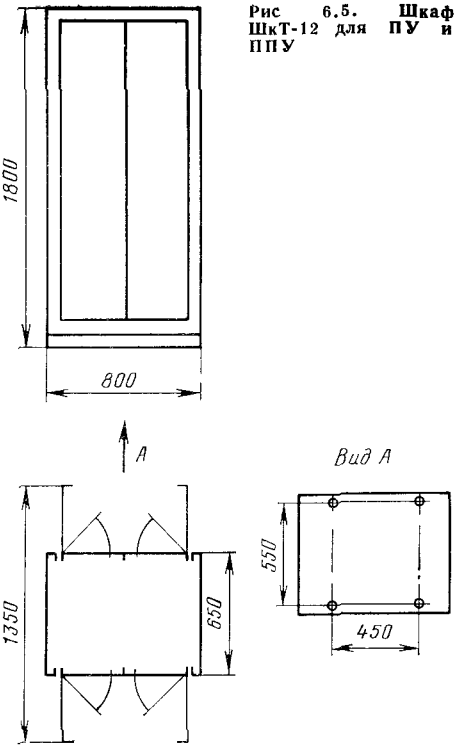


Рис 6.5. Шкаф ШкТ-12 для ПУ и ППУ

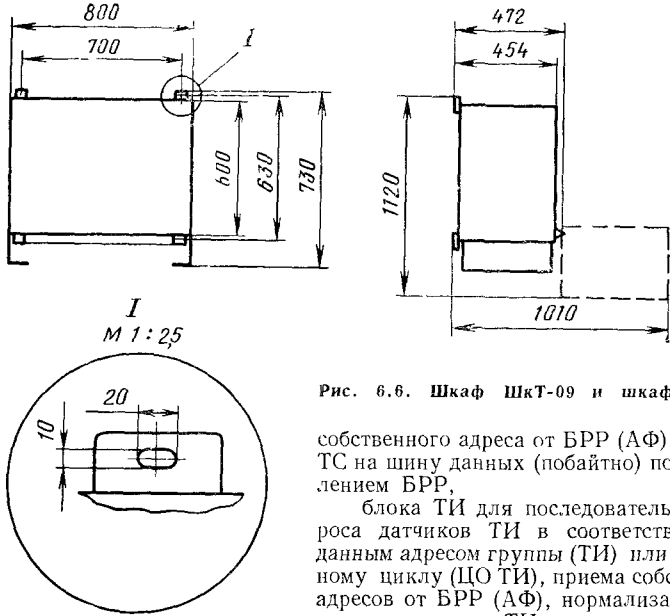


Рис. 6.6. Шкаф ШкТ-09 и шкаф для КП

собственного адреса от БРР (АФ), выдачи ТС на шину данных (побайтно) под управлением БРР,

блока ТИ для последовательного опроса датчиков ТИ в соответствии с заданным адресом группы (ТИ) или по полному циклу (ЦО ТИ), приема собственных адресов от БРР (АФ), нормализации сигналов датчиков ТИ, аналого-цифрового преобразования нормализованных сигналов ТИ, выдачи ТИ на шину данных,

блока ТУ для приема собственного адреса от БРР, приема команды АТУ, квитирования команды АТУ, приема исполнительной команды, управления исполнительными реле,

линейного узла для согласования КПУ с линией (каналом) связи и защиты от перенапряжений, возникающих на линии связи, преобразования сигнала тональной частоты (3 кГц) с фазоразностной модуляцией (ФРМ) в импульсы постоянного тока последовательного кода, преобразования импульсов постоянного тока в сигнал тональной частоты (3 кГц) с ФРМ,

блока дистанционного питания.

В аппаратуре ПУ, ППУ, КПТ применены ИМС серии 134 (К 134) и 106 (К 106), в аппаратуре КПУ—ИМС серии 164 (564). В качестве конструктивной базы аппаратуры ПУ и приборной части КП приняты унифицированные типовые конструкции УТК (рис. 6 5, 6 6)

ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Структура управления объектами магистрального газопровода

В дальнем транспорте газа применяется *двухступенчатая структура управления объектами транспорта газа*: нижний уровень — линейно-производственное управление (ЛПУ), где организуется районная диспетчерская служба (РДС), и верхний уровень — производственное объединение по транспорту газа, где организуется центральная диспетчерская служба (ЦДС).

В соответствии с принятой структурой управления для телемеханизации объектов применяются системы телемеханики двух типов районной диспетчерской службы (нижний уровень РДС) и центральной диспетчерской службы (верхний уровень ЦДС). Такое деление соответствует структуре управления объектами транспорта газа.

Объектами телемеханизации на нижнем уровне являются газораспределительные станции (ГРС), линейные краны и автоматы аварийного закрытия (АЗК) станции катодной защиты (СКЗ) и дренажные установки (ДУ), оперативные перемычки и отводы к подземным хранилищам газа (ПХГ) и другим газопроводам

Телемеханизация объектов магистральных газопроводов должна сочетаться с комплексной автоматизацией технологических объектов газопроводов (ГРС, ПХГ) и его линейнои части (кранов, СКЗ и пр)

Объектами телемеханизации на верхнем уровне (ЦДС) являются технологические объекты компрессорной станции (КС), [основное и вспомогательное оборудование компрессорного цеха (КЦ), вспомслужбы КС], особо важные крановые узлы и отводы от них на магистральных газопроводах, пункты замера газа (ПЗГ), технологические объекты станций подземного хранения газа (ПХГ), крупные газораспределительные станции (ГРС), технологические объекты (КС, ПЗГ, линейные краны) граничных газотранспортных предприятий.

Системы телемеханики нижнего уровня — системы РДС должны обеспечивать централизованный контроль и управление из единого диспетчерского пункта рассредоточенными технологическими объектами магистрального газопровода, удаленными на расстояние до 250 км, по каналам связи, организованным с помощью стандартной аппаратуры уплотнения или по физическим цепям воздушных или кабельных линий связи

Система РДС должна осуществлять функции телеизмерения (ТИ) давления, перепада давления, температуры, расхода газа и др ; телесигнализации (ТС) состояния двухпозиционных объектов, телеуправления (ТУ) и телерегулирования (ТР) исполнительными механизмами, подготовку информации для ретрансляции в систему ЦДС или в аппаратуру передачи данных (АПД).

Система РДС должна обеспечивать работу в различных режимах циклическом с регистрацией данных на бланке, опрос по заданной программе, ручном (при ТУ, ТР и опросе одного параметра).

Получаемая информация ТИ—ТС должна отображаться на специальном табло и при необходимости регистрироваться печатающей машинкой. Максимальное число КП на одно направление — до 40, число направлений — до 8. Скорость передачи информации — 50, 100, 200 и 600 бод

В своем составе система, кроме комплекта аппаратуры ПУ и КП, должна иметь все необходимые датчики технологических параметров и набор сервисных устройств для контроля и диагностики

Аппаратуру ПУ системы располагают на диспетчерском пункте (ДП) КС и связывают с аппаратурой систем централизованного контроля и управления (СЦКУ) КС электрически, конструктивно и интерьерно

Системы телемеханики верхнего уровня — системы ЦДС должны обеспечивать функционирование центральных диспетчерских служб магистральных газопроводов в границах производственного объединения (ПО) как в автономном режиме, так и в качестве составных частей подсистем оперативно-диспетчерского управления автоматизированных систем управления технологическими процессами транспорта газа (АСУ ТП).

Системы ЦДС должны обеспечивать централизованный контроль, управление и регулирование режимом работы технологических объектов (КС, КЦ, ПЗГ, ПХГ, ГРС) магистрального газопровода в пределах производственного объединения

Системы ЦДС осуществляют следующие функции

сбор, обработку и отображение информации (ТИ, ТС) о ходе технологического процесса и состоянии технологического оборудования, получаемую как с КП систем ЦДС, так и от систем РДС (РТИ),

формирование и передачу на нижний уровень команд управления (ТУ), заданий режимов и заданий уставок,

выдачу необходимой информации для использования в АСУ ТП ПО и на вышестоящий уровень управления

Совместно с ЭВМ система ЦДС должна обеспечивать непрерывный опрос параметров, сравнение и сигнализацию о выходе за установленные пределы, периодическую регистрацию и индикацию контролируемых параметров по команде диспетчера Индикация и регистрация должна осуществляться в абсолютных значениях величин Погрешность телеизмерения (с датчиками) — 0,5 %. Система должна работать по стандартным телефонным каналам, удовлетворяющим нормам МККТ.

В состав системы ЦДС, кроме устройств телемеханики, входят датчики технологических параметров, устройства согласования с каналами связи и ЭВМ,

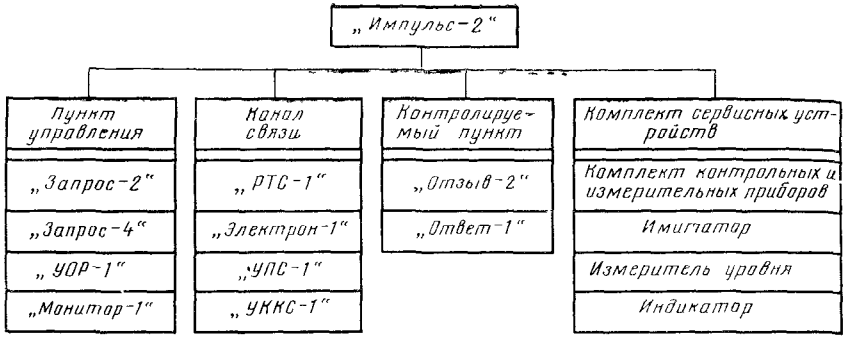


Рис. 6.7. Состав системы телемеханики «Импульс-2»

а также набор сервисной аппаратуры для профилактического и оперативного обслуживания.

Аппаратура пунктов управления (ПУ) системы ЦДС должна располагаться на центральном диспетчерском пункте производственного объединения и сопрягаться с комплексом технических средств АСУ ТП ПО.

Далее рассматриваются системы телемеханики, применяемые для контроля и управления объектами магистрального газопровода

Система телемеханики «Импульс-2» предназначена для контроля и управления объектами магистрального газопровода в пределах участка линейно-производственного диспетчерского управления (ЛПДУ, ЛПУ). Система может также применяться для телемеханизации объектов газовых промыслов и газопромысловых управлений (рис. 6.7).

К аппаратуре пункта управления (ПУ) может быть подключено до восьми направлений линий связи. К любому из направлений может быть подключено до восьми групп контролируемых пунктов (КП). В каждой группе может быть установлено до восьми КП.

Общее число КП на одном направлении линии связи не должно превышать 60. Общее число КП в системе — не более 120.

К аппаратуре КП может быть подключено до 12 датчиков телеизмерения (ТИ), до 48 датчиков телесигнализации (ТС), до 7 двухпозиционных телеуправлений (ТУ) или телерегулирований (ТР), аварийная сигнализация (АС).

Для организации каналов телемеханики используются физические цепи проводных линий связи, телефонные каналы уплотнения проводных и радиорелейных линий связи и каналы УКВ радиостанций.

Для телемеханики используется стандартный телефонный канал (300—3400 Гц). Распорядительная информация передается на частоте 2790 ± 55 Гц, известительная — на частоте 2430 ± 55 Гц.

При использовании двухпроводных физических цепей воздушных и кабельных линий связи аппаратура характеризуется следующими данными:

Перекрываемое затухание линии связи, НП	До 3,8
Дальность действия без усилителя-ретранслятора по стали (диаметр 4 мм), км	60—90
Дальность действия без усилителя-ретранслятора по кабелю (диаметр 1,2 мм), км	30—40
Уровень передачи (по мощности), НП	+1
Уровень приема (по мощности), НП	—2,8
Вносимое затухание в линию связи со стороны КП, НП	Не более 0,09

При использовании четырехпроводного кабеля в качестве линии связи аппаратура характеризуется следующими данными:

Вносимое затухание со стороны КП в пару приема, НП	Не более 0,08
Уровень передачи (по напряжению), НП	+0,7
Уровень приема (по напряжению), НП	—2,1

Остальные данные аналогичны приведенным ранее.

В системе используются датчики телеизмерения системы ГСП с токовым выходом (0—5 мА) и датчики с потенциометрическим выходом (сопротивление реохорда — от 1,8 до 5 кОм)

При установке датчиков с токовым выходом сопротивление шлейфа кабеля, соединяющего датчик с аппаратурой КП, не должно превышать 150—200 Ом

В качестве датчиков ТС используются замыкающие или размыкающие «сухие» контакты Дальность установки датчиков ТС от аппаратуры КП ограничивается сопротивлением шлейфа кабеля, которое не должно превышать 200 Ом

Время передачи и приема одного ТИ с	1
Время передачи четырех сообщений ТС с	
Время передачи одной команды ТУ с	4
Время опроса КП с регистрацией 5 параметров ТИ, с	2
Погрешность тракта телеизмерения %	0 6

Система работает в одном из следующих режимов
телеуправление,
поиск и регистрация новой информации ТС,
циклический опрос,
выборочный опрос

Аппаратура ПУ питается от сети переменного тока частотой 50^{+1}_{-} Гц напряжением 220^{+7}_{-33} В Потребляемая мощность — не более 1000 В А

Электропитание аппаратуры КП — от сети переменного тока 50^{+1}_{-1} Гц напряжением 220^{+22}_{-33} В или от источников постоянного тока напряжением $24_{-3}{}^{+4}_{-6}$ В

Потребляемая мощность КП (без ТУ) от сети переменного тока — не более 60 В·А, потребление от источника постоянного тока — не более 2 А

В системе принят двухступенчатый метод избирания объектов, т е сначала производится вызов КП, а затем — вызов объектов, подключенных к нему

Датчики ТИ—ТС вызываются одной из 12 кнопок телеопераций Каждая телеоперация позволяет вызвать один датчик ТИ и до четырех датчиков ТС (одновременно) Объекты с ТУ имеют семь адресных признаков и два командных Адресные вызовы КП и объекта ТУ подтверждаются со стороны КП адресными квитанциями КП и объекта ТУ Все адресные сообщения распорядительной информации и исполнительная команда ТУ (ТР) передаются в виде комбинаций двоичного кода

В системе принят метод передачи, при котором в аппаратуре ПУ имеется ведущий распределитель, а в аппаратуре КА — ведомый распределитель, продвигаемый импульсными элементами кодовой серии, передаваемой по каналу связи

Импульсным признаком, различающим сигналы «0» и «1» является длительность импульса Причем длительность импульса, передающего «0» равна 20 мс, а длительность импульса, передающего сигнал «1», равна 80 мс При отсутствии передачи сообщения распорядительной информации в линию связи непрерывно передается частота $f_н$ (нижняя частота, равная 2735 Гц)

Импульсная серия адресного вызова КП состоит из 15 элементов (рис 6 8)

Сначала передается импульс $f_в$ длительностью 400 мс, устанавливающий все КП в положение приема адресного вызова Этот импульс назовем установочным с присвоением ему нулевого номера Следующим импульсам $f_р$ присвоим номера с 1 по 7 с индексом «в» Импульсам $f_н$ присвоим номера с 1 по 7 с индексом «н»

Импульсы 1н, 2н, 3н передают код номера КП (начиная с младшего разряда) Импульсы 4н, 5н, 6н передают код группы КП (начиная с младшего разряда) Импульс 7н передает разряд защиты по четности Импульс 7в всегда передает сигнал «1» как признак контроля синфазности движения распределителей КП и ПУ Импульсная серия вызова ТО состоит из 15 элементов (рис 6 9) Установочный импульс «Ов» длительностью 200 мс готовит аппаратуру КП к приему данного сообщения Для кодирования номера ТО из всей совокупности комбинаций двоичного кода длиной семь разрядов выбирается только семь комбинаций, имеющих в своем составе одну «1» и шесть «0» Таким образом, образуется семь комбинаций единичного позиционного кода

Элементы этого кода передаются импульсами 1н—7н

Дополнительным адресным признаком служит вид группы, который кодируется двумя комбинациями трехразрядного двоичного кода и передается импульсами 1в, 2в, 3в

Код основной группы 000, код дополнительной группы — 011.

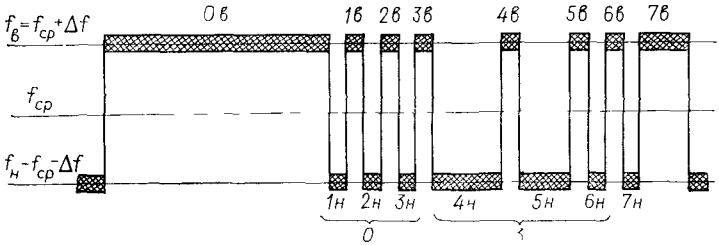


Рис. 6.8. Диаграмма адресного вызова нулевого КП третьей группы

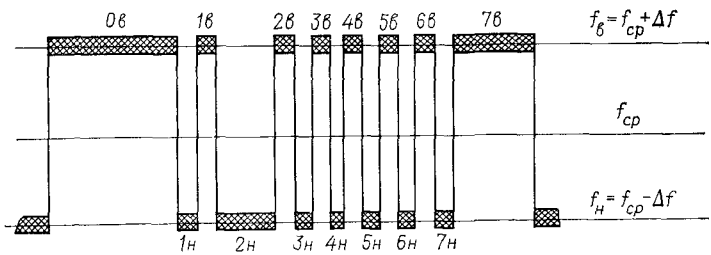


Рис. 6.9. Адресный вызов второго датчика основной группы

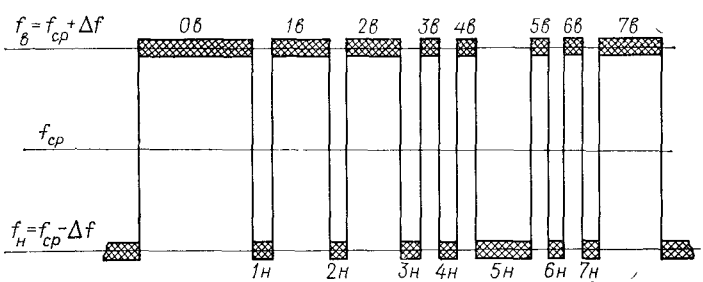


Рис. 6.10. Диаграмма команды ТУ «Закрыть» 5-й объект

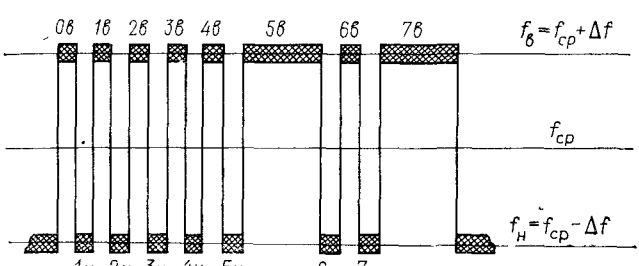


Рис. 6.11. Импульсная серия исполнительной команды ТУ (ТР)

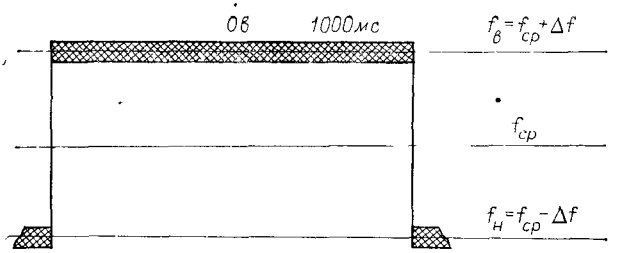


Рис. 6.12. Импульсная серия команды «отбой КП»

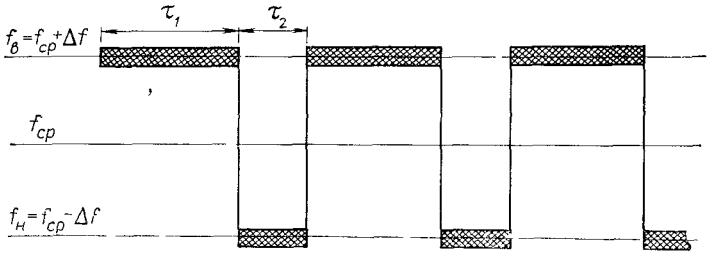


Рис. 6.13. Чередование импульсов с длительностями τ_1 и τ_2

Импульсная серия адресной команды ТУ (ТР) состоит из 15 элементов (рис. 6.10). Установочный импульс «Ов» длительностью 200 мс готовит аппаратуру КП к приему данной команды. Кодирование адреса объекта ТУ производится тем же единичным позиционным кодом, что и номер телеоперации, который передается импульсами 1н—7н. Вид команды ТУ («Открыть» или «Закрыть») кодируется комбинациями трехразрядного двоичного кода, который передается импульсами 1в, 2в, 3в. «Открыть» — 101, «Закрыть» — 110.

Адресная команда ТР передается так же, только вместо команды «Открыть» передается команда «больше», а вместо команды «Закрыть» передается команда «меньше».

Импульсная серия исполнительной команды ТУ (ТР) состоит из 15 элементов (рис. 6.11).

Отличительной чертой данной команды является то, что импульс «Ов» имеет длительлость 20 м и импульсом «5в» передается «1».

Имцульсная серия команды «Отбой КП» состоит из одного импульса «Ов» длительнсстью 1000 мс (рис. 6.12).

Все сообщения известительной информации преобразуются в КП в импульсы, модулированные по длительности, т. е. импульсным признаком, несущим эту информацию, является длительность. Передача одного сообщения представляет собой чередование импульсов с длительностями τ_1 и τ_2. По каналу связи эти импульсы передаются на средней частоте 2430^{+55}_{-55} Гц ($f_{ср}$ = 2430 Гц; $f_в$ = 2485 Гц; $f_н$ = 2375 Гц).

Импульсы длительностью τ_1 передаются на частоте $f_в$, τ_2 — на частоте $f_н$ (рис. 6.13).

При передаче адресной квитанции КП импульсами длительностью τ_1 передается следующая информация: номер группы КП (от 0 до 7); признак новой информации.

Импульсами длительностью τ_2 передается следующая информация: номер КП (от 0 до 7); признак аварии.

Комплекс «Запрос-2» (аппаратура ПУ) предназначен для кодирования и передачи в канал связи сообщений распорядительной информации и приема из канала связи, обработки и воспроизведения сообщений известительной информации. К аппаратуре «Запрос-2» подключается до восьми направлений линий связи. По любому из направлений может быть вызвано до 60 КП. В программе «Зап-

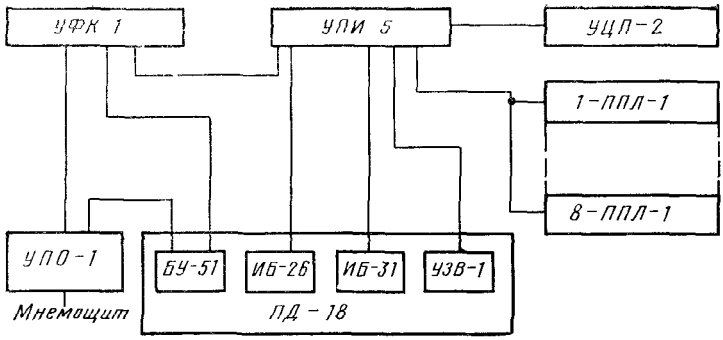


Рис. 6.14. Блок-схема «Запрос-2»

рос-2» имеются 60 КП, 320 датчиков ТИ, 1280 датчиков ТС, 120 КП, 240 датчиков ТИ, 960 датчиков ТС.

«Запрос-2» обеспечивает работу системы по следующим программам циклического опроса (ЦО) общий циклический опрос с автоматическим запуском по времени через 1, 2, 4 или 8 ч по полной программе, частный циклический опрос с автоматическим запуском по времени через 1, 2, 4 или 8 ч по заданной программе, включающей часть КП, циклический опрос, запускаемый диспетчером и начинающийся с заданного на блоке управления адреса КП, частный циклический опрос, запускаемый диспетчером, циклический опрос всех датчиков давления, запускаемый диспетчером, циклический опрос всех датчиков расхода, запускаемый диспетчером. Все данные в режиме ЦО и ТУ регистрируются на бланке цифропечати. В каждой строке бланка регистрируется текущее время (часы и минуты), номер КП, до 12 параметров ТИ (или до 12 групп ТС по 4 ТС в каждом), операция ТУ. На блоке индикации ТУ воспроизводится номер КП, величина ТИ, адрес датчика и размерность ТИ На блоке индикации ТС воспроизводятся состояния до 40 датчиков ТС опрашиваемого КП.

В состав комплекса «Запрос-2» входят устройства преобразования информации УПИ-5, формирования команд УФК-1, программы опроса УПО-1, цифропечатающее УЦП-2, пульт диспетчера ПД-18, приемо-передатчик линейный ППЛ 1 соединительные жгуты, комплект ЗИП и инструмента.

Число приемо-передатчиков ППЛ-1 определяется числом линий связи, подключаемых к ПУ (рис. 6.14).

Устройство программ опроса УПО-1 предназначено для организации последовательности опроса КП на каждом направлении, опроса датчиков ТИ и ТС каждого КП с указанием номеров и масштабов телеизмерения; образования программ ЦО Р и ЦО Q, формирования сигналов, обеспечивающих режим самоконтроля. Устройство организует программу опроса КП по восьми направлениям линии связи К любому из направлений подключается до восьми групп КП, каждая из которых содержит до восьми номеров КП. Общее число КП на одном направлении не превышает 60. В программу опроса каждого КП может входить опрос до 12 датчиков ТИ и до 48 датчиков ТС.

На объекте (как указывалось ранее) может быть установлено до семи видов датчиков по измеряемым параметрам давление, расход, температура, уровень, число оборотов, напряжение, ток. Число датчиков одного вида на каждом КП не более семи Измеряемые параметры имеют следующие масштабы 0—4, 0—6, 0—10, 0—16, 0—25, 0—40, 0—60, 0—100, 0—160, 0—250 относительных единиц

Конструктивно устройство УПО-1 смонтировано на субблоках комплекса «Спектр» в напольном шкафу (рис 6.15). На задней стенке шкафа установлены выходные разъемы типа РП 10-42 На поворотной раме шкафа установлены блок-каркасы типа Б (рис 6 16). В шкафу устанавливают восемь блок-каркасов Блок-каркас рассчитан на 18 одинарных субблоков комплекса «Спектр»

Устройство УФК-1 предназначено для образования адресов КП, задействованных в программе, в двоично-восьмеричных и единично-восьмеричном кодах, формирования кодовых последовательностей «Вызов КП», «Вызов датчиков ТИ-ТС»

«Адресная команда ТУ», «Исполнительная команда ТУ», «Отбой КП», формирования импульсных признаков указанных кодовых последовательностей организации трехкратного повторения последовательностей «Вызов КП», «Вызов датчиков ТИ-ТС», «Адресная команда ТУ», формирования режимов [(ТУ (телеуправление), поиск новой информации, ЦО по времени, ЦО с пульта, ЧЦО с пульта, ЧЦО по сигналу центрального диспетчера, ЦО Р (давления) и ЦО Q (расхода)], организации режима самопроверки

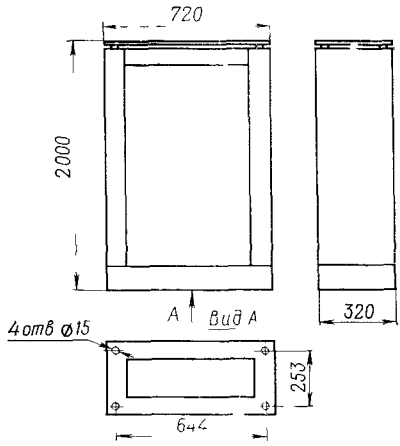


Рис. 6.15. Устройство УПО-1

Конструктивно устройство УФК-1 смонтировано на субблоках комплекса «Спектр» в напольном шкафу (рис 6 17) На задней стенке шкафа на металлической панели установлено восемь выходных разъемов типа РП 10 42 На поворотной раме шкафа установлено 10 типовых блок-каркасов В каждый блок-каркас устанавливают до двух блоков питания или до 16 субблоков комплекса «Спектр»

Устройство преобразования информации УПИ-5 предназначено для приема, контроля, декодирования и перобразования для печати, индикации и отображения на мнемощите известительной информации, поступающей с контролируемых пунктов системы «Импульс-2» Кроме того, устройство обеспечивает индикацию и регистрацию аварийной сигнализации, а также вырабатывает сигнал на устройство звуковоспроизведения УЗВ-1

Устройство УПИ-5 обрабатывает последовательно поступающую известительную информацию с КП по одному из восьми направлений от семи видов датчиков (P, Q, T, h, n, U, I), от 48 датчиков ТС, от семи двухпозиционных объектов ТУ, от семи объектов ТР, от датчика АС

Устройство подготавливает также для воспроизведения в печати следующую информацию в цифровой форме адрес КП, состоящий из номера направления, номера группы, номера КП, текущее время, содержащее десятки часов, часы, десятки минут, минуты, телеизмерение, содержащее информацию со следующими масштабами 0—4,00, 0—6,00, 0—9,99, 0—16,0, 0 –25,0, 0—40,0, 0—60,0, 0—99,9, 0—160, 0—250, адрес объекта управления или регулирования, телесигнализацию группы из четырех объектов, содержащую информацию об их положении «О» (открыт), «З» (закрыт). Телеизмерение воспроизводится в абсолютных значениях измеряемого параметра и в процентах Порядок индикации и регистрации информации в режиме ЦО и ЧЦО определяется программой опроса, индивидуального по каждому КП Аварийный сигнал воспроизводится звуковым и световым сигналом, а на блоке регистрации он фиксируется красным цветом печати Максимальная погрешность преобразования временного интервала в код составляет

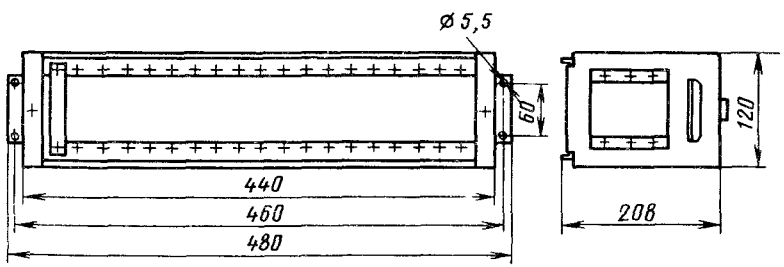


Рис. 6.16. Блок-каркас

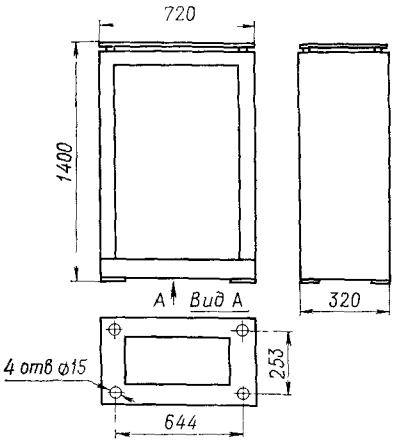


Рис. 6.17. Устройство УФК-1

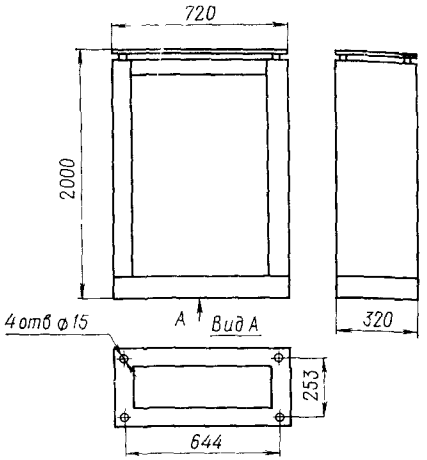


Рис. 6.18. Устройство УПИ-1

0,15 %. Конструктивно устройство УПИ-5 смонтировано на субблоках комплекса «Спектр» в напольном шкафу (рис. 6.18). Блок-каркасы устанавливаются на поворотной раме (12 блок-каркасов). В каждом блок-каркасе может устанавливаться до 29 субблоков. На задней стенке шкафа устанавливаются 14 выходных разъемов.

Пульт диспетчера ПД-18 предназначен для организации рабочего места диспетчера (оператора) — управления работой системы телемеханики и сопрягаемых с ней объектов и воспроизведения известительной информации ТИ, ТС и АС. Пульт позволяет вести работу с документацией, а также текущую оперативную работу. Пульт содержит органы управления, электрические средства визуального контроля и слухового контроля (рис. 6.19).

Устройство цифропечатающее УЦП-2 выполнено на единых конструктивах пульта диспетчера ПД-18 (рис. 6.20) и содержит электроуправляемую пишущую машинку типа ЭУМ-23 с рулонопротяжным механизмом, электромеханический табулятор, обеспечивающий жесткую форму бланка печати, и блок управления печатью БУ-11.

На табулятор с регистра признаков данных устройства УПИ-5 подаются сигналы, указывающие столбец для печати текущей информации. Коммутация контактов табулятора определяется последовательностью опроса параметров и шириной столбца, необходимой для регистрации каждого параметра.

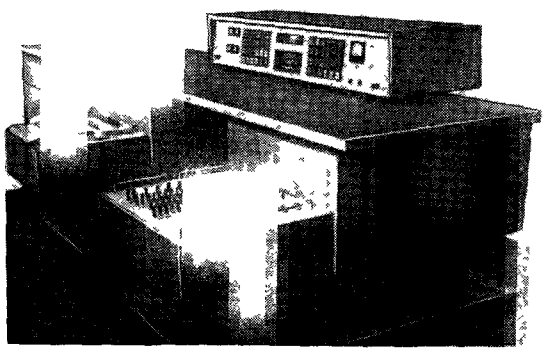


Рис. 6.19. Пульт диспетчера ПД-18

Блок управления БУ-11 содержит источник пульсирующего напряжения, формирователь стробирующих импульсов, задающих фазу поджигания тиристоров, выходные усилители и схему защиты от одновременного срабатывания нескольких тиристоров.

Модернизированный вариант комплекса «Запрос-2» — комплекс аппаратуры пункта управления (ПУ) «Запрос-4».

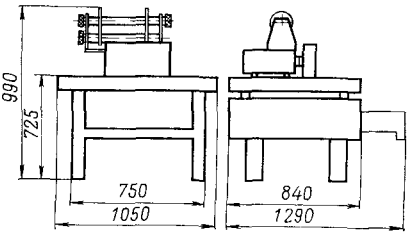


Рис. 6.20. Цифропечатающее устройство УЦП-2

Комплекс «Запрос-4» предназначен для формирования и передачи сообщений распорядительной информации и приема, преобразований и воспроизведения сообщений известительной информации в системах телемеханики типа «Импульс-2», а также для работы в качестве промежуточного пункта управления при двухступенчатой структуре диспетчерского управления. Комплекс предназначен для телемеханизации (совместно с аппаратурой КП) объектов газодобывающих и газотранспортных предприятий.

Максимальное число линий связи, подключаемых к комплексу, — восемь. Максимальное число адресов КП по любой из подключаемых линий связи — 60. Максимальное число линий связи (для обмена телеинформацией с верхним уровнем), подключаемых к комплексу, работающему в качестве ППУ, — четыре. Комплекс работает в одном из следующих режимов телеуправление, автоматический поиск и регистрация наличия информации ТС (АС), автоматический циклический опрос по одной из нескольких программ, выборочный опрос по программе диспетчера с регистрацией или без регистрации, автоматический тестовый контроль (самопроверка), ретрансляция сигналов обмена телеинформацией между ПУ верхнего уровня и КП при работе комплекса в качестве ППУ. Ширина полосы частот телефонного канала должна быть 300—3400 Гц. Спектр частот, занимаемый каналом телемеханики, 2300—2900 Гц. Центральная частота канала передачи сообщений распорядительной информации 2790 Гц. Центральная частота канала сообщений известительной информации 2430 Гц.

Уровень сигнала передачи (Н по мощн.) — плюс 1,0. Уровень сигнала приема (Н по мощн.) — минус 2,8 При ТУ (ТР) предусматриваются две операции: подготовительная — выбор управляемого объекта и исполнительная — посылка команды включения на управляемый объект.

При приеме аварийной сигнализации без запроса со стороны ПУ обеспечивается подача звукового и светового сигнала. При регистрации ТИ в каждой строке бланка печатаются: текущее время, адрес КП, величина параметров ТИ. При регистрации ТС в каждой строке бланка печатаются. текущее время, адрес КП, телесигнализация группами по четыре сигнала. При выполнении операции ТУ на бланке регистрируются: текущее время, адрес КП и, после посылки испол-

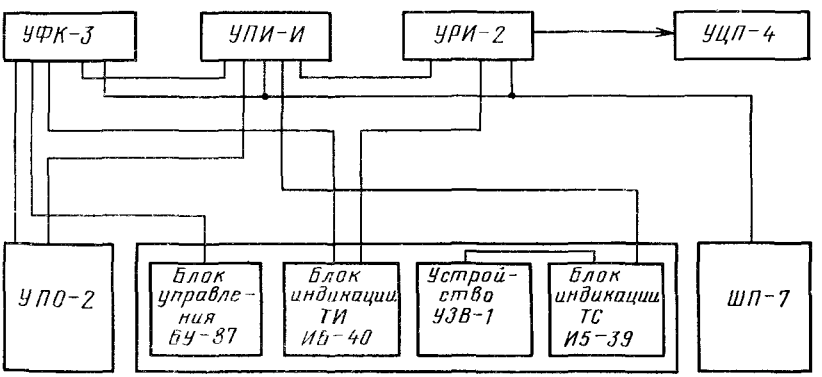


Рис. 6.21. Блок-схема комплекса «Запрос-4»

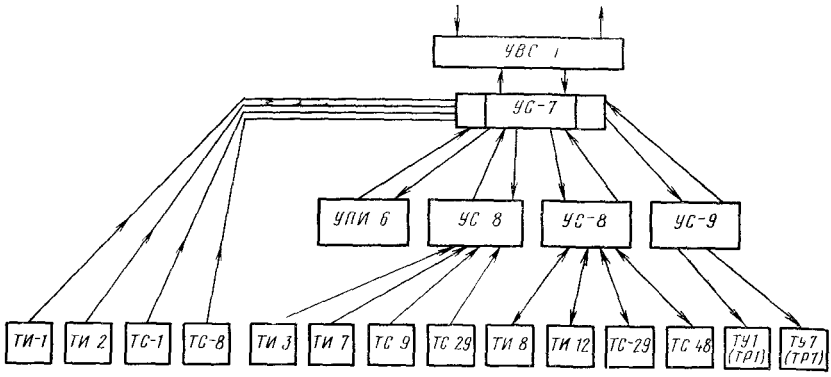


Рис. 6.22. Блок-схема КП

нительной команды, сигнализация положения (состояния) объекта, адрес объекта и команда управления. При наличии аварийной сигнализации на опрашиваемом КП регистрируемые данные печатаются красным цветом. При отсутствии обмена телеинформацией периодически производится автоматический тестовый контроль неисправности типовых узлов аппаратуры Среднее время опроса 8 КП при 40 датчиках ТИ — не более 3 мин. В состав комплекса «Запрос-4» (рис 6 21) входят устройства УПИ-11 и УРИ-2, приемопередатчик ППЛ-1, пульт ПД4, устройства УФК-3 и УПО 2, шкаф питания ШП-7, устройство УЦП-4, соединительные жгуты, комплект контрольных и измерительных приборов, комплект запасных частей, комплект инструмента и принадлежностей

Комплекс «Отзыв-2» предназначен для приема и исполнения команд, приходящих с пункта управления (ПУ) системы «Импульс-2», преобразования и передачи на ПУ известительной информации. Устройства, входящие в комплекс, устанавливаются на контролируемом пункте (КП)

Основные технические данные комплекса «Отзыв-2»

Напряжение питания, В	
переменного тока	220^{+22}_{-33}
постоянного тока	$24^{+2,4}_{-3,6}$
Число датчиков, подключаемых на одном КП:	
ТИ (не более)	12
двухпозиционных ТС (не более)	48
двухкомандных ТУ (не более)	7

В качестве датчиков ТИ могут использоваться потенциометрические с сопротивлением 1,5—4,0 кОм, токовые с выходным сигналом 0—5 мА или 0—10 В.

В состав комплекса входят следующие устройства и комплекты устройства внешних соединений УВС-1 (1 шт), согласующее УС-7 (1 шт), преобразования информации УПИ-6 (1 шт.), согласующее УС-8 (до 2 шт), согласующее УС-9 (1 шт), шкаф для наружной установки, жгуты соединительные (1 комплект), датчики технологических параметров (P, Q, t (по заказу), комплект ЗИП

Устройство внешних соединений УВС-1 предназначено для согласования аппаратуры КП с линией связи (рис 6 22) В зависимости от вида линии связи различаются две модификации УВС-1 для кабельных четырехпроводных, радиорелейных и УКВ линий связи применяется модификация УВС-1, а для двухпроводных кабельных или воздушных линий связи — УВС-1-1. Устройство УВС состоит из двух независимых блоков блока питания, предназначенного для преобразования переменного питающего напряжения 220 В в постоянное 24 В, а также подключения батарей постоянного резервного напряжения, и линейного устройства, предназначенного для согласования и подключения КП к линии связи.

Устройство согласующее УС-7 предназначено для обеспечения связи между устройствами, входящими в состав аппаратуры КП, и состоит из блоков приема и передачи сигналов.

Устройство УПИ-6 предназначено для преобразования распорядительной информации, поступающей с ПУ по линии связи на КП, а также для преобразования известительной информации, формируемой датчиками ТИ и объектами ТС и ТУ (ТР) Устройство УПИ-6 состоит из двух блоков блока измерения, предназначенного для преобразования известительной информации, и блока приема команд, предназначенного для приема распорядительной информации

Устройство УС 8 предназначено для увеличения информационной емкости КП на 5 ТИ и 20 ТС (емкость базовой модификации КП 2 ТИ + 8 ТС) В случае необходимости дальнейшего увеличения до 12 ТИ и 48 ТС добавляется еще одно устройство УС 8

В состав устройства УС-8 входят пять элементов нормирования давления, пять элементов кодирования сигнализации, а также необходимое число клеммников

Рис. 6.23 Внешний вид комплекса «Отзыв-2»

Устройство УС 9 предназначено для обеспечения выполнения аппаратурой КП операции ТУ (ТР) Максимальное число телеуправлений 7 УС-9 включает в себя следующие узлы преобразования напряжения, обеспечивающий преобразование переменного напряжения 220 В в постоянное (в зависимости от типа исполнительного устройства) напряжение, необходимое для питания исполнительных устройств ТУ (ТР), исполнительных реле операций, предназначенный для подключения к контактам местной автоматики, через которые подается напряжение на исполнительные устройства, исполнительных реле команд, предназначенный для коммутации команд ТУ (ТР) и команды «Исполнить» ТУ (ТР), нормирования квитанции ТУ (ТР), предназначенный для формирования квитанции ТУ (ТР)

Все устройства, входящие в состав «Отзыв 2» (рис 6 23), конструктивно выполнены в типовом шкафу, имеющем размеры 600×450×250 мм Конструкция шкафа обеспечивает его настенную и напольную установку При установке аппаратуры на открытом воздухе устройства размещаются в наружном шкафу из расчета один шкаф на три устройства Габаритные размеры устройств позволяют монтировать их в термокамере НУПа

Конструкция шкафа пылебрызгозащищенного исполнения Для удобства обслуживания все элементы устройств размещаются на поворотной раме Устройства соединяются жгутами через разъем РП10-40 Подвод и разделка кабеля от датчиков осуществляются через специальные «воронки» на клеммных колодках (см рис 6 23)

Комплекс «Монитор-1» (рис 6 24) предназначен для работы в качестве аппаратуры пунктов управления системы телемеханики «Импульс-2» Он обеспечивает сбор и обработку информации, а также управление объектами линейной части магистрального газопровода в составе комплекса технических средств АСУ ТП КС или ГДП через управляющий вычислительный комплекс (УВК) типа М 6000 Комплекс может также использоваться в качестве промежуточного пункта управления при двухуровневой структуре управления технологическими объектами Комплекс позволяет принимать известительную информацию и передавать распорядительную информацию по восьми направлениям линий связи с подключением к каждому направлению до 60 КП

Комплекс аппаратуры пункта управления состоит из аппаратуры преобразования телеинформации, аппаратуры ввода распорядительной и вывода известительной информации, приемопередатчиков, интерфейсного блока Комплекс может работать в автономном режиме (без ЭВМ) При этом он обеспечивает выполнение следующих функций

телеуправление объектами с дискретными состояниями (ТУ),

телерегулирование объектами путем передачи команд «больше» — «меньше» с одновременным контролем величины регулируемого параметра (ТР),

телеизмерение текущих значений параметров (ТИ) с ручным вводом масштабов,

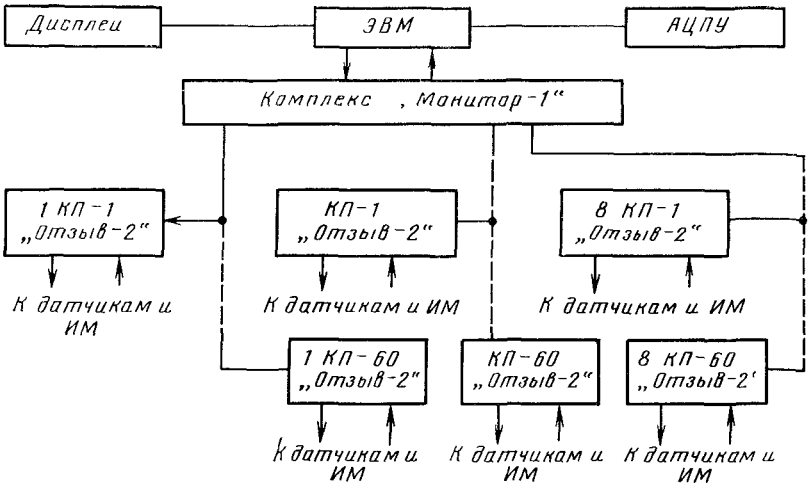


Рис 6 24 Структурная схема системы телемеханики «Импульс-2» с комплексом «Монитор-1»

телесигнализация состояния и аварийная сигнализация (ТС и АС)

ретрансляция сигналов обмена телеинформацией между системой верхнего уровня и КП «Отзыв-2» при работе комплекса в качестве промежуточного пункта управления (ППУ)

При совместной работе с ЭВМ дополнительно к перечисленным функциям аппаратура обеспечивает выполнение следующих функций параллельный (по каналам) опрос данных в соответствии с адресными командами процессора, включение автоматического опроса данных через заданные интервалы времени и ли по требованию диспетчера, задание режима автоматического поиска наличия информации АС (или инициативных ТС) с указанием направления (канала связи), решение задач диспетчерского контроля режима работы газопровода, задание текущего времени по запросу процессора

Средства ввода — вывода данных комплекса обеспечивают ввод адресных команд, задание текущего времени (и его корректировку), задание режимов (при работе с процессором), задание масштабов (шкал) при опросе ТИ в автономном режиме, вывод данных ТИ на цифровой прибор, вывод значения текущего времени, вывод данных ТС

Максимальная емкость программы опроса соответствует максимальной емкости одного КП и имеет ТИ—12, ТС—48, ТУ (ТР)—7

Максимальная емкость программы опроса всех КП определяется объемом памяти ЭВМ и составляет не менее ТИ—1600, ТС—6400

Максимальное число линий связи, подключаемых к комплексу для обмена информацией с КП—8 линий, для обмена телеинформацией с верхним уровнем —8

Максимальное число адресов КП с любой из подключаемых линий связи 60

Для организации каналов телемеханики могут использоваться физические цепи проводных линий связи, телефонные каналы уплотнения проводных и радиорелейных линий связи, каналы УКВ радиостанций

Ширина полосы частот телефонных каналов 300—3400 Гц Спектр частот, занимаемых каналами телемеханики, 2300—2900 Гц

Уровень сигнала передачи +1,0 Н (8,7 дБ) Уровень сигнала приема минус 2,8 Н (минус 24,3 дБ)

Максимальное число ТС, выводимых на табло сигнализации пульта диспетчера, 256 С целью сокращения времени опроса комплекс обеспечивает параллельную работу по всем восьми каналам.

Среднее время опроса одного КП с 5 датчиками не превышает 20 с

Из структурной схемы комплекса «Монитор-1» (рис 6 25) видно, что комплекс выполняет функции «посредника» между ЭВМ, находящейся в помещении дис-

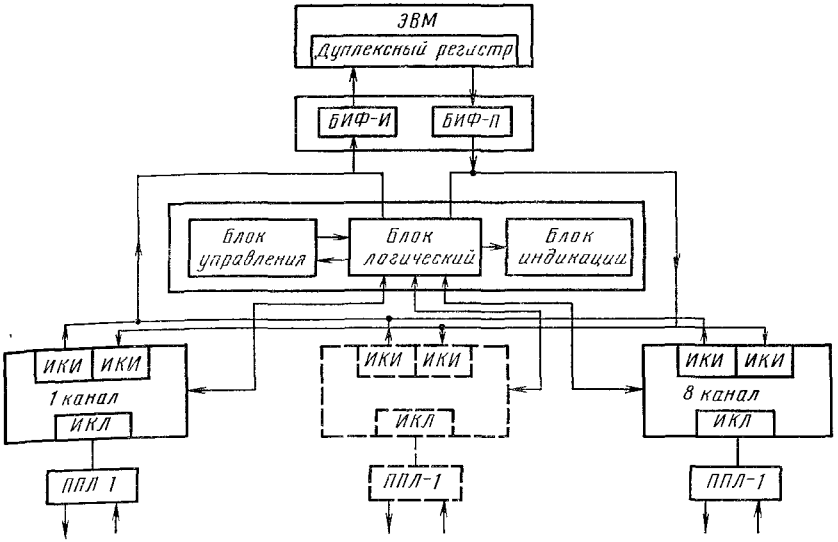


Рис. 6.25. Структурная схема комплекса «Монитор-1»

петчерской службы, и КП, расположенными на трассе. Комплекс может содержать до восьми блоков «канал», связанных через интерфейсную карту линейную (ИКЛ) с ППЛ-1, через интерфейсную карту источника (ИКИ) с БИФ-И, через интерфейсную карту приемника (ИКП) с БИФ-П интерфейсного блока. Интерфейсный блок, в свою очередь, связан с ЭВМ через дуплексный регистр. Терминал, кроме логического блока, содержит также блоки управления и индикации.

В состав комплекса «Монитор-1» входят приемо-передатчики ППЛ-1, шкаф ШкТ-08, пульт ПуД-0,2 пульт ПуХ-01, шкаф ШкП-04, жгуты, комплект контрольных и измерительных приборов, комплект ЗИП.

Шкаф ШкТ-08 состоит из блока каналов БлЭ-10 и блоков питания ВС-12. Блок каналов БлЭ-10 предназначен для передачи распорядительной и приема известительной информации контролируемых пунктов и включает в себя интерфейсную карту приемника (ИКП), интерфейсную карту источника (ИКИ), интерфейсную карту линейную (ИКЛ), развертывающее устройство (РУ), узел служебных сигналов (УСС), приемник ТИ (ПТИ), приемник τ_1 и приемник τ_2.

Блоки питания ВС-12 предназначены для питания блоков каналов, пультов диспетчера ПуД-02 и сигнализации ПуХ-01.

Пульт диспетчера ПуД-02 предназначен для задания режима работы комплекса и введения распорядительной информации в автономном режиме.

Запись в блок памяти АС с одного или нескольких направлений (фидеров) системы телемеханики РДС производится при наличии сигналов «АС» и номера фидера, на котором имеется сигнал аварийной ситуации. В качестве элементов памяти используются поляризованные реле, которые потребляют ток только на время сигнала «Выдача ТИ» или «АС». Информация с УРД-1 считывается системой телемеханики ЦДС с контактов реле памяти Конструктивно устройство выполнено на базе комплекса «Спектр» и скомпоновано по блочно-функциональному принципу.

Технические данные устройства УРД-1. Емкость памяти — шаг 5 ТИ (до 20), АС (до 4). Емкость памяти одного ТИ (двоично-дисятичные разряды) —3.

Применение устройства УРД-1 позволяет уменьшить эксплуатационные расходы за счет исключения ручных операций, повысить оперативность и контроль за линейной частью газопровода и ГРС.

Устройство ретрансляции данных УРД-5 предназначено для запоминания части информации, получаемой системой телемеханики РДС с линейной части

Рис. 6.26. Шкаф питания ШкП-04

газопровода или СЦКУ, и ретрансляции ее в систему телемеханики высшего уровня (ЦДС)

УРД-5 обеспечивает ретрансляцию сигналов из систем телемеханики РДС «Импульс-2», «Диспетчер-2», ТМ-120-3 и систем СЦКУ «Контур-1» и «Кварц-2» в телемеханические комплексы ЦДС ТМ-120-1 и УВТК-100, а также в АПД.

Технические данные устройства УРД-5

Максимальный объем ретрансли-руемой информации ТИ . . .	160 (10 групп по 16 ТИ)
Максимальный объем ретранс-лируемой информации ТС . . .	128 (16 групп по 8 ТС)
Уровень сигналов от РДС или СЦКУ на входе УРД	
логического «0»	От 0 до —0,5 В
логической «1»	От —4,5 до —13,2 В

Устройство работает в одном из следующих режимов.

автоматический режим — запись с системы телемеханики РДС или СЦКУ;

автоматический режим — списывание в систему телемеханики ЦДС;

автоматический режим — списывание в АПД;

ручной режим — запись данных ТИ,

ручной режим — списывание данных ТИ.

Пульт сигнализации ПуХ-01 предназначен для вывода информации ТС и включает в себя субблок «декодер ТС» и субблок «память ТС».

Дуплексный регистр предназначен для связи комплекса с процессором. Он представляет собой субблок, устанавливаемый в расширитель ввода—вывода М-6000

Шкаф питания ШкП-04 предназначен для питания устройств ППЛ-1 и содержит блок питания комплекса «Спектр» на напряжение 12 В (2 А) и 6 В (1, 2А) (рис. 6 26).

Устройство ретрансляции данных УРД-1 является связующим звеном между системой телемеханики РДС и системой телемеханики центральной диспетчерской службы. УРД-1 осуществляет запоминание части информации, получаемой системой телемеханики с линейного участка газопровода и ГРС. Указанную информацию считывает система телемеханики ЦДС. Устройство УРД-1 (рис. 6.27) включает в себя входной блок, блок коммутации, блок памяти ТИ и АС, блок контроля.

Входной блок предназначен для согласования с системой телемеханики

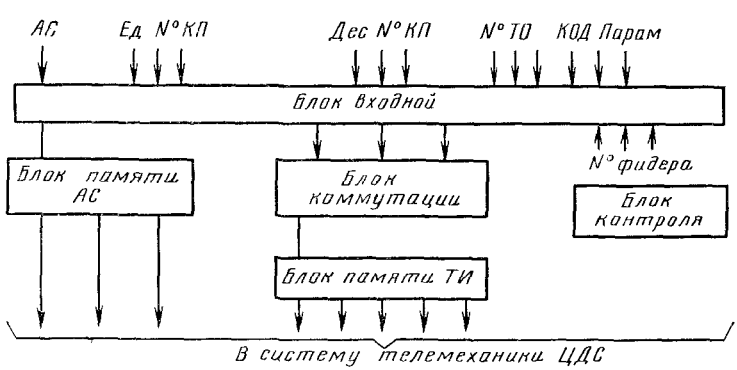


Рис. 6.27. Блок-схема устройства УРД-1

РДС, блок коммутации — для коммутации записываемого параметра ТИ в соответствующую ячейку блока памяти. Блок памяти служит для запоминания ТИ и сигнала АС, пришедшего из системы телемеханики РДС.

Блок контроля позволяет оценивать работоспособность УРД-1, а также осуществлять вручную запись требуемого числа в соответствующую ячейку блока памяти.

Ручной режим служит для проверки работоспособности устройства и, кроме того, может быть использован для ручного ввода данных ТИ.

Устройство УРД-5 (рис 6.28) функционально разбито на субблоки и выполнено на унифицированных конструктивах УТК-1 Конструктивно субблоки выполнены на платах печатного монтажа и оканчиваются 72 контактными печатными разъемами типа РПП-72 Субблоки устанавливаются в каркасы блочные. В одном каркасе блочном устанавливается 20 функциональных и три переходных субблока Каркасы блочные закреплены в поворотной раме шкафа Всего в раме установлено шесть каркасов блочных Блок управления и сигнализации размещен в верхней части шкафа под дверью таким образом, что все органы управления и сигнализации доступны оператору. Все остальные функциональные блоки расположены за запертой дверью шкафа Габаритные размеры шкафа — 1800×800×500.

Устройство телемеханики ТМ-120-3 (рис. 6 29) предназначено для централизованного контроля, регулирования и управления рассредоточенными технологическими объектами

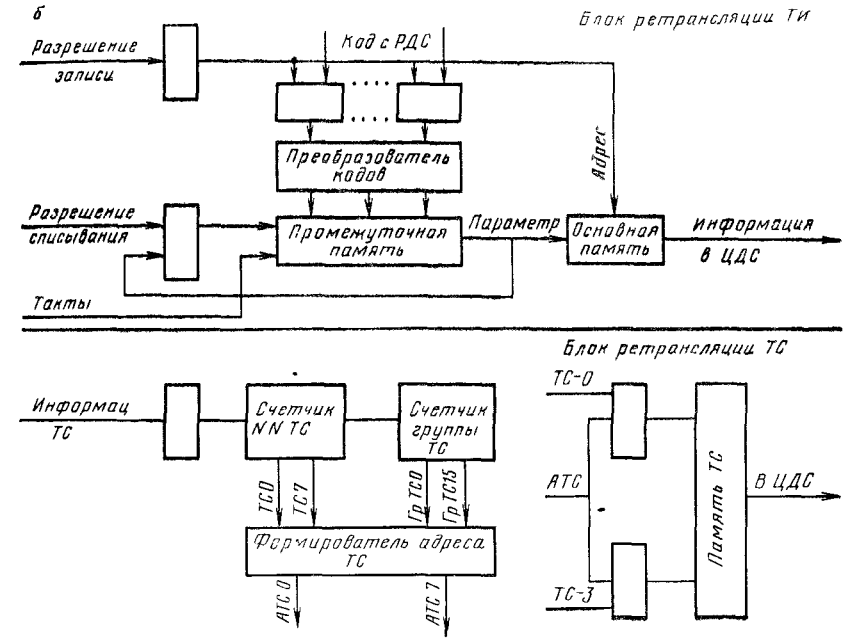


Рис. 6.28. Устройство УРД-5:
а — внешний вид; *б* — блок-схема

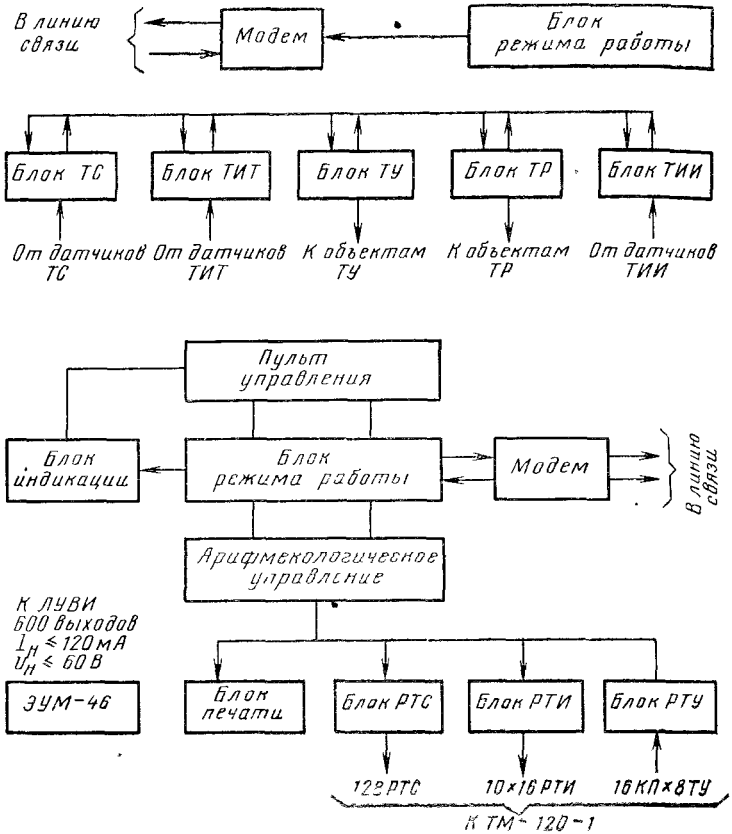


Рис. 6.29. Блок-схема устройства ТМ-120-3

линейной части магистрального газопровода в составе автоматизированной системы управления технологическим процессом компрессорной станции (АСУ ТП КС). Устройство может применяться как в составе АСУ ТП, так и автономно для контроля и управления объектами магистрального газопровода. Устройство обеспечивает обмен информацией с КП по четырем направлениям двух- или четырехпроводной линии связи. На каждом направлении может быть до 32 КП. Структура линии связи — древовидная с ретрансляцией. Дальность действия по двух- или четырехпроводной кабельной линии связи — до 30 км при сопротивлении линии связи до 1 кОм и числе КП на участке не более 10. Максимальная дальность по одному направлению — до 250 км по специальным кабельным линиям связи с общим сопротивлением до 5 кОм и числом КП на участке (расстояние между двумя КП с ретранслятором) не более трех. Устройство может работать по выделенному телефонному каналу или по физической линии связи. В зависимости от характера технологических объектов и объема телемеханических операций устройство КП выполнено в двух модификациях — А и Б.

В устройстве предусматривается следующий объем телемеханических функций для КП модификации А телесигнализаций (ТС) — 24; телеизмерений с токовым датчиком (ТИТ) — 8; телеизмерений с потенциометрическим датчиком (ТИП) — 16. Объем телемеханических функций для КП модификации Б

телесигнализация (ТС)	24
телеизмерение интегральное (ТИИ)	3
телеизмерение с токовым датчиком (ТИТ)	8

телеизмерение с потенциометрическим датчиком (ТИП)	16
телеуправление (ТУ)	8
телерегулирование (ТР)	5

Число ТИИ — не более трех на одном КП и не более 30 для одного комплекта устройства. Общее число ТИТ и ТИП — не более 16.

Устройство обеспечивает следующие режимы работы:

периодический циклический опрос всех КП по четырем направлениям с регистрацией параметров; периодичность опроса 1, 2, 4, 8 ч;

внеочередной (по вызову диспетчера) циклический опрос всех КП по четырем направлениям с регистрацией параметров;

циклический опрос параметров ТС с запоминанием для ретрансляции; периодичность циклов 5 мин; время цикла не более 5 мин;

циклический опрос параметров ТИИ с запоминанием для ретрансляции; периодичность цикла 10 мин;

опрос в ручном режиме одного из измеряемых параметров любого КП с индикацией параметров;

выполнение в ручном режиме телеуправления и телерегулирования с регистрацией посланной команды на бланке цифропечатающей машинки.

Аварийная сигнализация с КП регистрируется красным цветом и сопровождается оповещающим световым и звуковым сигналом.

Устройство обеспечивает ретрансляцию в систему центрального диспетчера параметров ТИ 10 групп по 16 байтов в каждой, из них: ТИИ — две группы (8 параметров); ТИТ — восемь групп (128 параметров); число ретранслируемых ТС (РТС) — 128.

Аппаратура пункта управления (ПУ) предназначается для обеспечения передачи и приема всех видов сообщений в устройстве ТМ-120-3 как при обмене с линейными объектами (КП), так и при обмене с устройством КП системы ЦДС; обработку, регистрацию и предоставление диспетчеру информации; обеспечения как автоматического, так и ручного режимов работы устройства ТМ-120-3. В состав аппаратуры пункта управления входят:

блок режима, состоящий из узла приемопередачи и узла ручного набора; узел приемопередачи предназначен для комплектования информации перед выдачей в модемы; защиты передаваемой информации; синхронизации в режиме приема; проверки принимаемой информации на достоверность и формирования сигналов «Сбой» (защитный отказ); фромировани тактовых сигналов и сигналов, определяющих режим работы устройства; узел ручного набора блока режима предназначен для реализации алгоритма работы устройства; узел автоматического набора предназначен для формирования меток времени и сигналов исполнения функций ТИТ, ТС, ТИИ, а также командных сообщений и адресных кодов в режиме циклического опроса;

блок проверки, предназначенный для наладки и проверки устройства ПУ в условиях производства и эксплуатации наладчиками завода-изготовителя или обслуживающим персоналом объекта;

блок коммутации для формирования сигналов окончания перебора адресов групп в КП и номеров КП в направлениях;

блок модемов, предназначенный для преобразования последовательного кода информации в частотно-манипулированный синусоидальный сигнал, выдачи этого сигнала в линию связи, приема этого сигнала из линии связи и обратного преобразования в последовательный двоичный код; в блоке модемов расположены два модема: основной и резервный; узел приемопередачи совместно с узлом режима обеспечивает поочередную работу модемов с 1—4 направлениями устройства; с каждого модема в узел приемопередачи поступает сигнал контроля линии связи КЛС, отсутствие которого в режиме работы модема означает его неисправность и вызывает автоматическое переключение направления связи с основного модема на резервный, а также включение сигнализации «отказ связи»;

узел печати для подготовки информации, поступающей с объектов, к выдаче на устройство печати;

блок масштабирования телеизмерения (МТИ), предназначенный для умножения параметров ТИИ и ТИТ на масштабный коэффициент, передачи промасштабированных параметров в блоки индикации и цифропечати, передачи параметров ТИИ в блок РТИ и хранения параметров ТИИ;

блок ретрансляции телеизмерения (РТИ) для выбора (селекции) параметров ТИ, ретранслируемых в вышестоящий уровень, хранения их в памяти ЗУ РТИ; выдачи их в систему телемеханики ЦДС по вызову с вышестоящего уровня управления;

блок ретрансляции ТС и ТУ (РТС, РТУ), предназначенный для ретрансляции ТС в аппаратуру верхнего уровня и ретрансляции ТУ на объекты линейного участка;

блок индикации для хранения и вывода на индикацию информации, представляемой в цифровой форме.

Устройство телемеханики «Магистраль-1»

Устройство предназначено для централизованного контроля, управления и регулирования рассредоточенными технологическими объектами линейной части магистральных газопроводов. Устройство может применяться как в составе автоматизированной системы управления технологическими процессами компрессорной станции (АСУ ТП КС), так и автономно.

Устройство «Магистраль-1» обеспечивает работу с КП по четырем направлениям линии связи. Обмен информацией между ПУ и КП может производиться по выделенной двухпроводной воздушной цепи, четырехпроводному кабелю дальней связи, по телефонному каналу связи с четырехпроводным окончанием, организованному с помощью стандартных систем уплотнения воздушных, кабельных, радиорелейных линий и радиоканалов. Конфигурация каналов связи может быть цепочечной, древовидной или радиальной. При работе устройства по физическим цепям линии связи питание КП может осуществляться дистанционно по этой же линии связи. При необходимости могут быть установлены промежуточные блоки дистанционного питания, предназначенные для поддержания напряжения дистанционного питания на номинальном уровне. Дальность действия по воздушной линии связи (сталь ∅ 4 мм) до 160 км, при этом на участке линии связи должно быть установлено два-три усилителя-ретранслятора.

Дальность действия по кабелю (4×1,2 мм²) до 120 км при установке на участке трех усилителей-ретрансляторов, которые входят в комплект поставки устройства «Магистраль-1».

Полоса частот, занимаемых каналом телемеханики 2750—3250 Гц, что дает возможность совместить в одном телефонном канале каналы телемеханики и служебной связи с полосой частот 300—2100 Гц.

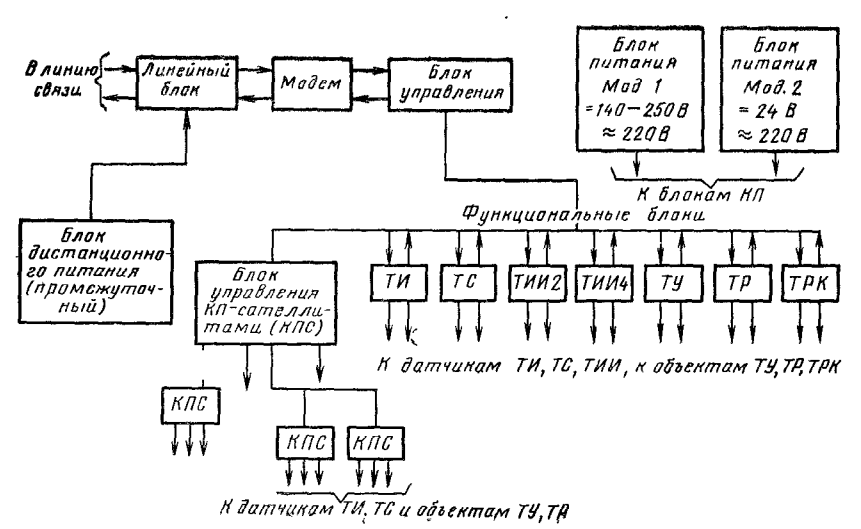


Рис. 6.30. Блок-схема КП

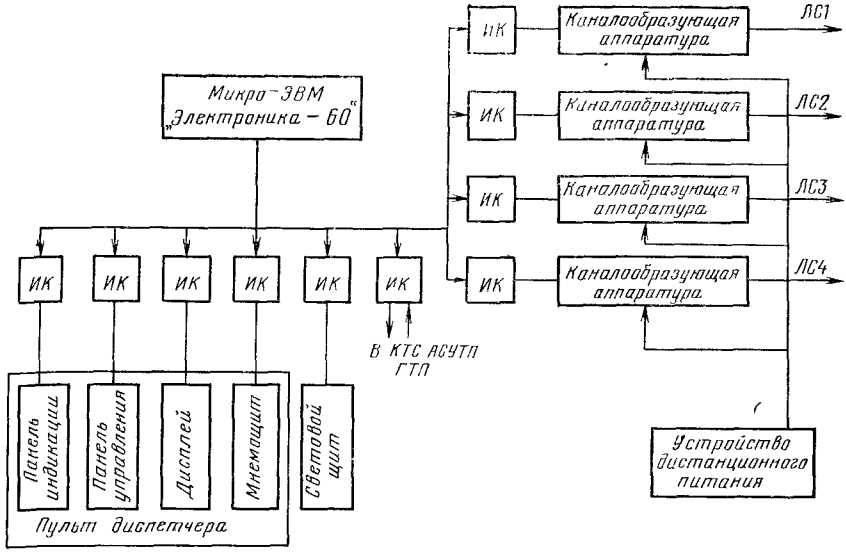


Рис. 6.31. Блок-схема ПУ

К каждому направлению линии связи может быть подключено до 30 КП в режиме дистанционного питания и до 60 КП при питании их от местных источников.

Контролируемый пункт может выполнить до 48 телеопераций, при этом одной телеоперации соответствуют 8 ТС, 1 ТИ, 1 ТУ, 1 ТР, 1 ТИИ, 1 ТРК.

Сочетание функций и их объемов в пределах максимального объема КП (48 ТО) может быть любым и изменяться с шагом, равным объему функциональных блоков (четыре телеоперации).

В состав КП входят КП-сателлиты (КПС), предназначенные для установки на удаленных от основного КП объектах (рис. 6 30).

КПС подключается к основному КП четырехжильным кабелем и обеспечивают выполнение шести телеопераций ТИ, ТС, ТУ, ТР. К одному КП может быть подключено до четырех КПС, при этом конфигурация линии связи КП—КПС может быть любой. Скорость обмена информаций между ПУ и КП — 300 Бод. Максимальная удаленность КПС от КП до 1 км.

Пункт управления построен на базе микро-ЭВМ «Электроника 60» и обеспечивает выполнение следующих режимов работы:

выявление и отображение аварийной телесигнализации с выдачей звукового сигнала;

периодический циклический опрос параметров ТИ, ТИИ и ТС с запоминанием и последующей ретрансляцией в комплекс аппаратуры АСУ ТП КС;

выборочный опрос с последующей ретрансляцией в АСУ ТП КС одного или нескольких параметров ТИ, ТИИ, ТС любого КП;

запрос в ручном режиме одного из параметров ТИ, ТИИ или группы ТС с индикацией на пульте диспетчера;

выполнение в ручном режиме команд ТУ, ТР, ТРК.

В комплекс аппаратуры АСУ ТП КС могут быть ретранслированы все параметры ТИ, ТИИ, ТС, задействованные в каждом конкретном устройстве (рис. 6.31).

В качестве основы электронной базы приняты ИМС серии 564 и 140.

Конструктивно аппаратура КП и ПУ выполнена на унифицированных блоках УТК-20. Общий вид и установочные размеры ящиков аппаратуры ПУ и КП даны на рис. 6.5, 6 6.

Комплекс ТКЗ-4 предназначен для контроля работы станций катодной защиты (СКЗ), входящих в установки катодной защиты (УКЗ) на однониточных и

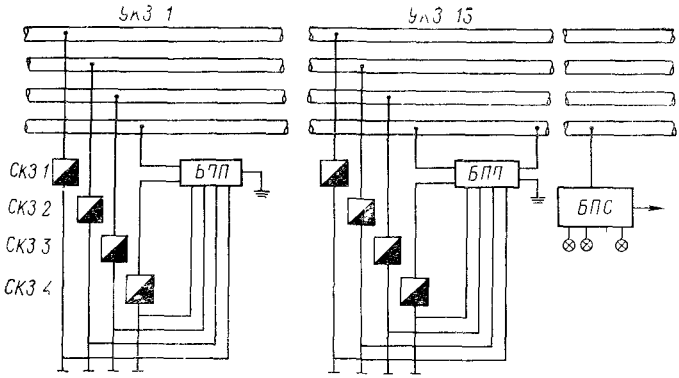


Рис 6 32 Организация телеконтроля УКЗ

многониточных магистральных трубопроводах с передачей аварийно-предупредительного сигнала по физической цепи труба—земля в систему телемеханики или в ближайший пункт сбора информации Комплекс включает в себя комплект контролируемых пунктов БПП и пункт сбора информации БПС.

Число БПП на один БПС 15 Комплекс обеспечивает телеконтроль работы всех установок катодной защиты (до 16) в пределах одного плеча районной дис-

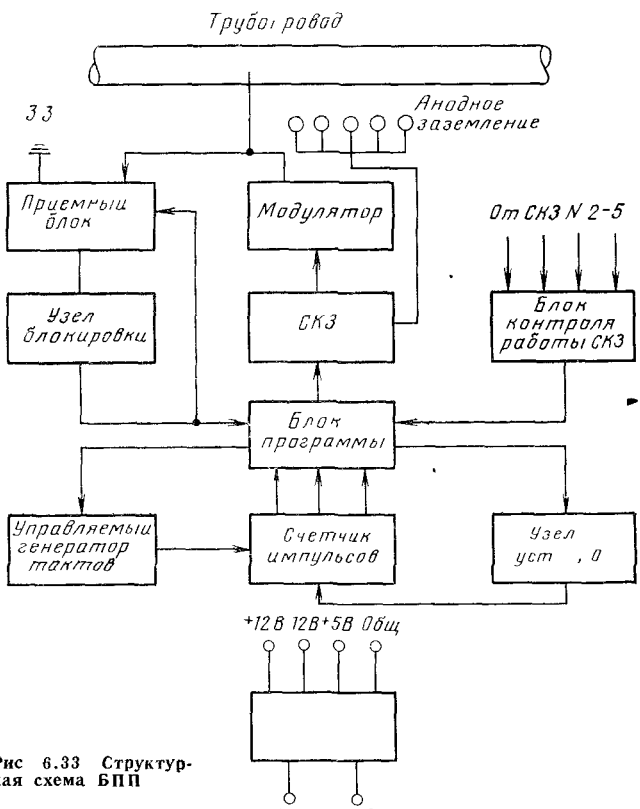


Рис 6.33 Структурная схема БПП

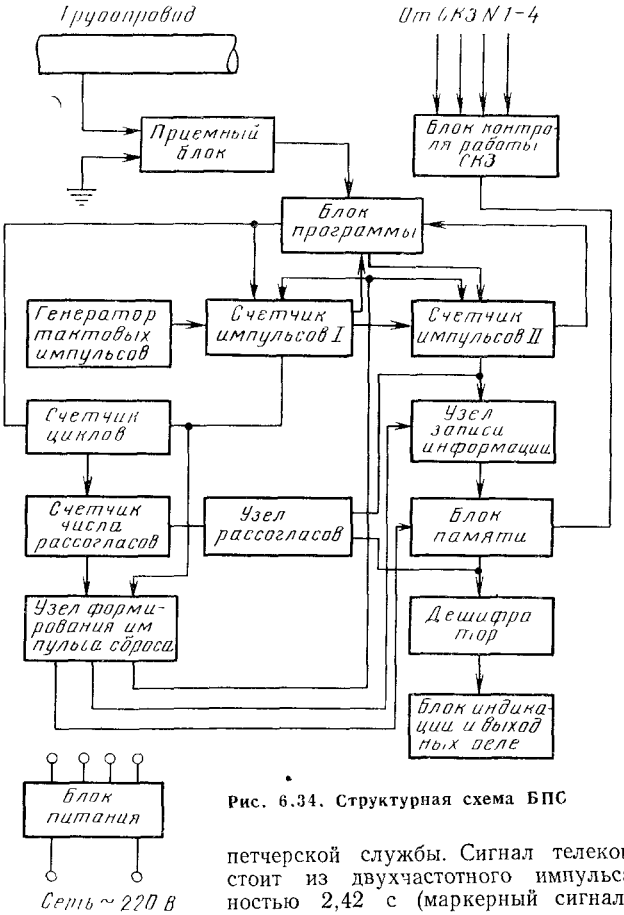


Рис. 6.34. Структурная схема БПС

петчерской службы. Сигнал телеконтроля состоит из двухчастотного импульса длительностью 2,42 с (маркерный сигнал) и паузы между импульсами длительностью периода от 40,96 с до 1187,84 с. Импульс состоит из двух последовательно передаваемых частот по 1,3 с каждая. При этом используется одна из комбинаций следующих частот: 3,125 и 3,525, или 6,25 и 7,05, или 12,5 и 14,1 Гц. Длительность паузы определяет адрес контролируемой УКЗ. Динамический диапазон сигнала на входе приемников блоков составляет от 1 до 3000 мВ. Питание блоков комплекса осуществляется от сети переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 220^{+22}_{-33} В.

Комплекс рассчитан на безотказную работу при температуре окружающей среды от —40 °С до +50 °С в условиях относительной влажности до 98 % при температуре +35 °С.

Для организации телеконтроля УКЗ по трубопроводному каналу при раздельной защите каждой нитки газопровода используется схема, приведенная на рис. 6.32.

Информация передается защитным постоянным током СКЗ, преобразованным в импульсный. Модуляция переносчика сигнала осуществляется путем прерывания выпрямительного тока СКЗ.

В комплексе использован принцип односторонней передачи двухчастотного импульса с ретрансляцией его с помощью блока БПП на каждую контролируемую УКЗ, по цепочке от самой удаленной УКЗ до места установки блока БПС в пункте приема информации. Для расшифровки адреса неисправной УКЗ используется временная селекция промежутков времени между двумя импульсами сигнала.

При отсутствии сигналов с предыдущего контролируемого пункта БПП формирует собственные частотные посылки с паузами между ними, присущими только данному БПП и определяющими его адрес. При выходе из строя любой СКЗ, входящей в контролируемую УКЗ, БПП прекращает ретранслировать принимаемый сигнал и не формирует собственную программу. БПС воспринимает это как аварийное состояние данной УКЗ и выдает соответствующий сигнал в систему телемеханики районного диспетчера.

Блок приема и передачи БПП (рис. 6 33) предназначен для приема и ретрансляции сигналов телеконтроля от предыдущих БПП и контроля работы УКЗ. БПП сигнализирует об отключении любой из СКЗ, входящей в УКЗ, о выходе из строя элементов УКЗ (анодного заземления, соединительных линий, выпрямительных диодов и т п).

Информационная емкость одного БПП составляет одну операцию ТС по контролю работы УКЗ. Блок БПП обеспечивает одновременный контроль до пяти СКЗ, входящих в контролируемую УКЗ. Потребляемая мощность БПП составляет не более 40 Вт.

Блок питания от сети переменного тока с частотой 50 Гц и напряжением 220^{+22}_{-33} В.

Блок приема и сигнализации БПС (рис. 6 34) предназначен для приема и обработки информации от блоков БПП, выдачи световой сигнализации о состоянии контролируемых УКЗ, а также для передачи информации в систему телемеханики районного диспетчера.

Блок БПС позволяет обрабатывать информацию 15 БПП, передавать информацию о работе контролируемых УКЗ в систему телемеханики районного диспетчера типа «Импульс-2», «Диспетчер-2», ТМ-200 и т. п., а также осуществляет световую индикацию работы УКЗ.

В блоке БПС предусмотрена возможность осуществления непосредственного контроля работы до четырех, находящихся в непосредственной близости от места установки БПС БПС питается от сети переменного тока напряжением 220^{+22}_{-33} В. Потребляемая мощность блока составляет не более 40 Вт.

Комплекс ТКЗ-4 конструктивно состоит из шкафа ШкТ-03 и шкафов ШкТ-02, имеющих одинаковые размеры 600×450×250 мм. Конструкция шкафов предусматривает настенную установку.

В качестве элементной базы применены интегральные микросхемы серии 133 и 110.

ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

Газораспределительные системы

Газораспределительные системы представляют собой сочетание трубопроводных сетей с разными номинальными давлениями и газорегуляторных сооружений, обеспечивающих подачу газа от сети с бо́льшим давлением в сеть с меньшим давлением, при этом они редуцируют давление и автоматически поддерживают его на выходе постоянным при любых величинах расхода. Однако это важное условие соблюдается только при отсутствии дефицита газа.

Газораспределительные системы характеризуются кольцевой распределительной структурой, значительной территориальной рассредоточенностью, взаимосвязанностью режимов работы отдельных зон, непрерывным характером технологических процессов, значительной суточной, недельной и сезонной неравномерностью процессов, а также зависимостью от режимов работы поставщиков (газотранспортных систем).

Газорегулирующие сооружения представляют собой кирпичные или железобетонные здания с основным и вспомогательным помещениями. В основном помещении устанавливаются автоматические регуляторы давления и управления, предохранительные клапаны, фильтры, задвижки и КИП.

Вспомогательные помещения отделяются от основных газонепроницаемой перегородкой, оборудуются отдельной системой приточно-вытяжной вентиляции и являются взрывобезопасными. Однако при установке в них телемеханической аппаратуры подводка импульсных трубопроводов должна осуществляться через разделительные или ограничивающие устройства, при этом газонепроницаемость

Таблица 6.2

Управление газораспределением (число объектов измерения)

Функции управления	Пункты и объекты управления			
	ГРС	Сетевые ГРП	Промышленные ГРП	ГРУ
Измерение				
давление на входе	—	1	1	1
расход на входе или выходе	1—2	1	1	1
давление на выходах	1—2	1—3	—	1
температура газа	1	1	1	—
Итого	3—5	4—6	3	3
Сигнализация				
пределы давления на входе	—	2	2	2
засоренность фильтров	—	1—3	—	1
срабатывание предохранительного клапана	—	1—3	—	1
настройка регулятора давления	—	3—9	—	—
положение обводной задвижки	—	1—3	—	—
пределы давления на выходе	2—4	2—6	—	2
посещение КП	1	1	1	1
температура воздуха на КП	1	1	1	1
загазованность воздуха на КП	1	1	1	1
защитный потенциал у КП	1	1	1	1
Итого	6—8	14—30	6	10
Воздействие				
настройка регулятора давления	—	3—9	—	—
отключение предохранительного клапана	—	1—3	—	—
Итого	0	4—12	0	0

разделяющей стены не должна нарушаться Вспомогательные помещения должны иметь отопление, электроосвещение, ввод кабеля связи и контур защитного заземления

Газорегулирующие сооружения не имеют дежурного персонала и контролируются периодически обходчиками В целом газораспределительные системы обеспечивают потребителей качественной продукцией при оптимальных режимах с минимальными перебоями и максимальной безопасностью

Управление газораспределительными системами должно обеспечивать

постоянный контроль качества поступающего газа (калорийность, влажность, содержание серы и т д),

равномерное распределение потоков газа по всей территории, которое характеризуют режимы давления в характерных точках сети и на выходах ГРП,

сохранение баланса подачи и потребления газа за счет маневрирования нагрузками в целях исключения критических режимов,

своевременное выявление предаварийных ситуаций на сооружениях,

оперативное определение мест и масштабов аварий,

быструю локализацию и ликвидацию любых аварий,

планирование и надзор за выполнением ремонтно профилактических работ,

снижение себестоимости газораспределения,

повышение безопасности за счет контроля оборудования и оперативной коррекции режимов,

анализ и прогнозирование состояния системы с целью ее рационального развития

Решение задач управления требует создания системы управления, совершенство которой всецело определяет уровень развития газораспределительных систем

Управляемыми пунктами газораспределительных систем являются газораспределительные станции (ГРС), газорегуляторные пункты (ГРП) и отдельные газорегуляторные установки (ГРУ). Управляемыми объектами, т е объектами контроля и воздействия, являются точки измерения и сигнализации, а также управляемые установки

На управляемых пунктах должны реализовываться функции управления в соответствии с требованиями табл 6 2.

Системы управления и их автоматизация

Системы управления (СУ) в зависимости от уровня развития разделяются на организационные (ОСУ), телемеханизированные (ТСУ) и автоматизированные (АСУ), при этом в газораспределительных системах все они имеют одноступенчатую структуру.

ОСУ *располагают только средствами связи и в условиях отсутствия* дежурного персонала на управляемых сооружениях отличаются малой централизацией и непрерывностью управления, низкой оперативностью и точностью, а также отсутствием возможности оптимизации режимов газораспределения В итоге их эффективность не превышает 25 % от эффективности АСУ.

ТСУ оснащаются как средствами связи,так и средствами автоматики и телемеханики, обработки и вывода информации, что обеспечивает полную централизацию и непрерывность управления, высокую оперативность и точность, а также частичную оптимизацию режимов газораспределения Их эффективность не ниже 75 % от эффективности АСУ.

АСУ оснащаются средствами ТСУ, а также и вычислительной техникой, что обеспечивает полную оптимизацию режимов Их эффективность может достигать 100 %

В связи с изложенным очевидно, что создание любой системы управления должно осуществляться с учетом ее последующего развития до уровня АСУ технологического процесса, т е АСУ ТП

Автоматизация систем управления — это реализация задач контроля, анализа и воздействия с помощью технических средств Так как конечной целью автоматизации СУ является создание АСУ ТП, то любая СУ должна создаваться с учетом требований ГОСТ 20913—75 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами, стадии создания», в соответствии с которым необходимо осуществлять

обследование и анализ автоматизируемого технологического процесса (ТП), а *также в рамках АСУ ТП добавляется разработка и идентификация математических* моделей ТП,

анализ информационных потоков, формулировку критерия управления и ограничений, а в рамках АСУ ТП также разработку постановок для всех задач,

синтез алгоритмов контроля и управления, разработку функционально-алгоритмической структуры, а также полного перечня функциональных задач,

системотехнический синтез АСУ ТП, техническое проектирование специального математического и информационного обеспечения и рабочее проектирование программного и информационного обеспечения,

аппаратурно технический синтез АСУ ТП, разработку недостающих средств автоматизации и оперативно-диспетчерского оборудования;

определение точности измерений и требований к системам контроля и воздействия,

сравнительный анализ системы и ее аналогов, а также сравнительный анализ и выбор технических средств и его обоснование,

технико экономическое обоснование и расчет экономической эффективности АСУ ТП

Автоматизация систем управления газораспределением обеспечивает экономию газа (от 1,5 до 3 %) за счет оптимизации режимов работы установок, потребляющих газ непосредственно из сети, а также за счет сокращения утечек в результате контроля на ГРП и устранения режимов работы сети с повышенными давлениями, сокращение времени аварийных и плановых перерывов газоснабжения промышленных потребителей, сокращение брака на предприятиях-потребителях за счет оптимизации режимов, увеличение сроков службы технологического оборудования в результате оптимизации режимов, исключающей критические перегрузки, сокращение контрольно-эксплуатационного персонала и соответствующих транспортных расходов Все это дает значительный годовой экономический эффект, который в расчете на один телемеханизируемый ГРП может достигать 2—3 тыс. руб.

Средства автоматизации

Средствами автоматизации систем управления являются средства автоматики (датчики, исполнительные устройства), телемеханики (аппаратура диспетчерских и контролируемых пунктов — ДП и КП), обработки и вывода информации, связи, диспетчерское оборудование, а также управляющие ЭВМ Все эти средства, кроме ЭВМ, объединяются в специальные комплексы технических средств (КТС) или комплексы средств системотехники (КСС), которые разрабатываются, изготавливаются и поставляются в газораспределительные системы комплектно

В газораспределительных системах используются различные управляющие ЭВМ общепромышленного назначения типа М-6000, «Электроника 60», Кроме того, проектируется внедрение ЭВМ типа СМ 1 и СМ 4.

Требования к средствам автоматизации систем управления газораспределением, т е к КТС (КСС), включают в себя общетехнические, технологические, эксплуатационные, сервисные и организационные требования

Общетехнические требования определяются положениями ГОСТ 26205—83 «Устройства телемеханики Общие технические условия». В целом ГОСТ определяет параметры современной аппаратуры, но для основных показателей устанавливает лишь ряды номинальных значений Конкретные значения этих параметров устачавливаются в соответствии с требованиями конкретных технологических процессов.

Технологические требования определяются положениями СНиП II 37—76, которые конкретизируют переменные показатели ГОСТа для условий газораспределительных систем Системные требования определяются условиями работы КТС (КСС) в рамках АСУ ТП Эксплуатационные требования определяют соответствие аппаратуры КТС (КСС) условиям эксплуатации.

Сервисные требования — это требования адаптации КТС (КСС) к реальным условиям обслуживания в газовых хозяйствах. Эти требования всецело определяют живучесть КТС в реальных условиях.

Газораспределительные системы эксплуатируются городскими газовыми хозяйствами, которые, как правило, входят в структуру жилищно-коммунальных служб и отличаются отсутствием централизованного финансового, кадрового, материального и технического обеспечения Для таких условий необходимы предельно дешевые КТС (КСС), выполненные на основе простых структур, алгоритмов и элементов, что обеспечивает возможность подготовки кадров силами эксплуатационных хозяйств и эксплуатации КТС (КСС) рабочим персоналом Элементная база должна обеспечивать восстанавливаемость устройств на месте эксплуатации, а ее отличие от общепромышленной должно способствовать снижению утечки кадров, КТС (КСС) не должны нуждаться в дефицитных электронных приборах, КИПе, принадлежностях, компонентах и материалах.

Комплекс «Контур-30» разработан в 1981 г. в результате расширения и улучшения ряда показателей КСС «Контур-20». Он обслуживает 880 объектов, рассредоточенных по 55 на 16 сооружениях в радиусе 60 км при 19 режимах работы Серийное производство начато в 1983 г. Модификация для газораспределения КСС «Контур-31» заменяет предыдущие комплексы и является перспективной моделью на ближайшие годы.

Сравнительные данные средств телемеханики, приведенные в табл. 6 3, охватывают КТС, предназначенные или применяемые в городском газоснабже-

Таблица 6.3

Системы телемеханики для газораспределения

Основные показатели	Оптимальные требования по СНиП	Коэффициент значимости показателя %	Комплексы или устройства					
			Контур 31	Ритм 1	ТМ-200	ТМ 320	ТМ 321	ТК 210
Технологические данные								
Структура, число установок КП								
адресный объем системы	15—30	2,0	16	16	120 *	96 *	24	31
Функции телемеханики, число объектов								
телеизмерение и телеуправление (ТИ, ТУ),	15—20	2,0	20	6 *	6 *	112 *	16	32
телесигнализация и теледешифровка (ТС, ТД),	15—30	2,0	30	2 *	4 *	56	40	32
телевключение гудка (ТГ)	2	0,5	2	2	2	2	2	2
Функции связи, число каналов								
телефонная связь КП с ДП	1	1,0	1	1	1	1	1	0 *
организация связи КП с ГТС	1	0,5	1	Нет *	Нет *	Нет *	Нет *	Нет *
Функции автоматики								
автоконтроль трактов системы	Да	1,0	Да	Да	Да	Да	Да	Да
автонабор изображения схем КП	Да	1,0	Да	Нет *	Нет *	Нет *	Нет *	»
автоконтроль ввода команд	Да	0,5	Да	»	»	Да	Да	Да
выбор регистрируемых ТИ, из числа	⩾3	1,0	5	»	»	Нет *	Нет *	3
Функции обработки число видов								
контроль достоверности	⩾2	3,0	2	2	2	2	1	2
коррекция единиц измерения ТИ	⩾4	1,0	4	4	Нет *	Нет *	Нет *	4
коррекция порядков и пределов ТИ	1⩾15	2,0	15	15	1024 *	»	»	15
Функции ввода Ввод команд								
от оператора	Да	0,5	Да	Да	Да	Да	Да	Да
от автомата	»	1,5	»	»	»	Нет *	»	»
управляющего комплекса (УВК)	»	4	»	Нет *	Нет *	»	Нет *	»
Функции вывода Вывод данных								
индикатор цифровой	»	2	»	Да	Да	»	»	»
на регистратор цифровой	»	1,5	»	»	»	»	»	»

на индикатор позиционный	»	Да	»	»	»	Да	Да	»
на мнемощит	»	0,15	»	»	»	»	»	»
на индикатор схем КП	»	2	»	Нет *	Нет *	Нет *	Нет *	Нет *
на управляющий комплекс (УВК)	»	3	»	»	»	»	»	Да
Оперативный режим обмена:								
позиционный	»	0,5	»	Да	Да	Да	Да	»
групповой	»	1,5	»	Нет *	»	Нет *	Нет *	Нет *
Циклы обмена·								
автоматическая групповая ТС, мин	$\leqslant 5$	2	5; 10	3	120 *	»	Нет	5
автоматическое групповое ТИ, ч	$0{,}5 \div 2$	2	0,5; 1,2	0,5 *	0,5—6	»	Нет *	Любой
Быстродействие по времени, с·								
телеобмен при ТС	$\leqslant 10$	1	3	3,5	10	0,5	4	0,2
телеобмен при ТИ, ТУ, ТГ, ТД	$\leqslant 12$	1	5	4	10	0,5	4	0,2
Точность системы ТИ, %, не хуже	4	2	4	4	2,0	2,5	1,0	1,5
Эксплуатационные данные								
Адресный объем линий, число установок КП на ЛС	8—10	5	8	8	60 *	3 *	1 *	1 *
Схемы связи КП с ДП, число видов	4	2	4	4	4	2 *	1 *	1 *
Дальность по ГТС, км	$\geqslant 30$	2	60	30	15 *	15 *	10 *	22 *
Коэффициент помехоустойчивости	$\leqslant 7$	3	5	7	6	7	7	7
Автовключение резерва питания	Да	0,5	Да	Нет *	Нет *	Нет *	Нет *	Нет *
Надежность по наработке на отказ канала КП — ДП, ч, не ниже	2200	10	3500	2000 *	2000	2500	6000	3000
Срок службы, лет	8	1	8	8	6 *	8	8	8
Температура воздуха, °С	5—50	0,5	5—50	5—50				
Влажность воздуха, %	30—80	0,5	30—80	30—80				
Потребляемая мощность на КП, кВт	0,1	0,5	0,06	0,05				
Масса аппаратуры КП, т	0,1	0,5	0,11	0,05				
Объем аппаратуры КП, м^3	1	0,5	0,24	0,01				

Продолжение табл. 6 3

Основные показатели	Оптимальные требования по СНиП	Коэффициент значимости показателя, %	Комплексы или устройства					
			Контур-31	Ритм-1	ТМ-200	ТМ-320	ТМ-321	ТК-210
Сервисные данные								
Сложность по уровню квалификации рабочих (КР)	КР	4	Да	Да	Нет *	Нет *	Нет *	Нет *
Логические элементы аппаратуры связи (АС)	АС	2	»	»	»	»	»	»
Логические элементы или схемы восстанавливаемые (ВС)	ВС	1	»	»	Да	»	»	»
Номенклатура КИП, ЗИП — ширпотреб (ШП)	ШП	2	Да	Да	Да	Нет *	Нет *	Нет *
Номенклатура элементов — ширпотреб (ШП)	ШП	1	»	»	»	»	»	»
Организационные данные								
Число алгоритмов (сочетаний режимов ввода, обмена и вывода) для ТС, ТИ и ТД (ТП, ТУ, ТГ)	16—24	5	18	5 *	9 *	2 *	2 *	11 *
Формирование сигналов								
сигналов датчиков ТИ, число видов	≥2	2	2	1 *	1 *	1 *	1 *	8
сигналов датчиков ТС, число видов	≥2	2	2	1 *	1 *	1 *	2	3
соотношение ТИ/ГУ	Любое до 0,8	1,5	Любое до 0,8	2/4 *	4/2 *	96/16 *	4/12 *	Любое до 1
максимум комплектности поставки	Да	3	Да	Да	Нет *	Нет *	Нет *	Нет *
Экономические данные								
стоимость в расчете на один объект, руб.	50—100	4	48	100	434 *	167 *	130 *	290 *
стоимость в расчете на один КП, руб.	2500	3	2500	1100	6500 *	4000 *	4000 *	19 150 *
Уровень соответствия оптимальным требованиям, %	—	100	100	57,5	45	31	39	61,5

Примечание * — несоответствие требованиям ГТС — городская телефонная сеть, ДП — диспетчерский пункт КП — контролируемый пункт, КИП — контрольно-измерительные приборы, ЗИП — запчасти, инструмент, принадлежности

нии Учитывая, что между собой показатели не равноценны, в табл 6 4 введены их весовые коэффициенты, при этом среднее значение коэффициентов примерно равно двум Показатели, отступление от которых возможно, но ведет к аппаратурной избыточности или другим нерациональным решениям, приняты близкими к среднему значению Показатели, нарушение которых делает нерентабельной или невозможной эксплуатацию систем, имеют значения выше среднего Остальные показатели, имеющие общепринятый характер, получили значения ниже средних Данные, отмеченные звездочкой, являются не соответствующими оптимальным требованиям и их весовые коэффициенты в итоге равны нулю

Краткая характеристика эксплуатируемых и выпускаемых комплексов и устройств, входящих в государственную систему приборов (ГСП) Минприбора СССР, приведенная в табл 6 4, может служить для предварительных оценок

Организационные требования определяют возможности внедрения КТС (КСС) в условиях газовых хозяйств ЖКХ Это требования низкой стоимости и комплектной поставки аппаратуры, а также ее универсальности, которые определяются разнообразием алгоритмов функционирования, соотношений функций и вариациями сигналов датчиков

Автоматизация управления газораспределением осуществляется с 1950 г, и с тех пор было внедрено или опробовано более 60 видов систем и комплексов. В результате определились четыре вида технических средств

заимствованные системы, созданные Минприбором СССР и прочими министерствами для других отраслей народного хозяйства, внедрение заимствованных систем типа БТЦ 1/10, «Радиус» и т п не дало положительных результатов, так как они не отвечали основным требованиям систем газоснабжения,

отраслевые системы, разработанные Минприбором СССР на основе типовых решений и приспособленные для отрасли жилищно коммунального хозяйства, включая газоснабжение, эти системы имеют адаптированные структурные решения, но неадаптированные функциональные и схемные, к ним относятся системы ТМ 200, ТМ-211, ТМ 320, ТК 210, которые не отвечают всем требованиям газоснабжения и, прежде всего сервисным и организационным требованиям, поэтому их применение имеет крайне ограниченный характер,

подотраслевые системы, разработанные различными организациями специально для подотрасли газоснабжения и имеющие адаптированные структурные и функциональные решения, но неадаптированные схемные, это системы МПА ВД, АТДП, Е-76, БСТ-2, «Факел», ТГД-ГХ и т п, большинство этих систем выпускалось серийно, но из за отсутствия адаптации схемных решений к условиям обслуживания все они не получили широкого распространения;

адаптированные системы, разработанные организациями жилищно коммунального хозяйства для газоснабжения и имеющие адаптированные структурные, функциональные и схемные решения· ВТ-1, КТС-1, «Ритм-1», «Ритм-41», «Контур 21», «Контур-31», которые выпускались серийно, а комплексы «Ритм 1» и «Контур 21» стали массовыми и типовыми в городском газоснабжении

До 1983 г было выпущено и в основном внедрено около 300 комплексов этого ряда для 5000 сооружений, что в 3—4 раза превышает суммарный объем внедрения всех систем первых трех направлений, начиная с 1950 г

Комплекс «Ритм 1» разработан в 1969 г для ТСУ ТП городского газоснабжения Он обслуживает 176 объектов контроля и управления, рассредоточенных по 11 на 16 сооружениях в радиусе 30 км, и имеет пять режимов работы (алгоритмов) Серийно выпускался с 1974 по 1982 г

Комплекс «Ритм 41» разработан в 1974 г для АСУ ТП городского газоснабжения Он обслуживает 480 объектов, рассредоточенных по 20 на 24 сооружениях в радиусе до 40 км при 15 режимах работы

Комплекс «Ритм 41» стал базой для первой в стране коммунальной и газораспределительной АСУ ТП, которой является АСУ ТП «Газоснабжение» г Ворошиловграда

Комплекс средств системотехники «Контур-20» разработан в 1978 г для АСУ ТП и ТСУ ТП всех технологических отраслей коммунального хозяйства как база модификаций «Контур-21» для газоснабжения, «Контур-22» для водоснабжения, «Контур 23» для теплоснабжения и т д, включая «Контур 28» для жилищного хозяйства Он обслуживает 560 объектов, рассредоточенных по 35 на 16 сооружениях в радиусе до 60 км при 19 режимах работы Серийно выпускается с 1979 г.

Таблица 6.4

Устройства и комплексы ГСП

Обозначение	Элементная база	Число КП (всего)	Число КП (на ЛС)	Число			Дальность действия, км	Время, с		Связь с ЭВМ	Стоимость, тыс руб		
				ТИ	ТУ	ТС		ТС	ТИ, ТУ		ПУ	КП	ПУ+КП
ТМ-100	ДС	20		30	20	50		15	4	Нет			74
ТМ-120-1	ИС	30	30	64	64	256	14 000			Есть	40	25	—
ТМ-120 2	ИС	32	16	8	8	16	1000			»	—	—	21,6
ТМ-200	ДС	120	60	4	1	6	15	15	10	Нет	—	—	130
ТМ-201	ДС	100	50	2	1	2	25	10	10	»	—	—	70
ТМ-211	ИС	180	30	Нет	Нет	2	10	10	Нет	»	—	—	—
ТК 210	ИС	248	8	2—32	8—128	8—128	20	0,2	0,2	Есть	—	20	—
ТМ-300	ДС	32	1	58	50	60	15	1	1	Нет			
ТМ-301	ДС	25	1	64	50	50	15			Есть	—	—	250
ТМ-310	ИС	99	1	240	120	120	15	0,5	0,5	»	—	—	36,9
ТМ-320	ИС	96	3	96	16	56	15	0,5	0,5	Нет	10	3	—
ТМ-321	ИС	24	1	4	4	40	10	4	4	»			22,5
ТМ-511	ИС	1	1	32	Нет	512	14 000		[illegible]	Есть	51	35	—
ТМ-512	ИС	1	1	60	»	480	14 000		[illegible]	»	27	15	11 6
ТМ-600													
ТМ 600М	ДС	300	15	3	2	1	20	10	4	Нет			32
ТМ-620	ИС	120	8	8	8	16	20	10	10	»	50	2	30,2
ТМ-700	ДС	75	5	20	30	60	5	2	2	»			
ТМ-800	ИС			75	35	30	15	2—5	2—5				
ТМ-800А	ИС			64			15	30	30				10,3
ТМ-800Б	ИС						15	2—5	2—5				
ТМ 800В	ИС	1	1	15	20	20	15	1—5	1—5			—	3,46

Примечание ДС — дискретные схемы, ИС — интегральные схемы, ПУ — пункт управления.

Комплекс средств системотехники «Контур-31»

Комплекс средств системотехники «Контур-31» представляет собой совокупность средств автоматики, телемеханики, связи, обработки и представления информации, обеспечивающую построение телемеханизированных и автоматизированных средств управления технологическими процессами (ТСУ и АСУ ТП) в городском газоснабжении.

Комплекс предназначен для формирования, кодирования, телепередачи, приема, обработки, хранения и вывода на индикацию, регистрацию и ЭВМ, а также на исполнение известительной и командной информации в соответствии с рядом алгоритмов функционирования. Комплекс рассчитан на применение в ТСУ и АСУ ТП городского газоснабжения.

Комплекс «Контур-31» (рис. 6.35) содержит одну центральную станцию ЦС-31 и до 16 периферийных станций *ПС* (ПС-31).

Система управления включает в себя диспетчерский пункт *ДП*, 16 контролируемых пунктов *КП1—КП16*, пять автоматических телефонных станций *АТС1—АТС5* и систему линий связи.

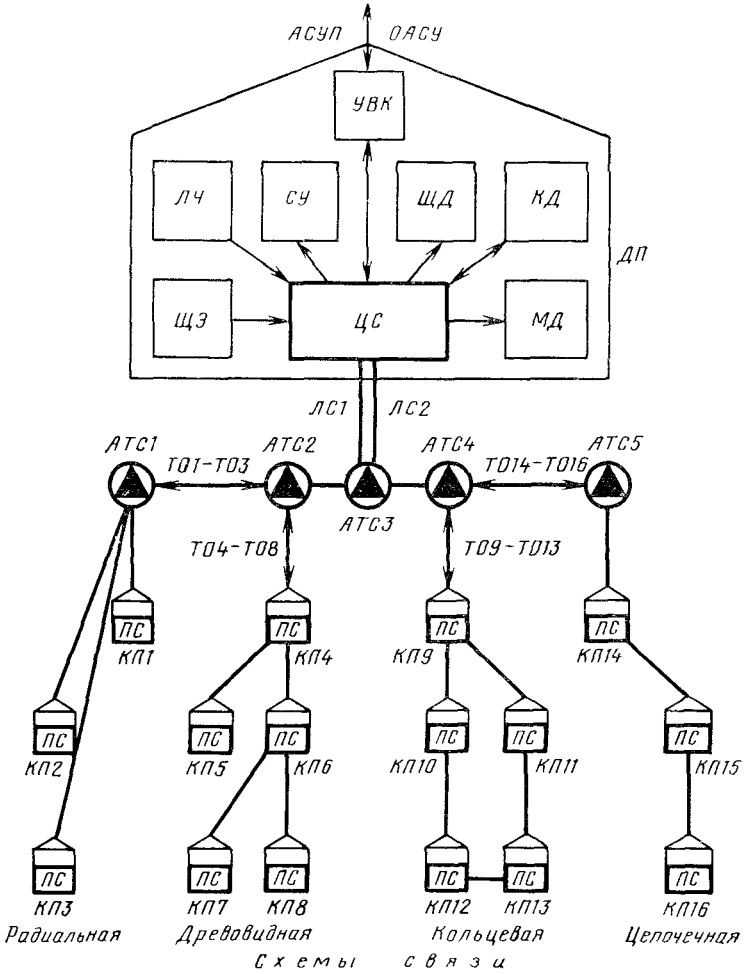


Рис. 6.35. Структурная схема комплекса «Контур-31»

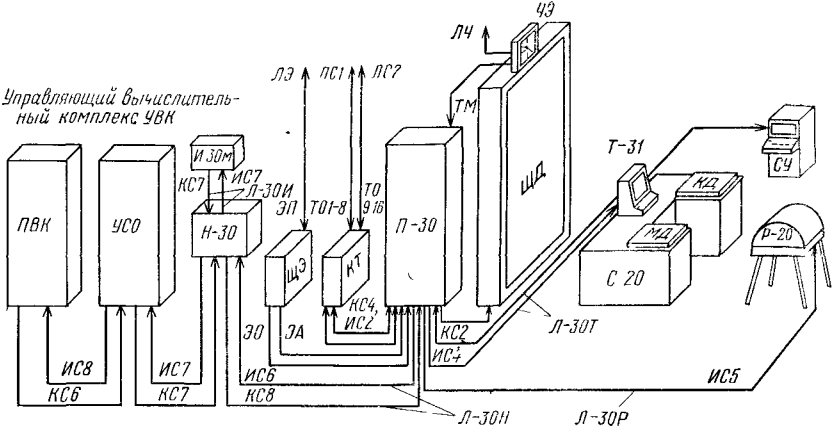


Рис. 6.36. Центральная станция ЦС-31

Центральная станция *ЦС* устанавливается на *ДП* и соединяется двумя телефонными линиями связи *ЛС1*, *ЛС2* со всеми *КП*, а также местными линиями с щитом диспетчера *ЩД*, коммутатором диспетчера *КД*, магнитофоном диспетчера *МД*, управляющим вычислительным комплексом *УВК*, справочной установкой *СУ*, линией часификации *ЛЧ* и со щитом электропитания *ЩЭ*. В свою очередь, *УВК* может иметь непосредственную связь с *АСУП* или *ОАСУ*.

Линии связи *ЛС1* и *ЛС2* идут от *ДП* на ближайшую *АТС3*, а от нее линия *ЛС1* проходит на *АТС2* и *АТС1*, а *ЛС2* — на *АТС4* и *АТС5*. К каждой линии подключается до восьми *КП*.

Линии связи представляют собой двухпроводную некоммутируемую цепь, выделенную в кабелях городской телефонной сети (ГТС). В зоне, охватываемой АТС, распределительные линии связи могут иметь любую структурную схему: радиальную, древовидную, кольцевую или цепочечную.

Радиальные схемы целесообразны при значительных расстояниях между КП (более 0,5 км), они надежны и удобны в эксплуатации, однако при их разветвлении непосредственно от ДП они являются наиболее дорогими в эксплуатации.

Древовидные схемы могут выполняться с ответвлениями от телефонных шкафов, а также за счет перемычек между КП при близком расстоянии между ними. Эти схемы экономичны, но менее удобны и надежны, так как одно повреждение может вывести из строя группу КП, а поиск места повреждения осуществить сложнее, чем при радиальной схеме.

Кольцевая схема наиболее надежна, так как обрыв линии на любом участке кольца превращает схему в радиальную и не приводит к выводу из строя КП.

Цепочечная схема наименее надежна, но она удобна в эксплуатации и достаточно экономична Кроме того, комплексы «Контур» допускают построение любых смешанных схем. Использование одной групповой линии связи для восьми КП обеспечивает экономию межстанционных магистральных линий связи и вводов на ДП, арендуемых у ГТС.

Периферийные станции ПС устанавливаются на КП и подключаются к системе связи. Между каждой ПС и ЦС осуществляются операции телеобмена информацией *Т01—Т016* Число ЦС, устанавливаемых на ДП, практически не ограничено, а число ПС на КП может достигать трех.

Структурная схема центральной станции ЦС (рис. 6.36) отражает одновременно и компоновку ДП. Диспетчерский пункт ДП имеет три основных помещения: диспетчерский зал, аппаратный зал и машинный зал.

В диспетчерском зале размещаются:

стол диспетчера *С-20*, который является рабочим местом диспетчера (оператора) и служит для установки трансляторов *Т-31*, коммутатора диспетчера *КД* и магнитофона диспетчера *МД*;

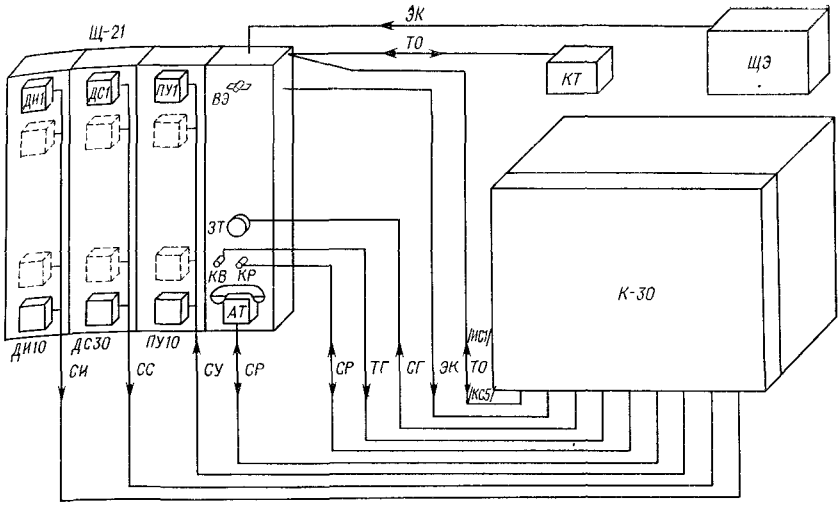


Рис. 6.37. Периферийная станция ПС-31

щит диспетчера *ЩД*, на который наносится мнемосхема технологической системы и устанавливаются индикаторы аварийных сигналов; над мнемосхемой установлены часы электрические *ЧЭ*, подключенные к учрежденческой линии часификации *ЛЧ*;

регистратор Р-20, обеспечивающий автоматическую запись данных об основном параметре на всех КП;

транслятор *Т-31*, представляющий собой устройство ввода командной и вывода известительной информации;

справочная установка *СУ*, выдающая полную информацию об управляемом сооружении.

Оборудование диспетчерского зала связывается с оборудованием аппаратного и машинного залов с помощью типовых кабельных линий Л-30Т, Л-30Р, Л-30Н и Л-30И; остальные линии выполняются по проектной документации.

В аппаратном зале размещены: щит электрораспределительный *ЩЭ*, кросс телефонный *КТ*, процессор *П-30*, а также устройство сопряжения комплексов «Контур-31» с управляющим вычислительным комплексом *УВК*, которое состоит из нормализатора *Н-30* и имитатора вычислительной машины *И-30М*.

Центральным устройством аппаратной является процессор *П-30*, который обеспечивает кодирование и передачу команд, прием, обработку, хранение и вывод извещений, а также управление информационными потоками.

Процессор *П-30* связывает в единое целое все оборудование диспетчерского пункта Он осуществляет автоматическое переключение основного *ЭО* и аварийного *ЭА* электропитания, поступающего от линий электропитания *ЛЭ* через *ЩЭ*, прием тактов минутных *ТМ* от линии часификации *ЛЧ*, известительных сигналов *ИС2* от *КП*, командных сигналов *КС2* от транслятора, командных сигналов *КС8* от *УВК*, а также передачу командных сигналов *КС4* на *КП*, известительных сигналов *ИС4* на транслятор, сигналов *ИС5* на регистратор *Р-20* и сигналов *ИС6* на *УВК*.

В машинном зале устанавливается управляющий вычислительный комплекс *УВК*, основным оборудованием которого является процессор вычислительного комплекса *ПВК* и устройство связи с объектом *УСО*.

В состав оборудования *ЦС* входят: процессор *П-30*, транслятор *Т-31*, регистратор *Р-20* и линии: *Л-30Т*, *Л-30Р*. Остальное оборудование *Н-30*, *И-30М*, *Л-30Н*, *Л-30И* и *С-20* поставляется с ЦС по согласованию с заводом-изготовителем

Оборудование с индексом 30 является общим для всех отраслевых модификаций, а с индексами 31—38 — модифицирующим.

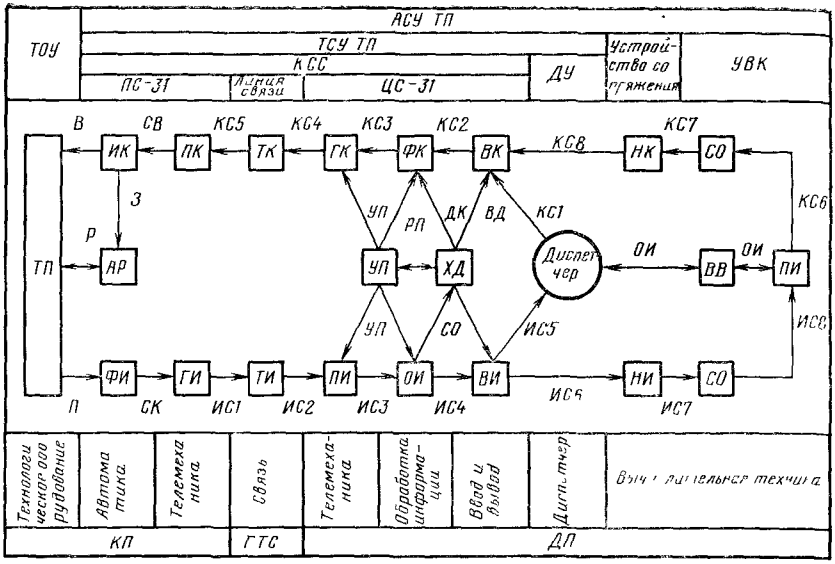


Рис. 6.38. Функциональная схема комплекса «Контур-31»

Оборудование ДП монтируется по проектной документации.

Периферийная станция (рис 6 37) включает в себя кочвертор *К-30*, щит *Щ-21* и комплект датчиков *Д-31*. Конвертор *К-30* является центральным устройством *ПС* и объединяет в единое целое все остальные устройства и приборы.

Щит *Щ-21* представляет собой секционированную установочную конструкцию, предназначенную для размещения комплекта датчиков, например, датчиков измерения *ДИ1—ДИ10*, датчиков сигнализации *ДС1—ДС30*, а также приемников управления *ПУ1—ПУ10*.

В состав щита также входят аппарат телефонный *АТ*, кнопки вызова *КВ* и разговора *КР*, звонок телефонный *ЗТ* и выключатель электропитания *ВЭ*. Датчиков измерения и приемников управления может быть до 20, при этом сумма в любых сочетаниях не должна превышать 20.

Комплект датчиков *Д-31* может содержать датчики измерения дифманометр мембранный *ДМ*, манометр электрический дистанционный *МЭД*, а также датчики сигнализации электроконтактный манометр *ЭКМ-1У*, датчик напора *ДН* или тяги *ДТ*, датчик температурный *ДТКБ*.

ПС подключается к электрической сети через щит электрораспределительный *ЩЭ*, а к телефонной — через коробку телефонную *КТ*.

Электрические цепи ПС обеспечивают передачу сигналов измерения *СИ*, управления *СУ*, сигнализации *СС*, разговора *СР*, гудка *СГ*, телегудка *ТГ* и телеобмена *ТО*, а также электропитание конвертора *ЭК*

Монтаж ПС должен осуществляться в соответствии с требованиями проектной документации.

Функции комплекса средств системотехники отражает схема рис 6 38, которая характеризует алгоритмы контроля и управления, а также определяет возможные связи КСС с УВК на разных этапах развития автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП). Схема определяет состав АСУ ТП, ТСУ ТП, КСС, ПС, ЛС, ЦС, УС и УВК, а также определяет вид и место расположения оборудования

На КП технологический процесс (ТП) технологического объекта управления *ТОУ* характеризует параметр *П*, который при формировании извещения *ФИ* преобразуется датчиком контроля в сигнал контроля *СК*. В процессе генерации извещении *ГИ* сигнал *СК* преобразуется конвертором в известительный сигнал *ИС1* с последовательной передачей элементов двоичного кода в городскую теле-

фонную сеть (ГТС), при телепередаче извещении *ТИ* по линии связи под воздействием помех и затуханий сигнал *ИС1* трансформируется в сигнал *ИС2*

На ДП прием извещений *ПИ* осуществляет процессор, который преобразует *ИС2* в сигнал *ИС3* с параллельной передачей элементов кода

Обработка извещения *ОИ* переданного сигналом *ИС3*, осуществляется в процессоре комбинированным устройством, в котором компаратор проверяет соответствие полученной информации переданной команде, конъюнктор проверяет сигнал на отсутствие количественных и качественных искажений, умножитель приводит информацию в соответствие с действительными значениями, т е масштабирует ее, а дешифратор переводит информацию из двоичной формы в десятичную В итоге вырабатывается десятичный сигнал *ИС4* и единичный сигнал обстановки *СО*

Хранение данных в процессоре обеспечивает накопитель информации, который принимает сигнал *СО* и одновременно передает его на устройство вывода, т е транслятор Вывод извещений *ВИ* осуществляется для оперативно диспетчерского персонала, т е для диспетчерского управления *ДУ* визуальным сигналом *ИС5*, а для *УВК* — электрическим *ИС6*

В результате анализа данных диспетчер принимает решение об изменении технологического процесса, которое вводится в транслятор с помощью механического командного сигнала *КС1*, т е нажатием кнопки Ввод команд *ВК* завершается формированием позиционного сигнала *КС2*, а также сигнала выбора данных *ВД*, в соответствии с которыми устройство памяти выдает данные (коды) команд *ДК* Управление процессами *УП* обеспечивает реализацию любого алгоритма функционирования системы и управляет всеми информационными потоками Сигналом управления процессом *УП* оно включает формирование команд *ФК*, которое завершается выработкой сигнала *КС3*, содержащего параллельный код команды По сигналу *КС3* производится генерация команд *ГК* и в линию связи поступает командный сигнал *КС4* с последовательной передачей кода

Линия связи *ГТС* обеспечивает телепередачу команды *ТК* и выдает в конце несколько трансформированный кодовый сигнал *КС5* На КП прием команд *ПК* конвертором включает в себя проверку достоверности сигнала *КС5* и его преобразование в сигнал воздействия *СВ*

Исполнение команды *ИК* производит исполнительный механизм, который преобразует сигнал *СВ* в управляющее воздействие *В* или задающее *З*, т е обеспечивает реализацию команд

Задающий сигнал *З* изменяет настройку автоматического регулятора и изменяет процесс авторегулирования *АР* сигналом регулирования *Р*, а воздействующий сигнал *В* обеспечивает прямое воздействие на технологический процесс

Комплекс «Контур» представлен на схеме как совокупность средств автоматики, телемеханики, связи, обработки, ввода и вывода информации В сочетании с диспетчерской системой управления (ДСУ) комплекс образует телемеханизированную систему управления ТСУ ТП, а в сочетании и с УВК и ДСУ — АСУ ТП

Связь КСС с вычислительным комплексом осуществляется от процессора П 30 Сигнал *ИС6* поступает в нормализатор, который осуществляет нормализацию извещений *НИ* в соответствии с данными УВК и передает в систему связи с объектом *СО* нормализованный известительный сигнал *ИС7* После *СО* сигнал *ИС8* направляется на переработку информации *ПИ*, которую обеспечивает специализированный процессор *УВК*

Система ввода и вывода *ВВ* организует связь между вычислительной машиной и оперативно диспетчерским персоналом и обеспечивает вывод результатов переработки и ввод команд диспетчера в *УВК*, т е обмен информацией *ОИ* Вывод из *УВК* команд *КС6*, *КС7* и *КС8* осуществляется через *СО* и нормализатор команд *НК*, который вводит в *КСС* сигнал *КС8*

При создании АСУ ТП информационного класса командный сигнал *КС8* используется лишь для запроса со стороны *УВК* необходимой информации При построении АСУ ТП с замкнутым контуром управления сигнал *КС8* может обеспечить ввод от *УВК* любых команд воздействия на *ТОУ* Таким образом, комплексы «Контур» могут обеспечить создание как ТСУ ТП, так и АСУ ТП любого класса

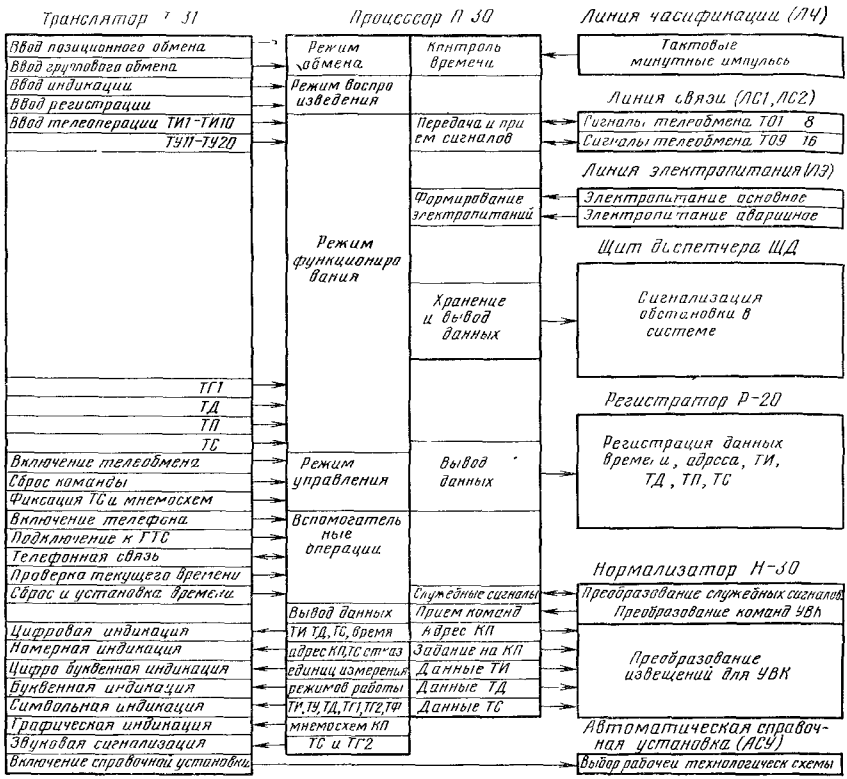


Рис. 6.39. Функциональная схема ЦС-31

Функциональная схема (рис. 6.39) раскрывает связи процессора с транслятором, мнемосхемой, регистратором и другим оборудованием.

Связь процессора с транслятором характеризуют следующие операции

ввод команды включения позиционного или группового обмена;

ввод команды включения индикации или регистрации;

ввод команды на выполнение функций *ТИ*, *ТУ*, *ТГ*, *ТД*, *ТП*, *ТС*;

включение заданного режима, т. е. пуск *П-30* после проверки правильности ввода команды;

сброс введенной команды в случае неправильного набора;

фиксацию, обеспечивающую снятие мигающего аварийного сигнала и его звукового сопровождения на очередные пять минут, т. е. до начала следующего цикла опроса; если будет осуществлена теледешифровка аварийного сигнала, то при очередном опросе или обмене тревожная сигнализация не повторится,

фиксацию, обеспечивающую сохранение воспроизведения мнемосхемы и данных *ТД* или *ТП* при следующем телеобмене;

квитацию постоянную с помощью теледешифровки;

включение телефона, т. е. подключение его к линиям связи;

подключение системы диспетчерской связи к линии АТС для ретрансляции сообщений абоненту ГТС;

осуществление телефонной связи;

проверку значений текущего времени, отсчет которого осуществляется в процессоре П-30,

сброс показаний времени на ноль для ввода новых данных, а также установку точного времени,

цифровую индикацию, обеспечивающую воспроизведение данных *ТИ*, *ТД*, *ТП*, *ТС* и времени,

номерную индикацию, которая служит для воспроизведения адресов ввода, отказа и *ТС*,

цифро-буквенную индикацию единиц измерения,

буквенную индикацию режимов работы КСС,

символьную индикацию *ТИ*, *ТУ*, *ТД*, *ТП*, *ТГ*, *ТФ*,

графическую индикацию схем КП на экране транслятора,

звуковую сигнализацию *ТС* и *ТГ2*,

включение автоматической справочной установки, осуществляющей вывод полных схем и характеристик КП

Остальные связи процессора обеспечивают

выход на линию часификации *ЛЧ* ведомственной или городской сети часификации для получения минутных тактовых импульсов, обеспечивающих контроль времени без участия внутреннего датчика процессора,

соединение с линиями связи, передающими сигналы телеобмена,

соединение с линиями основного и аварийного электропитания,

выход на щит диспетчера *ЩД* для индикации сигналов *ТС* с размещением их на поле мнемосхемы технологической системы,

выход на регистратор Р-20 для автоматической записи данных *ТИ*, *ТД*, *ТП*, *ТС*, времени и адреса при различных режимах включения и обмена,

связь с нормализатором Н-30 для приема команд от УВК, для передачи на УВК извещений, содержащих данные адреса КП, задания на *КП*, *ТИ*, *ТД*, *ТП*, *ТС*, а также для двухстороннего обмена служебными сигналами между КСС и УВК,

включение автоматической справочной установки типа АСУ-3

Функциональная схема периферийной станции (рис 6 40) выполнена для условного технологического объекта управления применительно к трем видам технологических установок пневматической (газ, воздух), гидравлической (вода, тепло) и электрической Схема показывает способы изображения технологических установок, отборных устройств, исполнительных механизмов, сигнальных линий, промежуточных приборов, конвертора К 30, наименование функций и операций

Пневматическая часть отражает контроль давления, расхода и температуры на входе, контроль состояния (засоренности) фильтра и положения задвижки, управление предохранительно-запорным клапаном ПЗК и регулятором давления.

Управление ПЗК осуществляется включением электромагнитного клапана и подачей на ПЗК входного давления, что приводит к его срабатыванию Регулятором, т е изменением настройки, управляют путем включения одного из трех регуляторов управления (задатчиков) с разными настройками при помощи трех электромагнитных клапанов

Гидравлическая часть отображает входной трубопровод, насосный агрегат, резервуар и выходную задвижку Насосный агрегат обеспечивается управлением с помощью магнитного пускателя МП, резервуар—контролем уровня (измерением и сигнализацией), а выходная задвижка — управлением, также через магнитный пускатель

Электрическая часть содержит вход, трехфазный трансформатор и выход На входе и выходе через трансформатор напряжения измеряется напряжение, а на выходе через трансформатор тока контролируется сила тока нагрузки

Вспомогательная часть схемы в основном является общей для всех видов КП Она содержит гудок для приема вызова с ДП, телефонный аппарат, кнопку для передачи вызова на ДП, датчики сигнализации загазованности воздуха, температуры воздуха, затопления помещения и посещения КП неопределенным лицом

На схеме (см рис 6 40) информационный объем КП использован следующим образом *7ТИ*, *8ТУ*, *10ТД*, *5ТП*, *1ТС*, *2ТГ* и *1ТФ*

Периферийные станции комплексов «Контур» обеспечивают возможность переключения любого из каналов ТИ с приема сигналов измерения постоянного тока на прием сигналов переменного тока, что выполняется в конверторе с помощью системы тумблера Это существенно расширяет номенклатуру применяемых датчиков и повышает универсальность КСС Кроме того, ПС обеспечи-

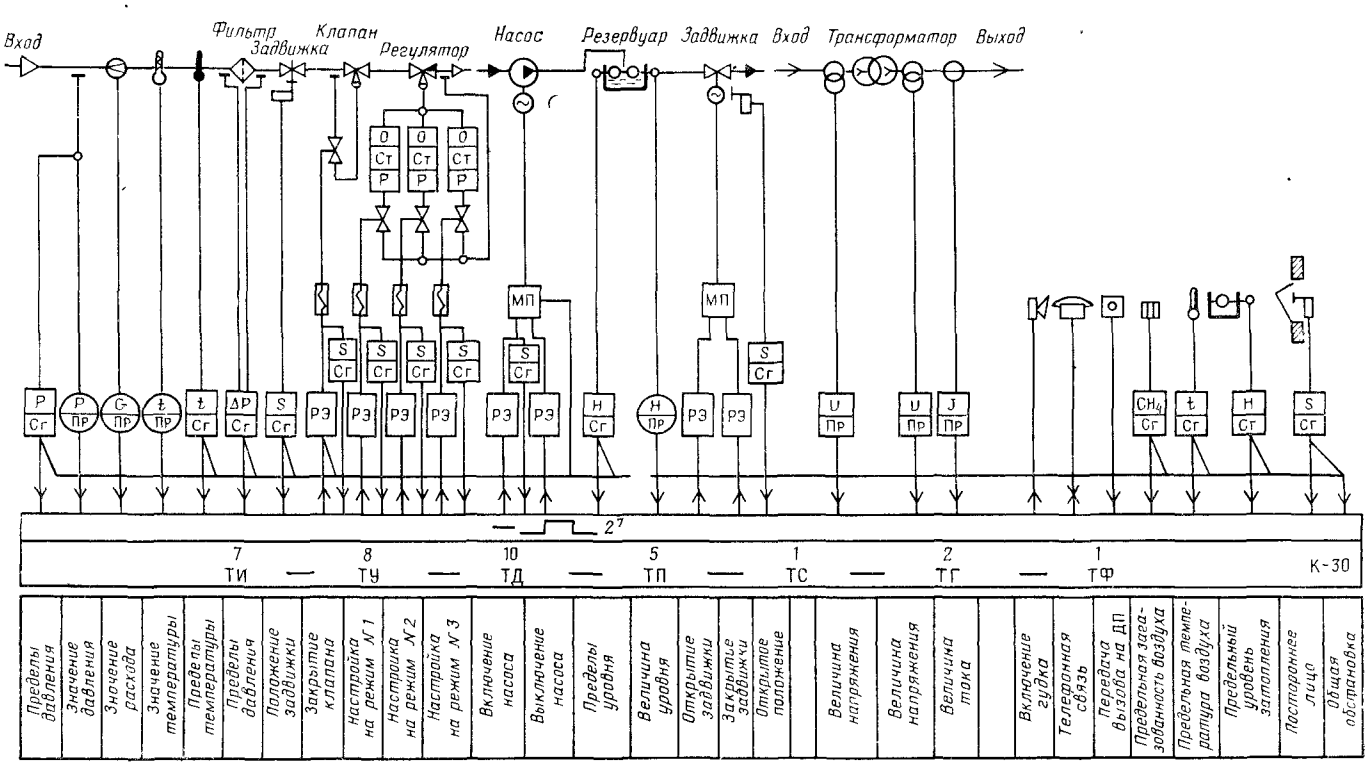


Рис. 6.40. Функциональная схема ПС-31

Таблица 6.5

Вывод данных

Алгоритмы				Формы воспроизведения данных								
				Исходных				Полученных				
				Время	Адрес		Схема	ТИ	ТУ/ТД, ТП		ТС	
Включение	Обмен	Воспроизведение	Функция	цифровая	цифровая	номерная	графическая	цифровая	цифровая	символьная	цифровая	номерная
Оператор	Позиционный	Индикация	ТИ	—	—	1	1	1	—	—	—	1
			ТУ, ТГ1, ТД, ТП	—	—	1	1	—	1	1	—	1
			ТС	—	—	1	1	—	—	—	1	1
		Регистрация	ТИ	1	1	1	1	1	—	—	—	1
			ТУ, ТГ1, ТД, ТП	1	1	1	1	—	1	1	—	1
			ТС	1	1	1	1	—	—	—	1	1
	Групповой	Индикация	ТИ	—	—	1	—	1	—	—	—	1
			ТУ, ТГ1 ТД, ТП	—	—	1	—	—	1	—	—	1
			ТС	—	—	1	—	—	1	—	—	1
		Регистрация	ТИ	1	—	1	—	1	—	—	—	1
			ТУ, ТГ1, ТД, ТП	1	—	1	—	—	1	—	—	1
			ТС	1	—	1	—	—	1	—	1	1
Автомат: таймер П-30	Групповой	Индикация	ТИ	1	—	1	—	1	—	—	—	1
			ТС	—	—	1	—	—	—	—	—	1
		Регистрация	ТИ	1	—	1	—	1	—	—	—	1
			ТС	1	—	1	—	—	—	—	1	1
Таймер ЭВМ	Позиционный	Индикация	ТИ	—	—	1	—	—	—	—	—	1
			ТД	—	—	1	—	—	—	—	—	1
Датчик ПС	Позиционный	Индикация	ТС	—	—	—	—	—	—	—	—	1

вают возможность переключения каналов ТИ на ТУ и обратно в любом сочетании, что создает условия для подбора необходимого соотношения ТИ и ТУ на разных КП и повышает универсальность системы.

Схема формирования сигнализации дает возможность подключения датчиков сигнализации как с нормально открытыми, так и с нормально закрытыми контактами, что выполняется в конверторе с помощью настроечных тумблеров.

В ПС реализована задача контроля изменения состояния датчиков ТС как при включении, так и при выключении, при этом возможно формирование адресного спорадического сигнала, который немедленно передается на ДП и воспроизводится транслятором.

Алгоритмы КСС определяются сочетаниями трех режимов. включения (оперативный и автоматический), обмена (позиционный и групповой) и воспроизведения (индикация и регистрация) по трем видам функций — ТИ, ТС и ТУ, при этом функции ТГ1, ТД, ТП являются аналогами функции ТУ.

В итоге режимы включения *образуют восемь сочетаний*, которые при трех видах функций могут дать 24 алгоритма, что является теоретическим пределом, который не реализован ни в одной системе.

Таблица 6.6

Формы цифрового воспроизведения

Вид информации	Данные	Знаки по разрядам									
		индикатора					регистратора				
		1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
Время	Текущее	1	2	.3	0	—	1	2	.	3	0
Адрес и время	КП № 5 и 45 мин	—	—	—	—	—	0*	5*	—	4	5
ТС	Норма	0	—	—	—	—	0	—	—	—	—
	Изменение	+	—	—	—	—	+	—	—	—	—
	Нарушение	1	—	—	—	—	1	—	—	—	—
ТИ	Сотни	1	2	5	—	—	1	2	5	—	—
	Десятки	1	2	.5	—	—	1	2	.	5	—
	Единицы	1	.2	5	—	—	1	.	2	5	—
	Сотни	0	3	6	—	—	0	3	6	—	—
	×10	—	3	6	0	—	—	3	6	0	—
ТУ	Норма	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Нарушения № 1, 4, 7, 10, 13	1	4	7	.	3	1	4	7	×	3
ТД	Нарушения № 2, 5, 8, 11, 14	2	5	8	1	4	2	5	8	1	4
ТП	Нарушения № 3, 6, 9, 12, 15	3	6	9	2	5	3	6	9	2	5
ТГ1	Нарушения № 1, 2 вместе	*	0	0	0	0	+	0	0	0	0

* — красная подсветка или цвет печати.

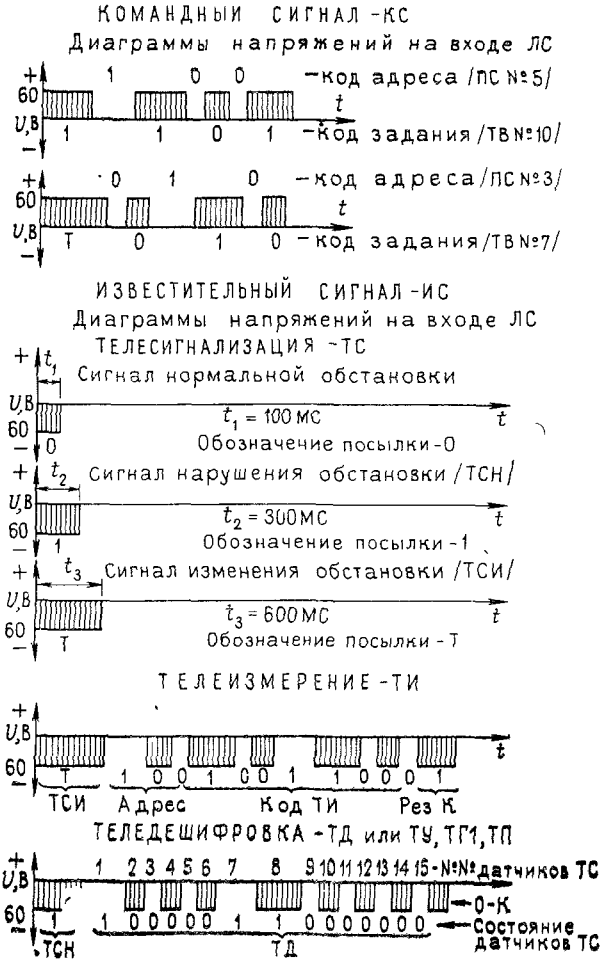


Рис. 6.41. Диаграммы сигналов

Увеличение числа алгоритмов существенно расширяет возможности диспетчера и повышает уровень автоматизации его труда. Кроме того, число алгоритмов является важнейшим показателем универсальности систем, так как в системах управления различных технологических систем сложились разные методы сбора и обработки информации. В КСС «Контур» 19 алгоритмов, т. е. 80 % от верхнего предела.

Различие алгоритмов определяет состав и формы воспроизводимой информации как исходной, так и полученной в результате обмена, а также формы цифрового воспроизведения.

Данные, приведенные в табл. 6.5, отражают алгоритмы, состав и формы воспроизводимой информации.

В таблице содержатся все алгоритмы КСС «Контур», а также воспроизводимые данные, отмеченные единицей, при этом текущее время имеет цифровую форму воспроизведения, адрес — цифровую и номерную, технологическая схема— графическую, ТИ — цифровую, ТУ, ТД, ТП цифровую и символьную, а ТС — цифровую и номерную.

Формы цифрового воспроизведения (табл 6 6) приведены в виде условных примеров и содержат данные о размещении знаков по пяти разрядам при вос-

Таблица 6.7
Коды адресов ПС

Номер ПС	Разряды кода		
	III	II	I
1	0	0	0
2	0	0	1
3	0	1	0
4	0	1	1
5	1	0	0
6	1	0	1
7	1	1	0
8	1	1	1

Таблица 6.8
Коды заданий

Обозначение функций	Разряды кода			
	IV	III	II	I
ТС	0	0	0	0
ТД	0	0	0	1
ТП	0	0	1	0
ТГ	0	0	1	1
ТВ1 (ТИ1)	0	1	0	0
ТВ2 (ТИ2)	0	1	0	1
ТВ3 (ТИ3)	0	1	1	0
ТВ4 (ТИ4)	0	1	1	1
ТВ5 (ТИ5)	1	0	0	0
ТВ6 (ТИ6)	1	0	0	1
ТВ7 (ТИ7)	1	0	1	0
ТВ8 (ТИ8)	1	0	1	1
ТВ9 (ТИ9)	1	1	0	0
ТВ10 (ТИ10)	1	1	0	1
ТВ11 (ТУ1)	1	1	1	0
ТВ12 (ТУ2)	1	1	1	1
ТВ13 (ТУ3)	Т	0	0	0
ТВ14 (ТУ4)	Т	0	0	1
ТВ15 (ТУ5)	Т	0	1	0
ТВ16 (ТУ6)	Т	0	1	1
ТВ17 (ТУ7)	Т	1	0	0
ТВ18 (ТУ8)	Т	1	0	1
ТВ19 (ТУ9)	Т	1	1	0
ТВ20 (ТУ10)	Т	1	1	1

произведении различной информации, при этом время — 12 ч 30 мин, адрес и время — КП № 5 (красная печать) и 45 мин, ТС — изменение — красная подсветка или знак +, нарушение — 1, норма — 0, ТИ — обычная форма, а при ТУ, ТД, ТП и ТГ1 в каждом разряде даются сведения о группе из трех датчиков, всего групп пять Если в группе срабатывает один датчик, то воспроизводится его номер, при этом до 9 полностью, а старше 9 — второй знак числа, так как первый знак для разрядов 4 и 5 известен — это 1, при этом число 10 регистрируется знаком ×. Если в группе сработали два или три датчика одновременно, то в разряде индицируется красная подсветка, а регистрируется знак +.

Сигналы КСС (рис. 6.41) как носители информации определяют дальность действия и помехоустойчивость систем. В КСС «Контур» используется режим двустороннего обмена информацией по каждому объекту контроля и управления, т. е. обмена типа «запрос—ответ». В соответствии с этим сигналы разделяются на командные (КС) и известительные (ИС).

Командные и известительные сигналы унифицированы. Они представляют собой серию импульсов постоянного тока. Носителями информации являются и импульсы, и паузы, т. е. все посылки. Информация передается в виде двоичных кодов, т. е. кодов, образованных комбинациями элементов двух видов, обозначаемых знаками 0 и 1. В сигнале знак 0 выражается короткой посылкой (импульсом или паузой), а знак 1 — длинной посылкой. Придание посылкам определенной длительности является процессом модуляции сигнала. Длительность посылок принято называть *широтой*. В целом данный вид модуляции посылок можно обозначить как ШИМ—ШПМ, т. е. широтно-импульсная и широтно-паузная модуляция, а модуляцию сигналов — как ИКМ—ПКМ, т. е. импульсно-кодовую и паузно-кодовую модуляцию.

Короткий импульс серии имеет длительность 100 мс. Выбор этой длительности обусловлен тем, что по нормам Минсвязи СССР при длительности более 80 мс разрешается передача импульсов с напряжением 60 В, которое является максимальным для линий ГТС. В результате обеспечивается высокая дальность действия и помехоустойчивость без специальных затрат, которые значительны в системах с высокой скоростью передачи данных. Однако в большинстве этих систем время телеобмена все же остается близким к времени телеобмена в КСС «Контур».

Длительность остальных посылок сигналов следующая короткая пауза 100 мс, длинный импульс и длинная пауза 300 мс В сигналах КСС первый импульс является троичным, так как может иметь еще и длительность 600 мс Этот импульс служит для увеличения числа задании в КС в 1,5 раза, а также для передачи троичного кода ТС в ИС

Командный сигнал передается положительными импульсами и воспринимается одновременно восемью периферийными станциями (ПС) Код адреса (табл 6 7) имеет три разряда и передается с помощью пауз Код задания (табл 6 8) имеет четыре разряда, передается посредством импульсов и имеет первый импульс троичный Остальные три импульса обеспечивают передачу восьми кодовых комбинаций, которые в сочетании с тремя значениями первого импульса (0, 1, Т) формируют 24 команды В табл 6 8 в скобках дан пример распределения функций ТИ и ТУ по каналам телевключения ТВ1—ТВ20

Известительный сигнал передается отрицательными импульсами В результате он не воспринимается остальными семью ПС, подключенными постоянно к общей ЛС, а принимается только процессором П 30

Первый троичный импульс во всех сигналах передает данные ТС При нормальной обстановке на КП, когда все датчики ТС «молчат», первый импульс приходит на ДП коротким, т е с кодовым значением 0 При установившемся нарушении обстановки на КП, когда включен один или ряд датчиков ТС, на ДП поступают длинные импульсы с кодовым значением 1 При изменении обстановки на КП, когда включился или выключился какой либо датчик и не было еще телешифровки, на ДП поступает сверхдлинный импульс с кодовым значением Т

Известительный сигнал ТС содержит только один импульс

Известительный сигнал ТИ состоит из семи импульсов и соответственно из тринадцати посылок, при этом первая посылка — это ТС, вторая—четвертая — код адреса КП, пятая—одиннадцатая — код ТИ, двенадцатая — резервная для восьмиразрядных кодов ТИ и тринадцатая квитанция (К) для контроля сигнала

Код адреса возвращается на ДП для сравнения с переданным кодом, что исключает возможность приема данных ТИ с «чужого» КП

Квитанция К служит для проверки достоверности сигнала Для этой цели вводится условие, что если количество длинных импульсов с кодовым значением 1 в известительном сигнале четное, то импульс квитанции — короткий Если оно во всех посылках, кроме последней, нечетное, то импульс К становится длинным При искажении любой посылки под действием помех и превращении ее в свою противоположность (1 в 0 или 0 в 1) это событие обнаруживается по несоответствию данных квитанции и сигнала и он не допускается к воспроизведению

В табл 6 9 приведены цифровые значения параметра А на КП, кодовые значения ТИ с записью по семи разрядам I—VII и воспроизводимые на ДП цифровые данные ТИ в зависимости от вида шкалы, при этом показано, что кратность значениям 160 и 250 достигается умножением А на 2 (А×2), а кратность значениям 400 и 600 — умножением А на 10 (А×10) с использованием определенной части шкалы, что достигается регулировкой диапазона изменении аналогового сигнала на выходе датчика измерения, т е аналоговым масштабированием

Известительный сигнал ТД или ТУ, ТГ1, ТП состоит из девяти импульсов и имеет соответственно 17 посылок, при этом первая посылка — ТС, вторая—шестнадцатая — положение датчиков ТД или ТП, а семнадцатая — квитанция (К) Включенное состояние датчиков выражается длинным импульсом, т е кодовым значением 1 В итоге сигнал представляет собой совокупность из семнадцати простейших одноразрядных двоичных кодов

В табл 6 10 передаваемые данные представлены с помощью буквенных обозначений, имеющих следующее ее значение Н — нарушение, И — изменение, А1—А3 — разряды кода адреса, И1—И7 — разряды кода измерения, Р — резерв, К — квитанция, Д1—Д15 — состояние датчиков ТД или ТП Табл 6 11 показывает, что функция ТД, снимающая сигнал изменения обстановки с фиксаций, может иметь в первой посылке значение «норма» и «нарушение» Однако это не распространяется на сигналы ТУ, ТГ1 и ТП

Линейный тракт (рис 6 42) представляет собой совокупность линейных узлов процессора *П-30*, конверторов *К-30 № 1—№ 8* и линии связи Линейные узлы унифицированы Они состоят из коммутирующей, передающей и приемной частей

Таблица 6.9

Коды измерений

Значения ТИ, А	Коды значений ТИ с разрядами							Данные ТИ по шкалам		
	VII	VI	V	IV	III	II	I	100 А×1	160, 250 А×2	400, 600 А×10
0	0	0	0	0	0	0	0	000	000	000
1	0	0	0	0	0	0	1	01	02	010
2	0	0	0	0	0	1	0	02	04	020
3	0	0	0	0	0	1	1	03	06	030
4	0	0	0	0	1	0	0	04	08	040
5	0	0	0	0	1	0	1	05	10	050
6	0	0	0	0	1	1	0	06	12	060
7	0	0	0	0	1	1	1	07	14	070
8	0	0	0	1	0	0	0	08	16	080
9	0	0	0	1	0	0	1	09	18	090
10	0	0	0	1	0	1	0	10	20	100
11	0	0	0	1	0	1	1	11	22	110
12	0	0	0	1	1	0	0	12	24	120
13	0	0	0	1	1	0	1	13	26	130
14	0	0	0	1	1	1	0	14	28	140
15	0	0	0	1	1	1	1	15	30	150
16	0	0	1	0	0	0	0	16	32	160
17	0	0	1	0	0	0	1	17	34	170
18	0	0	1	0	0	1	0	18	36	180
19	0	0	1	0	0	1	1	19	38	190
20	0	0	1	0	1	0	0	20	40	200
21	0	0	1	0	1	0	1	21	42	210
22	0	0	1	0	1	1	0	22	44	220
23	0	0	1	0	1	1	1	23	46	230
24	0	0	1	1	0	0	0	24	48	240
25	0	0	1	1	0	0	1	25	50	250
26	0	0	1	1	0	1	0	26	52	260
27	0	0	1	1	0	1	1	27	54	270
28	0	0	1	1	1	0	0	28	56	280
29	0	0	1	1	1	0	1	29	58	290
30	0	0	1	1	1	1	0	30	60	300
31	0	0	1	1	1	1	1	31	62	310
32	0	1	0	0	0	0	0	32	64	320
33	0	1	0	0	0	0	1	33	66	330
34	0	1	0	0	0	1	0	34	68	340
35	0	1	0	0	0	1	1	35	70	350
36	0	1	0	0	1	0	0	36	72	360
37	0	1	0	0	1	0	1	37	74	370
38	0	1	0	0	1	1	0	38	76	380
39	0	1	0	0	1	1	1	39	78	390
40	0	1	0	1	0	0	0	40	80	400
41	0	1	0		0	0	1	41	82	410
42	0	1	0	1	0	1	0	42	84	420
43	0	1	0	1	0	1	1	43	86	430
44	0	1	0	1	1	0	0	44	88	440
45	0	1	0	1	1	0	1	45	90	450
46	0	1	0	1	1	1	0	46	92	460
47	0	1	0	1	1	1	1	47	94	470
48	0	1	1	0	0	0	0	48	96	480
49	0	1	1	0	0	0	1	49	98	490
50	0	1	1	0	0	1	0	50	100	500

Значения ТИ, А	Коды значений ТИ с разрядами							Данные ТИ по шкалам		
	VII	VI	V	IV	III	II	I	100 А×1	160, 250 А×2	400, 600 А×10
51	0	1	1	0	0	1	1	51	102	510
52	0	1	1	0	1	0	0	52	104	520
53	0	1	1	0	1	0	1	53	106	530
54	0	1	1	0	1	1	0	54	108	540
55	0	1	1	0	1	1	1	55	110	550
56	0	1	1	1	0	0	0	56	112	560
57	0	1	1	1	0	0	1	57	114	570
58	0	1	1	1	0	1	0	58	116	580
59	0	1	1	1	0	1	1	59	118	590
60	0	1	1	1	1	0	0	60	120	600
61	0	1	1	1	1	0	1	61	122	
62	0	1	1	1	1	1	0	62	124	
63	0	1	1	1	1	1	1	63	126	
64	1	0	0	0	0	0	0	64	128	
65	1	0	0	0	0	0	1	65	130	
66	1	0	0	0	0	1	0	66	132	
67	1	0	0	0	0	1	1	67	134	
68	1	0	0	0	1	0	0	68	136	
69	1	0	0	0	1	0	1	69	138	
70	1	0	0	0	1	1	0	70	140	
71	1	0	0	0	1	1	1	71	140	
72	1	0	0	1	0	0	0	72	144	
73	1	0	0	1	0	0	1	73	146	
74	1	0	0	1	0	1	0	74	148	
75	1	0	0	1	0	1	1	75	150	
76	1	0	0	1	1	0	0	76	152	
77	1	0	0	1	1	0	1	77	154	
78	1	0	0	1	1	1	0	78	156	
79	1	0	0	1	1	1	1	79	158	
80	1	0	1	0	0	0	0	80	160	
81	1	0	1	0	0	0	1	81	162	
82	1	0	1	0	0	1	0	82	164	
83	1	0	1	0	0	1	1	83	166	
84	1	0	1	0	1	0	0	84	168	
85	1	0	1	0	1	0	1	85	170	
86	1	0	1	0	1	1	0	86	172	
87	1	0	1	0	1	1	1	87	174	
88	1	0	1	1	0	0	0	88	176	
89	1	0	1	1	0	0	1	89	178	
90	1	0	1	1	0	1	0	90	180	
91	1	0	1	1	0	1	1	91	182	
92	1	0	1	1	1	0	0	92	184	
93	1	0	1	1	1	0	1	93	186	
94	1	0	1	1	1	1	0	94	188	
95	1	0	1	1	1	1	1	95	190	
96	1	1	0	0	0	0	0	96	192	
97	1	1	0	0	0	0	1	97	194	
98	1	1	0	0	0	1	0	98	196	
99	1	1	0	0	0	1	1	99	198	
100	1	1	0	0	1	0	0	100	200	
101	1	1	0	0	1	0	1	101	202	

Значения ТИ, А	Коды значений ТИ с разрядами							Данные ТИ по шкалам		
	VII	VI	V	IV	III	II	I	100 А×1	160, 250 А×2	400,600 А×10
102	1	1	0	0	1	1	0	102	204	
103	1	1	0	0	1	1	1	103	206	
104	1	1	0	1	0	0	0	104	208	
105	1	1	0	1	0	0	1	105	210	
106	1	1	0	1	0	1	0	106	212	
107	1	1	0	1	0	1	1	107	214	
108	1	1	0	1	1	0	0	108	216	
109	1	1	0	1	1	0	1	109	218	
110	1	1	0	1	1	1	0	110	220	
111	1	1	0	1	1	1	1	111	222	
112	1	1	1	0	0	0	0	112	224	
113	1	1	1	0	0	0	1	113	226	
114	1	1	1	0	0	1	0	114	228	
115	1	1	1	0	0	1	1	115	230	
116	1	1	1	0	1	0	0	116	232	
117	1	1	1	0	1	0	1	117	234	
118	1	1	1	0	1	1	0	118	236	
119	1	1	1	0	1	1	1	119	238	
120	1	1	1	1	0	0	0	120	240	
121	1	1	1	1	0	0	1	121	242	
122	1	1	1	1	0	1	0	122	244	
123	1	1	1	1	0	1	1	123	246	
124	1	1	1	1	1	0	0	124	248	
125	1	1	1	1	1	0	1	125	250	

Таблица 6.10

Распределение данных по посылкам сигнала

Позиции	1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТС	Н/И	—	—	—	—	—	—	—	—
ТИ	Н/И	А3	А2	А1	И7	И6	И5	И4	И3
ТД	Н	Д1	Д2	Д3	Д4	Д5	Д6	Д7	Д8

Позиции	10	11	12	13	14	15	16	17
ТС	—	—	—	—	—	—	—	—
ТИ	И2	И1	Р	К	—	—	—	—
ТД	Д9	Д10	Д11	Д12	Д13	Д14	Д15	К

В процессоре *П-30* коммутирующий контакт *К1Ш* блока *БУТ* в перерывах между телеобменами *ТО* соединяет линию с приемной частью блока *БОС*, которая служит для приема спорадических сигналов *СС*, включающих в себя адресную телесигнализацию и телевключение гудка на *ДП* (*ТГ2*).

Для телеобмена контакт *К1Ш* подключает линию к передающей части, т. е. к контакту *К1Г* блока *БГК*, а после передачи командного сигнала *КС* контакт *К4В* переключает *ЛС* на приемную часть.

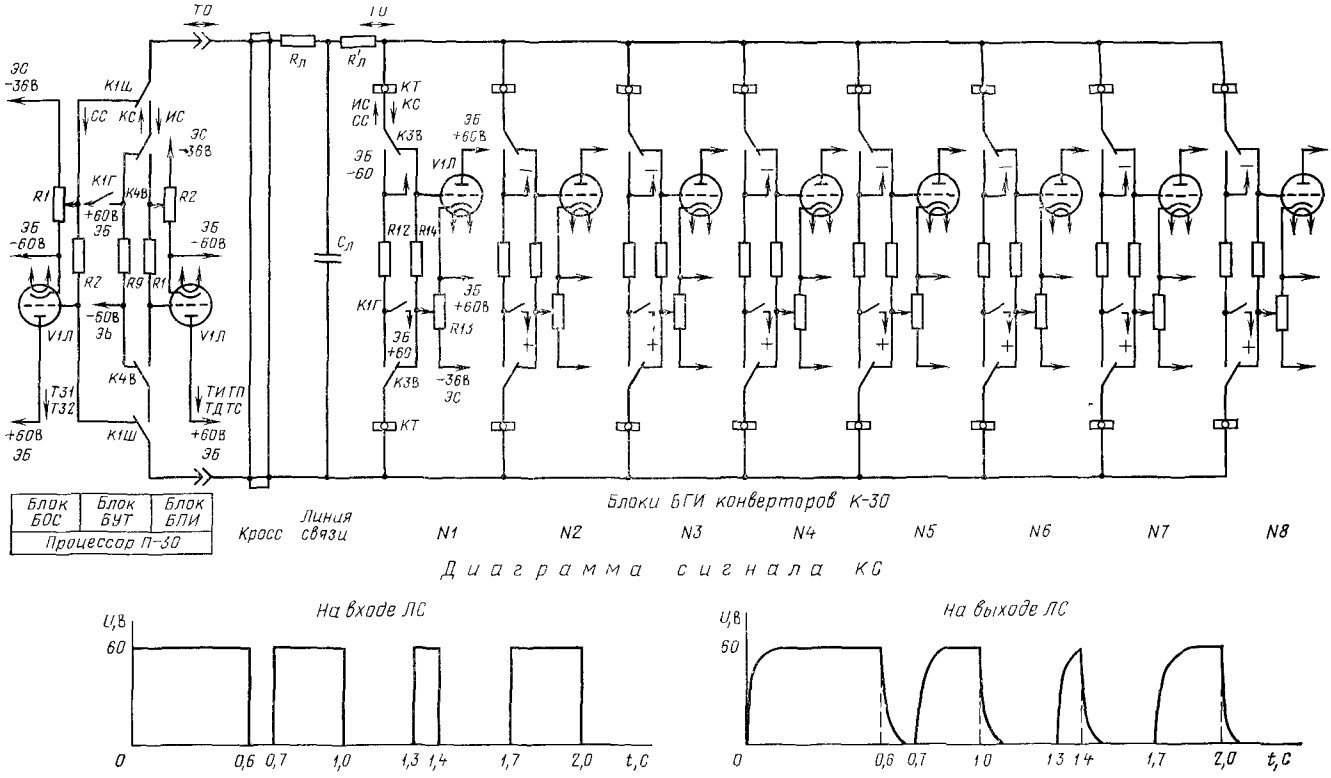


Рис. 6.42. Линейный тракт

В конверторе *К-30* контакт *К3В* в перерыве между *ТО* соединяет *ЛС* с приемной частью, а после приема *КС* переключает *ЛС* на передающую часть.

Передающая часть состоит из контакта *К1Г* и нагрузочного резистора *R9* в П-30 и *R12* в К-30 с сопротивлением 1 кОм. Контакт *К1Г* формирует импульсы сигнала, а резистор обеспечивает быстрый разряд емкости линии связи $C_л$ в паузах между импульсами *КС* на П-30 и *ИС* на К-30. Приемная часть состоит из нагрузочного резистора *R1* (*БПИ*), *R2* (*БОС*) и *R14* (*БГИ*), регулирующего резистора *R2* (*БПИ*), *R1* (*БОС*) и *R13* (*БГИ*) и электронной лампы *V1Л*. Нагрузочный резистор определяет входное сопротивление приемной части, которое равно 470 кОм. Регулирующий резистор обеспечивает изменение запирающего потенциала на сетке лампы и порога чувствительности, который рекомендуется устанавливать в пределах от 30 до 40 В в зависимости от длины линии связи. Электронная лампа 6Н6П применена для повышения грозозащиты линейных узлов, она работает как усилитель постоянного тока и как элемент грозозащиты. Напряжение накала лампы — 5 В вместо 6,3 В, а анодное — 60 В вместо 250 В, при этом срок службы лампы достигает 40 тыс. ч.

Линия связи представлена в виде Т-образной схемы замещения с активными сопротивлениями: проводов $R_л$ и $R'_л$, изоляции $R_{из}$ и с емкостью $C_л$. Предельное значение общего активного сопротивления — 8 кОм, сопротивления изоляции — 40 кОм, емкости — 3 мкФ. Диаграмма сигнала отражает его состояние в начале и в конце ЛС. Параметры сигналов отвечают нормам Минсвязи СССР.

Характеристика КСС

Информационный объем КСС, число объектов контроля и управления	880
Адресный объем КСС, число адресов периферийных станций	16
Функциональный объем КСС, число функций	8
Линейный объем КСС, линий связи	2
Адресный объем одной линии, число адресов периферийных станций	8
Число схем связи по одной групповой линии	4
Информационный объем КП, число объектов контроля и управления	55
Функции телемеханики:	
число ТИ	10±10
число ТУ	10±10
число состояний ТД	15
число положений ТП	15
телесигнализаций ТС, видов	2
телевключение гудка на КП, ТГ1	1
телевключение гудка на ДП, ТГ2	1
телезапуск ПС на КП, ТЗ	2
Итого объектов контроля и управления	55
Функции связи:	
телефонная связь КП с ДП, ТФ	1
подключение КП к ГТС через ДП	1
Функции автоматики:	
формирование сигналов времени, видов	1
автоматические включения КСС, циклов	5
настройка каналов на ТИ или ТУ	20
настройка каналов ТИ на род тока (постоянный или переменный)	20
настройка каналов ТИ на регистрацию	5
настройка каналов ТД на вид датчиков (с НО или НЗ контактами)	15
выделение сигнализаций, видов	2
квитирования ТС на КП по сигналу ТД	15
автовключения вводов питания	2
автоконтроль отказов аппаратуры, электропитания и линии связи	16
Функции обработки, число видов:	
контроль искажения сигналов	2
ввод пределов величин ТИ	5
ввод порядков величин ТИ	3
ввод единиц измерения ТИ	4
Функции управления, сочетание режимов включения, обмена, воспроизведения функций и объектов воздействия:	
оперативное позиционное индуцируемое ТИ от оператора ДП	1
то же, регистрируемое	1
оперативное групповое индуцируемое	1
то же, регистрируемое	1
автоматическое позиционное индуцируемое ТИ от таймера УВК	1
автоматическое групповое индуцируемое ТИ от таймера П-30	1
то же, регистрируемое	1
оперативное позиционное индуцируемое ТУ (ТД, ТП) от оператора ДП	1
то же, регистрируемое	1
оперативное групповое индуцируемое ТУ (ТД, ТП) от оператора ДП	1
то же, регистрируемое	1

автоматическое позиционное индуцируемое ТУ (ТД, ТП) от таймера УВК	1
оперативное позиционное индуцируемое ТС от оператора ДП	1
то же, регистрируемое	1
оперативное групповое индуцируемое ТС от оператора ДП	1
то же, регистрируемое	1
спорадическое позиционное индуцируемое ТС от датчика на КП	1
автоматическое позиционное регистрируемое ТС от датчика на КП	1
Сигналы датчиков измерения:	
постоянного тока, мА	0—5
переменного тока, мВ	0—500
Дальность телепередачи по линиям, км:	
кабельной городской	60
кабельной междугородней	80
проводной воздушной	100
Воспроизведение информации, форм:	
ТИ	1
ТС	2
ТД, ТП	2
Продолжительность, с:	
цифровой индикации	4±1
символьной индикации	До замены
регистрации	1±0,5
Выходной сигнал ТУ:	
напряжение, В	60±6
длительность, с	2,6±1,3
Быстродействие, с:	
ТС	3±1
ТУ, ТГ1	2±1
ТД, ТП	5±1,5
ТИ	4,4±1,2
цикл групповой ТС	48±5
цикл группового ТУ, ТГ1, ТД, ТП	130±10
цикл групповой ТИ	110±10
Погрешность системы телеизмерения, %:	
при классе датчиков 2,5	4,0
при классе датчиков 1,5	2,5
Электропитание:	
напряжение, В	220±33 127±20
частота тока, Гц	50±1
Условия эксплуатации:	
температура воздуха, °С	5—50
влажность воздуха, %	30—80
внешнее магнитное поле, А/м	0—400
уровень сигналов при приеме, В	30—90
уровень помех на приеме, В	0—12
Надежность:	
среднее время наработки на один отказ, ч	2500
вероятность трансформации команды ТУ	10^{-7}
вероятность отказа от исполнения команды (при 5 попытках)	10^{-6}
вероятность возникновения одного ложного спорадического сигнала в год	$2 \cdot 10^{-1}$
помехоустойчивость (отношение амплитуды сигнала к эффективному напряжению помехи)	5
срок службы, лет	8
коэффициент готовности (ДП и 1ВП)	0,99
коэффициент технического использования (ДП и 1КП), не менее	0,99
Техобслуживание:	
среднее время восстановления, чел/ч	4
время на одно обслуживание на КП, чел/ч	4
то же, на ДП, чел/ч	12
число профобслуживаний в год	4

Процессор П-30 (рис. 6.43) представляет собой шкафную установку напольного типа и предназначен для применения во всех модификациях комплекса «Контур-30».

Конструктивное исполнение — пылезащищенное, габариты по контуру — 800×2200×450 мм, масса — 450 кг. Процессор П-30 включает в себя: шкаф напольный типа ШН2-10 и 21 блок. Шкаф ШН2-10 выполнен по ГОСТ 20504—75 и содержит корпус, дверь и поворотную раму.

Корпус *11* представляет собой каркас из уголка, обшитый стальным листом. В нижней части на левой стенке установлен болт заземления *5*. Опорная рама имеет четыре монтажных отверстия под фундаментные болты М16 с разметкой *13*. Кроме того, корпус имеет выступающий вперед порожек *8*, который служит вводной кабельной коробкой и имеет слева и справа вырезы для ввода кабеля линии Л-30Т *4* и остальных линий *9*. Кабели соединительных линий закладываются сверху в вырезы и канал, а ответвления с разъемами вводятся в шкаф к блоку

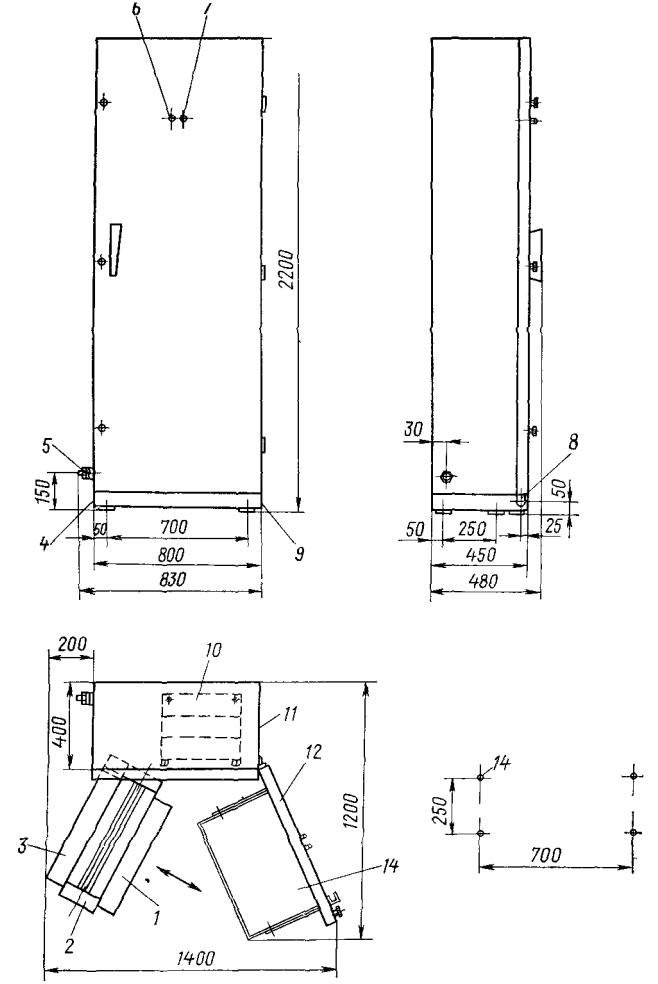


Рис. 6 43. Процессор П-30

соединений процессора БСП Канал заливается компаундом, в качестве которого можно использовать технический парафин, и закрывается крышкой Блок соединений процессора БСП поворотного типа *10* устанавливается на днище шкафа

Дверь шкафа *12* выполнена из стального листа с отбортовкой по периметру Вдоль отбортовки проходят пазы с резиновым уплотнением Навеска двери выполнена на петлях Дверь имеет ручку, три запорных невыпадающих винта с цилиндрическими головками, откидывающийся рабочий столик *14*, над ним поворотный кронштеин для навески лампы-переноски и две сигнальные лампы Левая лампа *6* сигнализирует об электропитании от основного ввода, а правая *7* — о питании от аварийного

Поворотная рама *2* выполнена из стального уголка и состоит из двух рам передней и задней, связанных перемычками Она соединяется с корпусом шкафа с помощью верхнего и нижнего шарниров и имеет угол разворота не менее 120° Поворотная рама вмещает 18 вдвижных *1* и два навесных *3* блока, при этом первые устанавливаются в направляющие 9 с передней и 9 с задней стороны, а вторые — с передней стороны на верхнюю и нижнюю поперечину рамы

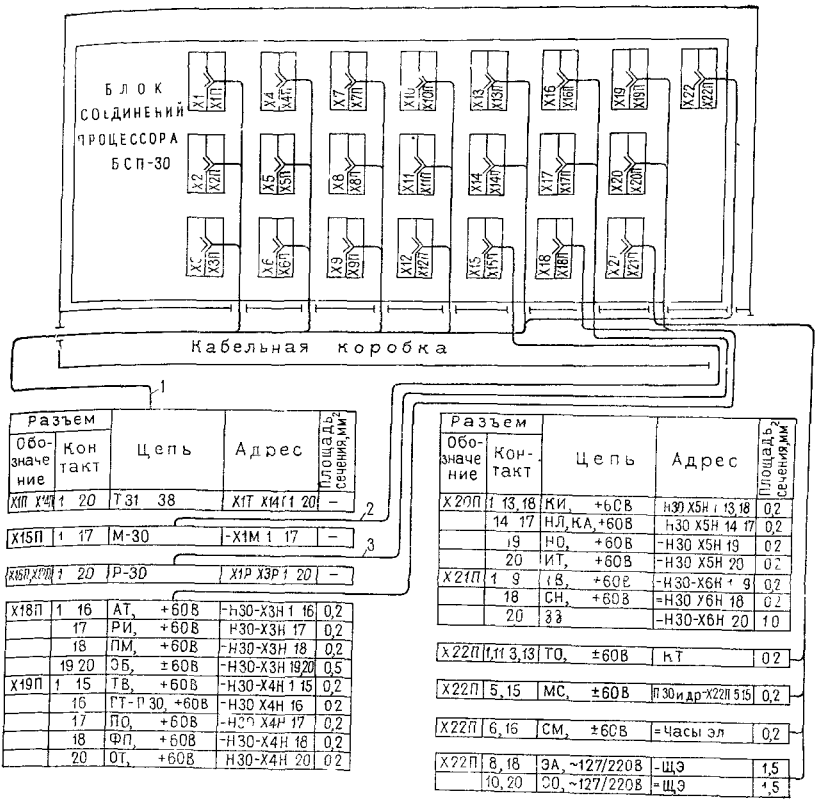


Рис. 6.44. Электрическая схема подключений процессора П-30

Вдвижные блоки состоят из каркаса и плат с электроэлементами Каркасы блоков выполнены по ГОСТ 20504—75 и представляют собой монтажную раму с ручками и текстолитовыми полозьями на боковинах. Платы с электроэлементами выполняются неподвижными или поворотными. Электрический монтаж плат — навесной или печатный Внешние подключения к блокам осуществляются через боковые разъемы типа РШАГ-20 с ручной стыковкой Число разъемов до четырех, у каждо о разъема 20 контактов. Габариты блоков — 520×198×180 мм, масса — не более 15 кг

Вдвижные функциональные блоки выполняют самостоятельные функции электропитания, формирования сигналов (минут, часов), кодирования (адресов, заданий, мнемосхем), генерации команд, приема извещений, обработки (сигнализаций, измерений, данных контроля), хранения (сигналов и данных) и управления (теплообменом, выводом и регистрацией).

Навесные блоки представляют собой шасси из листовой стали коробчатой конструкции с крепежными фланцами. Рабочая плоскость шасси выполнена наклонной и на ней размещены элементы ввода и вывода служебных сигналов. Разъемы установлены на торцах блоков. Навесные блоки являются вспомогательными и служат для запуска и контроля этапов работы процессора.

Поворотный блок БСП предназначен для организации внешних соединений процессора. Он представляет собой раму с двумя перемычками, образующими три просвета. Вдоль каждого просвета установлены семь штепсельных разъемов типа РШАВ-20ПБ. Всего блок содержит 21 разъем.

Рама блока расположена горизонтально над днищем шкафа на четырех стойках. Передние стойки — двухзвенные с шарнирным соединением, задние — упорные с резьбовыми гнездами для винтов. За счет передних стоек блок может поворачиваться вокруг передней кромки на 180° и занимать горизонтальное положение над полом перед шкафом процессора, открывая доступ к нижней монтажной стороне, которая после разворота становится верхней.

Внешние связи процессора П-30 раскрывает схема электрическая подключений (рис. 6.44). Схема показывает компоновку поворотного блока БСП, укладку линий в кабельную коробку шкафа, а также сечение, направление, параметры и назначение цепей, идущих от всех занятых контактов разъемов.

Транслятор (рис. 6.45) — настольный прибор типа «Дисплей», основное модифицирующее изделие.

Все модификации транслятора имеют унифицированную конструкцию и различаются лишь числом и компоновкой кнопок, ламп сигнализации, а также начертанием мнемосхем. Конструктивное исполнение — нормальное, компоновка — блочная, габариты 500×465×375 мм, Масса — 35 кг.

Транслятор состоит из стойки транслятора СТ-30, двух вдвижных и одного съемного блока. Стойка транслятора СТ-30 состоит из корпуса и заднего щитка.

Корпус *7* представляет собой короб, открытый с передней и задней стороны. Днище имеет опорные прокладки с крепежными отверстиями, а в задней части — окно для ввода кабеля *1*.

Боковины с внешней стороны не имеют монтажных элементов, что дает возможность установки нескольких трансляторов в один ряд в виде единого блока. С внутренней стороны к боковинам приварены направляющие для вдвижных блоков, кронштейны для съемного блока и щитка. Крышка корпуса имеет наклон, расширяющий угол обзора за столом диспетчера.

Щиток в виде стальной пластины закрывает корпус сзади и имеет ручку и четыре запорных невыпадающих винта с цилиндрическими головками.

Нижний вдвижной блок формирования команд БФК *5* представляет собой раму, образованную пультом, боковыми полозьями и задней перемычкой. Пульт имеет наклонную лицевую панель, на которой в четыре ряда установлены кнопки ввода команд, а под ними расположен шильдик для адресной маркировки кнопок. Полозы обеспечивают перемещение блока в направляющих. На задней перемычке установлены шесть разъемов *2* типа РШАГ-20.

Верхний вдвижной блок вывода извещений БВИ *6* имеет аналогичную конструкцию, только на перемычке установлено 10 разъемов *3*, а пульт заменяет табло. Табло включает в себя дюралевую плиту с большим числом отверстий, в которые ввертываются миниатюрные лампы МН 6,3—0,3. За плитой находится текстолитовая плата с подпружиненными контактами для ламп, а впереди — решетка, разделяющая лампы, цветная маска и матовое стекло. Передние элементы связаны общей рамой, которая одновременно служит декоративным обрамлением, и вместе образуют экран. Экран легко снимается после отвертывания винтов *8* и открывает доступ к лампам. В левом верхнем углу экрана установлены пять проекционных табло, которые обеспечивают вывод цифровой информации. Остальная часть табло служит для размещения миниатюрных лампочек.

Миниатюрные лампочки решают задачу номерного, буквенного, буквенно-цифрового, символьного графического отображения всех видов информации, кроме ТИ и времени, при этом включается одна лампа или группа ламп, образуя мозаичное отображение. Мозаичное отображение основано на том, что каждая лампа освещает свой постоянный информационный элемент, а комбинация включенных ламп может создавать светящуюся композицию.

Важной задачей, решаемой транслятором, является цветное светящееся отображение технологических схем любых сооружений, охватываемых данной модификацией. Для этой цели вырабатывается система унифицированного начертания схем различных сооружений, которые совмещаются в одну сводную схему, содержащую элементы или фрагменты всех исходных схем. В результате любая необходимая схема может быть составлена из фрагментов сводной схемы и воспроизведена путем включения определенной комбинации ламп.

Данные о группах включаемых ламп и соответствующих фрагментах записываются в память процессора П-30 отдельно для каждого из шестнадцати сооружений. При включении любого сооружения эти данные автоматически извле-

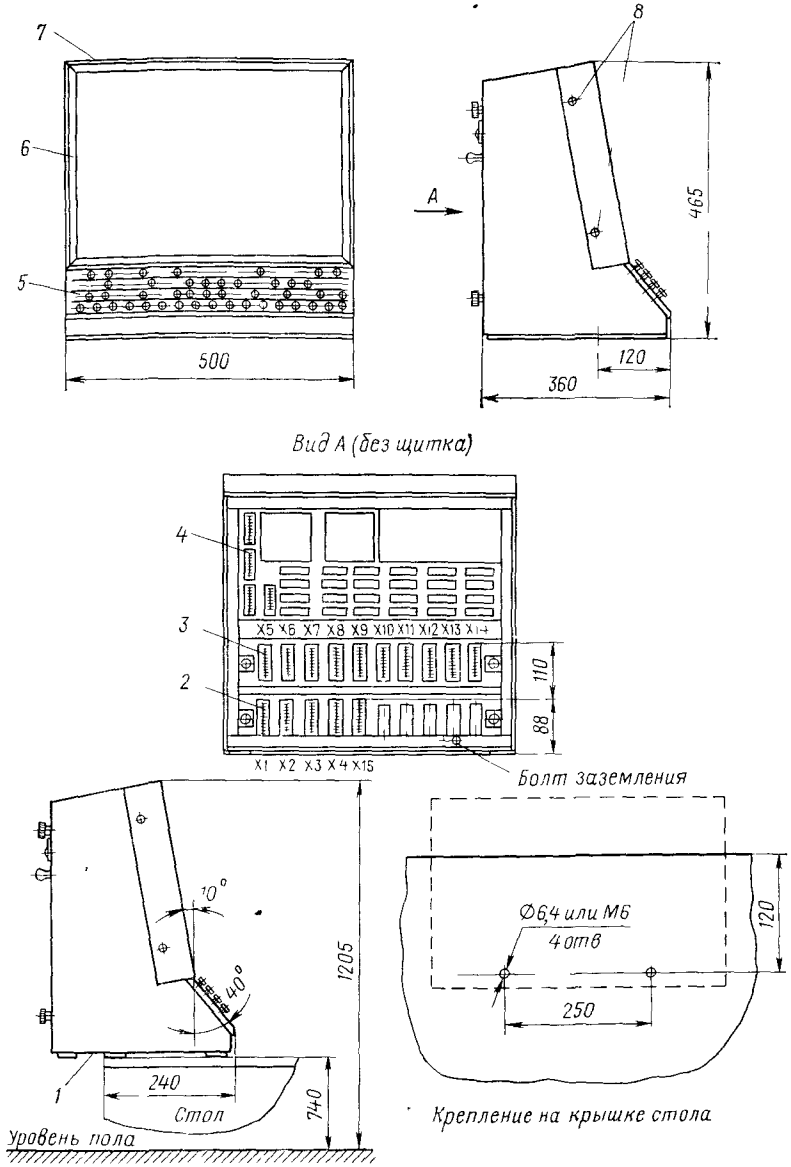


Рис. 6.45. Транслятор Т-31

каются из памяти и обеспечивают включение необходимой группы ламп, т. е. построение мнемосхемы сооружения.

Число фрагментов сводной схемы до 24 Каждый фрагмент имеет на схеме свои порядковый номер (Ф1—Ф24), при этом запись любой схемы выражается наборами номеров выбранных фрагментов или шифром. Например, схема № 5 —Ф1, 3, 7, 10, 12, 18, 22 и т. п По этим номерам и осуществляется запись схем в память процессора П-30.

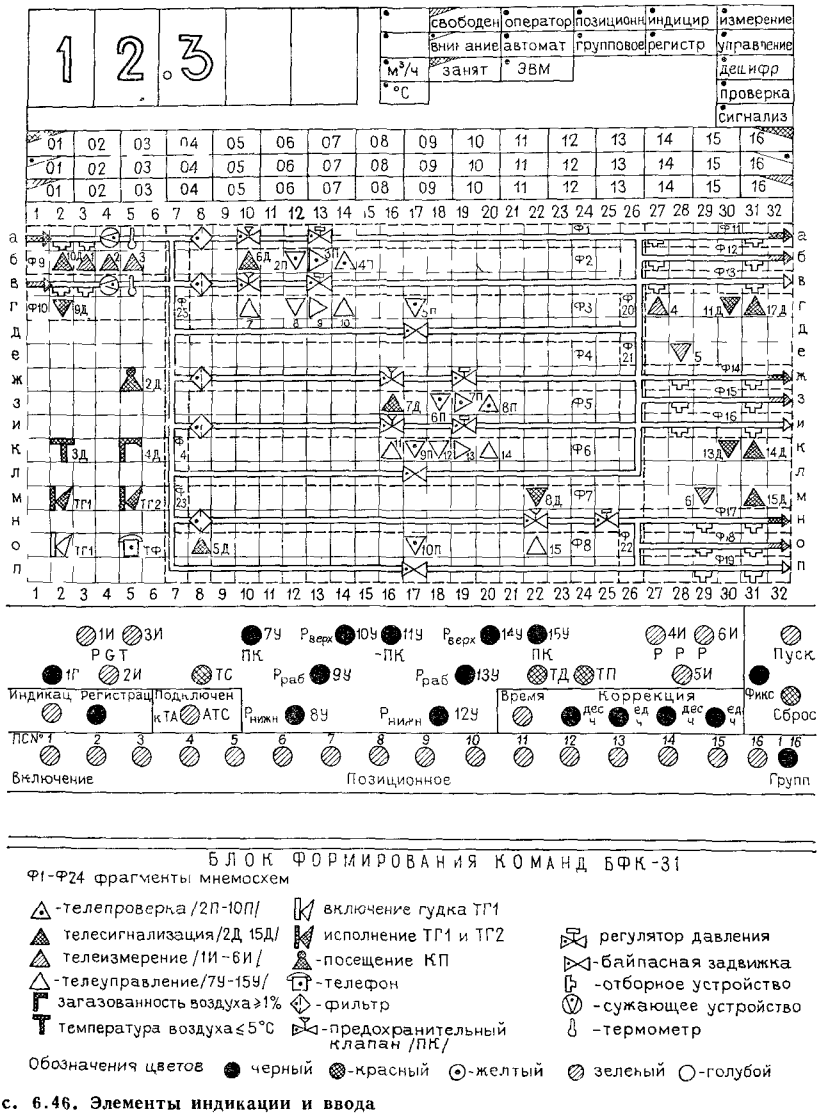


Рис. 6.46. Элементы индикации и ввода

Шифровка схем должна осуществляться проектной организацией и записываться в проектную документацию.

Задний навесной блок *4* управления мнемосхемами БУМ обеспечивает включение фрагментов мнемосхем по сигналам процессора.

В блоке БВИ-31 (рис 6 46) в левой части верхней зоны экрана помещены пять проекционных табло, обеспечивающих цифровую индикацию данных времени и любых функций. В правой части верхней зоны имеются 19 транспарантов, обеспечивающих буквенно-цифровую индикацию единиц измерения, состояния комплекса (свободен, внимание, занят), объекта включения (оператор, автомат, ЭВМ), режима обмена (позиционный, групповой), режима воспроизведения

(индицируемое, регистрируемое) и режима функционирования (измерение, управление, дешифровка, проверка, сигнализация) В средней зоне расположены три ряда сигналов Верхний ряд — это сигналы изменения или нарушения состояния на КП, средний ряд — сигналы отказа аппаратуры, электропитания или линии связи на КП и нижний ряд — сигналы о номере КП, с которым осуществляется обмен В нижней зоне расположена сводная мнемосхема с сигналами ТИ, ТУ, ТД, ТП, ТГ1, ТГ2 и ТФ, рассредоточенными возле символов управляемых объектов, к которым они относятся

Основные сигналы имеют единую форму треугольника и различаются по цвету ТИ — зеленые, ТУ — голубые, ТД — красные и ТП — желтые В большинстве случаев треугольник используется как указатель объекта ТИ, ТУ или направления процесса Например, сигнал «давление выше нормы» имеет треугольник, направленный вверх, а «давление ниже нормы» — направленный вниз и т п

Все сигналы имеют порядковые номера, которые соответствуют номерам каналов по данной функции, при этом все датчики ТИ, ТД, ТП и приемники ТУ должны подключаться к каналам конвертора в соответствии с приведенной нумерацией

Блок БФК-31 имеет следующее размещение основных и вспомогательных кнопок В нижней зоне панели показаны кнопки группового и позиционного включения, в средней зоне, слева — кнопки вида воспроизведения, в верхней зоне — кнопки включения функций, в средней зоне, справа — кнопки управления, а в средней зоне установлены вспомогательные кнопки

Функциональные кнопки размещаются под обозначением тех объектов мнемосхемы, к которым они относятся Около кнопок ТИ находятся обозначения измеряемых параметров, а около кнопок ТУ — обозначение действия или его результата, при этом включение или отключение обозначаются соответствующим знаком

Внутренний съемный блок управления мнемосхемами БУМ представляет собой совокупность реле и трансформаторов, установленных на шасси Он закрепляется между боковинами корпуса Блок БУМ обеспечивает автономное питание фрагментов мнемосхем и их включение по сигналам, поступающим из процессора

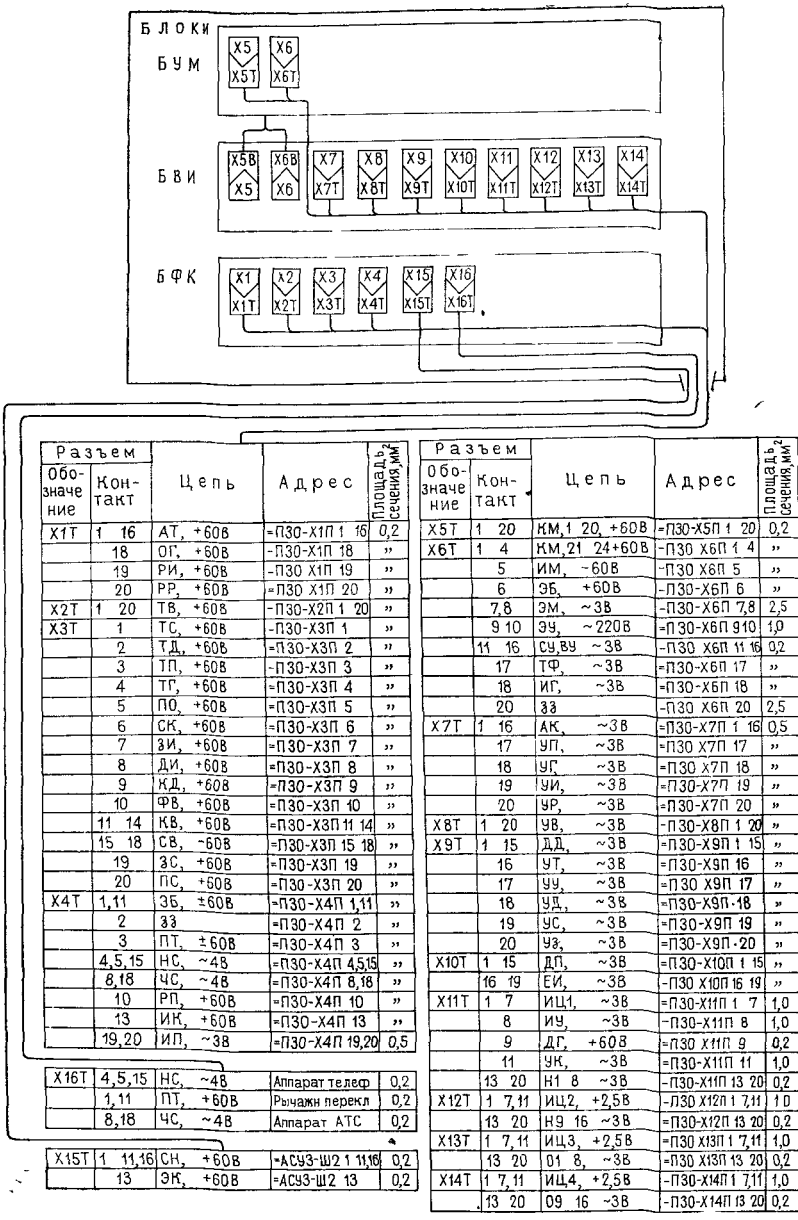
Внешние связи всех модификаций трансляторов характеризует схема электрическая подключений на рис 6 47 Схема раскрывает компоновку транслятора, расположение соединительных линий и дает характеристику всех цепей

Транслятор Т-31 (см рис 6 46) воспроизводит 960 вариантов технологических схем сооружений газовой сети, включая газораспределительные станции (ГРС), газорегуляторные пункты (ГРП) и газорегуляторные установки (ГРУ), индицирует 41 объект измерения, управления и сигнализации и обеспечивает ввод 19 команд

Технология Варианты технологических схем определяются сочетаниями числа узлов регулирования (всего 3), номиналов входных давлений (всего 2) и номиналов выходных давлений (всего 3), при этом каждый узел регулирования может иметь или не иметь обводную линию, а также может содержать от одного до четырех агрегатов в узле № 1 и один-два в узле № 2 Агрегат — это объединение фильтра, предохранительного клапана и регулятора давления

Компоновка схем обеспечивается следующими фрагментами

Ф1 — базовый агрегат узла № 1, *Ф2* — дополнительный агрегат узла № 1, *Ф3* — обводная линия первого узла, *Ф4* — фазовый агрегат узла № 2 или третий узла № 1, *Ф5* — дополнительный агрегат узла № 2 или четвертый узла № 1, *Ф6* — обводная линия второго узла или первого расширенного, *Ф7* — агрегат узла № 3, *Ф8* — обводная линия узла № 3, *Ф9* — входной трубопровод высокого давления, *Ф10* — входной трубопровод среднего давления, *Ф11*, *Ф14*, *Ф17* — выходные трубопроводы высокого давления, *Ф12*, *Ф15*, *Ф18* — выходные трубопроводы среднего давления, *Ф13*, *Ф16*, *Ф19* — выходные трубопроводы низкого давления, *Ф20* — перемычка для подключения байпасной линии в узле № 1; *Ф21* — перемычка для расширения узла № 1, *Ф22* — перемычка на выходе узла № 3, *Ф23* — перемычка для подключения узла № 3, *Ф24* — перемычка для расширения узла № 2, *Ф25* — перемычка для расширения узла № 1



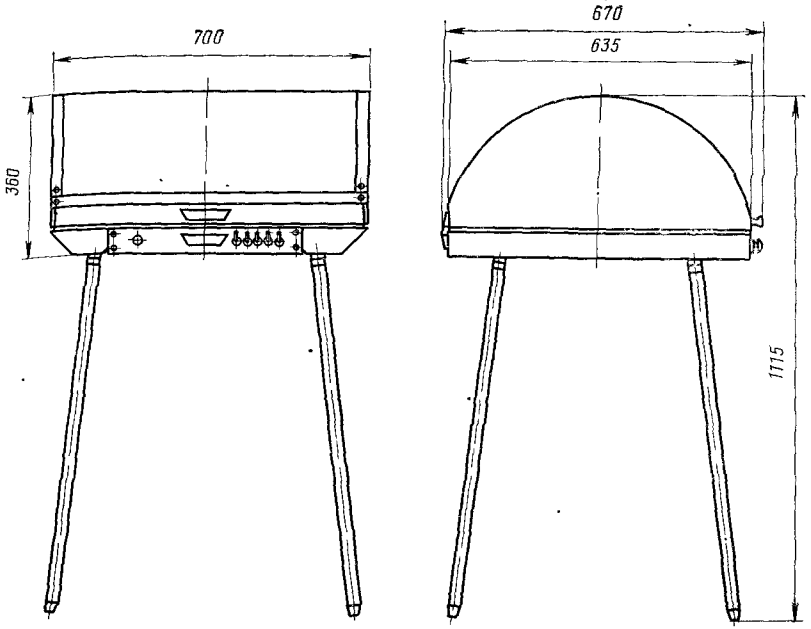
Разъем: Обозначение	Разъем: Контакт	Цепь	Адрес	Площадь сечения, мм²
X1T	1 16	АТ, +60В	=П30-X1П 1 16	0,2
	18	ОГ, +60В	-П30-X1П 18	»
	19	РИ, +60В	-П30 X1П 19	»
	20	РР, +60В	=П30 X1П 20	»
X2T	1 20	ТВ, +60В	-П30-X2П 1 20	»
X3T	1	ТС, +60В	-П30-X3П 1	»
	2	ТД, +60В	=П30-X3П 2	»
	3	ТП, +60В	-П30-X3П 3	»
	4	ТГ, +60В	=П30-X3П 4	»
	5	ПО, +60В	=П30-X3П 5	»
	6	СК, +60В	=П30-X3П 6	»
	7	ЗИ, +60В	=П30-X3П 7	»
	8	ДИ, +60В	=П30-X3П 8	»
	9	КД, +60В	=П30-X3П 9	»
	10	ФВ, +60В	=П30-X3П 10	»
	11 14	КВ, +60В	=П30-X3П 11 14	»
	15 18	СВ, -60В	=П30-X3П 15 18	»
	19	ЗС, +60В	=П30-X3П 19	»
	20	ПС, +60В	=П30-X3П 20	»
X4T	1,11	ЗБ, ±60В	=П30-X4П 1,11	»
	2	ЗЗ	=П30-X4П 2	»
	3	ПТ, ±60В	=П30-X4П 3	»
	4,5,15	НС, ~4В	=П30-X4П 4,5,15	»
	8,18	ЧС, ~4В	=П30-X4П 8,18	»
	10	РП, +60В	=П30-X4П 10	»
	13	ИК, +60В	=П30-X4П 13	»
	19,20	ИП, ~3В	=П30-X4П 19,20	0,5
X16T	4,5,15	НС, ~4В	Аппарат телеф	0,2
	1,11	ПТ, +60В	Рычажн перекл	0,2
	8,18	ЧС, ~4В	Аппарат АТС	0,2
X15T	1 11,16	СН, +60В	=АСУЗ-Ш2 1 11,16	0,2
	13	ЭК, +60В	=АСУЗ-Ш2 13	0,2

Разъем: Обозначение	Разъем: Контакт	Цепь	Адрес	Площадь сечения, мм²
X5T	1 20	КМ,1 20, +60В	=П30-X5П 1 20	0,2
X6T	1 4	КМ,21 24+60В	-П30 X6П 1 4	»
	5	ИМ, -60В	-П30 X6П 5	»
	6	ЭБ, +60В	-П30-X6П 6	»
	7,8	ЭМ, ~3В	-П30-X6П 7,8	2,5
	9 10	ЭЧ, ~220В	=П30-X6П 9 10	1,0
	11 16	СУ,ВУ ~3В	-П30 X6П 11 16	0,2
	17	ТФ, ~3В	=П30-X6П 17	»
	18	ИГ, ~3В	=П30-X6П 18	»
	20	ЗЗ	-П30 X6П 20	2,5
X7T	1 16	АК, ~3В	=П30-X7П 1 16	0,5
	17	УП, ~3В	=П30 X7П 17	»
	18	УГ, ~3В	=П30 X7П 18	»
	19	УИ, ~3В	=П30-X7П 19	»
	20	УР, ~3В	=П30-X7П 20	»
X8T	1 20	УВ, ~3В	-П30-X8П 1 20	»
X9T	1 15	ДД, ~3В	=П30-X9П 1 15	»
	16	УТ, ~3В	=П30-X9П 16	»
	17	УЧ, ~3В	=П30 X9П 17	»
	18	УД, ~3В	=П30-X9П-18	»
	19	УС, ~3В	=П30-X9П 19	»
	20	УЗ, ~3В	=П30-X9П-20	»
X10T	1 15	ДП, ~3В	=П30-X10П 1 15	»
	16 19	ЕИ, ~3В	-П30 X10П 16 19	»
X11T	1 7	ИЦ1, ~3В	=П30-X11П 1 7	1,0
	8	ИУ, ~3В	-П30-X11П 8	1,0
	9	ДГ, +60В	=П30 X11П 9	0,2
	11	УК, ~3В	=П30-X11П 11	1,0
	13 20	Н1 8 ~3В	-П30-X11П 13 20	0,2
X12T	1 7,11	ИЦ2, +2,5В	-П30 X12П 1 7,11	1 0
	13 20	Н9 16 ~3В	=П30-X12П 13 20	0,2
X13T	1 7,11	ИЦ3, +2,5В	=П30 X13П 1 7,11	1,0
	13 20	01 8, ~3В	=П30 X13П 13 20	0,2
X14T	1 7,11	ИЦ4, +2,5В	-П30-X14П 1 7,11	1,0
	13 20	09 16 ~3В	-П30-X14П 13 20	0,2

Рис. 6.47. Электрическая схема подключения транслятора Т-31

Пример записи схемы двухузлового ГРП с двухагрегатным узлом № 1 с высоким давлением на входе, средним на выходе № 1 и низким на выходе № 2 имеет вид: Ф1, 2, 3, 4, 6, 9, 12, 16, 20, 24, 25.

Управление. Обозначение функций, функциональных кнопок, параметров и технологическое назначение функций характеризуют следующие данные:



Установка регистратора на столе

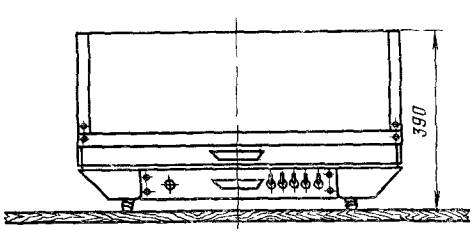
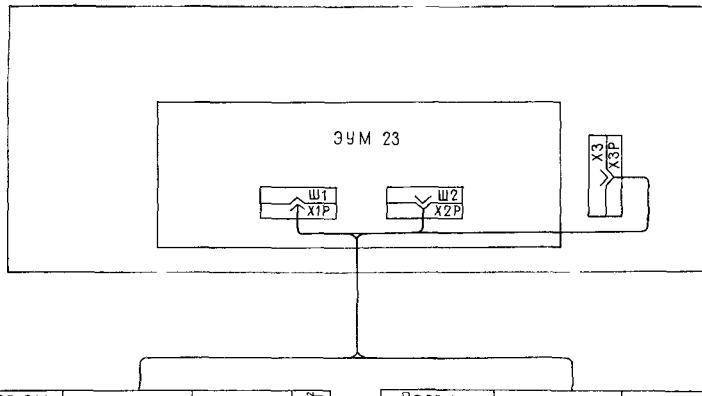


Рис. 6.48. Регистратор Р-20

ТИ1—1И, *Р* — давление газа на входе № 1 или № 2, *ТИ2—2И*, *G* — расход газа на входе № 1 или № 2; *ТИ3 — 2И*, Т — температура газа на входе № 1 или № 2; *ТИ4—4И*, *Р* — давление газа на выходе № 1, *ТИ5—5И*, *Р* — давление газа на выходе № 2; *ТИ6—6И*, *Р* — давление газа на выходе № 3; *ТУ1—7У*, *1* — аварийное отключение узла № 1; *ТУ 2—8У*, $P_{нижн}$ — установка нижнего значения давления в узле № 1, *ТУ3—9У*, $P_{раб}$ — установка рабочего значения давления в узле № 1; *ТУ4—10У*, $P_{верх}$ — установка верхнего значения давления в узле № 1; *ТУ5—11У*, *2* — аварийное отключение узла № 2; *ТУ6—12У*, $P_{нижн}$ — установка нижнего значения давления в узле № 2, *ТУ7—13У*, $P_{раб}$ — установка рабочего значения давления в узле № 2, *ТУ8—14У*, $P_{верх}$ — установка верхнего значения давления в узле № 2; *ТУ9—15У*, *3* — аварийное отключение узла № 3, *ТД—ТД* — теледешифровка состояния датчиков сигнализации *2Д—15Д*; *ТД2—2Д* — посещение КП неизвестным лицом, *ТД3—3Д* — температура воздуха на КП + 5 °С и ниже; *ТД4—4Д* — загазованность воздуха на КП — 1 % и выше; *ТД5—5Д* — перепад давления на фильтрах 0,01 МПа и выше; *ТД6—6Д* — срабатывание предохранительного клапана ПК1; *ТД7—7Д* — то же, ПК2, *ТД8—8Д* — то же,



Разъем		Цепь	Адрес	Площадь сечения мм²
Обозначение	Контакт			
X3P	1 5	ТИ1 5 +60В	П30 X16 1 5	0 2
	6 9 13	ИП, +60В	П30 X16 6 9 13	0 2
X2P	10 20	ПЭ, ~220В	П30 X16 10,20	1 0
X3P	11	ВП +60В	П30 X16 11	0,2
X2P,X3P	15,12	зз	П30 X16 12	1,0
X3P	14	РИ +60В	-П30 X16 14	0,2
	15	ЦИ +60В	П30 X16 15	0 2
	16	ЦС +60В	П30 X16 16	0 2
	17	РР +60В	П30 X16 17	0 2

Разъем		Цепь	Адрес	Площадь сечения мм²
Обозначение	Контакт			
X3P	18,19	ЭБ +60В	П30 X16 18,19	0 2
X1P	1 10	РЗ (1 9,0) +36В	П30 X17 1 10	0,5
X2P	1 3	РЗ (+ X) +36В	П30 X17 11 13	0,5
X2P	4	РК +36В	П30 X17 14	0 5
	5	ПШ +36В	П30 X17 15	0 5
	6	ЧЦ +36В	П30 X17 16	0 5
	7	КЦ +36В	П30 X17 17	0 5
X1P	14	РТ +36В	-П30 X17 18	0 5
X2P	11	ПР -36В	П30 X17 20	1 0

Рис. 6 49. Электрическая схема подключений Р-20

ПК3, *ТД9—9Д* — давление на входе ниже нормы, *ТД10—10Д* — давление на входе выше нормы, *ТД11—11Д* — давление на выходе № 1 ниже нормы, *ТД12—12Д* — то же, выше нормы, *ТД13—13Д* — давление на выходе № 2 ниже нормы, *ТД14—14Д* — то же, выше нормы, *ТД15—15Д* — давление на выходе № 3 вне нор ы, *ТП—ТП* — телепроверка положения управляемых объектов, *ТП2—2П* — настройка регулятора узла № 1 на нижний предел давления, *ТП3—3П*—настройка регулятора на рабочее давление, *ТП4—4П* — настроика регулятора на верхний предел давления, *ТП5—5П* — обводная задвижка закрыта неполностью, *ТП6—ТП10 — 6П 10П* — то же, для узлов № 2 и № 3, *ТС—ТС*—телесигнализация об изменении состояния или о ранее зафиксированном нарушении датчиками состояния *2Д—15Д* на КП

Ввод телегудка ТГ1, исполнение ТГ1, прием ТГ2 и подключение телефонного аппарата ТА к линии связи для разговора ТФ отображаются на экране стандартными символами

Регистратор Р-20 (рис 6 48) представляет собой совокупность электроуправляемой пишущей машины ЭУМ 23, столика, блока запуска регистатора БЗР-20 и крышки Электроуправляемая пишущая машина обеспечивает регистрацию данных с помощью 23 знаков, ширина строки 101 знак, скорость — семь знаков в секунду, число строк — до 100

Столик состоит из столешницы и ножек Столешница представляет собой металлическую коробку с проемом для установки блока БЗР-20 Доска для установки ЭУМ-23 имеет плавающую установку на резиновых амортизаторах Вдвижной блок БЗР-20, выполненный в виде П-образного шасси, содержит трансформатор для питания ЭУМ 23 при 127 В в сети, а также тумблеры выбора регистрируемого ТИ и сигнальную лампу индикации наличия напряжения

Крышка обеспечивает подавление шума, которым сопровождается работа машинки, а также защиту от пыли Верхняя часть крышки выполнена из оргстекла, что позволяет контролировать печать, не поднимая ее. Крышка выпол-

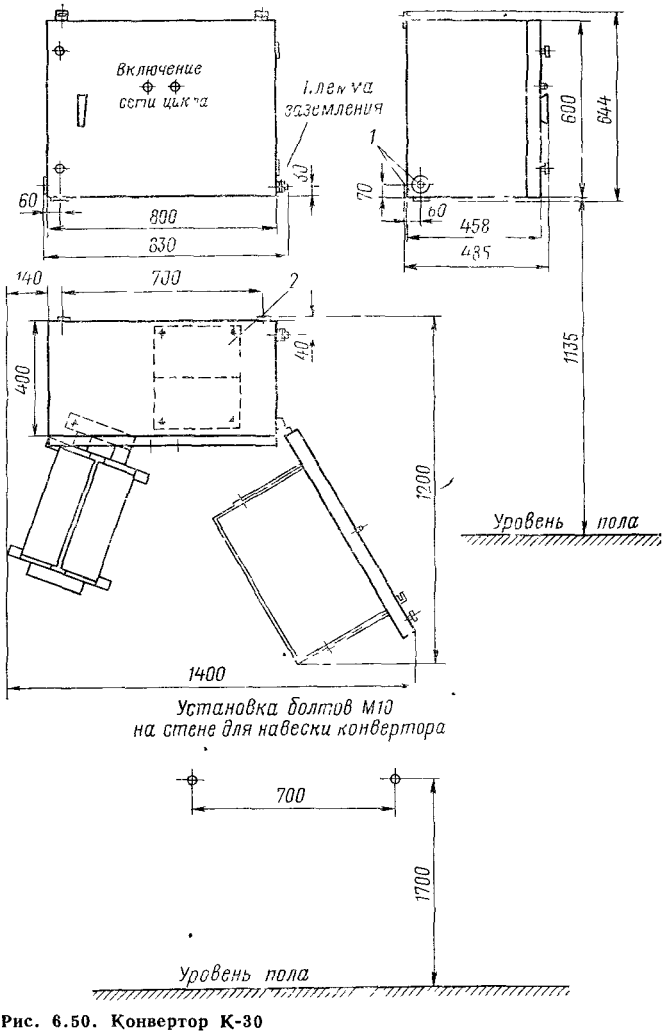


Рис. 6.50. Конвертор К-30

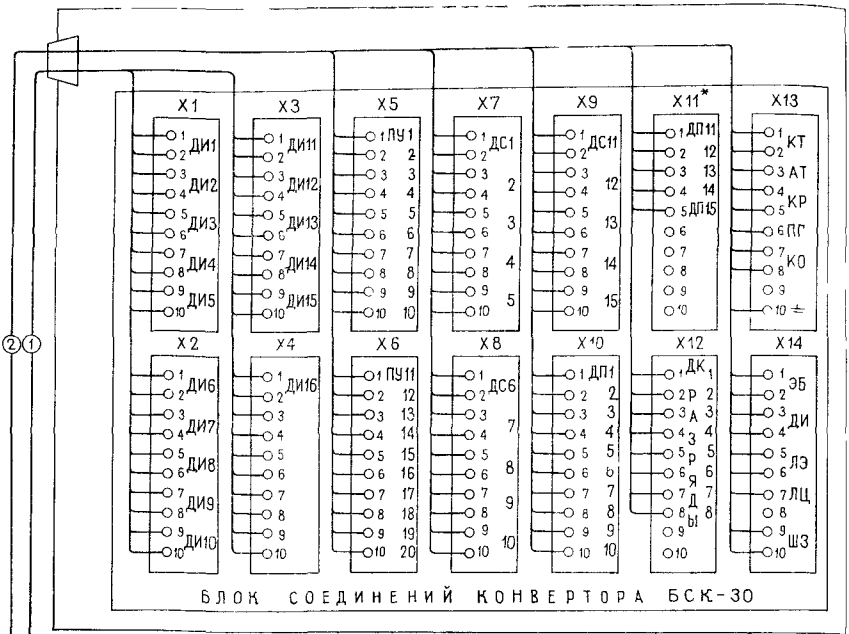
нена поворотной и крепится к столу с помощью петель. После подъема она откидывается назад и фиксируется растяжками. Регистратор может эксплуатироваться без ножек, при этом резиновые упоры снимаются с ножек и привертываются к корпусу.

Электрические подключения Р-20 показаны на схеме рис. 6.49.

Конвертор К-30 представляет собой шкафную установку подвесного типа. Он имеет две модификации. К-30 и К-30С (специальный). Модификация К-30С предназначена для монтажа в стесненных условиях. Конструктивное исполнение конверторов — пылезащищенное, компоновка — блочная, масса — 135 кг.

Конвертор К-30 (рис. 6.50) состоит из шкафа подвесного ШП2-2 и пяти блоков (четыре вдвижных и один съемный).

Шкаф ШП2-2 выполнен по ГОСТ 20504—75 и в основном унифицирован базовым шкафом ШН2-10. Особенности конструкции ШП2-2 следующие корпус — бескаркасный, на задней стенке установлены проушины для навески на болты М10, ввод кабеля *1* через кабельную воронку с боковой или нижней уста-



Колодка		Цепь	Адрес	Площадь сечения, мм²
Обозначение	Зажим			
X1 X4	1 10	ДИ1 ДИ20~0,5В/ 5мА	ПЭ X1 1 10	0,5
X5, X6	1 10	ПУ1 20,+60В 0,2А	ПЭ X2 1 20	0,5
X7 X9	1 10	ДС1 15 но/нз	ПЭ X4 1 10	0,5
X10	1 10	ДП1 10, но	ПЭ X4 11 20	0,5
X11	1 5	ДП11 ДП15 но	ПЭ X5 1 20	0,5
X12	1 8	ДК,(1 8)		0,5
X13	1,2	ТО ±60В	ПЭ X6 1 2	0,5
	3	ЭТ,~4В	ПЭ X6 3	0 5

Колодка		Цепь	Адрес	Площадь сечения, мм²
Обозначение	Зажим			
X13	4,5	НЧ, +4В	ПЭ X6 4 5	0,5
	6,7	ТГ, +60В	ПЭ X6 6 7	0 5
	8	ПВ, +60В	ПЭ X6 8	0,5
	10	ЗЗ		1 0
X14	1,2	ЭБ, +60В	ПЭ-X6 11,12	0,5
	3,4	ЭД ~12В	ПЭ X6 13,14	0 5
	5 6	ИЭ, ~6,3	ПЭ X6 15,16	0 5
	7	ИЦ ~6 3	ПЭ X6 17	0 5
	9 10	ЭП,~127/220В	ПЭ X6 19,20	0 5

Рис. 6.51. Внешние связи конвертора К-30

новкой, дверь не имеет кронштейна для переносной лампы, а поворотная рама вмещает четыре вдвижных блока по два с каждой стороны Вдвижные блоки аналогичны блокам процессора Они выполняют функции приема команд и кодирования сигнализаций и телеизмерений, а также генерации извещений. Съемный блок *2*, т е блок соединений конвертора БСК-30, отличается от поворотного блока процессора тем, что устанавливается на четыре стойки с резьбовыми гнездами и имеет десятиконтактные клеммные наборы, расположенные в два ряда по семи наборов в каждом

Конвертор К-30С (специальный) предназначен для аппаратных помещений площадью от 2 м² и больше Конвертор включает в себя шкаф подвесной ШП1-4 и пять блоков Шкаф ШП1-4 нестандартный Он отличается от шкафа ШП2-2 меньшей глубиной — 250 мм, меньшей шириной — 750 мм, но большей высотой — 1000 мм Кроме этого, он имеет двухстворчатую дверь и раму, выполненную из швеллера, которая обеспечивает установку четырех блоков с одной передней

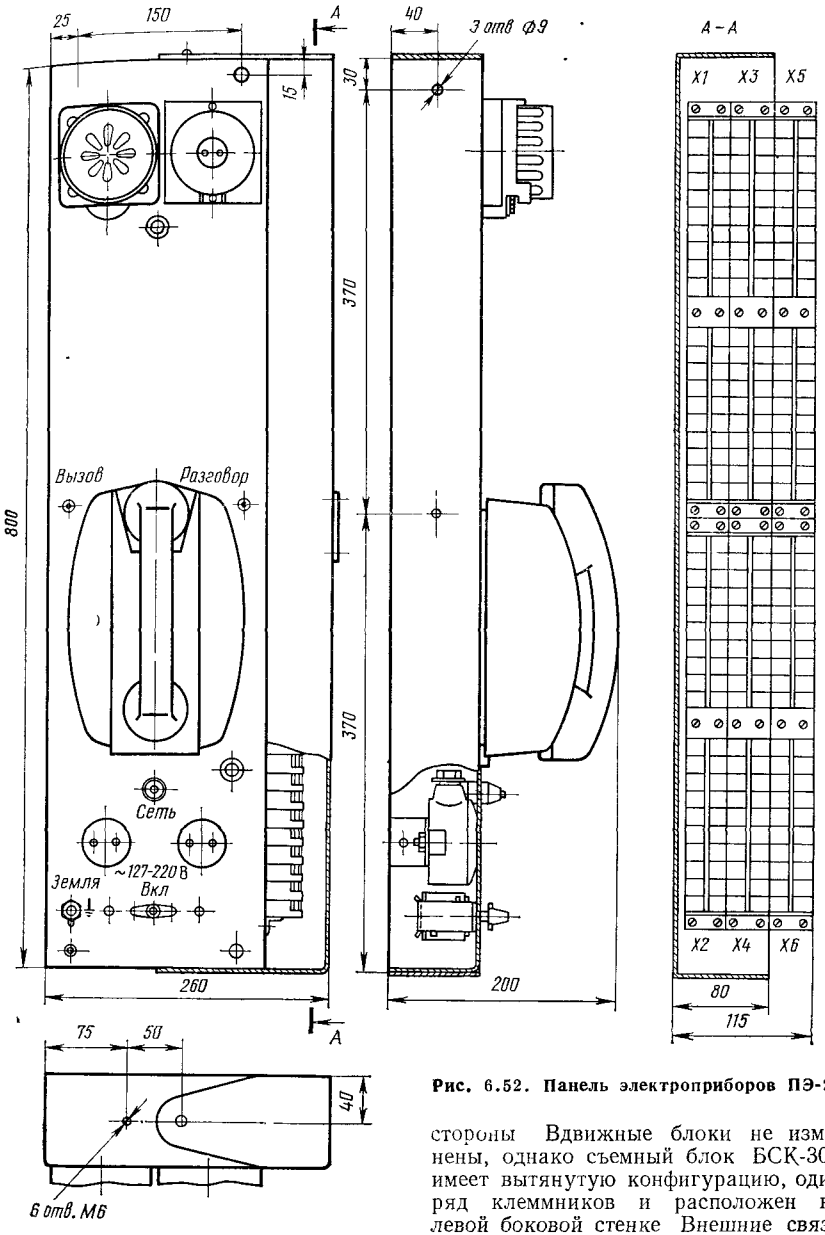


Рис. 6.52. Панель электроприборов ПЭ-20

стороны Вдвижные блоки не изменены, однако съемный блок БСК-30С имеет вытянутую конфигурацию, один ряд клеммников и расположен на левой боковой стенке Внешние связи конверторов характеризуют электрические схемы подключений (рис. 6.51). *Щитовой комплект Щ-20* представляет собой комплект унифицированных панелей, предназначенных для набора щитов периферийных станций различных модификаций. Комплект содержит панели электроприборов ПЭ-20, контрольных приборов ПК-20, пневмоприборов ПП-20, базовую ПБ-20 и комплект принадлежностей КП-20 Все панели выполнены на основе базовой ПБ-20 и имеют единые размеры — по ширине 200 мм и по высоте 800 мм. Панели

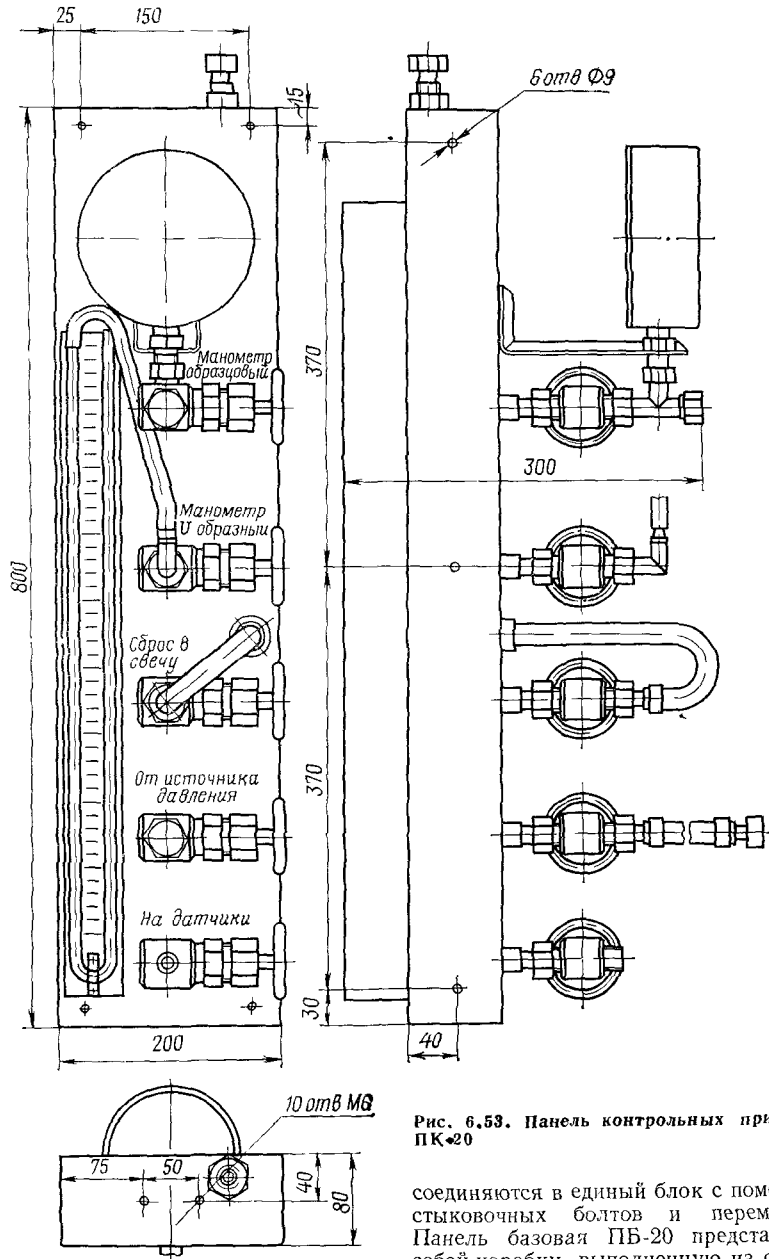


Рис. 6.53. Панель контрольных приборов ПК-20

соединяются в единый блок с помощью стыковочных болтов и перемычек Панель базовая ПБ-20 представляет собой коробку, выполненную из стального листа толщиной 2 мм с отбортовкой Она предназначена для установки различных дополнительных приборов, не входящих в комплект поставки КСС. В связи с этим передняя плоскость выполнена свободной Она имеет только четыре резьбовых отверстия М6 для крепления связующих перемычек В качестве дополнительных приборов могут устанавливаться реле промежуточ-

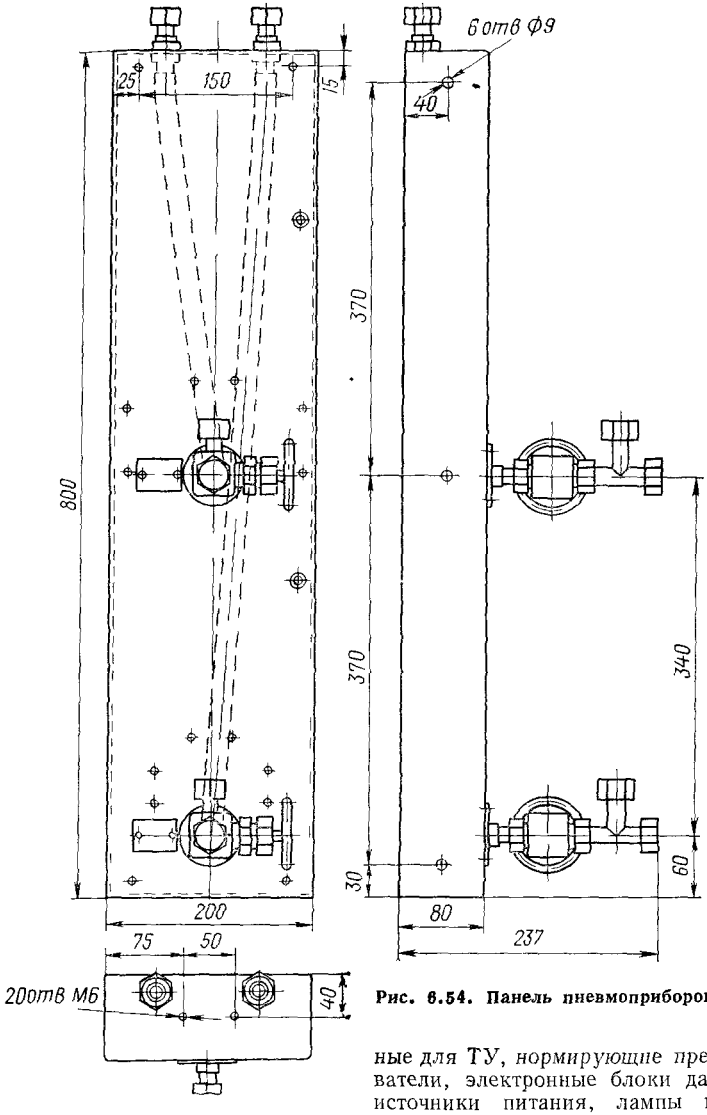


Рис. 6.54. Панель пневмоприборов ПП-20

ные для ТУ, *нормирующие преобразователи*, электронные блоки датчиков, источники питания, лампы местной сигнализации и т п

Панель электроприборов ПЭ-20 (рис. 6 52) предназначена для установки электроприборов, входящих в комплект поставки периферийной станции ПС-30. На правой отбортовке панели установлен клеммник, имеющий 120 зажимов. Клеммник обеспечивает все промежуточные коммутации периферийной станции. Он закрыт поворотной крышкой, которая разворачивается вперед на 90° и открывает доступ к зажимам В нижней части панели расположены болт заземления, пакетный выключатель, две розетки и лампа индикации наличия напряжения на щите, В средней части установлены телефонный аппарат АТ 218—системы МБ, кнопка вызова ДП и кнопка разговора КР. В верхней зоне размещены звонок постоянного тока для извещения о вызове КП и датчик температурный ДТКБ-41, обеспечивающий контроль условий эксплуатации периферийной станции

Панель ПЭ 20 поставляется с электрическим монтажом, который выполняется в рамках внутренних соединений панели

Панель контрольных приборов ПК-20 (рис 6 53) предназначена для организации контрольных испытании датчиков напора, давления и расхода без демонтажа на месте эксплуатации и совместно с системой телеизмерения Эти испытания не могут быть заменены лабораторными, так как в конечном результате испытания охватывают всю систему телеизмерений

Панель ПК 20 состоит из базовой панели и ресивера Ресивер представляет собой емкость цилиндрической формы, установленную за передней стенкой и имеющую пять штуцеров, которые проходят через лицевую панель и одновременно служат для крепления ресивера Штуцеры имеют на концах игольчатые вентили, которые используются и для внешних подсоединений

Вентили обеспечивают следующие подключения первый (верхний) — манометра образцового для контроля давления, второй — У образного манометра для контроля нагора, третий — продувочной свечи для удаления опасных газов, четвертый — источника давления для испытаний (баллона, насоса и т п), пятый (нижний) — испытываемого датчика

Панель пневмоприборов ПП 20 (рис 6 54) предназначена для установки двух датчиков из следующих ДМ, МЭД, ДН, ЭКМ в различных сочетаниях Панель состоит из базовой панели и двух импульсных трубок, установленных за панелью и имеющих на верхних концах накидные гайки для внешних соединений, а на нижних — игольчатые вентили и тройники Игольчатые вентили обеспечивают отключение рабочей среды, а тройники — подключение датчика и контрольного шланга

В рабочем состоянии штуцер тройника для контрольного шланга закрыт пробкой с прокладкой Датчики крепятся с помощью специальных установочных элементов, которые входят в состав принадлежностей щитов Для крепления этих элементов панель имеет систему крепежных отверстий

Комплексы «Контур» обеспечиваются комплектами датчиков, которые входят в состав периферийных станций и решают следующие задачи

дифманометр мембранный ДМ 3583 и ДМ-23573 преобразовывает величину давления или перепада давления в пропорциональный электрический сигнал, верхние пределы измерения от 1,6 до 630 кПа, статическое давление 16 мПа, выходной сигнал 0—10 мГн или 0—0,5 В, дальность передачи сигнала при площади сечения жил кабеля 0,75 мм^2 — 150 м питание датчика 12 В, 0,125 А, 50 Гц, класс точности 1,5, габариты 200×565×200 мм, масса 16 кг,

манометр электрический дистанционный МЭД 22364 преобразовывает величину давления в пропорциональный электрический сигнал Верхние пределы измерения 1, 1,6, 2,5, 4, 6, 10, 16 МПа, выходной сигнал — 0—10 мГн или 0—0,5 В, дальность передачи сигнала при сечении жил кабеля 0,75 мм^2 — 150 м, питание датчика 12 В, 0,125 А, 50 Гц, класс точности 1 или 1,5, срок службы — 6 лет, габариты 160×210×140 мм, масса 2 кг,

манометр электроконтактный ЭКМ-IV преобразовывает две заданные величины давления в электрический сигнал, верхние пределы измерения 0,1—10 мПа, класс точности 1,5, разрывная мощность 10 В А, габариты 193×166×95 мм, масса 2,5 кг,

датчик реле напора ДН преобразовывает одну заданную величину давления в электрический сигнал, верхний предел измерения от 0,04 до 40 кПа, класс точности 2,5, контакты НО или НЗ, разрывная мощность 60 Вт А, габариты 170×230 мм, масса 1,45 кг (ДН-400),

датчик-реле тяги ДТ преобразовывает одну заданную величину разрежения в электрический сигнал при верхнем пределе измерения от 0,04 до 40 кПа, остальные параметры аналогичны данным ДН,

датчик температурный ДТКБ-47 преобразовывает одну заданную величину температуры в электрический сигнал Пределы измерения 0 — +30 °С, погрешность ±1 °С, контакты НО, разрывная мощность 50 В А, срок службы 6 лет, габариты 90×95×58 мм, масса 0,3 кг

Комплексы средств системотехники серии «Контур» обеспечивают построение АСУ ТП в технологических отраслях жилищно коммунального хозяйства, при этом связь КСС с УВК обеспечивается устройством сопряжения, которое включает в себя нормализатор Н-21 и имитатор И-21М

ГЛАВА 7

ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Энерготехнологическое оборудование магистральных газопроводов размещается в основном на компрессорных станциях (КС) Компрессорная станция является составной частью магистрального газопровода и предназначена для увеличения его производительности за счет повышения давления на выходе станции с помощью газоперекачивающих агрегатов (ГПА) На компрессорной станции осуществляются следующие технологические процессы очистка газа от жидких и механических примесей, сжатие газа, охлаждение после сжатия, измерение и контроль технологических параметров, управление режимом газопровода путем изменения подаваемого количества газа и режимов работы ГПА. Компрессорная станция является также опорным пунктом для системы технического обслуживания и ремонта не только собственных объектов, но также оборудования и сооружений линейной части газопровода

По технологическому назначению КС подразделяются на линейные, дожимные (ДКС), предназначенные для сжатия газа при снижении давления на промыслах, и подземных хранилищ газа В зависимости от типа привода газоперекачивающих агрегатов КС могут быть газотурбинные, электроприводные и поршневые.

ГАЗОТУРБИННЫЕ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ АГРЕГАТЫ (ГГПА)

Газотурбинный газоперекачивающий агрегат включает в себя газотурбинную установку, центробежный нагнетатель природного газа и следующее вспомогательное оборудование комплексное воздухоочистительное устройство, выхлопное устройство, системы топливную и пусковые, масляную, автоматического управления, регулирования и защиты, охлаждения масла, гидравлического уплотнения нагнетателя

Из большого числа возможных схем газотурбинных установок на газопроводах наибольшее распространение получили установки простого цикла, выполненные без регенерации или с регенерацией тепла выхлопных газов, с независимой силовой турбиной низкого давления («с разрезным валом») для привода нагнетателя газа. Исключение составляет один из устаревших типов ГТ-700-4, выполненный одновальным (табл 7 1)

Бо́льшая часть типоразмеров ГТУ для привода нагнетателей выполнены по одинаковой конструктивной схеме — с «разрезным валом» и силовой турбиной низкого давления, поэтому их характеристики могут быть с достаточной точностью обобщены в приведенной относительной форме, т е. в виде зависимостей приведенных параметров, отнесенных к номинальным значениям

Оборудование ГПА выполняется в виде блочных конструкций, обеспечивающих транспортировку железнодорожным, водным или специальным автомобильным транспортом (масса блоков обычно не превышает 60—70 т) Блоки должны изготавливаться готовыми к монтажу и проведению пусконаладочных работ без их разборки и ревизии Наружные трубопроводы и электрические коммуникации, соединяющие блоки, должны быть сведены к минимуму и иметь простые соединения

Конструкция ГПА должна обеспечивать его работу на всех рабочих режимах без непрерывного обслуживания (т. е. без постоянного присутствия обслуживающего персонала возле ГПА)

Система автоматического управления ГПА должна обеспечивать автоматический пуск, нормальный и аварийный останов агрегата,

Таблица 7 1

Основные технические показатели газотурбинных ГПА

Показатели	ГТ 700 4	ГТ 700 5	ГТК 5	ГТ 750 6	ГТ 6 750	ГТН 6	ГПА Ц 6 3	ГТН 9 750	ГТК 10 2
Номинальная мощность в станционных условиях МВТ	4 0	4 25	4 4	6 0	6 0	6 3	6 3	10 0	10 0
Станционные условия									
температура наружного воздуха °С	10	15	15	15	15	15	15	17	15
атмосферное давление МПа	0 098	0 1013	0 1013	0 1013	0 098	0 1013	0 1013	0 098	0 1013
сопротивление входного тракта Па	500	500	500	500	1200	1200	1000	500	500
сопротивление выходного тракта Па	—	—	—	—	—	—	1000	—	500
Эффективный к п д ГТУ в станционных условиях %	16 0	25 0	26 0	27 0	24 0	24 0	22 5 (24 0)	19 0	28 0
Максимальная мощность ГТУ МВт	4 8	5 0	5 2	7 2	7 2	7 2	7 5	11 0	12 0
Номинальный расход топлива м³/ч	2600	1770	1760	2320	2600	2730	2910	5500	3720
Удельный расход топлива м³/(кВт ч)	0 650	0 416	0 400	0 386	0 434	0 434	0 463 (0 434)	0 550	0 372
Температура продуктов сгорания перед турбиной °С	700	700	700	750	760	760	710	750	780
Температура продуктов сгорания за турбиной °С	420	475	475	476	415	415	410	470	495
Степень сжатия осевого компрессора	5 0	3 9	3 9	4 6	6 0	6 0	7 8	4 6	4 4
Расход воздуха через компрессор кг/с	42 7	45 2	45 2	58 2	45 5	45 5	56,0	77,8	86 2
Температура воздуха за компрессором, °С	200	170	170	195	235	234	296	199	190
Степень регенерации	0	0 67	0 67	0,66	0	0	0	0	0 7
Температура воздуха после регенератора °С	—	374	374	380	—	—	—	—	404
Температура продуктов сгорания после регенератора °С	—	283	283	302	—	—	—	—	294
Частота вращения ротора турбокомпрессора об/мин	3100	5000	5000	5200	6200	6200	8200	4100	5200
Частота вращения ротора силовой турбины об/мин	—	5500	5500	5300	6150	6150	8200	5000	4800
Рабочий диапазон частоты вращения ротора силовой турбины об/мин	2600—	3800—	3800—	3800—	4600—6400	4600—	6150—	3500—	3300—

Давление топливного газа, МПа	0,88	0,79	0,79	0,88	0,98	0,98	2,45	1,18	1,47
Давление пускового газа, МПа	1,96	0,98	0,98	0,88	0,98	0,98	0,49	1,18	1,47
Расход газа на запуск, т	2,0	2,0	2,0	3,0	1,3	1,3	0,10	15,0	1,0
Время запуска, мин	45	35	35	35	20	20	5—7	30	15
Тип нагнетателя	280-11-2	280-12-4	260-13-2	370-17-1	Н-300-1,23	Н-6-56-2	Н-196	НГ-280-9	520-12-1
Производительность нагнетателя, млн. м³/сут	12,0	13,0	14,3	20,0	20,0	20,0	10,7	34,0	29,3
Политропический к. п. д. нагнетателя, %	84,0	84,0	87,0	87,0	84,0	84,0	83,0	86,0	85,0
Давление на входе нагнетателя, МПа	4,56	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	3,78	4,54	4,31
Давление на выходе нагнетателя, МПа	5,49	5,49	5,49	5,49	5,49	5,49	5,49	5,49	5,49
Степень сжатия нагнетателя	1,20	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,45	1,21	1,97
Номинальная частота вращения ротора нагнетателя, об/мин	7700	7950	5500	5300	6150	6150	8200	5000	4800
Число рабочих колес нагнетателя	1	1	1	1	1	1	2	1	1
Диаметр рабочего колеса, мм	600	600	845	845	782	782	545	900	985
Система охлаждения масла	ВО	ВО	ВО	ВО	ВО	Вз	Вз	Вз	Вз
Расход охлаждающей воды, м³/ч	30	35	35	40	60	0	0	0	0
Емкость маслосистемы, м³	5,5	5,5	4,5	8,0	14,0	14,0	4,7	8,0	8,0
Применяемое масло	ТП-22	ТП-22	ТП-22	ТП-22	ТП-22	ТП-22	ТП-22	ТП-22	ТП-22
Установленная мощность двигателей переменного тока, кВт	61	61,7	60,0	135	65,0	100	35	330	214
Установленная мощность постоянного тока, кВт	8,5	6,4	6,7	6,0	12	7,0	2,0	5,3	6,0
Высота площадки обслуживания, м	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	1,5	0	5,4	4,0
Масса нагнетателя, т	8,0	8,0	22,0	21,0	11,2	15	7,0	25,5	28
Масса регенератора, т	0	19	19	19,4	0	0	0	0	36,7
Масса ГТУ, т	130	105	108	77,0	45	51,8	45	221,5	112
Масса турбоблока на раме, т	—	46	46	52,0	42	60	45	100	56
Масса ГПА в объеме поставки, т	141	130	130	118	70	87,6	73	247	157
Удельная масса ГПА, кг/кВт	35,3	30,6	29,5	19,7	11,0	13,5	11,1	27,4	14,0
Габариты ГПА, м:									
ширина	3,3	3,3	3,3	3,2	3,4	3,2	5,0	4,9	3,4
длина	9,2	7,3	7,3	9,3	11,6	11,9	12,4	12,4	8,9
высота	3,4	2,8	2,4	3,3	3,7	3,9	8,8	4,6	3,2
Межремонтный ресурс (средний ремонт/капитальный ремонт), тыс·ч	8—12 / 16—25	8—12 / 16—25	8—12 / 16—25	8—12 / 16—25	8—12 / 16—25	12 / 25	10 / 25	8—12 / 16—25	8—12 / 16—25
Общий ресурс, тыс·ч	70	70	70	100	100	100	30 / 100	100	100

Продолжение табл. 7.1

Показатели	ГТК-10-3	ГТК-10-4	ГПА-10	ГТК-16	ГТН-16	ГПА-Ц-16	ГТН-25	ГТН-25
Номинальная мощность в станционных условиях, МВт	10,0	10,0	10,0	16,0	16,0	16,0	25,0	24,0 (27,5)
Станционные условия:								
температура наружного воздуха, °С	15	15	25	15	15	15	15	25 (15)
атмосферное давление, МПа	0,1013	0,1013	0,1013	0,1013	0,1013	0,1013	0,1013	0,1013
сопротивление входного тракта, Па	500	500	4000	1200	500	1000	500	1000
сопротивление выходного тракта, Па	500	1000	3000	—	700	1000	700	500
Эффективный к. п. д ГТУ в станционных условиях, %	28,0	29,0	26,5	25,0	29,0	27,5	31,0	27,0 (28,1)
Максимальная мощность ГТУ, МВт	12,0	13,2	10,0	20,0	19,2	19,2	30,0	30,0
Номинальныи расход топлива, м³/ч	3720	3600	3930	6650	5750	6060	8400	9250
Удельный расход топлива, м³/(кВт·ч)	0,372	0,360	0,393	0,416	0,360	0,379	0,336	0,386
Температура продуктов сгорания перед турбиной, °С	780	780	785	810	920	794	1020	900
Температура продуктов сгорания за турбиной, °С	495	495	385	412	408	380	467	385
Степень сжатия осевого компрессора	4,4	4,4	10,3	7,5	11,5	9,7	13,0	12,5
Расход воздуха через компрессор, кг/с	86,2	86,2	80,2	100	85	100	103	174,3
Температура воздуха за компрессором, °С	190	190	332	276	354	313	386	372
Степень регенерации	0,7	0,7	0	0	0	0	0	0
Температура воздуха после регенератора, °С	404	404	—	—	—	—	—	—
Температура продуктов сгорания после регенератора, °С	294	294	—	—	—	—	—	—
Частота вращения ротора турбокомпрессора, об/мин	5200	5300	5620/7660	4900	6900	5244/6874	7100	4340/5050
Частота вращения ротора силовой турбины, об/мин	4800	4800	4800	4600	6500	5300	5500	3700
Рабочий диапазон частоты вращения ротора силовой турбины, об/мин	3300—5000	3300—5000	3300—5000	3500—4875	5200—6900	3750—5565	4100—5750	2600—3900
Давление топливного газа, МПа	1,47	1,47	2,45	1,96	1,76	2,45	2,94	2,45
Давление пускового газа, МПа	1,47	1,47	1,47	1,18	1,18	0,29—0,46	1,47	2,45
Расход газа на запуск, т	1,0	1,0	1,0	5,0	3,0	0,2	2,0	0,8
Время запуска мин	15	15	15	20	20	15	15	20
Тип нагнетателя	370-16-1	380-18-1	370-18-1	Н-16-56	Н-16-76	Ц-16	Н-25-76	650-21-2
Производительность нагнетателя, млн м³/сут	32,6	36,0	36,0	51,0	31,0	33,25	53,0	46,0

Политропический к. п. д нагнетателя, %	85,0	85,0	85,5	84,0	81,5	83,0	84,0	82,0
Давление на входе нагнетателя, МПа	5,95	6,07	6,08	4,41	5,17	5,17	5,15	5,18
Давление на выходе нагнетателя, МПа	7,20	7,45	7,45	5,49	7,45	7,45	7,45	7,45
Степень сжатия нагнетателя	1,21	1,23	1,23	1,24	1,44	1,44	1,44	1,44
Номинальная частота вращения ротора нагнетателя, об/мин	4800	4800	4800	4600	6500	5300	5500	3700
Число рабочих колес нагнетателя	1	1	1	1	1	2	2	2
Диаметр рабочего колеса, мм	845	845	845	1000	900	800	1100	1080
Система охлаждения масла	ВО	Вз	ВзПК	Вз	Вз	Вз	Вз	Вз
Расход охлаждающей воды, м³/ч	50	0	0	0	0	0	0	0
Емкость маслосистемы, м³	8,0	8,0	1,2/3,0	24	22,4	6,85	11	16,0
Применяемое масло	ТП-22	ТП-22	ГОСТ 10289—62 ТП-22	ТП-22	ТП-22	ТП-22	ТП-22	ТП-22
Установленная мощность двигателей переменного тока, кВт	183	214	250	210	185	200	150	250
Установленная мощность постоянного тока, кВт	6,7	6,0	4,0	12,0	6,0	1,5	6,5	9,5
Высота площадки обслуживания, м	4,0	4,0	0	4,8	1,5	0,0	1,5	2,1
Масса нагнетателя, т	22	22	25,8	22	15,2	24	22	44,5
Масса регенератора, т	36,7	36,7	0	0	0	0	0	0
Масса ГТУ, т	112	112	29,7	91	58	7,8	65	128
Масса турбоблока на раме, т	56	56	29,7	78,1	74	60	90	92,6
Масса ГПА в объеме поставки, т	156	157	100	150	120	170	135	172,3
Удельная масса ГПА, кг/кВт	15,6	15,7	5,64	9,4	7,5	10,6	5,4	6,3
Габариты ГПА, м:								
ширина	3,4	3,4	7,4	4,7	3,2	13,5	3,2	5,5
длина	8,9	8,9	12,9	16,9	13,6	19,77	9,3	20,2
высота	3,2	3,2	6,1	4,0	5,2	10,65	4,1	4,3
Межремонтный ресурс (средний ремонт/капитальный ремонт), тыс·ч	8—12 / 16—25	12 / 25	12 / 20	8—12 / 16—25	12 / 25	10—15 / 25	12 / 25	12 / 25
Общий ресурс, тыс·ч	100	100	40 / 100	100	100	30—40 / 100	100	100

Примечания. 1. Единица количества природного газа — м³ при 20 °С и 0,1013 МПа. 2. Для агрегатов ГТ-6-750, ГТН-6 и ГТК-16 указано суммарное сопротивление всасывающего и выхлопного трактов ГТУ. 3. Низшая теплота сгорания топлива при определении расхода топливного газа принята 34 550 кДж/нм³. 4. Условные обозначения системы охлаждения масла: ВО — водяное охлаждение; Вз — воздушное охлаждение (масло — воздух); ВзПК — воздушное охлаждение с промежуточным контуром. 5. Объем поставки ГПА (кроме ГПА-Ц-6,3 и ГПА-Ц-16) включает в себя турбогруппу на раме, нагнетатель, вспомогательное оборудование, агрегатную автоматику. Объем поставки ГПА-Ц-6,3 и ГПА-Ц-16 дополнительно включает воздухозаборное устройство, контейнер, выхлопную шахту. Масса нагнетателя дана со вспомогательным оборудованием. Турбоблок на раме ГТН-6, ГПА-Ц-6,3 и ГТН-16 включает в себя нагнетатель. 6. Общий ресурс ГПА-Ц-6,3 ГПА-10, ГПА-Ц-16 указан: двигатель/ГПА.

регулирование и контроль технологических параметров ГТУ и нагнетателя;
предупредительную и аварийную сигнализацию,
защиту ГПА на всех режимах работы,
связь агрегата с цеховой системой автоматического регулирования и управления,
возможность дистанционного изменения режима ГПА от цеховой и станционной систем управления.

Частота вращения силового ротора (ротора нагнетателя) должна регулироваться в диапазоне 70—105 % от номинальной частоты вращения.

ГПА должен обеспечить работу при давлении газа на выходе из нагнетателя, равном 115 % от номинального (для проведения испытания газопровода), при суммарной продолжительности этого режима не более 200 ч/год. Пуск ГПА осуществляется, как правило, с предварительным заполнением контура нагнетателя технологическим газом рабочего давления.

Комплексное воздухоочистительное устройство входного тракта ГТУ должно обеспечить кондиционность циклового воздуха на входе компрессора и шумовую защиту в различных условиях эксплуатации. Система воздухоочистки должна обеспечивать остаточную среднегодовую запыленность не более 0,3 мг/м^3 (при этом концентрация пыли с размерами частиц более 20 мкм — не выше 0,03 мг/м^3)

Технико-экономическим анализом определено, что полная очистка циклового воздуха технически возможна, однако экономически нецелесообразна, так как потребовала бы существенно увеличить капитальные и эксплуатационные затраты в систему воздухоочистки. Допускается попадание в ГТУ определенной массы мелких фракций пыли, ведущих к загрязнению прежде всего проточной части осевого компрессора и соответствующему снижению мощности и к. п. д. ГТУ, поэтому входной тракт снабжается системой периодической очистки проточной части компрессора, использующей твердые очищающие агенты (косточковую крошку, рис, возгоняющиеся вещества и др.) для их засыпки на работающей ГТУ или жидкие агенты для впрыскивания на работающей или остановленной ГТУ.

Противообледенительные устройства могут включать в себя сигнализацию обледенения, системы подогрева горячим воздухом элементов входного тракта и компрессора, всей массы циклового воздуха подмешиванием продуктов сгорания, отбираемых после турбины, подмешиванием воздуха из компрессора (регенератора) или подмешиванием горячей смеси воздуха и продуктов сгорания.

Предпочтительно, чтобы ГПА имели объединенную смазочную систему ГТУ и нагнетателя, уплотнения ротора нагнетателя и гидравлического регулирования, использующие один тип масла и один расходный маслобак. Однако для авиационного или судового типа газотурбинного привода возможно использование раздельных маслосистем ГТУ и нагнетателя, работающих на различном типе масла.

В системах смазки, уплотнения и регулирования должны быть установлены фильтры со степенью фильтрации 10—40 мкм и обеспечена возможность их отключения для обслуживания и ремонта без останова ГПА.

Для запуска из резервного состояния ГПА обеспечиваются подогревателями масла (водяной теплообменник от системы отопления КС, электрический подогреватель или использование горячего воздуха от работающих агрегатов).

Первое поколение ГПА оснащалось водяной системой охлаждения открытого типа (водяные маслоохладители ГПА — общестанционная градирня). В современных типах ГПА используется воздушная система охлаждения масла в двух модификациях непосредственно «масло—воздух» или с промежуточным контуром «масло—вода» или «антифриз—воздух» (7.2).

Система уплотнения вала нагнетателя должна обеспечивать герметичность газовых полостей и не допускать загазованность маслобака. Регулятор перепада давления «масло—газ» должен обеспечивать заданный перепад с неравномерностью регулирования не более 25 % во всем рабочем диапазоне давлений. Аварийное резервирование системы уплотнения осуществляется с помощью аккумулятора масла, который должен иметь объем, достаточный для уплотнения вала при отключении масляных насосов в течение 5 мин до 50 % опорожнения

Циркуляция масла систем смазки, уплотнения и регулирования на рабочих режимах осуществляется как правило от валов ГПА. Для пуска и нормальной

Таблица 7 2

Параметры модификаций нагнетателей

Модификация нагнетателя	Производительность, млн м³/сут	Степень сжатия	Давление на входе, МПа	Давление на выходе МПа	Привод
235-21 1	19,7	1,44	5,18	7,45	ГТК 10
235 22 1	26,2	1,32	5,65	7,45	ГПА-10
235 23 1	17 6	1,5	4,97	7,45	
235 24 1	19,9	1,44	3,81	5,49	
Н 196	11,4	1,45	5,14	7,45	ГПА Ц 6,3
	10 7	1,45	3,78	5,49	
	10,7	1,45	2,78	4,02	
	10,7	1,7	1,62	2,75	
Н 6 41	19,4	1,23	3,25	4,02	ГТН 6
Н 6-28	19,0	1,24	2,22	2,75	
Н 6 76	21,3	1,23	6,06	7,45	
Н 16 76-1,37	37,0	1,37	5,43	7,45	ГТН 16
Н 16 76 1,25	51,0	1,25	5 98	7,45	
Ц 16-1,37	31,2	1,37	5,44	7,45	ГПА-Ц 16
Ц 16 1 5	31,2	1,50	4 97	7,45	

остановки имеются пусковые электронасосы Для аварийной остановки предусмотрены резервные маслонасосы, питаемые от аккумуляторных батарей

ГПА поддерживаются в работоспособном состоянии на базе системы технического обслуживания и ремонта Обычно регламент технического обслуживания и ремонта предусматривает

техническое обслуживание на работающем агрегате после наработки 24± ± 1 ч, 700 ± 100 ч, 2000 ± 100 ч,

техническое обслуживание на остановленном агрегате через 4000—6000 ч; средний и капитальный ремонты через 1 2000 и 2 5000 ч

Для реализации системы техобслуживания и ремонта конструкция ГПА должна предусматривать возможность осмотра сборочных единиц и деталей без вскрытия других элементов, имеющих более длительный межремонтный период

Конструкция ГПА должна обеспечить целый ряд требований, соответствующих действующим стандартам и нормам взрывобезопасности, взрывопредупреждения и взрывозащиты, пожарной безопасности, к вибрации, шумовым показателям и тепловыделениям на рабочих местах и в окружающей среде, к температуре, влажности и подвижности воздуха рабочей зоны в зданиях для ГПА

Высота дымовой трубы ГТУ выбирается из расчета рассеивания токсичных веществ, содержащихся в отработавших газах, до предельно допускаемых концентраций в приземном слое в соответствии с санитарными нормами (концентрация окислов азота в выхлопных газах ГТУ обычно не превышает 200 мг/м³)

Агрегат ГТК-10

Основные конструктивные особенности газотурбинных ГПА могут быть рассмотрены на примере наиболее распространенного на компрессорных станциях агрегата ГТК-10 Конструкция газотурбинной установки включает в себя турбоблок, камеру сгорания и регенератор, объединенные между собой трубопроводами газовоздушного тракта

Блок турбогруппы включает в себя осевой компрессор, газовые турбины высокого и низкого давления, выполненные в одном корпусе, пусковой турбодетандер, валоповоротное устройство, элементы маслосистемы и системы регулирования, внешние трубопроводы системы охлаждения и др Эти элементы ГТУ смонтированы на общей фундаментной раме, одновременно являющейся маслобаком, и поставляются единым монтажным блоком Вся турбогруппа закрыта декоративным кожухом, из-под которого нагретый воздух с помощью специального вентилятора выбрасывается в атмосферу

Чугунный корпус компрессора выполнен из трех частей, соединенных вертикальными фланцами всасывающего и нагнетательного патрубков и средней части (обоймы) Корпус имеет общий горизонтальный разъем и лапы, которыми он устанавливается на фундаментальную раму-маслобак, с корпусом турбины соединяется через корпус среднего подшипника и два сегмента Проточная часть компрессора образована ступенями рабочих и направляющих лопаток Статор компрессора имеет 12 ступеней первая — входной направляющий аппарат, десять ступеней промежуточного направляющего аппарата, последняя ступень — спрямляющий аппарат Ротор компрессора имеет из 10 ступеней лопаток, установленных на бочкообразной части ротора турбокомпрессора Для выпуска части воздуха после четвертой ступени во время запуска агрегата на корпусе компрессора установлены автоматические сбросные клапаны Корпус турбины состоит из четырех частей, соединенных вертикальными фланцами передней части корпуса, диффузора и двух выхлопных патрубков (правого и левого) Передняя часть корпуса и диффузор снабжены горизонтальным фланцевым разъемом Передняя часть корпуса выполнена двухстенной с наружным литым корпусом и внутренней вставкой из листовой жаропрочной стали Эта вставка образует проточную часть турбины от входного патрубка до лопаток, зазор между внутренним и наружным корпусом заполнен тепловой изоляцией Для обеспечения свободы теплового расширения вставка подвешена на лапках к передней части корпуса в плоскости горизонтального разъема Нижняя половина передней части корпуса имеет входной патрубок, в котором для жесткости установлена охлаждаемая воздухом стяжка Диффузор выполнен сварным из листа и имеет наружную тепловую изоляцию Корпус турбины опирается на фундаментную раму при помощи шести лап на переднем корпусе, диффузоре и выхлопных патрубках В корпусе турбины в специальных проточках установлены обойма направляющих лопаток, диафрагма с передним уплотнением, уплотнение крылатки и заднее уплотнение турбины

Обойма с направляющими лопатками установлена в кольцевую проточку корпуса, которая одновременно является каналом для подвода воздуха на охлаждение обоймы Для предотвращения тепловых деформаций обойма выполнена без горизонтального разъема, но имеет небольшую съемную часть над ротором турбокомпрессора для удобства разборки В обойму установлены два ряда направляющих лопаток Лопатки первого ряда имеют Т-образный хвост и набраны в 12 сегментах по четыре лопатки Лопатки второго ряда размещены между двух бандажей и вместе с бандажом представляют собой единую сварную конструкцию, которая является одновременно промежуточной вставкой между ТВД и ТНД В передней части корпуса турбины со стороны диска ТВД установлена диафрагма с уплотнением, состоящая из двух половин, соединенных по горизонтальному разъему шпильками За диафрагмой в корпусе турбины установлено уплотнение крылатки, выполненной на валу и являющейся дополнительным воздушным затвором Между диафрагмой и уплотнением имеется канал, из которого по трубам воздух и его протечки через уплотнения удаляются за пределы машинного зала

В диффузоре установлено уплотнение силовой турбины, которое предотвращает протечки продуктов сгорания между корпусами турбины и подшипника силового ротора В переднем блоке турбогруппы размещаются опорно упорный подшипник ротора турбокомпрессора, главный масляный насос, валоповоротное устройство турбодетандер и элементы маслосистемы и системы регулирования Нижняя часть корпуса переднего блока отлита заодно со всасывающим патрубком корпуса компрессора Главный масляный насос центробежного типа установлен на роторе турбокомпрессора в блоке переднего подшипника и служит для обеспечения смазки агрегата и работы системы регулирования

Валоповоротное устройство установлено на крышке подшипника переднего блока и предназначено для медленного проворачивания (с частотой вращения 12 об/мин) ротора турбокомпрессора Валоповоротное устройство представляет собой двухступенчатый редуктор с приводом от электродвигателя переменного тока

Турбодетандер предназначен для запуска агрегата, т е для раскручивания ротора турбокомпрессора до частоты вращения, соответствующей точке «самоходности» ГТУ Турбодетандер представляет собой двухступенчатую парциаль-

ную расширительную турбину, рабочим телом которой является природный газ из пускового коллектора с давлением 1,47 МПа.

Ротор турбокомпрессора выполнен составным из барабана, пробки и диска. Пробка запрессована в расточку барабана со стороны входа воздуха в компрессор и зафиксирована четырьмя радиальными штифтами Диск турбины насажен на другой конец вала. Для обеспечения надежности соединения с валом применена втулка, устанавливаемая в отверстие бочки и имеющая выступ, на который насажен диск. На бочке ротора имеется десять канавок зубчатого профиля для установки рабочих лопаток компрессора На ободе диска выполнены пазы елочной формы для установки рабочих лопаток турбины высокого давления. Ротор размещен в двух подшипниках скольжения — опорном и опорно-упорном.

Ротор силовой турбины также выполнен составным из вала с насаженным на него диском Утолщение в центральной части вала служит противовесом консольного диска. Ротор размещен в двух подшипниках скольжения — опорном и опорно-упорном Заодно целое с валом изготовлено колесо центробежного насоса-импеллера, напор которого служит импульсом регулятору скорости в системе регулирования ГТУ Для передачи крутящего момента от ротора силовой турбины к ротору нагнетателя служит зубчатая муфта, состоящая из двух зубчатых втулок, промежуточного вала и двух обойм. Промежуточный вал между подшипниками силового ротора и подшипника нагнетателя закрыт кожухом.

Фундаментная рама является основанием для турбоблока и одновременно резервуаром (маслобаком) для масляной системы ГПА. Турбина и компрессор устанавливаются при помощи лап на стойках рамы-маслобака. Рама крепится к фундаменту специальными стяжками через

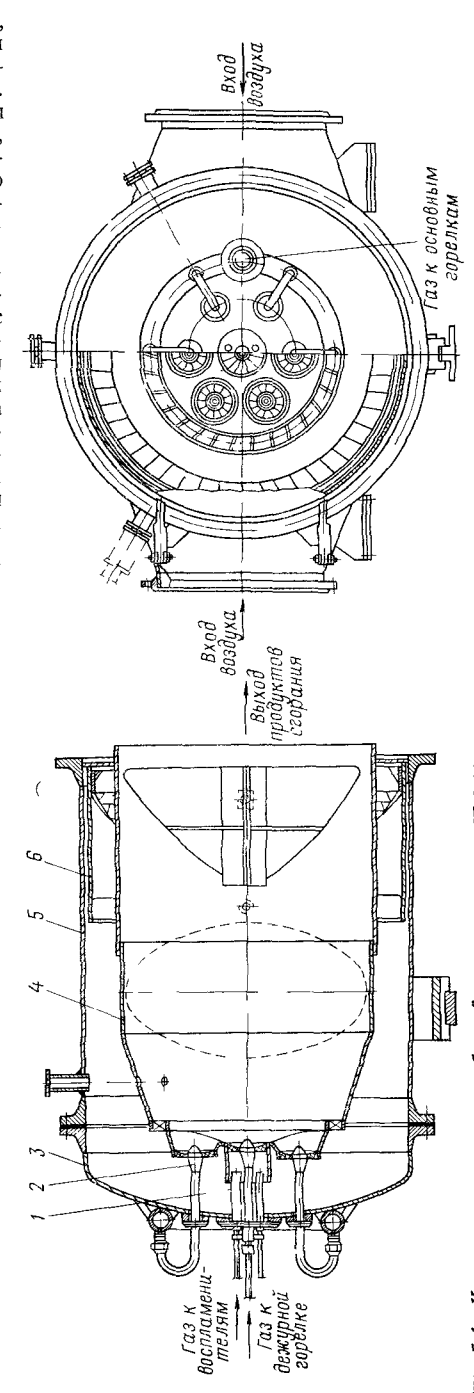


Рис 7.1. Камера сгорания газотурбинной установки типа ГТК-10:
1 — воспламенитель дежурной горелки; 2 — основная горелка; 3 — крышка; 4 — фронтовое устройство; 5 — корпус; 6 — вихревой смеситель

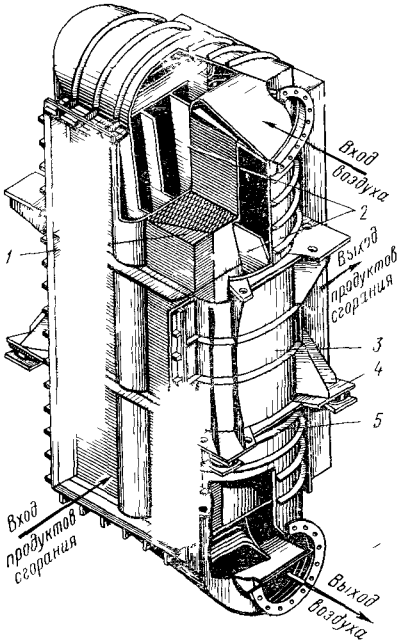


Рис. 7.2. Секция регенератора газотурбинной установки типа ГТК-10:

1 — гофрированный лист; 2 — направляющие листы, 3 — полуовальная крышка; 4 — опорная плита; 5 — ребро жесткости

сквозные отверстия в площадках рамы Рама выставляется на фундаменте при помощи клиновых прокладок, устанавливаемых между опорными поверхностями низа рамы и металлическими площадками, выполненными на фундаменте.

Внутренняя полость рамы, служащая масляным баком, разделена перегородками на отсеки грязного и чистого масла, между которыми установлены три сдвоенных сетчатых фильтра. Масло, сливаемое из подшипников и системы регулирования, попадает в грязный отсек, в котором на пути масла установлены две воздухоотделительные камеры. Из чистого отсека масло, прошедшее через фильтры, забирается насосами Чтобы предотвратить попадание масляных паров в машинный зал, их отсасывает воздушный эжектор из рамы-маслобака и всех картеров подшипников в общий коллектор и гидрозатвор, где масло конденсируется и возвращается в раму-маслобак

Выносная камера сгорания ГТК-10 (рис 7.1) состоит из следующих основных элементов корпуса камеры с крышкой, горелочного устройства, фронтового устройства, вихревого смесителя

Корпус камеры и крышка воспринимают внутреннее давление и имеют два патрубка с фланцами для подвода воздуха от трубопроводов после регенератора На торцах корпуса выполнены фланцы для крепления крышки и соединения камеры с переходным патрубком для подачи продуктов сгорания к турбине На крышке закреплены горелки и кольцевой коллектор топливного газа с двумя патрубками. Горелочное устройство состоит из шести основных горелок, одной дежурной и двух воспламенителей. Дежурная горелка размещена в центре крышки, объединена с воспламенителями и через дроссельные шайбы обеспечивает постоянный расход части топливного газа мимо регулирующего клапана Основная горелка состоит из головной части, топливоподающей трубы и фланца для крепления горелки. Воспламенитель выполнен в виде трубы, разделенной диаметральной перегородкой на две полости, в одной из которых размещена газоподводящая трубка, а в другой—электроды свечи зажигания Фронтовое устройство предназначено для подачи первичного воздуха в зону горения, смешения его с топливным газом и стабилизации факела на всех режимах работы Фронтовое устройство состоит из семи малых лопаточных венцов (шести по окружности и одного в центре) и одного большого лопаточного венца, расположенного вокруг малых Вихревой смеситель предназначен для смешения продуктов сгорания с вторичным воздухом и получения равномерного поля температур на выходе камеры сгорания Смеситель имеет две концентричные обечайки Внутренняя обечайка снабжена двумя диаметрально противоположными треугольными вырезами, вдоль которых между обечайками установлены ряды лопаток Последние образуют два парных вихря, которые взаимодействуют с продуктами сгорания, перемешивая их с вторичным воздухом.

Регенератор (воздухоподогреватель) ГТУ предназначен для подогрева воздуха, поступающего в камеру сгорания, продуктами сгорания после турбины. Для агрегата ГТК-10 он выполнен в виде двух параллельно включенных секций общей поверхностью 2880 м².

Конструкция регенератора пластинчатая, схема включения противоточная. Каждая секция (рис 7.2) изготавливается из шести пакетов, собранных из штампованных листовых элементов *1* толщиной 1 мм На поверхности каждого листа имеются выштамповки продолговатои обтекаемой формы. Элемент сваривается по кромкам контактной сваркой, образуя внутренний воздушный канал. Элементы соединяются в пакеты по входному и выходному участкам аргоно-дуговой сваркой, при этом образуются каналы двуугольной формы для прохода продуктов сгорания

Специальные гребенки, изготовленные из листовой стали, вваривaются в местах входа и выхода воздуха по конфигурации образующейся зубчатои линии. С боковых и торцевых сторон пакета устанавливаются утолщенные листы

Пакеты в секции расположены двумя параллельными группами по три в каждой и соединены между собой полукруглыми крышками Между этими группами образуется коллектор, из которого воздух распределяется по пакетам. С боковых и торцевых сторон секции привариваются полуовальные крышки *3*, которые служат сборными воздушными коллекторами К крышкам привариваются ребра *5*, которые придают конструкции большую жесткость, а также плиты *4* с ребрами, предназначенные для опоры и транспортировки секции Для входа и выхода воздуха имеются круглые патрубки с фланцами, для продуктов сгорания — прямоугольные фланцевые соединения Секции устанавливаются вертикально на четырех лапах. Для сокращения тепловых потерь и защиты от атмосферных осадков секции покрыты теплоизоляцией и металлической листовой обшивкой.

Основные элементы газотурбинной установки ГТК-10 объединены трубопроводами газовоздушного тракта Всасывающий трубопровод от комплексного воздухозаборного устройства к осевому компрессору выполнен диаметром 1700 мм с переходом на входной патрубок компрессора 1950×1250 мм, имеет резиновые компенсаторы и противошумовую изоляцию По два трубопровода от компрессора к регенератору и от регенератора к камере сгорания имеют диаметр 800 мм, снабжены теплоизоляцией и металлической обшивкой и выполнены с линзовыми компенсаторами. Переходной патрубок (внутренний диаметр 1200 мм) от камеры сгорания к турбине имеют внутреннюю и наружную стенки с тепловой изоляцией между ними. Два трубопровода выхлопных продуктов сгорания между турбиной и секциями регенератора имеют переменное сечение (в основном трубы диаметром 1600 мм), снабжены гибкими термостойкими компенсаторами, покрыты тепловой изоляцией и наружной металлической обшивкой Выпуск продуктов сгорания в атмосферу осуществляется через выходные патрубки двух секций регенераторов в две дымовые трубы диаметром 2200—2500 мм и высотой 20—22 м. При необходимости на этом участке тракта устанавливаются утилизационные теплообменники

Конструкция комплексного воздухозаборного устройства зависит от климатических условий места расположения компрессорнои станции и может включать в себя следующие элементы.

блок воздухоприемный для забора атмосферного воздуха, выравниваниа поля скоростей по сечению и создания герметичности при остановке агрегата,

блок инерционных пылеуловителей для очистки воздуха от крупно- и среднедисперсной пыли;

блок воздушных фильтров для очистки от средне- и мелкодисперсной пыли,

блок подогрева для повышения температуры воздуха с целью борьбы с хладноломкостью и обледенением;

блок шумоглушения.

Система воздухоочистки должна обеспечивать компрессор ГТУ воздухом при остаточной среднегодовой запыленности не более 0,3 мг/м^3 (в этом воздухе концентрация пыли с размерами частиц более 20 мкм не должна превышать 0,03 мг/м^3). Входной тракт ГТУ снабжается системой для периодической очистки (промывки) проточной части компрессора.

Противообледенительная система ГТК-10 построена на принципе отбора горячего воздуха после регенератора и подачи его во всасывающий трубопровод через специальный смеситель. Система включается при температуре атмосферного воздуха ниже +7 °С и обеспечивает подогрев воздуха на входе осевого компрессора на 10—12 °С.

Центробежные нагнетатели 520-12-1, 370-18-1, 370-16-1, используемые совместно с приводом ГТК-10, имеют в значительной степени унифицированную

конструкцию и выполнены как одноступенчатые центробежные машины с консольно расположенным рабочим колесом и с тангенциальным соосным входом и выходом газа. Нагнетатели типа 235, также имеющие в качестве привода ГТК-10, выполнены двухступенчатыми с двухопорным ротором и обеспечивают полный напор КС при параллельной схеме работы.

Конструкция одноступенчатого нагнетателя (рис. 7.3) состоит из сварно-литого корпуса *2* бочкообразной формы с вертикальным разъемом и крышкой *1*; к корпусу нагнетателя с помощью болтового соединения крепится корпус подшипников *7*. Вся ходовая часть нагнетателя, включающая в себя ротор, подшипники, торцевое масляное уплотнение, заключена в специальную гильзу, устанавливаемую в корпусе, что обеспечивает возможность ее демонтажа и монтажа при ремонте. Статорная часть гильзы содержит входную улитку *4*, лопаточный диффузор *5* с фрезерованными лопатками, лабиринтное уплотнение покрышки рабочего коле-

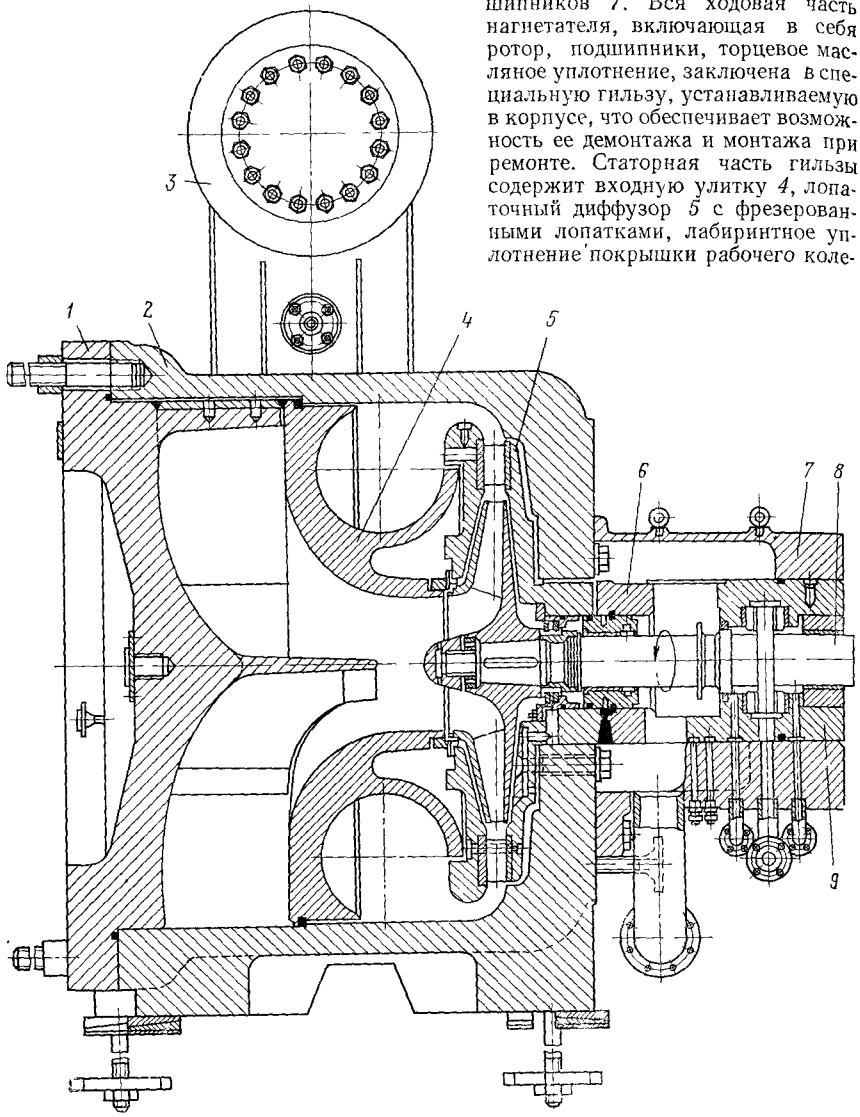


Рис. 7.3. Продольный разрез центробежного нагнетателя типа 520-12-1:
1 — корпус; *2* — крышка; *3* — аккумулятор масла; *4* — входная улитка; *5* — лопаточный диффузор; *6* — опорный подшипник; *7* — корпус опорно-упорного подшипника; *8* — ротор; *9* — опорно-упорный подшипник

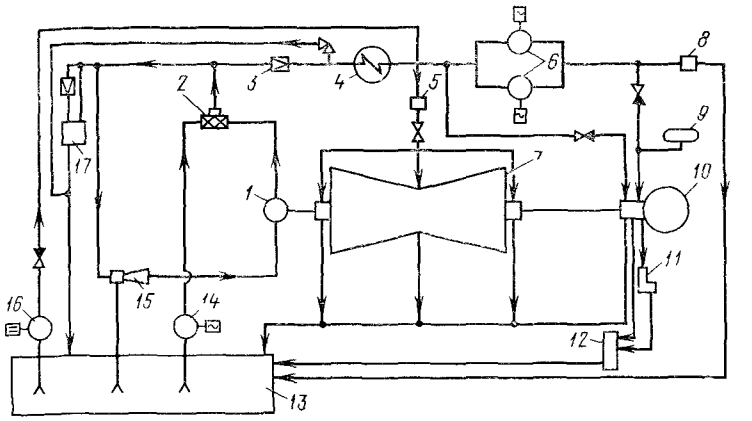


Рис 7 4 Принципиальная схема масляной системы ГПА

1 — главный масляный насос, *2* — сдвоенный обратный клапан, *3* — регулятор давления «после себя» *4* — маслоохладитель, *5* — дроссель, *6* — винтовые маслонасосы, *7* — ГТУ, *8* — регулятор перепада давлений «масло—газ», *9* — аккумулятор масла, *10* — нагнетатель, *11* — поплавковая камера, *12* — гидрозатвор, *13* — маслобак *14* — пусковой маслонасос, *15* — инжектор главного насоса *16* — резервный маслонасос, *17* — система регулирования

са, торцевое масляное уплотнение и вкладыши опорного *6* и опорноупорного *9* подшипников Ротор нагнетателя *8* консольного типа имеет одно съемное рабочее колесо Конструкция колеса может быть либо сварной, либо с лопатками, отфрезерованными за одно целое с телом основного диска и креплением покрывающего диска на заклепках Рабочее колесо насаживается на конический участок вала на шпонке, конец вала закрывается обтекателем

Для предотвращения проникновения газа из нагнетателя в машинный зал применено гидравлическое уплотнение вала, которое представляет комбинацию опорного вкладыша *6* с контактным уплотнением торцевого типа В полость между опорным вкладышем и парой трения торцевого уплотнения из масляной системы подается масло с давлением, несколько большим, чем давление газа в полости нагнетателя

На корпусе нагнетателя на сварной опоре установлен аккумулятор масла *3*, предназначенный для подачи масла на торцевое уплотнение, и опорный вкладыш на время выбега ротора нагнетателя при отказе в работе насосов уплотнения

Масляная система ГПА принудительная циркуляционная, обеспечивает смазку подшипников, уплотнение нагнетателя и работу системы регулирования В зависимости от модификации агрегата ГТК-10 и года выпуска имеются системы маслоснабжения с воздушным (масло—воздух) и водяным охлаждением масла (масло—вода) и другими отличиями схемных решений

Во время работы агрегата масло подается в систему главным масляным насосом (рис 7 4) с подачей 2,39 м³/мин при давлении 1,18 МПа с приводом от ротора турбокомпрессора Устойчивость работы насоса обеспечивается инжектором *15*, создающим подпор во всасывающем патрубке насоса и установленным на раме-маслобаке *13* Масло после главного масляного насоса проходит через сдвоенный обратный клапан *2* и разделяется на три потока к маслоохладителю *4* через регулятор «после себя» *3*, к соплу инжектора *15* и в систему регулирования (силовое масло), в систему регулирования («масло постоянного давления») через регулятор давления «после себя» Регуляторы давления поддерживают постоянное давление около 0,59 МПа В случае превышения давления масла перед маслоохладителем часть масла выходит через предохранительный клапан в раму-маслобак

Масло после маслоохладителя с температурой не более 55 °С разделяется на три потока к винтовым насосам *6* (один рабочий, другой резервный) через фильтр тонкой очистки, на смазку подшипников ГТУ *7* через дроссельный кла-

пан *5*, снижающий давление до 0,098 МПа, и обратный клапан, на смазку опорно-упорного подшипника нагнетателя *10* через обратный клапан Масло поступает к вкладышам подшипников ГТУ через регулируемые дроссели, с помощью которых устанавливается необходимый расход масла при давлении 0,059 МПа

Во время пуска и остановки агрегата работает центробежный пусковой насос *14* с электроприводом переменного напряжения, обеспечивающий подачу масла 2 м³/мин в систему через сдвоенный обратный клапан при давлении 0,49 МПа В случае аварийного снижения давления масла или при отсутствии во время остановки напряжения переменного тока автоматически включается резервный шестеренный насос *16* с электродвигателем постоянного тока

Винтовые насосы *6* подают масло высокого давления через фильтр тонкой очистки и обратный клапан на торцевое уплотнение и опорный подшипник нагнетателя *10*, часть масла до обратного клапана выходит в сливную линию и далее в раму-маслобак через регулятор перепада *8*, который поддерживает заданное превышение давления масла над газом Перепад давления «масло—газ» контролируется дифференциальным манометром и реле перепада Одновременно масло высокого давления заполняет аккумулятор масла *9*, обеспечивающий резервное маслоснабжение опорного подшипника и уплотнения при отказе обоих насосов уплотнения После опорного подшипника масло сливается в корпус подшипника и затем в гидрозатвор *12* Другая часть масла проходит через торцевое уплотнение и сливается в поплавковую камеру *11*, загазованное масло из поплавковой камеры поступает в гидрозатвор, в котором осуществляется дегазация масла

На сливных линиях из подшипников ГТУ и нагнетателя установлены смотровые стекла

Для запуска агрегата из холодного состояния предусматривается устройство для подогрева масла в раме-маслобаке (электрического типа или через водяной теплообменник из системы теплоснабжения)

Система автоматического регулирования (САР) газотурбинного агрегата ГТК-10 является структурным элементом агрегатной системы автоматического управления (САУ) и выполняет следующие функции

управление регулирующими органами в процессе пуска и остановки агрегата,

поддержание заданного режима работы изменением подачи топливного газа в камеру сгорания с помощью регулирующего клапана,

ограничение предельных значений частоты вращения силового ротора и температуры продуктов сгорания,

защита осевого компрессора от помпажа на пусковых режимах за счет частичного сброса воздуха в атмосферу,

защита роторов от недопустимых частот вращения,

защита роторов от осевого сдвига,

дистанционное и автоматическое управление расцепной муфтой турбодетандера и регулирующим органом на подводе пускового газа,

регулирование системы уплотнения нагнетателя,

сигнализация помпажных режимов нагнетателя,

регулирование параметров масляной системы

Имеются модификации САР агрегата ГТК-10 гидравлическая, рабочим телом которой служит масло из маслосистемы, пневматическая, рабочим телом которой служит сжатый воздух, отбираемый после компрессора (или от специального компрессора в пусковом режиме)

Основные элементы гидравлической системы регулирования блок стопорного и регулирующего клапанов с гидравлическими приводами, предназначенный для полного отключения и регулирования подачи топлива в камеру сгорания, регулятор скорости, получающий гидравлический импульс по частоте вращения от насоса-импеллера на силовом роторе, пневмогидравлический регулятор приемистости для пусковых и нестационарных режимов, получающий импульс по давлению после компрессора, пусковое устройство и масляные выключатели для ручного воздействия на САР при пуске или для остановки, автоматы безопасности для защиты роторов турбины и турбодетандера, устройства для включения, регулирования и отключения турбодетандера, регулятор перепада в системе уплотнения нагнетателя, сигнализатор помпажа нагнетателя, трубопроводы для гидравлических связей между элементами САР и с маслосистемой

Пневматическая система автоматического регулирования содержит в основном те же элементы большая часть из которых пневматические

Агрегатная система автоматического управления (САУ) ГТК 10 в зависимости от года выпуска может быть разных модификаций и выполнена на различной элементной базе Агрегатная САУ является структурным элементом системы автоматического управления цеха (станции) и должна обеспечивать выполнение следующих функций

автоматический пуск, нормальный и аварийный останов агрегата

регулирование и контроль технологических параметров ГТУ и нагнетателя,

предупредительную и аварийную сигнализацию

защиту агрегата на всех режимах работы

связь агрегата с цеховой системой автоматического управления

выдачу измеряемых параметров в систему сбора данных цехового уровня,

возможность дистанционного изменения частоты вращения от цеховой и станционной систем управления

Перечень параметров сигнализации защиты и измерения ГПА

Параметр	Вид сигнализации защиты измерения
Частота вращения роторов турбины	$А_1$И
Частота вращения ротора нагнетателя	$А_1$И
Частота вращения ротора турбодетандера	$А_1$
Температура на выходе из турбины	И $П_1А_1$
Наличие факела в камере сгорания	А
Вибрация роторов турбины и нагнетателя	И $П_1А_1$
Осевые сдвиги роторов турбины и нагнетателя	И $А_{12}$
Давление масла смазки турбины и нагнетателя	И $П_2А_2$
Давление в системе защиты	И $А_2$
Температуры масла смазки турбины и нагнетателя	И $П_1А_1$
Температура подшипников	И $П_1А_1$
Уровень масла в маслобаке	И $П_2$
Перепад давлении «масло—газ» в системе уплотнения нагнетателя	И $П_2А_2$
Давление топливного газа	И $П_2А_2$
Давление пускового газа	И $П_2$
Разрежение на входе компрессора	И
Неисправность воздухозаборного устройства (отключен вентилятор отсоса открыта дверь)	П
Температура атмосферного воздуха	И
Температура после компрессора	И
Давление после компрессора	И
Температура перед компрессором	И
Давление масла после главных, вспомогательных и аварийных насосов	И
Давление масла в гидравлической системе регулирования	И
Перепады давления на масляных фильтрах систем смазки, регулирования и уплотнения	И
Давление газа на входе нагнетателя	И
Давление газа на выходе нагнетателя	И $П_1$
Температура газа на входе нагнетателя	И
Температура газа на выходе нагнетателя	И $П_1$
Объемный расход на входе нагнетателя (перепад давлений на входном устройстве)	И
Давление масла уплотнения нагнетателя	И
Самопроизвольная перестановка кранов нагнетателя	А
Неправильная последовательность пусковых операций	А
Включение в работу резервных и вспомогательных насосов	П
Напряжение постоянного тока	$П_2$
Неисправность системы управления	П
Уровень концентрации газа в помещении ГПА	И $П_1А_1$
Пожар ГПА	А
Авария на компрессорной станции	А
Состояние ГПА (готов к пуску пуск работа авария неисправность)	С
Положение механизмов ГПА (насосов вентиляторов запорной арматуры)	С

Примечание П — предупредительная сигнализация на щите управления ГПА (индексы 1 — превышение 2 — падение до опасной величины) А — аварийная сигнализация и команда на остановку ГПА (индексы 1 — превышение 2 — падение до недопустимой величины) И — измерение параметра С — сигнализация о состоянии и положении ГПА и его механизмов

Электрооборудование ГТК 10 включает в себя следующие устройства, требующие для работы электроснабжение переменным током частотой 50 Гц, напряжением 380 В электродвигатель пускового насоса смазки — 40 кВт, электро-

двигатель вентилятора отсоса — 20 кВт, привод валоповоротного устройства — 3 кВт, привод вентилятор маслоохладителей — 40 кВт (4 шт.), привод задвижек (7 шт) — 0,18 кВт, электродвигатели винтовых насосов уплотнения (2 шт)— 55 кВт, питание САУ — 3 кВт (220 В)

Электрооборудование постоянного тока напряжением 220 В привод резервного насоса — 6 кВт, питание САУ — 1,5 кВт.

Агрегаты ГТ-700-5, ГТК-5 и ГТ-750-6

Газотурбинная установка ГТ-700-5 является первой отечественной установкой, выполненной по конструктивной схеме «с разрезным валом» — со свободным ротором силовой турбины низкого давления, с регенерацией тепла выхлопных продуктов сгорания

Агрегаты ГТК 5 и ГТ-750-6 являются дальнейшим развитием начальных параметров и конструктивных решений агрегата ГТ-700-5 В целом указанные три типоразмера послужили прототипом для создания агрегата «второго поколения» ГТК-10. Поэтому многие технические решения у них либо полностью унифицированы, либо подобны

Газотурбинный агрегат ГТ-700-5 включает в себя турбоблок на раме, камеру сгорания и переходной патрубок, две секции регенератора, маслоблок, включающий в себя маслобак и оборудование масляной системы, нагнетатель, приводимый от силового ротора через повышающий редуктор (мультипликатор), трубопроводы газовоздушного тракта и маслосистемы. Нагнетатель — одноступенчатый с консольным ротором, осевым входным и тангенциальным выходным патрубками, масляным уплотнением втулочного типа. Камера сгорания — одногорелочная, с тремя лопаточными завихрителями фронтового устройства и шестилопаточным смесителем.

Регенератор выполнен из элементов, подобных элементам регенератора ГТК-10, но имеет иные компоновочные решения. Система охлаждения масла — водяная.

Принципиальные схемы маслоснабжения, регулирования и управления, системы уплотнения нагнетателя подобны схемам для ГТК-10

Агрегат ГТК-5 является модернизацией агрегата ГТ-700-5, имеет безредукторный привод нагнетателя, усовершенствованную проточную часть турбины, несколько измененную конструкцию корпуса турбины в выхлопной части, конструктивные решения нагнетателя подобны типу 520.

Агрегат ГТ-750-6 имеет более высокие параметры, для чего потребовалось «надстроить» осевой компрессор ГТ-700-5 на одну ступень, сконструировать новую проточную часть турбины, использовать новые лопаточные материалы и применить новые технические решения (измененная конструкция корпуса турбины, рама-маслобак и др.).

Агрегат ГТ-6-750 и ГТН-6

Газотурбинная установка ГТ-6-750 является первой отечественной установкой для привода центробежного нагнетателя, выполненной по простому открытому циклу без регенерации тепла выхлопных продуктов сгорания.

Основная часть оборудования ГТУ выполнена в виде блока турбогруппы на раме-маслобаке (рис. 7.5). Турбина высокого давления (ТВД), турбина низкого давления (ТНД) и осевой компрессор объединены общим корпусом сварной конструкции Передняя часть корпуса компрессора (диагональный входной патрубок) выполнена литой чугунной. На средней части корпуса компрессора установлены два противопомпажных клапана и два сбросных клапана для обеспечения пусковых и нестационарных режимов Направляющие лопатки имеют 12 ступеней, лопатки входного направляющего и выходного спрямляющего аппарата размещены в обоймах.

Корпус турбины двухстенный, внутренняя часть образована обоймами, в которых размещены направляющие аппараты турбины, и тонкостенной промежуточной частью. Между наружной и внутренней стенками имеется слой изоляции. Статорные детали корпуса и ротора охлаждаются воздухом, отбираемым из компрессора.

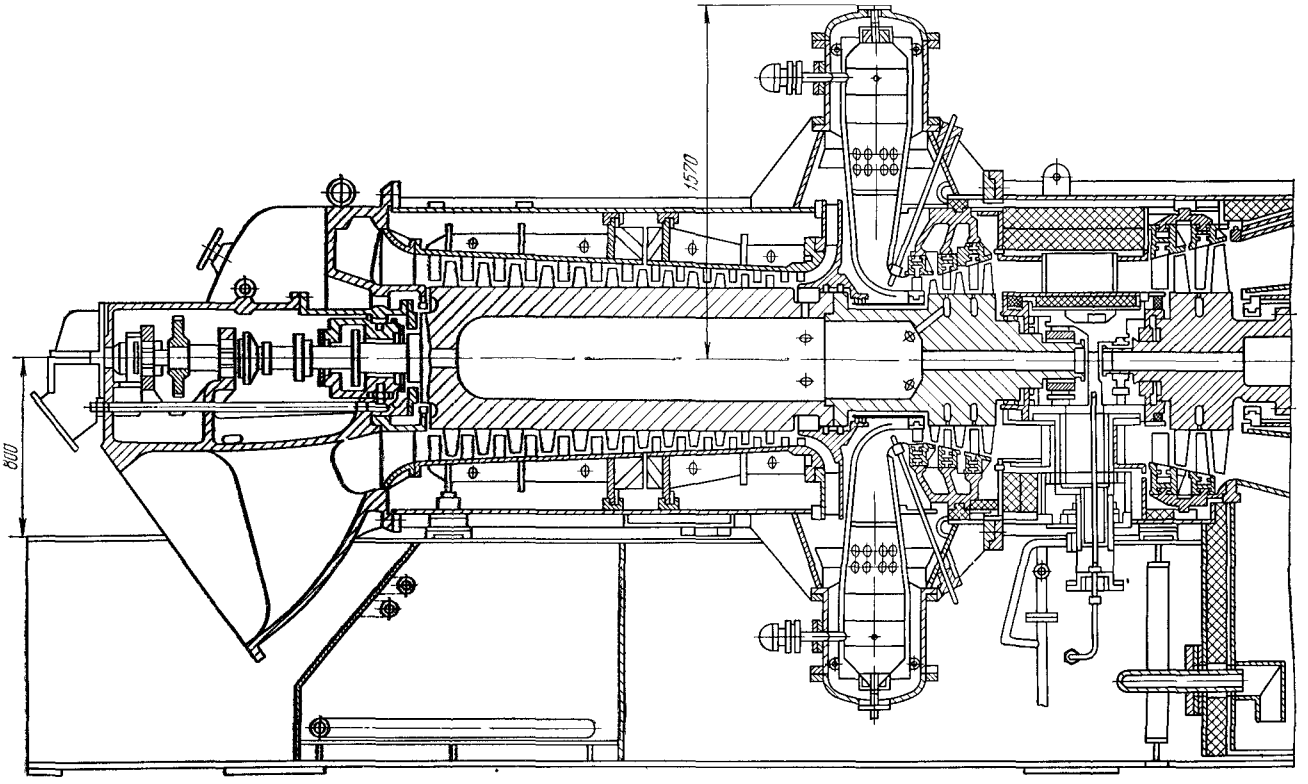


Рис. 7.5. Продольный разрез турбоблока газотурбинной установки типа ГТ-6-750

Турбина высокого давления — трухступенчатая, низкого давления — двухступенчатая. Ротор турбокомпрессора двухопорный жесткий, состоит из двух частей компрессорной и турбинной. Ротор турбины низкого давления также жесткий, состоит из вала турбины и хвостовика.

В блоке переднего подшипника размещены турбодетандер обгонной муфтой и некоторые элементы системы регулирования.

В корпусе внутреннего подшипника расположены опорные вкладыши роторов турбокомпрессора и силовой турбины. Внутренний подшипник защищен от нагрева тепловой изоляцией, кожухом промежуточного патрубка и специальной системой воздушного охлаждения. Система уплотнений позволяет поддерживать давление внутри корпуса подшипников близким к атмосферному.

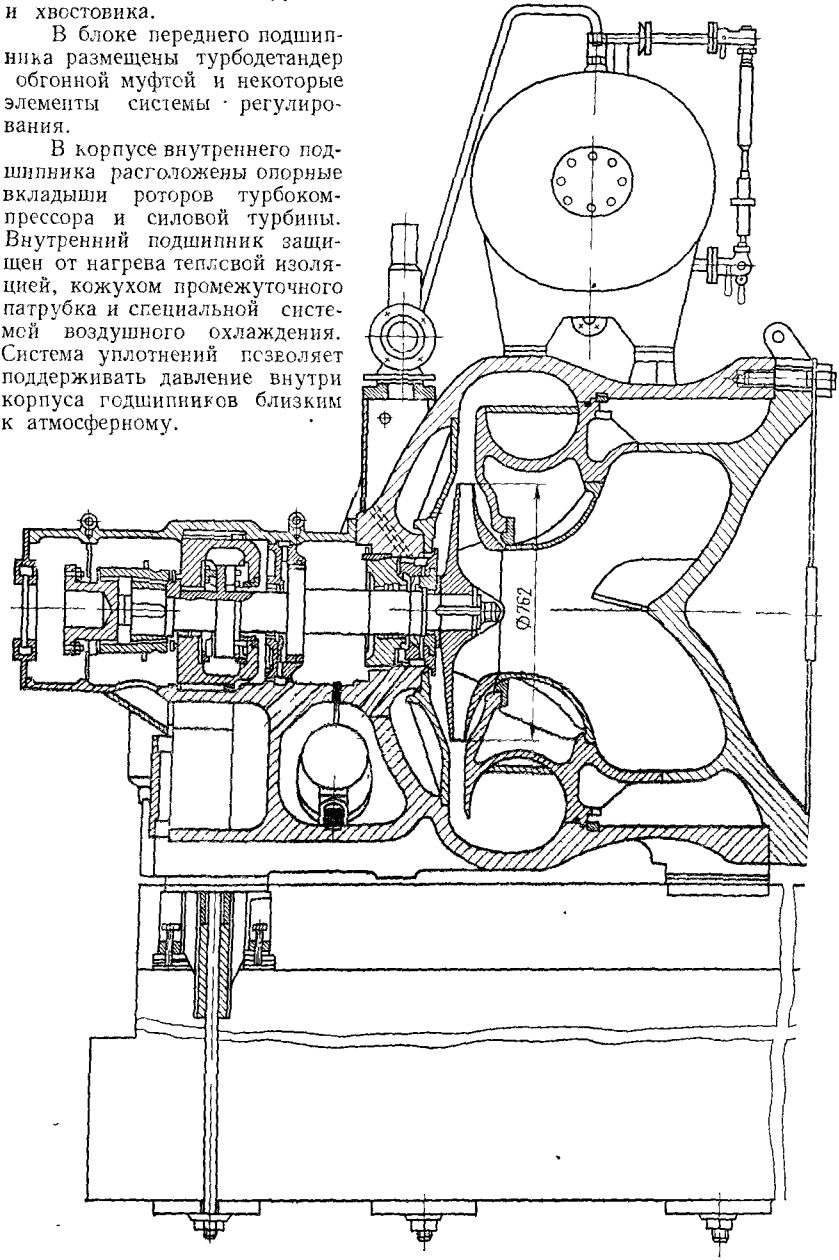


Рис. 7.6. Продольный разрез центробежного нагнетателя типа Н-300-1,23

В корпусе заднего подшипника ТНД располагаются опорно-упорный вкладыш, валоповоротное устройство, главный масляный насос, приводимый во вращение от вала ТНД с помощью зубчатой передачи, зубчатая муфта, соединяющаяся с промежуточным валом, узлы регулирования.

Камера сгорания — встроенная секционная, состоит из десяти секций и расположена в общем корпусе турбогруппы между компрессором и турбиной. Жаровые трубы расположены радиально и соединены пламяперекидными патрубками.

Рама-маслобак представляет собой сварную конструкцию коробчатого сечения. Внутренние полости рамы специальными перегородками разделены на отсеки грязного «горячего» масла, чистого «горячего» масла и чистого холодного» масла. Из полостей подшипников масло поступает в первый отсек, а затем через два сетчатых фильтра — во второй. Пройдя через два маслоохладителя водяного охлаждения, оно попадает в третий холодный отсек. На раме маслобака смонтированы маслоохладители, инжекторы, фильтры, насосы, запорная арматура, внутренние трубопроводы, трубопровод подогрева масла и др.

Система регулирования ГТ-6-750 гидравлическая с гидравлическими связями. Центробежный нагнетатель Н-300-1,23 (рис. 7.6) представляет собой одноступенчатую компрессорную машину со вспомогательным оборудованием (системой смазки, системой уплотнения и маслобаком). Входные и выходные патрубки расположены тангенциально. Корпус нагнетателя литой стальной с вертикальным разъемом и торцевой крышкой, соединяемой с ним шпильками. Статорные элементы проточной части состоят из входного устройства, безлопаточного диффузора и улитки. Заодно с корпусом выполнен картер подшипников, в котором размещены опорно-упорный вкладыш, разгрузочное устройство, реле осевого сдвига и зубчатая полумуфта. Ротор консольный, с одним насадным рабочим колесом. Лопатки и колесо цельнофрезерованные, покрывающий диск крепится на заклепках.

Опорно-упорный вкладыш совместно с упорным диском ротора, имеющим радиальные сверления, образуют главный масляный насос маслосистемы нагнетателя.

Уплотнение ротора — комбинированное. Первая часть уплотнения лабиринтного типа позволяет снижать давление газа до 0,98 МПа за счет его дросселирования и подачи в коллектор топливного газа. Вторая часть — гидравлическая, втулочного типа, объединена с опорным подшипником. Уплотняющее масло подводится в камеру опорного вкладыша при давлении около 1,18 МПа.

Масло, сливающееся из опорного подшипника в сторону колеса, попадает в поплавковую камеру, из которой через два поплавковых клапана направляется в газоотделитель и далее в маслобак нагнетателя. Подача масла на опорный вкладыш резервируется аккумулятором масла, установленным на корпусе нагнетателя.

В масляном баке нагнетателя вместимостью 3,5 м^3 размещены газоотделитель, инжектор, пусковой и аварийный насосы и другие устройства.

Агрегат ГТН-6 представляет собой модернизированный вариант ГТ-6-750, имеющий следующие основные отличия. Агрегат выполнен блочным для бесподвальной установки на нулевой отметке, ГТУ и нагнетатель размещены и поставляются на общей раме. Применена кольцевая камера сгорания, что потребовало соответствующего изменения корпуса турбогруппы. Система охлаждения масла — воздушная. Все элементы маслоснабжения (кроме маслоохладителей) и регулирования размещены на турбоблоке. Масло системы ГТУ и нагнетателя объединены.

Изменена конструкция муфты и промежуточного вала, что позволило осуществлять взаимную компенсацию осевых усилий нагнетателя и ТНД и иметь один упорный подшипник.

Усовершенствована конструкция уплотнения нагнетателя.

Модернизированы система уплотнения среднего подшипника турбогруппы, элементы системы регулирования и некоторые другие узлы агрегата.

Агрегат ГПА-Ц-6,3

Газоперекачивающий агрегат ГПА-Ц-6,3 является первым отечественным агрегатом, выполненным с приводом на базе авиадвигателя, что позволило существенно повысить его блочно-комплектность. Используется в контейнерном

Рис. 7.7. Общий вид газоперекачивающего агрегата типа ГПА-Ц-6,3

исполнении. Агрегат (рис. 7.7) включает в себя следующие поставочные блоки, соединяемые на месте эксплуатации блок турбоагрегата, всасывающую камеру с контейнером автоматики, воздухоочистительное устройство с шумоглушителем, выхлопное устройство с шумоглушителем, блок маслоохладителей.

Блок турбоагрегата собирается полностью на заводе-изготовителе и состоит из следующих частей. нагнетателя, двигателя, выхлопного устройства, контейнера (укрытия), фундаментной плиты. Контейнер турбоагрегата включает в себя три стыкуемые части. контейнер двигателя, контейнер нагнетателя и среднюю часть. Конструкция контейнера обеспечивает возможность замены двигателя в процессе эксплуатации для осуществления его заводского ремонта. С контейнером турбоагрегата стыкуется всасывающая камера с контейнером автоматики.

Блок воздухоочистительного устройства выполнен в виде вертикальной шахты, монтируемой над всасывающей камерой, и включает в себя шумоглушитель и блок фильтров, предназначенный для очистки воздуха, поступающего в двигатель.

Блок выхлопного устройства состоит из выхлопного патрубка, смесительной камеры, диффузора и шумоглушителя и служит для выброса выхлопных продуктов сгорания двигателя, эжекции воздуха для вентиляции контейнера и глушения шума.

Блок маслоохладителя размещается над средней частью контейнера и состоит из трубчатых аппаратов воздушного охлаждения· двух для охлаждения масла двигателя, двух для охлаждения масла смазки нагнетателя и одного для охлаждения масла уплотнения нагнетателя.

Двигатель НК-12СТ выполнен на базе авиационного турбовинтового двигателя и состоит из следующих элементов. передней опоры, осевого компрессора, камеры сгорания, турбины, электрооборудования, системы смазки, системы регулирования и управления, стартера (турбодетандера). Передняя опора двигателя воспринимает нагрузки корпуса и ротора и содержит передний роликоподшипник и центральный привод. 14-ступенчатый осевой компрессор состоит из входного поворотного направляющего аппарата, корпуса и ротора. Для обеспечения пусковых и переходных режимов над 5, 6, 8 и 9-й ступенями имеются воздухосборники, через клапаны которых осуществляется автоматический перепуск воздуха

Камера сгорания — прямоточная, встроенная, блочная с 12 жаровыми трубами, крепится в узле картера турбины, в котором также размещены передний подшипник турбины и задний подшипник компрессора.

Турбина высокого давления (турбина компрессора) — осевая трехступенчатая, ее ротор вращается в двух роликовых подшипниках.

Турбина низкого давления (свободная турбина) — осевая одноступенчатая, ее консольный ротор вращается в двух подшипниках качения (один роликовый, другой сдвоенный шариковый).

Нагнетатель представляет собой двухступенчатую центробежную машину с горизонтальным разъемом литого корпуса.

Ротор нагнетателя имеет два рабочих колеса диаметром 545 мм, основной и покрывающий диски которых соединены сваркой. Лопатки рабочих колес выфрезерованы в основном диске. Ротор вращается в двух опорных подшипниках скольжения и имеет упорный подшипник и разгрузочный поршень. Гидравлические уплотнения обоих концов вала — втулочного типа.

Масляная система агрегата состоит из систем смазки и уплотнения нагнетателя. Система смазки — принудительная, циркуляционная. Масло ТП-22 через фильтры забирается из маслобака вместимостью 0,8 м^3 с помощью основного шестеренного маслонасоса с приводом от ротора нагнетателя и подается через блок маслоохладителей в напорный коллектор. Основной насос дублируется пусковым электронасосом.

Масло подается в систему смазки двигателя из коллектора смазки нагнетателя. Подшипники двигателя смазываются с помощью насосов, установленных на двигателе. Масляная система двигателя работает по короткозамкнутой схеме, в которой откачивающие насосы подают масло через центрифугу и маслоохладители на вход в нагнетающий насос, минуя маслобак. В маслосистему двигателя входят: масляный агрегат с нагнетающим, подкачивающим и откачивающим насосами и центрифугой; нагнетающий и откачивающий насосы картера турбины; откачивающий насос промежуточной опоры турбины; нагнетающий насос агрегатов регулирования; нагнетающий и откачивающий насосы свободной турбины; масляный фильтр.

В системе уплотнения нагнетателя имеются подкачивающий насос, подающий масло из бака через маслоохладитель в маслонасос высокого давления (оба насоса размещены в корпусе двигателя с приводом от ротора ТВД); блок фильтров тонкой очистки; гидроаккумулятор; регулятор перепада давления «масло — газ»; маслоотводчик; дополнительный фильтр, пусковой винтовой электронасос.

Стартер ВС-12 представляет собой центростремительную турбину (турбодетандер) мощностью 210 кВт, работающую на природном газе давлением 0,4—0,6 МПа.

Агрегат ГПА-10

Газоперекачивающий агрегат ГПА-10 состоит из газотурбинного двигателя ДР59Л судового типа, установленного на раме, и нагнетателя 370-18-1 (или 235), закрепленного на раме-маслобаке.

На раме двигателя также установлены газоотвод для направления выхлопных продуктов сгорания в газоотводящую шахту, блок агрегатов с приводом от ротора компрессора низкого давления через рессору (промежуточный валик) и муфту, блок радиаторов системы охлаждения масла, кожух двигателя, коммуникации и электрооборудование двигателя.

Газотурбинный двигатель выполнен по схеме простого открытого цикла без регенерации тепла выхлопных продуктов сгорания и состоит из осевых компрессоров низкого и высокого давления, трубчато-кольцевой камеры сгорания, турбин высокого и низкого давления и силовой турбины.

Компрессор низкого давления (КНД) и приводящая его во вращение турбина низкого давления (ТНД) образуют каскад низкого давления, компрессор высокого давления (КВД) и приводящая его во вращение турбина высокого давления (ТВД) образуют каскад высокого давления. Каскады кинематически не связаны между собой и вращаются с различной частотой.

Семиступенчатый компрессор низкого давления включает в себя входное устройство, передний корпус, корпус и ротор.

Передний корпус КНД предназначен для размещения передней опоры ротора, входного направляющего аппарата, установки цапф крепления двигателя на пластинчатых опорах, десяти форсунок для промывки проточной части.

Ротор КНД барабанно-дисковой конструкции состоит из семи дисков с лопатками, двух цапф — передней и задней, лабиринтных втулок и трубы, предназначенной для изоляции внутренней полости ротора от возможности попадания масла. Соединение ротора КНД с ротором ТНД осуществляется при помощи внутреннего вала.

Компрессор высокого давления девятиступенчатый и включает в себя переходник для подвода воздуха от КНД, корпус с направляющими аппаратами, ротор и задний корпус Ротор барабанно дисковой конструкции состоит из девяти дисков с лопатками, передней и задней цапф и трубы Задний корпус имеет кольцевой диффузор перед камерой сгорания и служит для размещения задней опоры ротора

Камера сгорания прямоточная, трубчато кольцевого типа, состоит из следующих узлов кожуха с горизонтальным разъемом, десяти жаровых труб с пламяперебрасывающими трубками, диффузора и кожуха вала турбины Топливный газ подводится через коллектор и десять рабочих форсунок

Все турбины — осевые, реактивного типа, двухступенчатые Сопловой аппарат 1-й ступени ТВД выполнен охлаждаемым

Блок агрегатов состоит из выносной коробки приводов, рамы маслобака и установленных на них следующих агрегатов пусковой турбины (турбодетандера), работающей на природном газе, масляного насоса смазки двигателя масляных насосов смазки нагнетателя и системы уплотнения нагнетателя, циркуляционного насоса системы охлаждения масла, центрифуг для сепарирования масла в системе суфлирования, датчика тахометра и датчиков маслосистемы

Система охлаждения масла двухконтурная «масло—вода (антифриз)—воздух», 42 секции теплообменника (радиатора) установлены во входном тракте ГТУ Теплообменные поверхности секций выполнены из латунных трубок плоскоовального сечения с оребрением

Агрегатная система топливопитания и регулирования состоит из блока топливных агрегатов и крана пускового газа

Циркуляционная система смазки ГПА состоит из двух автономных систем двигателя и нагнетателя

В системе смазки двигателя применяется масло для судовых газовых турбин по ГОСТ 10289—62 Система состоит из навесного масляного насоса, фильтра, пускового электронасоса, трех центрифуг, маслоохладителя, расходного масляного бака, нагнетающих и сливных трубопроводов

В системе смазки нагнетателя применяется масло ТП-22 Основные элементы системы масляный бак, центробежный насос, пусковой центробежный насос, сдвоенный обратный клапан, инжектор, маслоохладитель, фильтры, винтовой насос высокого давления, электронасос высокого давления, резервный электронасос постоянного тока, регулирующие и защитные устройства, трубопроводы

Агрегатная система электрооборудования состоит из станции управления ГПА, силового блока, блока питания, ящика автоматов, датчиков Для работы ГПА должно быть обеспечено следующее электропитание напряжением 24 В постоянного тока (1 кВт), напряжением 380 В, 50 Гц переменного тока (100 кВт), напряжением 220 В, 50 Гц (0,25 кВт), напряжением 220 В постоянного тока (0,4 кВт)

Конструкции нагнетателей природного газа типа 370 и 235, входящие в состав ГПА-10, аналогичны конструкциям нагнетателей, применяемых с агрегатом ГТК-10

Агрегат ГТН-16

Конструкция агрегата ГТН-16 является дальнейшим развитием конструкций ГТ-6-750 и ГТН-6, направленным на улучшение рабочих параметров и технико-экономических показателей (удельной мощности, экономичности, блочности и бесподвальной установки), а также на широкую унификацию с указанными типоразмерами

ГТУ и нагнетатель с элементами САР и САУ выполнены на единой раме-маслобаке и образуют транспортабельный блок высокой заводской готовности массой 76 т

Газотурбинная установка изготовлена по схеме простого открытого цикла, без регенерации тепла, с независимым вращением роторов высокого и низкого давления в бесподвальном исполнении Осевой компрессор приводится во вращение двухступенчатой турбиной высокого давления, нагнетатель газа — одноступенчатой турбиной низкого давления

Первые четыре ряда направляющих лопаток компрессора выполнены поворотными, регулируемыми, что обеспечивает устойчивость его работы на пусковых и переменных режимах Компрессор имеет осевой вход воздушного потока, передний подшипник размещен внутри входного патрубка Пусковой турбодетандер расположен сбоку патрубка и соединен с ротором компрессора зубчатой передачей

Камера сгорания — кольцевая с 20 горелками и выносным топливным коллектором Турбина высокого давления — осевая двухступенчатая с охлаждаемым сопловым аппаратом первой ступени

В конструкции турбоблока (рама маслобак, средний подшипник, компоновка кольцевой камеры сгорания, система охлаждения роторов и статора и др) учтен опыт конструирования агрегата ГТН-6 Унифицированы схемы и конструкции и для большей части вспомогательных систем (масляной системы смазки и его охлаждения, системы управления нагнетателя, системы регулирования, электрооборудования и др)

Нагнетатель Н-16 имеет три модификации на ступени сжатия 1,45, 1,37, 1,25, широко (более 80 %) унифицированные по конструктивному исполнению Нагнетатели — одноступенчатые, центробежные с боковым соосным подводом и отводом газа Стальной литой корпус имеет торцевую крышку с быстроразъемной конструкцией ее крепления в корпусе Консольный ротор опирается на два подшипника (один из них — опорно-упорный) и соединен с ротором турбины с помощью промвала и мембранных муфт, допускающих передачу осевого усилия и наличие некоторой расцентровки роторов Упорный подшипник — общий для нагнетателя и ТНД

Система маслоснабжения, объединенная для ГТУ и нагнетателя, обеспечивает смазку подшипников, работу системы регулирования и гидравлическое уплотнение ротора нагнетателя Охлаждение масла — воздушное без промежуточного теплоносителя.

Для повышения надежности в тяжелых климатических условиях применен ряд следующих технических решений Агрегат устанавливается в легкосборном индивидуальном здании Различные комбинации элементов воздухозаборного устройства (воздухоприемные клапаны, защитный козырек, две ступени фильтров, противообледенительная система, шумоглушение) предусматривают возможность работы в различных климатических и погодных условиях Противообледенительная система состоит из двух независимых контуров обогрева входного направляющего аппарата (обогрев высоконапорным воздухом; отбираемым за компрессором), включаемого автоматически, и обогрева воздухозаборного устройства (подогрев с помощью эжекторной системы, использующей низконапорный воздух и продукты сгорания) Автономность ГПА по электроснабжению обеспечивается приводом всех рабочих насосов от его валов (при работе под нагрузкой электроэнергия требуется для привода вентиляторов маслоохладителей и САУ), при кратковременном отключении электроэнергии маслоохладители переключаются для работы на просос в осевой компрессор, а питание САУ осуществляется от сети постоянного тока через статический преобразователь При остановке ГПА масло полностью сливается из воздушных маслоохладителей в маслобак, что облегчает последующий запуск в зимних условиях

Ремонтопригодность и обслуживаемость агрегата ГТН 16 обеспечивают следующие конструктивные особенности

простота разборки и достаточно небольшая масса узлов, снимаемых при ремонте (наиболее тяжелый узел — ротор газогенератора в сборе — 5,3 т),

возможность ремонта подшипников без вскрытия всего агрегата и выемки роторов,

возможность индивидуальной замены рабочих и направляющих лопаток турбины и ступеней А, Б и В компрессора,

секционирование кольцевой камеры сгорания,

взаимозаменяемость узлов и деталей с целью применения агрегатно-узлового метода ремонта,

отсутствие силового крепежа на крышке нагнетателя и консольность ротора,

возможность осмотра проточных частей и камеры сгорания с помощью бороскопа в 11 сечениях

Агрегат ГПА-Ц-16

Газоперекачивающий агрегат ГПА-Ц 16 представляет собой «второе поколение» отечественных ГПА, привод которых выполнен на базе авиадвигателя Разработан с учетом опыта освоения ГПА-Ц 6,3 и в значительной мере унифицирован с ним Выполнен в блочно-контейнерном исполнении и имеет следующие блоки турбоблок с газотурбинным двигателем и нагнетателем, воздухоочистительное устройство, шумоглушитель на входе, камера всасывания, промежуточный блок, блок вентиляции, диффузор, опора выхлопной шахты, шумоглушитель на выхлопе, блоки маслоохладителей, маслоагрегатов, автоматики, пожаротушения, фильтров топливного газа Размеры и масса блоков позволяет транспортировать их железнодорожным, водным и специальным автомобильным транспортом

Внедрение в отечественной практике авиационного газотурбинного привода имеет определенные технико экономические преимущества

привлечение производственных мощностей авиастроения позволяет увеличить объемы поставок ГПА без существенных потребностей в новых производственных мощностях,

наличие двигателей прототипов позволяет сократить срок создания и освоения новых типов ГПО на 2—4 года,

наличие запаса двигателей, отработавших летний ресурс, позволяет использовать их (после соответствующей доработки) для изготовления привода ГПА,

мощности авиастроения используются не только для производства, но и ремонта ГПА,

ГПА авиационного типа наиболее приспособлены к требованиям индустриализации и сокращения срока строительства КС

Газотурбинный двигатель НК-16СТ выполнен на базе авиационного турбовентиляторного двигателя по простой схеме без регенерации тепла и включает в себя компрессор, камеру сгорания и турбину

Рама двигателя крепится к раме ГПА на восьми опорах

Осевой компрессор является модификацией серийного двухконтурного авиадвигателя и состоит из двух каскадов — четырехступенчатого компрессора низкого давления (КНД) и шестиступенчатого компрессора высокого давления (КВД) Для обеспечения устойчивой работы на пусковых и переменных режимах компрессор снабжен противосрывным рабочим кольцом с радиальными канавками на первом рабочем колесе КНД, а также регулируемыми элементами КВД поворотными лопатками входного направляющего аппарата и клапанами перепуска воздуха Двухопорные роторы КНД и КВД размещены на роликовых и шариковых подшипниках

Камера сгорания двигателя — прямоточная кольцевого типа, состоит из следующих основных узлов наружного и внутреннего корпусов, жаровой части с 32 горелками и двух воспламенителей

Турбина газогенератора состоит из ротора турбины ВД, ротора турбины НД, статора и узла опоры Оба каскада турбины газогенератора — одноступенчатые Первая ступень соплового аппарата выполнена охлаждаемой с лопатками дефлекторного типа

Выхлопное устройство турбины обеспечивает повышение экономичности двигателя за счет полезного использования выходной скорости продуктов сгорания и включает в себя затурбинный диффузор, совмещенный с опорой двигателя, осерадиальный диффузор, выхлопную улитку

Центробежный нагнетатель, установленный в турбоблоке, выполнен двухступенчатым, корпус имеет вертикальный разъем Двухопорный ротор с двумя рабочими колесами установлен в подшипниках скольжения и снабжен гидравлическим уплотнением втулочного типа Масляные системы двигателя и нагнетателя разделены, но используют один тип масла ТП 22 Воздушное охлаждение масла непосредственное — «масло—воздух»

Система регулирования двигателя — гидромеханического типа, имеет свой масляный контур, выполненный по замкнутой схеме, со своим нагнетающим насосом и теплообменником

Воздухоочистительное устройство — инерционного жалюзийного типа Автоматическая противообледенительная система обеспечивает подогрев циклового

воздуха 1 ГУ за счет подачи смеси воздуха и продуктов сгорания (эжекторная система) Агрегат снабжен системой промывки осевого компрессора, осуществляющей подачу жидких очистителей при работе ГТУ на пусковом устройстве Автономность электроснабжения обеспечивается приводом насосов смазки и уплотнения от валов ГПА, переключением маслоохладителей для работы на вход ГТУ при временном отключении электроэнергии

Для обеспечения ремонтопригодности и обслуживаемости агрегата ГПА-Ц 16 предусмотрены

модульность конструкции, позволяющая производить замену двигателя в целом и отдельно модуля газогенератора и свободной турбины для производства ремонта на заводе-изготовителе,

наличие устройств, обеспечивающих выкатку закатку двигателя или его модулей,

конструктивные особенности нагнетателя, обеспечивающие облегчение сборки-разборки,

наличие комплекта ЗИП и грузоподъемных устроиств в отсеке нагнетателя,

возможность осмотра проточных частей компрессора, турбины, камеры сгорания и рабочего колеса 1-й ступени нагнетателя с помощью эндоскопов,

системы диагностики (вибрационная и параметрическая), обеспечивающие контроль технического состояния элементов ГПА при его работе

Агрегат ГТН-25

Агрегат ГТН-25 является блочным автоматизированным агрегатом промышленного типа для бесподвальной установки на КС Газотурбинная установка выполнена по простому циклу, трехвальной, с прямоточным движением рабочего тела и осевым входом в компрессор Выхлоп продуктов сгорания в зависимости от конкретных условий компоновки КС может осуществляться вверх или в сторону Размещается агрегат в легкосборном индивидуальном здании (укрытии) с разделительной стенкой между помещениями ГТУ и нагнетателя

Особенности конструкции (бесподвальность, блочность, заводская готовность блоков, укрупнение мощностей сопутствующего станционного оборудования и др) улучшают строительные технико экономические показатели КС (увеличение плотности застройки на 35—40 %, сокращение объема строительно монтажных работ и трудоемкости строительства на 40—50 %)

Основные блоки ГПА блок газогенератора (масса 70 т), блок силовой турбины (23 т), патрубок выхлопной (7 т), блок маслоснабжения с сопутствующим вспомогательным оборудованием, блоки нагнетателя (44,5 т), установка воздушного охлаждения масла, комплексное воздухозаборное устройство

Турбокомпрессорная группа включает в себя осевой компрессор, выполненный по двухкаскадной схеме и состоящий из двух компрессоров (низкого и высокого давления), турбины высокого и низкого давления для привода этих компрессоров, силовую турбину для привода нагнетателя, кольцевую камеру сгорания

Два ротора компрессора последовательно расположены в общем корпусе Роторы дискового типа со стяжками Оба ротора лежат на трех подшипниках скольжения, один из которых опорно-упорный Вход воздуха в компрессор — осевой Внутри обтекателя переднего подшипника расположено валоповоротное устройство В корпусе среднего подшипника между КНД и КВД смонтированы расцепное устройство и передачи к пусковому турбодетандеру и валоповоротному устройству На проставке между каскадами осевого компрессора установлены 10 сбросных клапанов

Противообледенительная система служит для обогрева горячим воздухом после компрессора лопаток входного направляющего аппарата, ребер и конфузора входного патрубка

Корпус опорно-упорного подшипника ротора высокого давления расположен внутри корпуса камеры сгорания, поэтому он снабжен развитой системой воздушного охлаждения с использованием воздуха за 3-й ступенью КНД

Все турбины — одноступенчатые. Охлаждаемые сопловые лопатки ТВД выполнены литыми, полыми, объединечными пайкой в сегменты Сопловые лопатки ТНД также полые, но без охлаждения Силовая турбина снабжена развитым диффузором

Камера сгорания — встроенная прямоточная, кольцевого типа Горелочное устройство состоит из стабилизаторов — горелок, выполненных в виде четырех концентричных колец Наружная и внутренняя жаровая трубы выполнены составными из отдельных элементов по окружности

Масляная система общая для ГТУ и нагнетателя с использованием масла типа ТП-22 Система охлаждения масла — прямая воздушная. Стальные маслопроводы высокого давления (напорные) в наиболее пожароопасных местах выполнены внутри сливных маслопроводов («труба в трубе»)

Пуск агрегата осуществляется турбодетандером мощностью 300 кВт, вращающим ротор высокого давления и работающим на природном газе Предусматривается возможность отбора сжатого воздуха от осевого компрессора до 1,7 кг/с и давлением 0,6 МПа для станционных технологических нужд На входе компрессора предусмотрено устройство для периодической очистки (промывки) компрессора при работе агрегата под нагрузкой Система регулирования агрегата — электропневматическая

Нагнетатель типа 650 представляет собой полнонапорную двухступенчатую центробежную машину, предназначенную для параллельной схемы работы на КС Вместе со вспомогательным оборудованием и первичными датчиками САУ нагнетатель смонтирован на раме и представляет собой транспортно-монтажный блок Стальной литой корпус нагнетателя имеет один вертикальный монтажный и технологический разъемы На крышке, соединяемой с корпусом шпильками, укреплен корпус одного из подшипников с уплотнением

Вся ходовая часть машины, включая ротор, неподвижные элементы проточной части, уплотнения и подшипники образуют единый узел-пакет, который может быть легко заменен в условиях эксплуатации

Двухступенчатый ротор размещается в двух подшипниках, один из которых опорно-упорный Рабочие колеса — сварные, закрытого типа Уплотнение — масляное, торцевого контактного типа

Элементы вспомогательных систем и устройств нагнетателя в значительной степени унифицированы с другими конструкциями ПО «Невский завод» (например, типов 520 и 235)

Автономность агрегата от внешнего электроснабжения обеспечивается приводом уплотнительного насоса от вала нагнетателя, приводом главного маслонасоса от расширительной турбины, питающейся воздухом от осевого компрессора, наличием преобразователя постоянного тока в переменный, возможностью прососа циклового воздуха через маслоохладители

Ремонтопригодность агрегата обеспечивают модульность конструкции газогенератора, позволяющая производить замену его элементов для последующего заводского ремонта, возможность осмотра горячих узлов без разборки с помощью оптических приборов, системы параметрической и вибрационной диагностики ГТУ, выполнение ходовой части нагнетателя в виде единого заменяемого пакета-гильзы, оснащение агрегата комплектом специального инструмента для разборки-сборки, достаточные площади и грузоподъемные средства индивидуального здания, позволяющие при необходимости провести полную разборку всех узлов в пределах этого здания

ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫЕ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ АГРЕГАТЫ (ЭГПА)

Электроприводной газоперекачивающий агрегат включает в себя электродвигатель, центробежный нагнетатель, повышающий редуктор (мультипликатор) и вспомогательное оборудование (масляную систему, систему автоматического управления, регулирования и защиты, систему охлаждения масла и воздуха, уплотнения нагнетателя и др)

Технологические параметры ЭГПА (табл 7 3) близки к технологическим параметрам ГГПА, так как имеют высокую степень унификации с соответствующим типоразмером центробежного нагнетателя Сферы использования ЭГПА или ГГПА определяются технико-экономическим анализом ЭГПА имеют ряд преимуществ перед другими типами привода меньшие капитальные затраты на строительство, более высокая надежность, меньшая пожароопасность, сокращение обслуживающего персонала С другой стороны, имеется ряд факторов, которые ограничивают сферу использования ЭГПА отсутствие развитых энергети-

Таблица 7.3

Основные технические показатели электроприводных ГПА

Показатели	Марки ГПА			
	АЗ-4500-1500	СТМ-4000-2	СТД-4000-2	СТД-1500-2
Номинальная мощность, мВт	4,5	4,0	4,0	12,5
Напряжение, кВ	6,0	6,0	6,0/10,0	6,0/10,0
Сила тока статора, А	520	445	438/265	1368/820
Частота вращения ротора двигателя, об/мин	1490	3000	3000	3000
Коэффициент мощности	0,87	0,9	0,9	0,9
К п д двигателя	0,956	0,975	0,974	0,979
Тип возбудителя	—	ПВ 92	ПВ-92/БВУ-2Ф	ВТ-75
Мощность возбудителя, кВт	—	39	39/40	75
Напряжение возбуждения, В	—	122	101/103	226
Сила тока возбуждения, А	—	320	280/294	290
Расход охлаждающей воды, $м^3/ч$	54	54	52	74
Расход воздуха воздухоохладителем, $м^3$ с	—	4,0	3,2	8 5
Тип центробежного нагнетателя	280-11-1	280 11 6	280 11 6	370-18 2
Производительность нагнетателя, млн. $м^3$/сут	13 0	13,0	13,0	37,0
Политропический к п д нагнетателя	0,84	0,84	0,84	0,85
Давление на входе нагнетателя, МПа	4,39	4,39	4,39	6,05
Давление на выходе нагнетателя, МПа	5,49	5,49	5,49	7,45
Степень сжатия нагнетателя	1,25	1,25	1,25	1 23
Частота вращения ротора нагнетателя, об/мин	7950	7980	7980	4800
Удельные потери масла, кг ч	0,2	0 2	0,3	0 5
Высота площадки обслуживания, м	4,2	4,2	4,2/0,0	0,0
Масса двигателя, т	26,8	20,0	12,9	25,5
Масса нагнетателя с редуктором, т	24,2	24,2	24,2	52,4
Масса ГПА, т	51,0	44,2	37,1	77,9
Удельная масса, кг кВт	12,8	11,0	9,3	6,2
Общий ресурс, тыс ч	120	120	100	100

ческих систем в районах преимущественного пролегания крупных магистральных газопроводов, длительность строительства и капиталоемкость энергетических мощностей в этих районах, недостаточная надежность ЛЭП в условиях удаления от ЕЭС, нерегулируемость электропривода по частоте вращения, наличие в составе ГПА редуктора

В первых типоразмерах ЭГПА использовались асинхронные электродвигатели с фазным ротором, которые затем были модернизированы с использованием короткозамкнутого ротора (двигатели типа АЗ)

Последующие типоразмеры ЭГПА выполнены с синхронными двигателями с реакторным способом пуска (СТМ-4000-2, СТД-12500 2) и прямым пуском непосредственно от сети (СТД-4000-2)

Электродвигатель СТМ-4000-2 спарен через редуктор с центробежным нагнетателем Двигатель не имеет специальной пусковой обмотки Роль пусковой обмотки выполняет массивная бочка ротора Двигатель СТМ-4000-2 закрытого исполнения Статор устанавливается на собственной фундаментной плите, ротор — на двух стояковых подшипниках Корпус статора стальной, сварной Сердечник статора собран из сегментов электротехнической стали толщиной 0,5 мм, покрытых изолирующим лаком Для лучшего охлаждения сердечник выполнен из отдельных пакетов, между которыми расположены радиальные каналы Обмотка статора закреплена в пазах гетинаксовыми клиньями Изоляция обмотки статора компаундированная Обмотка статора имеет шесть выводов — выведены начала и концы фаз Ротор изготовлен из цельной стальной поковки (бочки) В бочке ротора фрезеруются пазы для укладки обмотки возбуждения Изоляция обмотки ротора имеет допустимую температуру изоляции 130 °С На торцах центрирующих колец укреплены вентиляторы, обеспечивающие циркуляцию воздуха для охлаждения электродвигателя Контактные кольца ротора электродвигателя стальные Кольца расположены с двух сторон — между крышками статора и подшипниками На крышках статора укреплены щеточные траверсы со щеткодержателями Корпус статора с торцов закрыт внутренними и наружными щитами Внутренние щиты разделяют зоны высокого и низкого давления охлаждающего воздуха К внутренним щитам крепится воздухоразделительное кольцо для распределения воздуха при поступлении его на лопатки вентилятора и устранения завихрений Наружные щиты предназначены для подвода воздуха к вентиляторам и образуют камеру пониженного давления Электродвигатель имеет подшипники скольжения с принудительной системой смазки Масло поступает к валу ротора через патрубок, отверстия в стояке и вкладыше подшипника, оно обтекает его по концентрической канавке в верхней половине вкладыша, омывая и охлаждая поверхность вала Часть масла увлекается валом в нижнюю половину вкладыша, где оно выполняет функцию смазки К стояку подшипника прикреплен болтами сливной патрубок, снабженный застекленным люком для наблюдения за струей стекающего масла

В настоящее время наибольшее распространение на КС газопроводов получили синхронные двигатели СТД 4000-2 и СТД 12500 2 Указанные двигатели выпускаются в закрытом исполнении с замкнутым циклом вентиляции, с одним рабочим конусом вала, который соединяется с валом центробежного нагнетателя посредством муфты через редуктор Статор двигателя состоит из пакетов, разделенных вентиляционными каналами Пакеты набираются из дисков или сегментов электротехнической стали, аналогично электродвигателю типа СТМ Изоляция обмотки статора типа «Монолит-2», класса нагревостойкости «В»

Ротор двигателя изготовляется из цельной стальной поковки В бочке ротора выполняются чередующиеся разновысокие пазы, в которых укладывается и опрессовывается обмотка возбуждения с изоляцией На поверхности бочки ротора выполнено рифление для увеличения поверхности теплоотдачи На роторе устанавливаются центробежные вентиляторы и направляющие аппараты, обеспечивающие безударный вход воздуха в вентиляторы Опорой ротора служат литые стояковые подшипники скольжения с циркуляционной смазкой под давлением

Двигатели имеют шесть маркированных шинных выводов, выведенных вниз статора

Возбуждение осуществляется одним из следующих устройств тиристорным возбудительным устройством серии ТВУ-2, бесщеточным возбудительным устройством серии БВУ, электромашинным возбудителем серии ВТ

Модификации электродвигателей типа СТДП являются взрывозащищенными, продуваемыми под избыточным давлением чистым воздухом В остальном принципиальные конструктивные решения аналогичны электродвигателям типа СТД (рис 7 8)

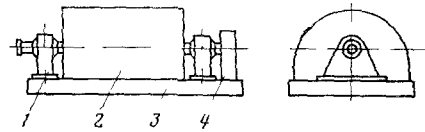


Рис 7 8 Общий вид и габариты электродвигателей типа СТД

1 — подшипники, *2* — электродвигатель *3* — фундаментная плита, *4* — возбудитель

В ЭГПА применяются системы автоматики, аналогичные системам автоматики газотурбинных ГПА (типа «Электра» или А-705-15), обеспечивающие полную автоматизацию агрегата по процессам контроля, защиты, сигнализации, управления и вписывающиеся в централизованную систему автоматики КС Редукторы, используемые в ЭГПА, являются одноступенчатыми шевронными ускорителями с горизонтальным расположением осей силовой зубчатой передачи, валы которой вращаются в подшипниках скольжения с принудительной смазкой

Конструкция нагнетателя и его вспомогательных систем (масляной, гидравлического уплотнения ротора, регулирования и защиты) аналогичны конструкциям подобных типоразмеров для газотурбинных ГПА

В объединенной масляной системе двигателя, редуктора и нагнетателя используется турбинное масло типа ТП-22.

Укрупнение электродвигателей приводит, естественно, к необходимости обеспечения их эффективной системой охлаждения, которая при больших мощностях занимает видное место как в капитальных вложениях, так и в эксплуатационных показателях работы КС с электроприводными ГПА

Система охлаждения электроприводных ГПА включает в общем виде две системы *охлаждения смазочного масла и охлаждения воздуха двигателя.* Система охлаждения масла должна обеспечивать отвод тепла от подшипников нагнетателя, редуктора и двигателя Система охлаждения воздуха должна обеспечивать охлаждение тепловыделяющих элементов статора и ротора двигателя До настоящего времени обе системы охлаждения выполнялись двухконтурными Система охлаждения масла включала маслоохладитель и водоохлаждающее устройство, как правило, открытого типа (градирня) Система охлаждения воздуха была построена по этому же принципу, только вместо маслоохладителя использовался воздухоохладитель Названные системы нельзя признать оптимальными с точки зрения теплотехнической, что предопределило их повышенную металлоемкость и значительные энергозатраты на собственные нужды — обеспечение циркуляции двух видов теплоносителей, а также охлаждающего воздуха в градирнях. Наличие градирен, в свою очередь, требовало значительных затрат по подготовке охлаждающей воды и ее периодической подпитки

Применение разработанных во ВНИИГАЗ закрытых систем воздушного охлаждения масла исключает практически необходимость в подпитке охлаждающей воды, а отсутствие в воде загрязнений обеспечивает стабильную работу маслоохладителей в течение всего периода их эксплуатации

Для охлаждения воздуха в электродвигателях типа СТД используются воздухоохладители, расположенные по боковым поверхностям статора (два ВО на двигатель), включаемые в комплект поставки двигателя Воздухоохладители собираются из латунных трубок с цельнокатаным алюминиевым наружным оребрением, завальцованных в трубных решетках, крышек со штуцерами для подвода и отвода воды, рам жесткости и воздуховодов. Циркуляция воздуха осуществляется центробежными вентиляторами, установленными на роторе двигателя В трубном пространстве воздухоохладителя циркулирует охлаждающая вода, что и вызывает необходимость применения латунных трубок

В системе охлаждения воздух движется следующим образом Нагретый в двигателе, он проходит через воздухоохладитель, где охлаждается и поступает в пространство между торцевыми щитами, откуда направляется на прием вентиляторов в зону низкого давления Далее вентиляторами воздух нагнетается в зону высокого давления — лобовых частей обмотки статора Из зоны высокого давления воздух разветвляется на две струи Первая проходит в зазор и через радиальные каналы между крайними пакетами железа выходит под обшивку статора —

зону горячего воздуха Вторая струя по перепускным каналам проходит к средним пакетам статора и, пройдя по радиальным каналам между ними, попадает в воздушный зазор двигателя, откуда через каналы крайних пакетов железа выходит под обшивку статора, смешиваясь с первой струей Далее воздух через боковые окна в обшивке статора вновь поступает в воздухоохладитель Часть воздуха из зоны высокого давления направляется к ротору. Интенсивное охлаждение лобовых частей обмотки ротора достигается направленным движением потока воздуха по каналам в распорках и клиньях.

Для электродвигателей типа СТД допустимая температура обмотки статора 120, обмотки ротора — 130 °С Номинальная температура воздуха, поступающего в двигатель, 40 °С Мощность двигателя в зависимости от температуры входящего в него воздуха изменяется следующим образом

Температура входящгео воздуха, °С	50	45	40	30 и менее
Максимальная мощность в процентах от номинальной при cos φ — 0,9	87	95	100	106

Температура воды, поступающей в воздухоохладитель, должна быть не более 30 °С при ее расходе в оба охладителя 56 м³/ч (для двигателеи мощностью 4000 и 5000 кВт) и 74 м³/ч (для двигателей большей мощности).

Двухконтурную систему охлаждения воды с использованием аппаратов воздушного охлаждения (АВО) можно применять только для центральных и северных районов, однако это менее рационально, нежели для двухконтурной системы охлаждения масла, из-за малого значения разности между температурой воды на выходе из АВО и расчетной температурой атмосферного воздуха Результаты расчетов стандартизованных АВО типа АВМ для двигателей серии СТД при расчетной температуре атмосферного воздуха 25 °С следующие

Мощность электродвигателя, кВт .	4000	5000	6300	8000	10 000	12 500
Поверхность охлаждения АВО по оребренным трубам, м²	930	930	1295	1860	1860	2325
Необходимое число АВО	3	3	3	4	4	5

Исключить охлаждающую воду из системы охлаждения двигателя можно, заменив воздухоохладитель «вода—воздух» на воздухоохладитель «воздух—воздух» Наиболее рациональны для этих условий охладители пластинчатого типа Они конструктивно просты, компактны и имеют достаточно развитые поверхности охлаждения с обеих сторон теплоносителей

Для КС, которые в летнии период эксплуатации не имеют 100 %-ной нагрузки по мощности двигателей, потребные поверхности охлаждения воздухоохладителя (ВО) могут быть значительно уменьшены за счет повышенного температурного напора теплоносителей Для КС, расположенных в южных районах, где температура атмосферного воздуха в летний период может быть выше расчетнои (30 °С), целесообразно перед подачей охлаждающего воздуха в ВО пропускать его через специальную камеру увлажнения в целях понижения температуры окружающего воздуха до температуры по смоченному термометру либо близкого к ней значения При исходной температуре атмосферного воздуха 40 °С, относительной влажности воздуха 40 % и давлении 760 мм рт ст путем увлажнения воздуха до относительной влажности 90 % его температура понижается на 10 °С, т е до номинальной температуры для работы ВО Для рассмотренного режима работы камеры увлажнения, рассчитанной по *I—d*-диаграмме, потребный расход воды на увлажнение воздуха в зависимости от мощности двигателей СТД следующий

Мощность двигателя, кВт	4000	5000	6300	8000	10 000	12 500
Расход воды на увлажнение, м³/ч	0,04	0,05	0,06	0,06	0,105	0,105

Расход воды, необходимой для увлажнения воздуха, незначителен, продолжительность ее потребления составляет несколько часов в сутки, поэтому такой расход воды может быть обеспечен даже на КС, расположенных в районах с ограниченными водными ресурсами Годовой расход воды для увлажнения воздуха может быть рассчитан исходя из годовой суммарнои продолжительности температур воздуха выше 30 °С для рассматриваемого ранона

Анализ показал, что для КС с ЭГПА, располагаемых в любых климатических районах страны, может быть рекомендована система воздушного охлаждения масла и воздуха (рис 7 9) Эта система полностью исключает потребление охлаждающей воды и состоит из подконтуров охлаждения масла электродвигателя *1* и нагнетателя с редуктором *6* Масло циркулирует в подконтурах от насосов *7*, а охлаждается в АВО *8*, оборудованном устройствами рециркуляции охлаждающего воздуха Вместо двух подконтуров охлаждения масла может быть запроектирован один общий контур охлаждения масла электродвигателя и приводимого агрегата Охлаждающий воздух циркулирует во внутреннем контуре охлаждения электродвигателя от центробежных воздуходувок *2* установленных на роторе электродвигателя *1* Воздух охлаждается в воздухоохладителе *3* типа «воздух — воздух» Воздух наружного контура засасывается из атмосферы центробежными вентиляторами *4*, пройдя камеру увлажнения *5*, поступает в воздухоохладитель *3*, откуда после отвода теплоты от воздуха внутреннего контура выбрасывается в атмосферу Такая система охлаждения экономически эффективна Проведенные во ВНИИГАЗ исследования показывают, что с целью дальнейшего снижения капитальных и эксплуатационных затрат и повышения надежности работы электроприводных ГПА весьма рационально на обоих концах ротора параллельно центробежным воздуходувкам *2* устанавливать центробежные вентиляторы, соединенные воздуховодами с воздухоохладителями и атмосферой Такое выполнение системы охлаждения наряду с повышением эффективности дает возможность значительно увеличить автономность агрегата в результате ликвидации центробежного вентилятора *4* с независимым приводом

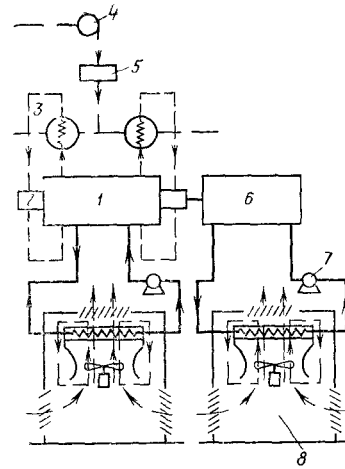


Рис 7 9 Система воздушного охлаждения ЭГПА

ПОРШНЕВЫЕ И КОМБИНИРОВАННЫЕ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ АГРЕГАТЫ

Поршневой ГПА (ПГПА) представляет собой агрегат, состоящий из газового двигателя и поршневого компрессора, соединенных общим коленчатым валом (газомотокомпрессор ГМК) или муфтой (спаренные ПГПА)

Современные ПГПА имеют ряд особенностей, обеспечивающих целесообразное их использование в различных областях газовой, нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности Указанные агрегаты могут изменять степень повышения давления в пределах от 1,15 до 3 0 и более при 100 %-ной загрузке привода и практически неизменном к п д Эта особенность ПГПА делает их весьма эффективными не только при наиболее экономичных для современных магистральных газопроводов степенях повышения давления 1,35—1,5, но и на КС, работающих при изменении степени повышения давления в более широких пределах, — дожимных и головных КС, узловых КС перед газопроводами-отводами с большой неравномерностью газопотребления и др Кроме того, при использовании этих агрегатов обеспечивается возможность в широких пределах изменять шаг между КС на магистральных газопроводах

Эксплуатация ПГПА характеризуется высокой эффективностью адиабатический к п д современных поршневых компрессоров ПГПА составляет 86—88 % Приводной двигатель ПГПА имеет высокий к п д , значительно превышающий к п д остальных применяемых на газопроводах агрегатов К п д современных газовых поршневых двигателей при работе на номинальном режиме составляет 0,37—0 38 и в отдельных моделях доходит до 0,40—0,42 Перечисленные особенности рабочего процесса современных ПГПА позволяют обеспечить

Таблица 7.4

Основные технические показатели поршневых ГПА

Марка ГПА	Мощность, кВт	Частота вращения вала, об/мин	Число цилиндров двигателя	Наибольшее число цилиндров компрессора	К п д. двигателя	Модификация				
						Давление, МПа		Подача, млн м³/сут	Масса, т	Удельная масса, кг/кВт
						всасывания	нагнетания			
Поршневые ГПА										
ГМ8	441	600	8	4	0,275	0,3—0,35	1,3—1,5	0,120—0,166	25,2	57
10ГКМ	736	300	10	5	0,226	2,5	5,5	0,554	58,5	79,7
10ГКН	1104	300	10	5	0,30	3,0—3,8	5,6	0,984—1,248	63,6	57,6
МК8	2060	300	8	4	0,36	2,5—4,3	5,6	1,54—5,28	126,8	60,8
ГПА-5000 *	3680	375	16	6	0,35	3,1—4,4	5,6	4,5—10,5	127	34,5
ДР-12	5500	330	12	6	0,36	3,5—4,5	5,6	8,04—13,3	270	49,0
Комбинированные электроприводные ГПА										
6М25-210/3-56	4000	375	—	6	0,96	0,25—0,45	5,6	0,68—0,87	110	27,2
6М25-140/35-56	5000	375	—	6	0,96	3,5—4,0	5,6	7,48—9,14	112,3	22,5
4М25-76/35-56	2500	300	—	4	0,96	3,5—4,4	5,6	4,15—5,85	75,6	30,3

* Спаренный ПГПА, остальные — ГМК

значительную экономию топливного газа при их использовании на КС вместо других типов ГПА

Газовые двигатели современных ПГПА при низких температурах окружающего воздуха могут неограниченное время развивать мощность, превышающую на 20—25 % значения, соответствующие летнему периоду с высокими температурами наружного воздуха, компрессорная часть агрегатов позволяет без каких-либо переделок реализовать это повышение мощности и увеличить производительность агрегатов

Как и все поршневые компрессоры, ПГПА обеспечивают степень повышения давления в одной ступени до 3 и более, что позволяет достигать требуемого повышения давления с минимальным числом ступеней сжатия Соответственно упрощается технологическая обвязка ГПА, системы управления и регулирования и др

На большинстве объектов газовой промышленности необходимое повышение давления при использовании ПГПА может быть обеспечено сжатием газа в одной ступени *На КС газопроводов ПГПА работают параллельно, что позволяет наращивать* мощность КС в соответствии с необходимым увеличением пропускной способности газопровода и повышает надежность работы

Существующие конструкции ПГПА позволяют достигать высоких абсолютных значений давления нагнетания — до 70 МПа Отечественное машиностроение выпускает газомотокомпрессоры с максимальным давлением нагнетания до 35 МПа, что дает возможность применять их для закачки газа в пласт при разработке газоконденсатных месторождений для интенсификации добычи нефти и др

Запуск и загрузка ПГПА требуют относительно небольшого времени (до 10 мин), что обеспечивает оперативность управления ими

Вместе с тем ПГПА отличаются относительно большой массой и габаритами, а их применение связано с большими капиталовложениями (как на сам ГПА, так и на здания, фундаменты) ПГПА требуют при работе значительного количества смазочного масла

Цикличность подачи газа поршневыми компрессорами приводит иногда к пульсациям давления газа и вибрациям технологических трубопроводов и ГПА, для предотвращения которых необходимы специальные мероприятия

Особенности ПГПА обусловили следующие основные области их применения головные и линейные КС магистральных газопроводов и их отводов, дожимные КС газовых месторождений, закачка (отбор) газа в (из) ПХГ, сбор и транспорт попутных газов, сжатие газа на газоперерабатывающих, нефтеперерабатывающих, химических и других заводах, закачка газа в пласт на газоконденсатных и нефтяных месторождениях, сжатие хладоагента в холодильных установках (при низкотемпературной сепарации газа и др) Кроме того, современные ПГПА могут применяться на самых разнообразных объектах на химических комбинатах по производству аммиака, для закачки выпускных газов двигателей в пласт, для перекачки по трубопроводам углекислого газа и др

В настоящее время отечественная промышленность выпускает ПГПА агрегатной мощностью от 440 до 5500 кВт (табл 7 4)

Газомотокомпрессор типа МК8

По сравнению с газомотокомпрессорами 10ГК и 10ГКН ГМК МК8 имеют повышенную агрегатную мощность, более высокие к п д как силовой, так и компрессорной части, эти ГМК способны работать с высокими к п д в широком диапазоне степеней повышения давления ГМК МК8 полностью автоматизированы и приспособлены для управления с диспетчерского пункта станции

Газомотокомпрессор МК8 (рис 7 10) представляет собой стационарный агрегат, состоящий из восьмицилиндрового рядного двухтактного газового двигателя и четырехцилиндрового горизонтального поршневого компрессора двойного действия, смонтированных под прямым углом на фундаментной раме с общим коленчатым валом Технические данные ГМК МК8 приведены в табл 7 5

Фундаментная рама, блок, крышки цилиндров двигателя, направляющие крейцкопфов и компрессорные цилиндры ГМК МК8 соединяются шпильками, образуя прочную и жесткую конструкцию (остов ГМК) Фундаментная рама отлита из чугуна Коробчатый поддон рамы служит маслосборником и способствует увеличению ее жесткости Во внутренних поперечных перегородках рамы

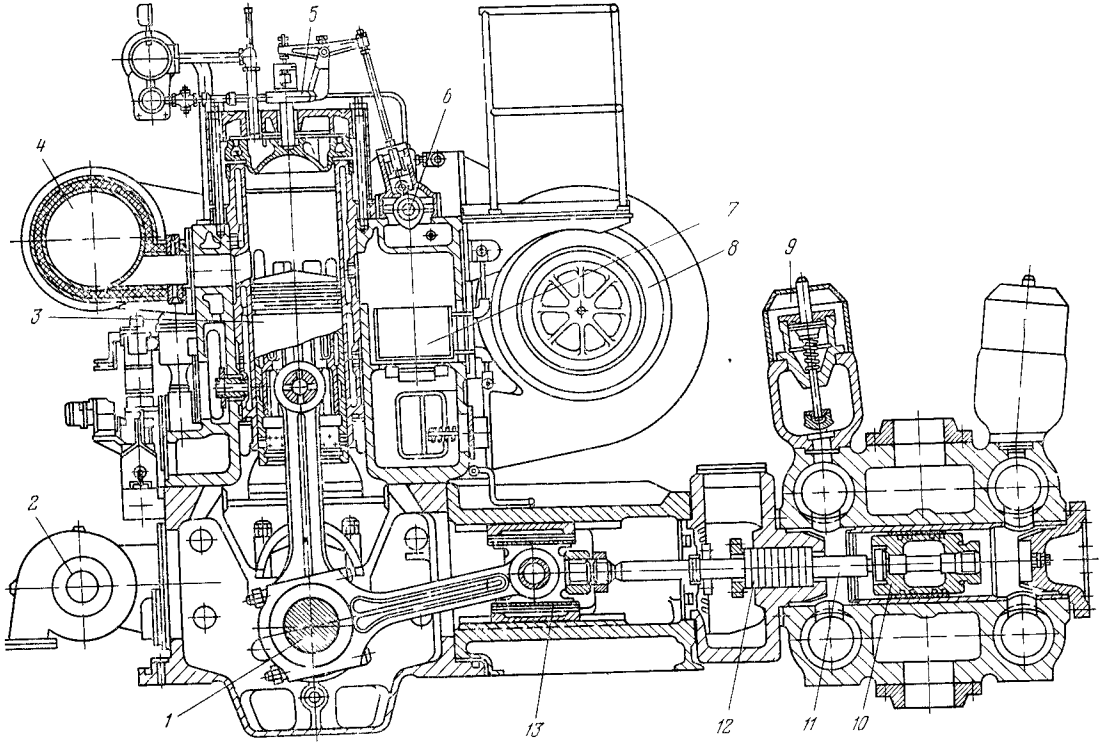


Рис. 7 10. Поперечный разрез ГМК МК8

1 — коленчатый вал *2* — водяной насос, *3* — поршень двигателя, *4* — выпускной коллектор, *5* — газовыпускной клапан, *6* — распределительный вал *7* — охладитель наддувочного воздуха, *8* — турбонагнетатель, *9* — регулятор производительности *10* — поршень компрессора *11* — шток, *12* — сальник, *13* — крейцкопф

Таблица 7 5

Технические данные двигателей ПГПА ГМ8, МК8, ДР12 и ГПА-5000

Параметры	Марка ПГПА			
	ГМ8	МК8	ДР12	ГПА 5000 (двигатель 61ГА)
Диаметр цилиндра, мм	220	435	508	230
Длина хода поршня, мм	225	485	508	2×30
Средняя скорость поршня, м/с	4,5	4,85	5,58	7,1
Степень сжатия	6,5	7,5	8	11
Давление наддува, МПа	0,160—0,165	0,15—0,17	0,185—0,205	0,175—0,160
Давление газа в выхлопном коллекторе, МПа	—	0,138—0,157	0,160—0,165	0 160—0,164
Расход воздуха, тыс м³/ч	8	21—23	50	30
Температура воздуха в ресивере, °С, не более	60	50	60	50
Максимальное давление сгорания, МПа	5,5	5,1	6,0	7,0
Среднее эффективное давление, МПа	0,658	0,734	0,844	0,8
Температура выхлопных газов, °С, не более	460	400	400—470	380—400
Габаритные размеры ПГПА *, мм				
длина	6,6	9,2	10,8	16,5
ширина	3,4	5,2	10,6	10,5
высота	4,0	3,3	5,2	5,1

* Габаритные размеры указаны для модификаций ГПА с давлением нагнетания 5 6 МПа

находятся отлитые заодно с перегородками постели рамовых подшипников Вкладыши коренных подшипников изготовлены из алюминиевого сплава

Коленчатый вал ГМК МК8 — цельнокованый, из легированной стали На 1-, 4-, 6- и 8-й мотылевых шейках располагаются по два шатуна — двигателя и компрессора На щеках четырех колен закреплены противовесы К переднему концу вала крепятся демпфер и полумуфта привода масляного насоса Демпфер служит для гашения крутильных колебаний вала и состоит из стального корпуса, внутри которого на ступице вращается чугунный маховик с запрессованными в него бронзовыми втулками Между маховиком и корпусом имеется зазор, который заполняется высоковязкой силиконовой жидкостью При взаимном смещении корпуса и маховика демпфера при их вращении энергия крутильных колебаний гасится, расходуясь на трение в силиконовой жидкости, и переходит в тепло На заднем конце вала находятся звездочки привода вспомогательных механизмов и маховик

В отличие от ГМК марки 10ГК на ГМК МК8 цилиндры двигателя объединены единым блоком Блок цилиндров, имеющий форму параллелепипеда, отлит из чугуна и разделен поперечными перегородками на восемь отсеков, в которых располагаются втулки цилиндров На верхней части блока со стороны компрессорных цилиндров расположен картер распределительного вала Полости под распределительным валом образуют ресивер продувочного воздуха С противоположной стороны блока у каждого цилиндра отлиты патрубки для отвода газов в прикрепленный к блоку выпускной коллектор

Поршень двигателя — составной, охлаждаемый маслом Головка поршня, юбка и расположенная в ней вставка с пальцем стягиваются четырьмя шпильками, ввернутыми во фланец головки Места соединений уплотнены кольцами из маслотермостойкой резины

Имеющая коническую верхнюю часть головка отлита из специальной стали, днище имеет оребрение, повышающее его жесткость и улучшающее отвод тепла Юбка и вставка отлиты из чугуна В бобышках вставки неподвижно закреплен стальной поршневой палец с закаленной полированной рабочей поверхностью

В канавках головки поршня располагаются пять компрессионных колец, одно компрессионное кольцо и два маслосъемных в канавках юбки Через сверления в стержне шатуна и поршневом пальце охлаждающее масло из системы циркуляционной смазки поступает в пространство между юбкой и вставкой поршня, затем в полость головки Через трубки и маслоуловители, закрепленные на блоке, масло сливается в картер

Втулки цилиндров отливаются из чугуна и имеют водяную рубашку Лубрикаторная смазка подводится к зеркалу цилиндра в четырех точках В теле втулки выполнено шесть продувочных и четыре выхлопных окна Высокое качество продувки цилиндра обеспечивается тем, что впускные окна имеют направления, создающие полный охват потоками воздуха всей внутренней полости цилиндра Четыре окна (по два крайних) имеют небольшой наклон, соответствующий примерно углу наклона конуса головки поршня Два средних окна имеют большой угол наклона, что придает струе воздуха, проходящего через эти окна, направление вверх, вдоль оси цилиндра В результате воздух, проходящий через четыре боковых окна, очищает среднюю часть цилиндра, а воздух, прошедший через средние окна, очищает верхнюю часть цилиндра. Выхлопные окна имеют угол наклона, соответствующий углу конуса головки поршня

На двухтактном двигателе ГМК МК8 применен одноступенчатый (так называемый «чистый») газотурбинный наддув

Особенности газотурбинного наддува двухтактных двигателей связаны в основном с большими удельными расходами продувочного воздуха и низкими температурами выпускных газов Трудности наддува двухтактных дизелей, в частности с контурной продувкой, привели к тому, что в большей части этих двигателей наддув осуществляется в две ступени, одной из которых является приводной компрессор, а другой — турбонагнетатель Газотурбинный наддув газовых двигателей упрощается в связи с более высокой (по сравнению с дизелями) энергией выпускных газов перед турбиной, обусловленной более низкими коэффициентами избытка воздуха при сгорании — 1,3—1,6 (у дизелей 1,7—2,2), более низкими степенями сжатия (расширения) — 7—13 (у дизелей 13—20)

Система газотурбинного наддува ГМК МК8 работает следующим образом Воздух, пройдя воздушный фильтр, засасывается компрессорным колесом турбокомпрессора и направляется в распределительный воздуховод-ресивер, отлитый внутри блока цилиндров и распределяющий воздух по отдельным моторным цилиндрам

Прежде чем попасть в цилиндр, воздух проходит через восемь индивидуальных воздушных холодильников, установленных по одному перед каждым моторным цилиндром Отработавшие газы собираются в выхлопном коллекторе и направляются на газовую турбину турбокомпрессора

Особый интерес представляет конструкция турбокомпрессора, работающего от выпускных газов и имеющего специальную гидромеханическую связь с коленчатым валом Турбокомпрессор состоит из закрепленных на общем валу одноступенчатого компрессорного колеса центробежного типа и двух турбинных колес

Для обеспечения высокого к п д турбина выполнена по двухступенчатой схеме В первой, верхней, ступени применяется центростремительное радиальное колесо, во второй, нижней — осевое реактивное колесо По периферии радиального турбинного колеса первой ступени располагается кольцевой направляющий аппарат

Колесо компрессора — закрытого типа, с приклепанными лопатками, из которых воздух направляется в безлопаточный диффузор и спиральный канал (улитку) корпуса В улитке кинетическая энергия воздуха превращается в потенциальную, что приводит к дальнейшему повышению давления Высокий к п д компрессора, тщательный выбор конфигурации лопаток соплового аппарата и турбинных колес, двухступенчатая схема обеспечивают высокий к п д всего турбокомпрессора, достигающий 70—74 %

Турбина имеет перепускной канал, позволяющий некоторой части отработавших газов проходить из газоподводящего трубопровода непосредственно в выхлопной Количество перепускаемых газов регулируется специальным клапаном, установленным на перепускном канале

Управление клапаном осуществляется системой автоматизации ГМК по сигналу из ресивера наддувочного воздуха В нормальном состоянии клапан закрыт. В случае если давление наддува превысит нормальное, клапан открывается и часть выхлопных газов выходит в выхлопной трубопровод, минуя турбину При уменьшении расхода газа через турбину уменьшаются ее мощность, частота вращения, следовательно, и подача компрессора, что ведет к снижению давления наддува Основное назначение байпасной линии турбины — устранить влияние температуры окружающей среды на давление наддува и на качество рабочей смеси в цилиндрах В соответствии с этим при низких температурах окружающей среды клапан открыт, что предотвращает переобеднение смеси в цилиндрах Для повышения энергии газов, поступающих в газовую турбину при пуске, на холостом ходу и частичных нагрузках, а также при высоких температурах наружного воздуха, клапан закрывается

Когда энергия выхлопных газов невелика, турбина турбокомпрессора не может развить необходимую частоту вращения ротора и поэтому дополнительно подводится мощность от коленчатого вала через гидромеханический привод. Привод турбокомпрессора включает цепную передачу, связанную с коленчатым валом, шестеренчатые передачи и гидромуфту.

При нагрузке более 75 % от номинальной связь турбокомпрессора с коленчатым валом разобщается и ротор приводится во вращение только энергией выпускных газов двигателя Для соединения и разъединения вала турбокомпрессора с коленчатым валом ГМК МК8 служит гидромуфта

Гидромуфта расположена между двумя ступенями редуктора Основными элементами гидромуфты являются ведущий вал с шестерней, которая находится в зацеплении с колесом, закрепленным на входном валу редуктора, имеющим звездочку привода цепной передачи, корпус гидромуфты, состоящий из мелкой и глубокой чаш, колесо внутреннее, вал ведомый с зубчатым колесом, находящимся в зацеплении с шестерней вала турбокомпрессора, насос с золотником управления муфтой Турбокомпрессор приводится во вращение от коленчатого вала двигателя, когда гидромуфта заполнена маслом Для предотвращения перегрева гидромуфты во время работы происходит постепенная смена масла в ее корпусе через имеющиеся калиброванные отверстия

При пуске гидромуфта первоначально заполняется от вспомогательного автоматизированного насоса с приводом от электродвигателя. При повышении давления масла в конце системы смазки до 0,15 МПа система автоматизации ГМК отключает электроприводной насос и заполнение гидромуфты осуществляется только из системы циркуляционной смазки Подачу масла в корпус гидромуфты при работе ГМК регулирует золотниковый клапан, расположенный в полости ведущего вала и контролируемый масляным насосом гидромуфты, валик-шестерня которого соединен с внутренним колесом и ведомым валом Таким образом, соотношение частоты вращения обоих валов гидромуфты (ведомого и ведущего) определяет направление вращения насоса, а следовательно, подачу масла в гидромуфту

В случае когда частота вращения ведущего вала превышает частоту вращения выходного (ведомого) вала гидромуфты, поток масла из насоса удерживает золотниковый клапан открытым, что обеспечивает прохождение масла, поступающего из основного коллектора системы смазки двигателя, внутрь муфты

При увеличении нагрузки газомотокомпрессора энергия выпускных газов возрастает и турбина начинает увеличивать частоту вращения ротора При этом через передачу повышается частота вращения ведомого вала гидромуфты с внутренним колесом, соединенным с масляным насосом

Поршень золотника перемещается и перекрывает отверстия, по которым масло поступает в гидромуфту Гидромуфта опорожняется и разобщает механическую передачу Турбокомпрессор переходит на работу только от энергии выпускных газов При снижении нагрузки газомотокомпрессора механический привод включается автоматически в обратном порядке

Газомотокомпрессор ДР12

Наиболее мощным из эксплуатируемых в настоящее время в отечественной промышленности газомотокомпрессоров является ГМК ДР12, являющийся стационарным автоматизированным агрегатом, состоящим из двухтактного U образного 12-цилиндрового двигателя и горизонтального поршневого компрессора, цилиндры которого располагаются по обе стороны от общих для двигателя и компрессора фундаментной рамы и коленчатого вала.

Конструкция фундаментной рамы предусматривает боковую укладку коленчатого вала. В поперечных перегородках рамы расположены постели коренных подшипников, имеющих вертикальный разъем. На верхних наклонных стенках фундаментной рамы под углом 40° расположены два блока цилиндров Втулка цилиндра соединяется шпильками с крышкой цилиндра.

К вертикальным боковым стенкам фундаментной рамы присоединяются направляющие крейцкопфов, по три с каждой стороны На направляющие крейцкопфов навешиваются компрессорные цилиндры Каждый блок с наружной стороны имеет ресивер воздуха, к которому крепится коллектор наддувочного воздуха В верхней части наружной стороны блока находятся полости распределительных валов. На верхней горизонтальной поверхности блоков установлен выхлопной коллектор. Шатунно-кривошипный механизм имеет три шатуна, с главным компрессорным шатуном пальцами соединены прицепные моторные шатуны. Поршни охлаждаются маслом. Рабочая поверхность втулки цилиндра покрыта пористым хромом Стальной коленчатый вал имеет одинаковый диаметр коренных и мотылевых шеек — 419 мм Вкладыши подшипников — трехслойные, стальная лента покрыта слоем бронзы, а сверху — оловянным баббитом

Для уменьшения массы движущихся возвратно-поступательно деталей крейцкопфы газомотокомпрессора ДР12 изготовлены из стали.

Цилиндры двигателя ГМК ДР12 имеют диаметр 508 мм, что вместе с высокими удельными показателями рабочего процесса обеспечивает наибольшую в настоящее время цилиндровую мощность двигателя ГМК — 460 кВт.

Высокая удельная мощность ГМК ДР12 (среднее эффективное давление 0,844 МПа) получена за счет повышения давления наддува до 0,205 МПа, степени сжатия — до 8, максимального давления сгорания — до 6,0 МПа (у ГМК 10ГКН максимальные значения этих параметров равны 0,165, 7 и 5,1 МПа соответственно) Для обеспечения надежной, бездетонационной и высокоэкономичной работы двигателей ГМК ДР12 при указанных высоких параметрах рабочего процесса в конструкции ГМК принят ряд новых оригинальных решений и применены высококачественные материалы.

Большой интерес представляют системы продувки — наполнения, газоподачи и пуска ГМК ДР12.

Двухтактные двигатели ГМК ДР12 имеют контурную продувку цилиндров и одноступенчатый «чистый» газотурбинный наддув, осуществляемый двумя турбокомпрессорами (по одному на каждый блок цилиндров). Система наддува — с постоянным давлением перед турбокомпрессорами, при которой выхлопные газы из всех цилиндров ряда поступают в общий выпускной коллектор.

Приводимый энергией выпускных газов турбокомпрессор состоит из одноступенчатых осевой турбины и центробежного компрессора, смонтированных на одном валу. Частота вращения вала турбокомпрессора — 10—12 тыс. мин$^{-1}$ Так же как и на ГМК МК8, турбокомпрессоры ГМК ДР12 имеют обводную линию для перепуска части отработавших газов двигателя мимо газовой турбины. Клапан на обводной линии управляется системой автоматики ГМК, положение клапана зависит от соотношения давления топливного газа в коллекторе двигателя, давления и температуры воздуха в ресивере двигателя.

Турбокомпрессоры с системой регулирования обеспечивают состав горючей смеси в двигателе близким к оптимальному в широком диапазоне нагрузки, что способствует поддержанию высокой экономичности двигателя Большая температура выхлопных газов перед турбинами турбокомпрессоров ГМК ДР12 (до 468 °С по сравнению с 400—420 °С у ГМК 10ГКН и МК8) обеспечивает повышение эффективности их работы, при этом достаточная надежность конструкции получена благодаря применению специальных жаростойких сплавов Колесо компрессора изготовляется из высокопрочного алюминиевого сплава прецизионным

литьем и устанавливается на валу на скользящей посадке Ротор в сборе подвергается динамической балансировке

Корпус турбокомпрессора охлаждается водой Турбокомпрессоры питаются маслом и охлаждающей водой от двигателя Перед пуском ГМК и после его остановки для предотвращения задиров подшипников турбокомпрессора (вращение ротора по инерции до его остановки может продолжаться до 5 мин) они питаются смазочным маслом от автономного масляного насоса предпусковой прокачки, приводимого специальным пневмодвигателем Пневмодвигатель работает за счет расширения компримируемого газа (с начальным давлением 0,63 МПа, расход — около 0,85 м³/мин)

Перед поступлением в турбокомпрессоры засасываемый ими воздух проходит через два параллельных воздухоочистителя (воздушные фильтры), устанавливаемые вне машинного зала. Наличие двух воздухоочистителей позволяет обеспечить эффективную очистку (задерживается пыль с диаметром частиц более 3,6 микрона) с расходом до 70 тыс м³/ч воздуха при сопротивлении на всасывании не более 745 Па

Воздухоочистители сварной конструкции обеспечивают двухстадийную очистку продувочного воздуха — сначала инерционную за счет резкого поворота воздушного потока, а затем контактно-масляную, в процессе которой воздух проходит через смоченные маслом фильтрующие элементы К нижнему фильтрующему элементу постоянно подается масло с помощью специальных распылителей, к которым подводится воздух от турбокомпрессора при давлении 56—70 кПа В каждый воздухоочиститель заливается 305—310 л масла, срок службы масла около 6 мес.

Выпускной коллектор двигателя состоит из шести частей, соединяемых вместе компенсаторами, воспринимающими температурные деформации. Каждая часть коллектора включает две расположенные концентрически трубы, пространство между которыми заполнено сухой изоляцией — ватой каолинового состава. Наличие сухого выпускного коллектора (без водяного охлаждения) позволяет сохранить энергию выхлопных газов и тем самым повысить эффективность работы турбокомпрессоров В патрубки коллектора устанавливаются термопары для замера температуры выхлопных газов.

Холодильники продувочного воздуха смонтированы на специальных подставках над маховиком и соединяются короткими патрубками непосредственно с турбокомпрессорами и ресиверами продувочного воздуха.

Впускные воздушные ресиверы диаметром 553 мм имеют двойные стенки, пространство между которыми заполнено звукопоглощающим материалом.

Отличительной особенностью ГМК типа ДР является наличие глушителя на всасывании, а также глушителей на выходе газа после стартового мотора и вспомогательной турбины (кроме традиционного глушителя выхлопа двигателя, сопротивление которого вместе с выхлопными трубопроводами на двигателе ДР12 не превышает 745 Па).

Глушители на всасывании устанавливаются перед турбокомпрессорами и служат для снижения уровня шума, создаваемого воздухом при его всасывании в двигатель. Глушители многокамерные, активного типа; в них поглощается звуковая энергия и превращается в тепловую. Внутренние поверхности элементов глушителя покрыты пористым звукопоглощающим материалом (типа поропласта).

Для улучшения процесса сгорания в двигателе ДР12 две запальные свечи помещены в центре головки силового цилиндра. Такое расположение свечей приближает место воспламенения к центру массы заряда и тем самым сокращает путь фронта пламени и время сгорания смеси Центральное воспламенение обеспечивает также одинаковые пути фронта пламени во всех направлениях, что делает процесс сгорания более эффективным

Расположение свечей зажигания в центре головки цилиндров предопределяет боковое расположение газовпускного клапана Такое решение существенно отличается от прежних конструкций (ГМК, 10ГКН, МК8), в которых впускной клапан располагался в центре головки, а свечи зажигания помещались на боковой стороне головки цилиндра. В двигателе ГМК ДР12 газовпускной клапан расположен в расточке блока, в верхней части втулки цилиндра со стороны продувочных окон,

Ось клапана перпендикулярна к оси цилиндра Распределительные валы обоих блоков расположены рядом с газовпускными клапанами таким образом, что их кулачки непосредственно действуют на коромысла привода клапанов без обычно применяемых штанг Клапан открывается через коромысло и гидравлический толкатель

Боковое расположение газовпускного клапана обеспечивает лучшее смесеобразование и снижает количество топливчого газа, выносимого с продувочным воздухом, что при высоких скоростях поршня и малом времени, отводимом на смесеобразование, достигается за счет увеличения пути газа и интенсивного турбулентного перемешивания при впрыске его в противоток продувочному воздуху Этому способствует также наличие направляющего козырька на шпинделе клапана, который отражает струи топливного газа в сторону поршня Отсутствие промежуточных деталей привода и применение гидротолкателя снижает нагрузку на клапаны и повышает точность их работы

Для пуска газомотокомпрессора используется специальный винтовой турбодетандер (пусковой мотор), работающий на энергии расширения газа высокого давления (около 1,9 МПа), поступающего из газопровода, что исключает применение пускового воздушного компрессора и больших емкостей для хранения пускового воздуха

Винтовой турбодетандер управляется системой автоматики ГМК, которая подает воздух на пневмоцилиндр для ввода или вывода шестерни ведущего вала детандера из зацепления с зубчатым венцом маховика Турбодетандер раскручивает коленчатый вал ГМК до частоты 30—60 об/мин, при которой двигатель должен начать работу на топливном газе При пуске на турбину турбокомпрессора для разгона его ротора подается воздух от специальной пусковой турбовоздуходувки (вспомогательного турбокомпрессора), работающей за счет расширения газа низкого давления (около 0,3 МПа)

Эта турбовоздуходувка подает воздух на турбокомпрессор также и при частичных нагрузках двигателя и таким образом выполняет функции, аналогичные функциям гидромеханического привода турбокомпрессора на ГМК МК8

Перенос газовпускного клапана из головки в верхнюю часть втулки цилиндра и отсутствие в головке пускового клапана, кроме описанного выше эффекта, улучшили антидетонационную стойкость двигателя и облегчили доступ к единственным деталям, расположенным в головке цилиндра, — свечам зажигания Камера сгорания имеет оптимальную полусферическую форму

Применение описанной пусковой системы ГМК ДР12 с использованием для пуска энергии компримируемого газа предполагает длительную безостановочную работу агрегата, так как на один пуск ГМК расходуется до 3000 м^3 газа.

Пусковой турбодетандер может работать и на сжатом воздухе так, что при наличии на КС дешевого источника сжатого воздуха требуемого давления пусковая система ГМК может быть перестроена для его использования.

Агрегат ГПА-5000

Спаренный агрегат ГПА-5000 (рис. 7 11) состоит из газового двигателя 61ГА мощностью 3680 кВт, оппозитного компрессора 6М25-125/38-55, установленных на одном фундаменте, и вспомогательного оборудования. Основные элементы масляной и водяной систем, не навешенные на двигатель или компрессор (маслобак, холодильники, фильтры, регуляторы, насосы), объединены в водомасляный блок, поставляемый заводом-изготовителем в собранном виде.

Двигатель 61ГА агрегата ГПА-5000 — двухтактный, двухрядный, шестнадцатицилиндровый со встречно-движущимися поршнями и турбонаддувом Особенность двигателя 61ГА — встроенная зубчатая передача, соединяющая верхние и нижние коленчатые валы

Продувка и наполнение воздухом цилиндров производятся с помощью турбокомпрессора, связанного с помощью шестеренчатой передачи и гидромуфты с коленчатым валом двигателя Воздух поступает из нагнетателя в цилиндр через окна, управляемые верхним поршнем, и вытесняет отработавшие газы через окна, управляемые нижним поршнем

На двигателе 61ГА применена система форкамерно факельного воспламенения.

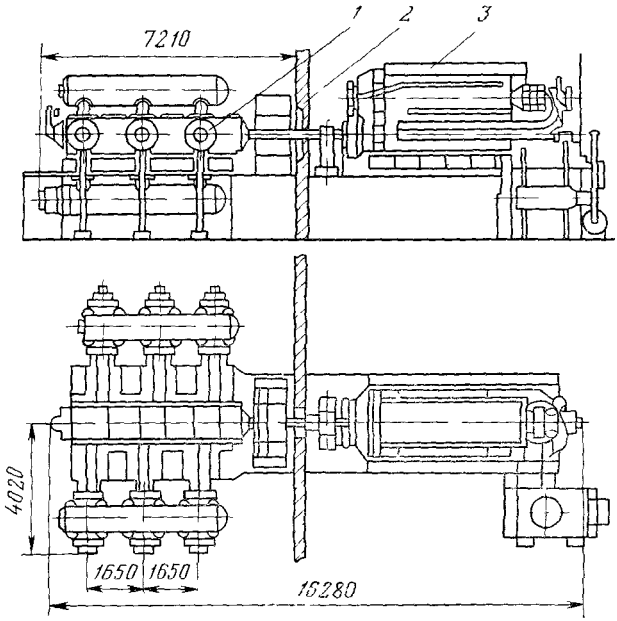


Рис. 7.11. Спаренный агрегат ГПА-5000:
1 — поршневой компрессор; *2* — разделительная стенка, *3* — газовый двигатель

В форкамеру, объем которой составляет 2,9 % от объема камеры сжатия цилиндра, подается в начале сжатия небольшая дополнительная порция газа через автоматический (открывающийся под действием перепада давления) клапан. В результате смешения дополнительной порции газа с обедненной газовоздушной смесью, поступившей из цилиндра, в форкамере образуется обогащенная легковоспламеняемая смесь, которая поджигается в конце сжатия искрами на двух свечах зажигания, расположенных в крышке форкамеры. Из форкамеры выбрасывается в цилиндр факел горящих газов, который, разогревая и турбулизируя основной заряд, обеспечивает надежное воспламенение и быстрое сгорание рабочей смеси в цилиндре в широком диапазоне ее состава (коэффициента избытка воздуха). Благодаря этому двигатель может устойчиво работать от холостого хода до полной нагрузки, при этом частота вращения двигателя регулируется в основном изменением подачи (давления) топливного газа.

Агрегат ГПА-5000 полностью автоматизирован. Запуск, остановка и управление режимом работы агрегата выполняются с центрального пульта управления. У агрегата устанавливается местный щит, позволяющий аварийно останавливать агрегат, а также управлять им при выполнении наладочных и регулировочных работ.

Отличительной особенностью агрегата ГПА-5000 является малая удельная масса (34,5 кг/кВт); при этом двигатель 61ГА в сборе имеет массу 39 т, компрессор с цилиндрами и коллекторами — 88 т. Малые габариты и масса двигателя позволяют блочно компоновать, транспортировать и монтировать их на КС. Отрегулированный на заводе двигатель устанавливается на фундамент и после присоединения к топливной, водяной и масляной системам может быть запущен в работу без переналадок и регулировок

Комбинированные ГПА

Под комбинированными ГПА понимают агрегаты, сочетающие в себе принципиально различные двигатели (газотурбинный, электрический, поршневой) с разными типами нагнетателей (компрессоров), объединенных с целью повыше-

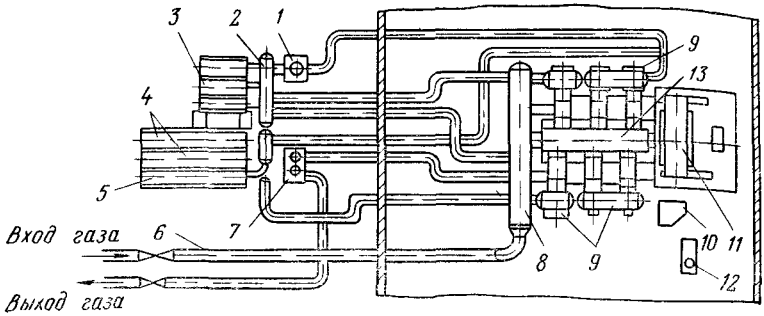


Рис. 7.12. Схема комбинированного ГПА типа 6М25-210/3-56:

1 — влагомаслоотделитель; *2* — коллектор холодильника; *3* — холодильник I ступени *4*, *5* — холодильник II и III ступеней; *6* — трубопровод; *7* — влагомаслоотделитель II и III ступеней; *8* — коллектор всасывания I ступени; *9* — буферные емкости II и III ступеней; *10* — блок масляной системы компрессора, *11* — электродвигатель, *12* — сепаратор с электродвигателем

ния экономических показателей в каждом главном элементе ГПА и максимального использования их термодинамических, конструктивных и эксплуатационных преимуществ

К числу комбинированных ГПА, нашедших практическое применение в газовой и нефтяной промышленности, относятся, например, электроприводные поршневые ГПА (ЭПГПА), установленные на КС в Котур-Тепе (рис. 7.12). Эти агрегаты 6М25-210/3-56 с высоким уровнем автоматизации имеют синхронный электродвигатель типа СДКП мощностью 4000 кВт с частотой вращения $n = 375$ об/мин, во взрывобезопасном исполнении, позволяющем его установку в общем зале с оппозитным шестирядным поршневым компрессором 6М25. Попутный нефтяной газ, прежде сжигавшийся на факелах нефтяных промыслов Западной Туркмении, компримируется агрегатами в три ступени Диаметр цилиндров первой, второй и третьей ступеней соответственно 750, 450, 290 мм, ход поршней 400 мм со средней скоростью 5 м/с, охлаждение цилиндров масла и газа между ступенями — двухконтурное водяное. Для удаления влаги и масла, сконденсировавшихся в процессе охлаждения, смонтированы масловлагоотделители жалюзийного типа. Производительность и нагрузка ГПА регулируются ступенчато подключением восьми дополнительных полостей на цилиндрах первой ступени.

В области поршневых двигателей и компрессоров к комбинированным ГПА могут быть отнесены газовые поршневые двигатели, соединенные с центробежным нагнетателем, или поршневые компрессоры, приводимые в действие от газовых турбин.

АВТОНОМНЫЕ МОБИЛЬНЫЕ ПОРШНЕВЫЕ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ АГРЕГАТЫ

Требования, предъявляемые к росту технико-экономических показателей ОГПА с учетом специфики и особенностей эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (большая территориальная разбросанность нефтегазовых скважин, пунктов сбора нефти и газа при многообразии первоначальных и конечных давлений всасывания и нагнетания, применение газлифтной эксплуатации скважин, освоение скважин), предопределили необходимость создания автономных мобильных (передвижных и полупередвижных) газоперекачивающих агрегатов большого типоразмерного ряда В последние годы выпускается большое число таких агрегатов в широком диапазоне производительности и давлений Применение их в нефтегазодобывающей промышленности зарубежных стран, в особенности в США, в настоящее время приняло такой массовый масштаб, что значительная доля общего объема выпускаемых ГМК падает на долю мобильных агрегатов

Мобильные газоперекачивающие агрегаты наиболее целесообразно применять на газовых и газоконденсатных промыслах в период машинной эксплуатации

месторождений, когда наблюдается снижение производительности и падение давлений на отдельных сборных пунктах и скважинах

Принципиально возможны три схемы обустройства газового месторождения при его машинной эксплуатации в условиях падающего пластового давления

Кроме того, мобильные агрегаты в ряде случаев целесообразно применять на промыслах в качестве компримирующих установок для получения искусственного холода при подготовке газа к дальнейшему транспорту.

Мобильные агрегаты за рубежом в данное время выпускаются многими ведущими двигателе- и компрессоростроительными фирмами Мощность указанных агрегатов колеблется от 150 до 2200 кВт, и они конструктивно выполняются на базе поршневых и центробежных, реже винтовых и ротационных компрессорных машин В качестве силового привода в этих агрегатах обычно используются газовые поршневые двигатели внутреннего сгорания и газовые турбины

Широкому внедрению мобильных агрегатов в зарубежной нефтегазодобывающей промышленности, особенно МПГПА, способствовал технический прогресс в области двигателе- и компрессоростроения

Современные ПГПА имеют ряд особенностей, делающих их применение в мобильных установках наиболее целесообразным Эти особенности в основном заключаются в следующем

увеличение мощности за счет применения газотурбинного наддува, величина которого достигла оптимальных пределов порядка 0,16—0,18 МПа,

высокий к п д привода, значительно превышающий к п д остальных применяемых на газопроводах агрегатов, к п д современных газовых поршневых двигателей достиг 40—42 %,

обеспечение хорошей уравновешенности, уменьшение массы и габаритов за счет V-образной компоновки силовых цилиндров и оппозитного — компрессорных и применения легких сплавов и синтетических материалов для изготовления отдельных деталей и узлов агрегата,

применение акустических фильтров в обвязке компрессорных цилиндров для гашения пульсации компримируемого газа и другие мероприятия позволили повысить частоту вращения коленчатых валов агрегатов средней мощности с 300 до 1000 об/мин,

высокая эффективность компрессорной части в результате внедрения рациональных систем регулирования, основанных на применении увеличенных поверхностей компрессорных цилиндров и регуляторов производительности повышенного объема, что обеспечивает к п д компрессорной части до 86—89 %, позволяет изменить степень повышения давления в пределах от 1,15 до 2,20 при 100 %-ной нагрузке привода и неизменном к п д,

возможность повышения мощности агрегатов в зимний период эксплуатации (неограниченное время работы) на 20—25 % выше номинальной, что позволяет без каких-либо переделок в компрессорной части увеличить производительность агрегатов на 5—7 %,

повышение надежности и моторесурса за счет внедрения новых специальных сортов смазочных масел (например, применение нового масла типа «Шеврон» позволило увеличить сроки между переборками ГМК с 2—3 до 5 лет), новых бесконтактных электронных систем зажигания, обеспечивших увеличение срока службы свечей зажигания до 2000 ч, конструктивного совершенствования и уровня технической эксплуатации клапанов компрессорных цилиндров и других мероприятий

Одно из главных мероприятий, создающих реальные условия для конструирования эффективных и транспортабельных мобильных агрегатов, — разработка систем воздушно-водяного охлаждения (ВВО), внедрение которых обеспечило автономность указанных агрегатов, более удобную компоновку механизмов и устройств агрегата на общей раме-платформе при значительном снижении габаритных характеристик агрегата в целом

Мобильные автономные компрессорные агрегаты КС-550 и КС-1000 предназначены для компримирования попутных нефтяных и природных газов, не содержащих агрессивных примесей Эти агрегаты могут использоваться и в целях интенсификации добычи нефти путем нагнетания газа в пласт — газлифта, а также для сжатия газов на предприятиях нефтедобывающей, газовой и химической промышленности Разработаны четыре модификации таких агрегатов

Краткая характеристика мобильных агрегатов

Параметры	КС 550	КС 550	КС 550	КС 550	КС 1000
Агрегатная мощность, кВт	405	405	405	405	736
Давление на приеме, МПа	0,1	0,4	0,4	2,5	0 5
Давление на нагнетании, МПа	1,7	6 4	2,5	5,5	10,0
Производительность, тыс м³ сут	56,8—72,96	62,1—78 2	95,0 — 114 0	202—432	120—134
К п д силового привода, %	27	27	27	27	30
Расход топлива, м³/ч	168	168	168	168	278
Расход масла, кг/ч	1,5	1,5	1 5	1,5	2 75
Масса станции, т	60	59	59	57	90
Габариты, м					
длина	6,60	6,60	6,60	6,60	6 60
ширина	3 39	3,39	3,39	3 39	4 51
высота	4 05	4,05	4,05	4,05	3,82

(типа КС-550) (табл 7 6) Агрегаты смонтированы раздельно на двух рамах салазках (рис 7 13) На одних рамах салазках установлен газомотокомпрессор, щит управления, блок питания, буферные емкости всасывания и нагнетания I и II ступени компрессора и гидрочасосы На вторых рамах-салазках смонтированы АВО для охлаждения рабочих сред ГМК и компримируемого газа Для каждого охлаждаемого компонента в АВО предусмотрена отдельная секция Охлаждение секции осуществляется воздухом, просасываемым вентиляторами, которые размещены над секциями АВО Под АВО размещены баллон пускового воздуха и воздушно пусковой компрессор с приводом от электродвигателя мощностью 13 кВт Над АВО расположен водомасляный блок Кроме того, предусмотрены блок сепараторов компримируемого газа, предназначенный для очистки газа от масла, состоящий из сепараторов I и II ступени и запорной арматуры, размещенных на подрамнике, блок масляных фильтров, состоящий из двух полнопоточных фильтров, также смонтированных на отдельном подрамнике, воздухоочиститель и глушитель со стойками

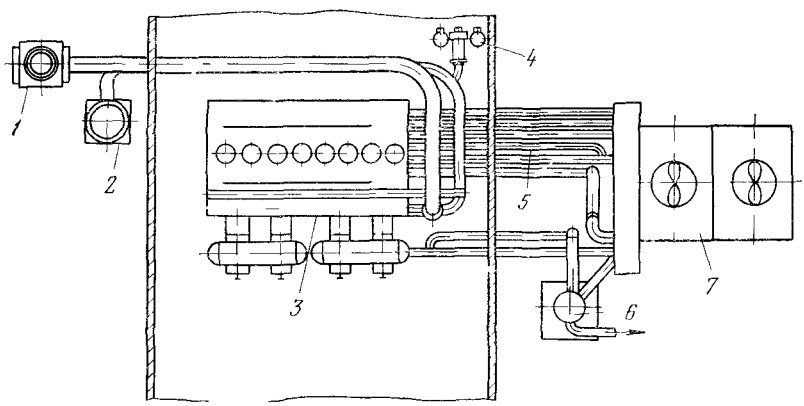


Рис. 7 13. Автономный мобильный ПГПА типа КС-550/4-64.

1 — глушитель, *2* — воздухоочиститель, *3* — блок ГМК, *4* — блок фильтров масла *5* — трубопроводы, *6* — блок сепараторов газа, *7* — блок аппаратов воздушного охлаждения

Агрегаты КС-550 и КС-1000 разработаны на базе газомотных компрессоров ГМ-8 и ГМ-12, соответственно в 8- и 12-цилиндровом исполнении. Эти газомотокомпрессоры имеют угловую конструкцию и состоят из рядного газового двухтактного двигателя, оборудованного газотурбинным наддувом, и горизонтального поршневого крейцкопфного, двойного действия компрессора с общим коленчатым валом. Номинальная мощность, потребляемая компрессором, соответственно, у КС-550 составляет 405 кВт и у КС-1000 — 736 кВт при частоте вращения коленчатого вала 600 об/мин. Повышение мощности агрегата КС-1000 достигнуто не только за счет увеличения числа цилиндров, но и в результате форсировки по наддуву, обусловившей рост среднего эффективного давления до 0,8 МПа. Среднее эффективное давление у агрегатов КС-550 составляет 0,65 МПа.

Конструктивные параметры и основные характеристики КС-550 и КС-1000

	КС-550	КС-1000
Номинальная мощность, потребляемая компрессором, кВт, при стандартных условиях	405	736
Номинальная мощность двигателя при нормальных условиях, кВт	440	810
Частота вращения коленчатого вала, об/мин	600	600
Максимальная мощность (кратковременная перегрузка), кВт	485	890
Топливо	Природный или попутный нефтяной газ	
Удельный расход тепла при номинальной мощности, кДж/кВт (не более)	13 100	11 980
Давление топливного газа перед ГМК, МПа	0,3—0,4	0,3—0,4
Масло	М12В МРТУ 12Н № 3-62 или МС-20 ГОСТ 1013—49	
Часовой расход масла на номинальной мощности, кг/ч (не более)	1,5	2,75
Масса масла, заливаемого в систему смазки, кг	1100	1100
Температура масла в двигателе, °С:		
на входе	60—65	60—65
на выходе	65—70	65—70
Давление масла на входе в двигатель, МПа (не менее)	0,25	0,25
Система охлаждения	Замкнутая циркуляционная	
Охлаждающая вода	Конденсат или пресная вода жесткостью не более 0,7 мг экв/л при температуре окружающего воздуха от 0 до + 40 °С; незамерзающая охлаждающая жидкость марки 40 ГОСТ 159—52 при температуре окружающего воздуха от —1 до —40 °С	
Масса воды, заливаемой в систему охлаждения, кг	1000	
Температура воды, °С:		
на входе в двигатель	60—65	
на выходе из двигателя	65—70	
на входе в холодильники продувочного воздуха	57	
Давление воды на выходе из двигателя, МПа (не менее)	0,1—0,12	
Давление пускового воздуха, МПа	3,0	
Вместимость пускового баллона, л	1000	
Производительность пускового компрессора АВШ 1/30, м³/мин	1	
Аппараты воздушного охлаждения		
Тип вентилятора	Осевой, горизонтальный 6-лопастной, с регулируемым углом установки лопастей	
Число лопастей	6	
Число вентиляторов	2	
Потребляемая мощность одним вентилятором, кВт	12,5	
Число оборотов в минуту, не более	650	
Максимальное статическое разрежение, развиваемое вентиляторами, Па	220	
Максимальная производительность одного вентилятора, кг/с	25	
Гидропривод вентиляторов:		
тип гидронасоса (гидромотора)	Аксиально-поршневой	
марка гидронасоса (гидромотора)	ПМ20	
число гидронасосов	2	
число оборотов гидронасоса максимальное, об/мин	685	

Рабочее давление в гидросистеме, МПа (не более)	9,0	
Максимальная температура масла гидросистемы, °С (не более)	90	
Вместимость масляного бака, л	400	
Ресурс станции до первой переборки (выемка поршней), ч	3000	
Ресурс станции до капитального ремонта, ч (определяется моторесурсом газомотокомпрессора)	3500	3500
Срок гарантии	12 мес с момента ввода в эксплуатацию, но не более 18 мес со дня отгрузки	
Уровень шума, Дб	105	105

Как указывалось ранее, для охлаждения агрегатов КС-550 и КС-1000 применена замкнутая одноконтурная система воздушно-водяного охлаждения, в которой вода из силовых цилиндров и охладителей продувочного воздуха а также смазочное масло и компримируемый газ I и II ступени охлаждаются в отдельных секциях АВО, установленных параллельно по потоку просасываемого воздуха. Секция охлаждения воды разделена переборкой на отсек охлаждения воды ГМК, расположенный в верхней части, и отсек охлаждения воды охладителей продувочного воздуха, расположенный в нижней части секции Оба отсека имеют по два хода для охлаждения воды, циркуляция которой обеспечивается посредством центробежного насоса, приводимого от ГМК При работе агрегатов секция должна обеспечивать разность температур входящей и выходящей воды не более 5—6 °С Давление воды на выходе из ГМК должно быть 0,1—0,12 МПа

Создание постоянного напора на приеме водяного центробежного насоса обеспечивается водомасляным баком, через который также осуществляется заправка системы водой При температуре атмосферного воздуха 1 °С и выше применяется вода жесткостью 0,7 мг·экв/л, очищенная от механических примесей, песка и других взвесей В период зимней эксплуатации агрегатов при температуре атмосферного воздуха —1 °С и ниже необходимо использовать антифриз «40» При заправке системы охлаждения антифризом заливать его нужно на 5—6 % меньше, чем воды, так как при нагревании антифриз увеличивается в объеме

В контуре предусмотрен терморегулятор, обеспечивающий поддержание температуры охлаждающей жидкости на входе в ГМК не менее 60—65 °С, посредством части этой жидкости мимо секции АВО

Секция охлаждения масла четырехходовая Масло из картера ГМК засасывается через фильтр маслонасосом, навешенным на ГМК, и подается для охлаждения в масляную секцию АВО Охлажденное масло, пройдя полнопоточный сетчатый фильтр, поступает в масляную магистраль двигателя, часть которого через сетчатый фильтр отводится к газотурбонагнетателю ГМК

Для поддержания температуры масла на входе в ГМК в пределах 60—65 °С установлен терморегулятор, перепускающий масло мимо масляной секции АВО Давление масла после маслонасоса 0,55 МПа, подрегулировка производится перепускным клапаном, установленным на маслонасосе Давление масла в масляной магистрали агрегата 0,25—0,3 МПа поддерживается клапаном на магистрали, со стороны маслонасоса

Для предпусковой прокачки маслом ГМК предусмотрен насос с пневмоприводом, установленный параллельно основному маслонасосу и развивающий наибольшее давление 0,05 МПа

При запуске агрегатов при низкой температуре смазочного масла (5—12 °С) необходимо обращать внимание на давление масла до фильтров Превышение давления более 0,8 МПа может привести к разрушению сетчатых элементов фильтра

Секции охлаждения газа I и II ступени двухходовые, одинаковой конструкции и отличаются только толщиной распределительных коробок После этих секций в газопровод подключается блок сепараторов Сепараторы вертикального типа, во входном патрубке которых и в корпусе установлены фильтрующие элементы из проволочной сетки Привод вентиляторов АВО гидравлический Масло из водомасляного бака через фильтр и всасывающий трубопровод поступает к гидронасосам и по нагнетательному трубопроводу через фильтр подается к гидромоторам, после которых масло сливается в водомасляный бак Для поддержа-

ния необходимого давления во всасывающем трубопроводе в водомасляный бак подается воздух давлением 0,05 МПа Через водомасляный бак также осуществляется заправка гидропривода маслом, вместимость системы 500 л

Питание ГМК топливным газом производится под давлением 0,3—0,4 МПа. Топливный газ поступает из магистрали через фильтр в ресивер, установленный на раме-салазках агрегата После ресивера направляется к первому запорному клапану и далее ко второму запорному клапану и к ГМК Запорные клапаны управляются клапанами со щита управления

Топливом для рассматриваемых агрегатов служит природный или попутный газ с содержанием по объему CH_4 — не менее 60 %, C_2H_6 — не более 20 %, C_3H_8, C_4H_{10} — остальное, C_5H_{12} и выше — не более 1 % Содержание механических примесей — не более 0,03 г/м³, сернистых соединений — не более 0,1 %, влажность — не выше насыщенной при $t = 15$ °С

Монтаж агрегатов сводится к установке рам салазок на фундаментах и обвязке их проставочными трубопроводами (агрегаты поставляются с обвязанными трубопроводами)

Первоначально устанавливается рама-салазки с ГМК и выравнивается на фундаменте посредством установочных болтов, ввернутых в полки рамы-салазок. Уклон рамы-салазок вдоль оси и поперек должен быть не более 0,08 мм на 1 м Затем устанавливаются рама-салазки АВО и всасывающий фильтр с глушителем Монтаж рамы-салазок с АВО аналогичен монтажу рамы-салазок с ГМК Уклон рамы-салазок с АВО после установки должен быть не более 0,5 мм на 1 мм вдоль и поперек оси блока Блок масляных фильтров устанавливается одновременно с трубопроводами, соединяющими его с ГМК Блок сепараторов также монтируется одновременно с трубопроводами, соединяющими его с АВО Такой порядок монтажа позволяет избежать повторной подготовки трубопроводов После установки рам-салазок и всех блоков выполняют подливку фундаментов раствором и соединение проставочными трубопроводами

УСТАНОВКИ ОЧИСТКИ ГАЗА

Установка очистки газа на компрессорной станции предназначена для очистки компримируемого газа от жидкостей и мехпримесей с целью предотвращения загрязнений и эрозии оборудования и трубопроводов компрессорной станции В зависимости от конкретных условий установка включает в себя одну или две последовательные ступени очистки В качестве первой ступени используются масляные и циклонные пылеуловители, в качестве второй ступени — фильтры-сепараторы

Расчетная работоспособность установок очистки обеспечивается при следующих условиях на входе

содержание твердых примесей до 5 мг/м³ для одноступенчатой очистки, до 200 мг/м³ для двухступенчатой очистки,

содержание жидкой фазы (расчетная удельная плотность 0,7—1,0 г/м³) до 1 г/м³ для одноступенчатой очистки, до 5 г/м³ для двухступенчатой очистки.

Суммарная остаточная запыленность газа на выходе из установки не должна быть более 1 мг/м³, из них с частицами более 20 мкм — не более 0,15 мг/м³, наличие капельной влаги в газовом потоке на выходе из установки не допускается

Число пылеуловителей и фильтров-сепараторов выбирается из условия, чтобы при отключении одного аппарата для техобслуживания и ремонта оставшиеся в работе обеспечивали необходимую степень очистки газа и находились в пределах их рабочей зоны

Для отключения аппаратов используются краны с ручным приводом Предохранительные клапаны на аппаратах не предусматриваются

Для равномерного распределения потоков между отдельными аппаратами осуществляется кольцевание шлейфов на входе установки На каждой ступени обеспечивается замер перепада давления

Для обслуживания и ремонта аппаратов на трубопроводах подвода и отвода газа устанавливаются фланцевые соединения, обеспечивающие установку силовых заглушек Пылеуловители и фильтры-сепараторы оснащаются площадками обслуживания (табл 7 7)

Таблица 7.7

Технические характеристики аппаратов очистки газа

Наименование	Тип	Производительность, млн м³/сут	Расчетное рабочее давление, МПа	Максимальное рабочее давление, МПа	Диаметр аппарата, мм	Диаметр циклонного элемента, мм	Число циклонных элементов, шт	Максимальный дренируемый объем, м³
Пылеуловитель масляный вертикальный	—	7,8	3,92	5,48	2400	—	—	6,55
Пылеуловитель мультициклонный вертикальный	ТП-751	6,4	3,92	5,48	1600	60	189	2,45
Пылеуловитель мультициклонный вертикальный	ГП105.00.000	6,4	3,92	5,48	1600	60	187	2,0
Пылеуловитель мультициклонный вертикальный	ГП198 00 000 ГП199 00 00	6,4	3,92	5,48	1600	60	187	2,3
Пылеуловитель мультициклонный вертикальный	ГП167 00 000	8,2	4,90	7,45	1600	60	187	2,3
Пылеуловитель циклонный вертикальный	ГП426 00 000 ГП458.00 000	15,0	3,92	5,48	2000	600	5	5,2/3,2
Пылеуловитель циклонный вертикальный	ГП144.00.000	20,0	4,90	7,45	2000	600	5	5,2/3,2
Пылеуловитель (скруббер) мультициклонный вертикальный	Фирма «Пирлесс»	14,7	5,97	7,45	2000	50,8	397	2,45
Фильтр сепаратор горизонтальный	Фирма «БСБ»	13,3 13,3	5,38 3,92	7,45 5,48	1549 1549	— —	— —	0,4 0,4

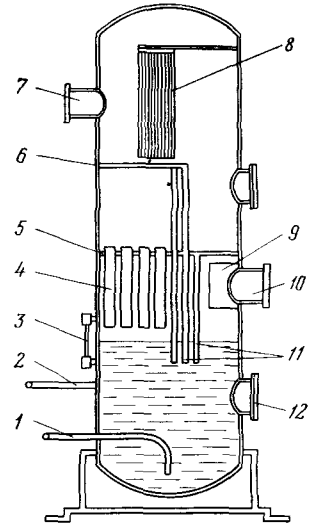


Рис 7 14 **Масляный пылеуловитель:**
1 — патрубок для удаления масла, *2* — патрубок для подачи масла, *3* — указатель уровня, *4* — контактные трубки, *5* — перегородка разделительная, *6* — перегородка, *7* — выходной патрубок, *8* — жалюзийная секция *9* — щиток отбойный *10* — входной патрубок, *11* — трубки дренажные, *12* — люк-лаз

Система сбора жидкостей и мехпримесей установки очистки может быть выполнена отдельной или объединенной с системой сбора на установке приема и запуска очистных устройств

Автоматизация установки очистки предусматривается в объеме, обеспечивающем его эксплуатацию без постоянного присутствия обслуживающего персонала

Масляный пылеуловитель (рис 7 14) представляет собой сосуд, состоящий из трех секций нижней — промывочной, в которой поддерживается постоянный уровень солярового масла, средней — осадительной, где газ освобождается от капель масла, и верхней — отбойной, где происходит окончательная очистка газа от масла с примесями В нижней секции находятся контактные трубки *4*, вваренные в разделительную перегородку *5* В верхней секции имеется скрубберная насадка, состоящая из швеллерковых или жалюзийных секций *8* с волнообразными профилями Патрубки *7* и *10* служат для входа и выхода газа, патрубки *1* и *2* — для подачи и удаления масла Контроль уровня масла осуществляется указателем уровня *3*

Внутренний осмотр и очистка аппарата при техобслуживании осуществляется через люк-лазы *12*

Очищаемый газ, поступающий через входной патрубок *10*, меняет направление за счет отбойного щитка *9*, при этом выпадают в масло наиболее крупные частички Далее он поступает в контактные трубки, ниже которых на уровне 25—30 мм находится жидкость, проходя через них газ увлекает жидкость, которая смачивает частицы мехпримесей и промывает газ В осадительной секции, формируемой перегородками *5* и *6*, скорость газа резко снижается, выпадающие при этом частицы пыли и жидкости по дренажным трубкам *11* стекают в нижнюю часть аппарата Дальнейшее улавливание капель происходит на осадительной насадке *8* и также дренируются в нижнюю часть Загрязненную жидкость периодически удаляют из пылеуловителя, заменяя или дополняя свежее или очищенное масло через патрубки *1* и *2*

Циклонный пылеуловитель (рис 7 15) состоит из двух секций нижней — отбойной и верхней — осадительной

В нижней секции находятся циклонные трубы *2*, укрепленные в перегородке *6* и крышке конусной емкости *7*, предназначенной для сбора твердых и жидких примесей На корпусе пылеуловителя выполнены входной *1* и выходной *3* патрубки, для газа, люк-лазы *5*, патрубки *8*, *9*, *10* для дренажа жидких и твердых примесей из разных полостей агрегата, патрубки *11* для пароподогревателя, предназначенного для разогрева и превращения в жидкую фазу уловленного шлама в зимних условиях

Очищаемый газ поступает через входной патрубок *1*, изменяет направление движения и скорость, за счет чего происходит первичная очистка от крупных частиц, оседающих в нижней части аппарата Далее газ поступает в циклоны *2*, где отделяются примеси и выпадают по дренажным трубкам в конусную сборную емкость *7* В верхней части агрегата имеется отбойная решетка *4*, за счет изменения скорости и направления потока в этой части происходит окончательная очистка, а уловленные примеси дренируются по трубкам в конусную емкость Уловленные жидкие и твердые примеси периодически удаляются по дренажным линиям в систему их сбора Номинальное гидравлическое сопротивление аппарата 0,039 МПа

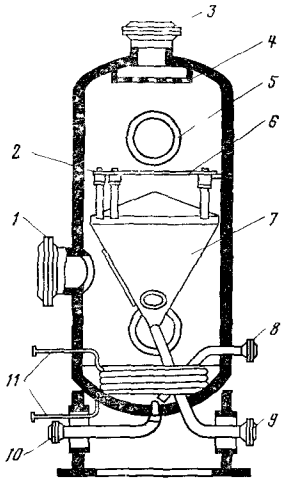


Рис 7.15 Пылеуловитель мультициклонный вертикальный

1 — входной патрубок *2* — циклонные трубы *3* — выходной патрубок, *4* — отбойная решетка, *5* — люк-лаз, *6* — перегородка· *7* — сборная емкость, *8*, *9*, *10* — дренажные патрубки, *11* — патрубки пароподогревателя

Фильтр-сепаратор (рис 7 16) состоит из корпуса *4*, разделенного перегородкой *5* на две секции и снабженного торцевой крышкой *1* с быстроразъемным затвором и патрубками *3* и *7* для входа и выхода газа В первой по ходу газа секции располагаются 54 фильтрующих элемента *11*, предназначенные для улавливания твердых частиц размером от 1 мкм и более Для гашения скорости потока и защиты фильтрующих элементов от прямого удара струи газа установлен отбойный щиток *2* Во второй секции размещен пакет туманоуловителя *6*, в котором газ окончательно очищается от жидких частиц в капельном и туманообразном состоянии Под корпусом расположен дренажный коллектор *9*, разделенный на две части перегородкой *10* и снабженный дренажными патрубками *8* из каждой части коллектора Работа фильтров сепараторов основана на принципе фильтрации газа через слой специальным образом обработанного стекловолокна толщиной 15 мм Этот материал натягивается на перфорированную трубу (коэффициент перфорации около 23%) По мере загрязнения фильтрующих элементов их заменяют на отключенном аппарате через открытую крышку с быстроразъемным затвором Контроль за работой фильтра осуществляется по перепаду давления в секциях, номинальное гидравлическое сопротивление фильтра 0,044 МПа, максимальный допустимый перепад давления (по мере загрязнения фильтрующих элементов) — до 0,078 МПа

СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА

Быстрый рост добычи и транспорта газа, особенно из удаленных от промышленных районов крупнейших месторождений Севера, повлекший за собой значительное увеличение протяженности трасс магистральных газопроводов и переход на трубопроводы больших диаметров, выдвинул задачу разработки новых технологических решений, направленных на повышение пропускной способности и

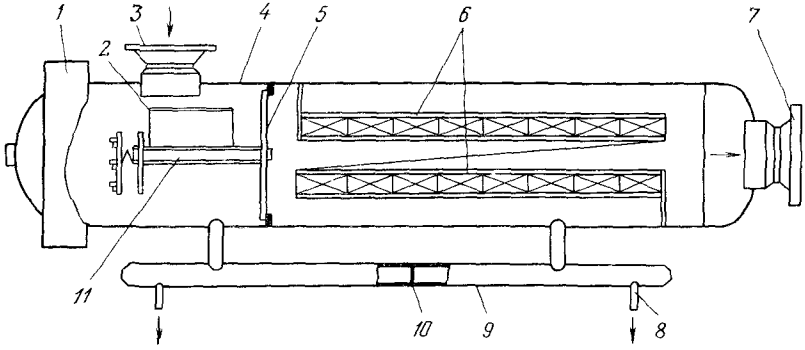


Рис 7.16. Конструктивная схема фильтра-сепаратора:

1 — крышка, *2* — отбойный щиток, *3* — входной патрубок, *4* — корпус, *5* — перегородка; *6* — пакет туманоуловителя, *7* — выходной патрубок; *8* — дренажный патрубок, *9* — дренажный коллектор; *10* — перегородка коллектора, *11* — фильтрующий элемент

Таблица 7.8

Техническая характеристика АВО для охлаждения газа

Показатели	Марка (тип) аппарата			
	АВГ-120	АВГ-160	2АВГ-75	АВЗ-9-64-Б1-В3
Тип	Горизонтальный	Горизонтальный	Горизонтальный	Зигзагообразный
Число секций	6	4	3	6
Число рядов труб в секции	8	6	6	8
Число ходов по трубам	1	3	1	2
Коэффициент оребрения	22	14,6	20—22	9
Поверхность по оребрению, $м^2$	28 100	7920	9660—10 360	5300
Длина труб, м	12	7,9	12	6
Давление в трубах, МПа	12,0	16,0	7,5	5,6
Температура в трубах расчетная, °С	150	—	150	200
Диаметр колеса вентилятора, м	5,0	—	5	—
Частота вращения, об/мин	250	—	250	—
Расход воздуха номин., $м^3/ч$	390 000	800 000	450 000	720 000
Напор полный, МПа	2,0	—	2,0	3,0
Мощность потребляемая, кВт	31,7	40	37	75
Число вентиляторов	4	4	2	1
Марка электродвигателя	ВАСО 16-14-24	—	—	—
Установленная мощность, кВт	37	—	37	100
Число электродвигателей	4	4	2	1
Масса аппарата, кг	108 000	45 600	46 650—44 250	34 200
Габариты, м	12,7×12×5,7	9,0×8,7×4,1	6×12	6,33×6×6

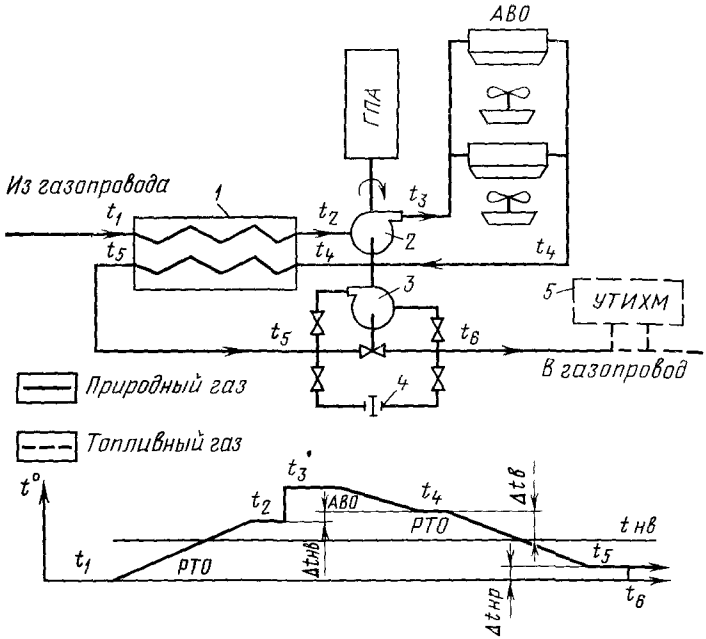


Рис. 7.17. Рекуперативная система охлаждения газа и характер изменения температуры
1 — рекуперативный теплообменник (РТО), *2* — нагнетатель, *3* — детандер (расширительная машина); *4* — дроссельное устройство; *5* — УТИХМ — утилизационная холодильная машина, t_1 — температура перед РТО (прямой поток газа), t_2 — температура перед ГПА, t_3 — температура перед АВО, t_4 — температура перед РТО (обратный поток газа); t_5 — температура после системы охлаждения (с недорекуперацией), t_6 — температура после системы охлаждения (без недорекуперации), $\Delta t_{нр}$ — недорекуперация, ΔT — недоохлаждение в АВО

надежности газотранспортных магистралей Одно из таких решений — охлаждение компримируемого газа, которое в современной практике производится в однородных системах с использованием только аппаратов воздушного охлаждения (АВО) или холодильных машин (ХМ), включаемых параллельно на выходе газа из КС. Можно также применять неоднородные системы охлаждения, у которых температура газа снижается сначала в АВО, установленных на выходе газа из КС, а затем в холодильных машинах.

Результаты испытаний и обобщение опыта эксплуатации однородных систем охлаждения газа с АВО показывают, что их применение ограничивается температурой атмосферного воздуха $t_а$ Если необходимо охладить газ до температуры окружающего воздуха или ниже, такие системы оказываются непригодными В этом случае можно использовать однородные системы с ХМ обычного типа или неоднородные системы, включающие АВО и холодильные машины (табл 7 8)

В качестве ХМ для охлаждения природного газа после его компримирования в данное время применяются в основном холодильные пропановые машины с ГМК типа 10ГКН. Большое внимание уделено разработке и внедрению абсорбционных и пароэжекторных холодильных установок, работающих на тепле выпускных газов ГПА.

Во ВНИИГАЗ разработана технология охлаждения природного газа на КС в однородных системах с использованием в них парокомпрессионных холодильных машин, работающих на бинарном хладоагенте — смесь пропана (60 %) и бутана (40 %). В настоящее время осваивается производство таких машин с электроприводными агрегатами АТП 5-8/1 и АТП 5-16/1, холодопроизводительностью 9,3—18,6 МВт, а также с газотурбинными агрегатами ТКА-П-6,3/10 холодопроиз-

водительностью 18,6 МВт Применение в системах охлаждения рассматриваемых машин позволит существенно улучшить процесс охлаждения и соответственно повысить технико-экономические показатели охлаждения газа Однако применение однородных систем с ХМ связано с увеличением капитальных и эксплуатационных затрат На основе анализа факторов, влияющих на экономические показатели систем охлаждения газа, разработаны новые, более эффективные системы, к числу которых относится и созданная во ВНИИГАЗ рекуперативная система охлаждения газа РСО (рис 7 17) Эта система осуществляет не только первичное охлаждение газа перед его поступлением в газопровод и поддерживает постоянной температуру газа в процессе его движения по газопроводу, но и обеспечивает транспортирование газа по газопроводу при его пониженных или низких температурах При этом газ может транспортироваться как при температурах, равных или близких к температуре грунта, так и при отрицательных температурах (—50)—(—60 °С) При этом значительно повышается пропускная способность и надежность газотранспортных магистралей

Транспортируемый газ, имеющий температуру t_1, из газопровода поступает в рекуперативный теплообменник РТО, где за счет теплообмена с газом обратного потока нагревается до температуры t_2, и подается с этой температурой на вход нагнетателя ГПА В нагнетателе газ сжимается политропически и одновременно нагревается до температуры t_3 Нагретый газ поступает в АВО, где охлаждается за счет теплообмена с атмосферным воздухом до температуры t_4 Уровень температуры t_4 определяется уровнем температуры атмосферного воздуха $t_а$ и всегда должен быть выше его на величину недоохлаждения $\Delta T = t_4 - t_а$, оптимальные значения которой находятся обычно в пределах 10—15 °С Предварительно охлажденный в АВО газ затем доохлаждается в РТО за счет теплообмена с газом прямого потока до температуры t_5 Эта температура при идеальном газе будет всегда выше температуры t_1 на величину недорекуперации $\Delta t_{нр}$ В зависимости от площади теплообмена и эффективности работы РТО величина $\Delta t_{нр}$ может иметь различные значения В предельном случае при бесконечно большом по площади РТО $\Delta t_{нр} = 0$ Рациональные значения этой величины обычно находятся в пределах 8—10 °С

Газ, имеющий после РТО температуру t_5, направляется в детандер (расширительную машину), где дополнительно охлаждается за счет расширения до температуры t_6, равной входной температуре t_1, и при такой температуре поступает в газопровод, по которому движется до следующей КС, на которой вновь повторяется описанный выше цикл сжатия и охлаждения газа

Температура газа может понизиться на величину $\Delta t_{нр}$ или до более низких температур не только в детандере, но и в холодильной машине, работающей на тепле выпускных газов ГПА, при этом газ из РТО с температурой t_5 поступает в холодильную машину, где охлаждается до заданной температуры t_1', а затем попадает в газопровод

Степень предварительного подогрева газа в РТО у этой системы $\Delta t_{РТО} = t_2 - t_1$ должна быть такой, чтобы с учетом дополнительного нагрева газа в нагнетателе ГПА оказалось бы возможным сбросить получаемое газом при сжатии тепло с помощью АВО в окружающий атмосферный воздух При этом температура конца охлаждения в АВО — t_4 всегда должна оставаться более высокой, чем температура атмосферного воздуха При бесконечно большом по площади РТО и, следовательно, $\Delta t_{нр} = 0$ падение температуры газа в АВО точно равняется повышению температуры газа при его сжатии в нагнетателе ГПА При наличии недорекуперации падение температуры в АВО всегда будет меньшим на величину падения температуры в детандере В этом случае требуемая степень повышения давления газа в нагнетателе должна быть выше степени повышения давления, необходимого для восстановления потерь давления в газопроводе, на величину, обеспечивающую снятие недорекуперации за счет расширения газа в детандере

В некоторых случаях более целесообразным может оказаться использование при реальных газах вместо детандера эффекта Джоуля—Томпсона, создаваемого путем пропускания газа через дроссельное устройство В этом случае отпадает необходимость в применении детандера, что существенно упрощает конструкцию и эксплуатационные характеристики системы

При эксплуатации газопроводов с температурами транспортируемого газа, близкими к температуре грунта, в большинстве случаев отсутствует необходи-

мость строгого соблюдения равенства температур на входе и выходе КС Обычно допускается, чтобы температура газа на выходе была на 4—8 °С выше температуры газа на входе При движении газа по газопроводу от одной КС до другой это превышение температуры будет снято за счет отвода тепла в окружающий грунт В этом случае роль устройства снимающего недорекуперацию будет играть сам газопровод

Если газ транспортируется при низких температурах и по трубопроводу, имеющему тепловую изоляцию стенок, то, как показывают специальные расчеты при хорошей изоляции будет наблюдаться некоторое (на 4—8 °С) снижение температуры газа по мере движения его от одной КС до другой вследствие его изоэнтальпического расширения Очевидно и в этом случае трубопровод будет также играть роль устройства снимающего недорекуперацию газа в системе охлаждения

В обоих этих случаях газ будет поступать в трубопровод непосредственно с температурой t_5, более высокой, чем температура t_1 охлаждаться в нем за счет того или иного эффекта до температуры t_1 и с этой температурой поступать к следующей КС

Полное охлаждение газа до его первоначальной температуры может потребоваться только при транспортировке газа по трубопроводу в условиях вечной мерзлоты Устранение возможности растепления вечномерзлых грунтов требует, чтобы температура газа после системы охлаждения равнялась бы температуре газа до нее, и обе они вместе должны равняться температуре вечномерзлого грунта В этом последнем, случае система должна применяться в полном объеме, с «внутренним» снятием недорекуперации и с использованием детандера (холодильной машины) или дроссельного устройства

Таким образом, в рассматриваемой системе температурный потенциал сжатого газа повышается за счет рекуперации тепла до уровня, позволяющего сбросить получаемое газом при сжатии в нагнетателе тепло в окружающую среду с помощью обычных АВО т е уровня превышающего t_a При этом затрачивается дополнительная работа, равная разнице работ сжатия газа с начальными температурами равными температурам *после и до РТО Последнее означает*, что описываемая система по характерным признакам аналогична любым другим системам охлаждения, задача которых также заключается в повышении за счет затраты определенного количества работы температурного потенциала рабочего тела с некоторого, *более низкого уровня до относительного* более высокого, при котором отбираемое на низком температурном потенциале тепло может уже сбрасываться в окружающую среду

АГРЕГАТЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КС

Для обеспечения надежной работы на КС, как правило, предусматриваются два внешних источника электроснабжения и аварийная электростанция В случае одного внешнего источника или его отсутствия на газотурбинных и поршневых ГПА используются электростанции собственных нужд на газовом топливе

Для обеспечения питания автоматики аварийного освещения и аварийных насосов смазки предусматриваются аккумуляторные батареи напряжением 220 В

В качестве привода для электростанций собственных нужд применяются газотурбинные или поршневые электроагрегаты

	АПЭС 2500
Мощность номинальная кВт	2500
Мощность максимальная (кратковременная) кВт	2750
Масса т	25 0
Тип двигателя	АИ 20
Частота вращения ГТУ об мин	12 300
Топливо	Природный газ
К п д двигателя	0 193
Тип масла	Смесь МК 8 и МК 22
Расход масла кг/ч	1
Тип генератора	Синхронный СГС 14 100 6
Мощность генератора кВт/кВ А	2500/3125
Ток	Переменный трехфазный
Частота Гц	50
Напряжение В	6300
Частота вращения генератора об/мин	1000

Для электропитания КС широко применяются поршневые газовые мотор-генераторы ДГ-68, 11ГД100М, МГ-3500, АПЭС-3,5, АПЭС-114 и др

Газовые мотор-генераторы ДГ-68 предназначены для работы в стационарных условиях в качестве основного и резервного источника электроснабжения (табл 7 9)

Эти мотор-генераторы нашли достаточно широкое применение на КС магистральных газопроводов с газотурбинными агрегатами, в качестве источников электроснабжения Мотор-генераторы устанавливаются на электростанциях собственных нужд На базе данных мотор-генераторов был разработан проект создания опытного образца электростанции мощностью 630 кВт с газовым двигателем, размещенной на плавуче-передвижном фундаменте (специальном понтоне)

Электростанция предназначена для снабжения электроэнергией потребителей, не подключенных к ЛЭП энергосистем

Стационарные газовые мотор-генераторы 11ГД100М предназначены для использования в качестве основных и резервных источников электроснабжения предприятий газовой промышленности

Мотор-генераторы 11ГД100М со всем вспомогательным оборудованием размещаются в закрытом помещении, где поддерживается температура не ниже +8 °С Фундамент двигателя и генератора общий

Данные мотор-генераторы эксплуатируются на крупнейших газотранспортных системах Бухара—Урал, Средняя Азия—Центр и газодобывающих комплексах Севера Тюменской области и зарекомендовали себя как высоконадежные агрегаты, с высокой степенью унификации запасных частей и стабильными качественными показателями вырабатываемой электроэнергии

Использование системы автоматизации «Вахта-1» позволяет создать электростанции с данными мотор-генераторами мощностью до 10—15 тыс кВт, автоматизированными по III степени автоматизации в соответствии с ГОСТ 10032—69.

Газовый мотор-генератор МГ-3500 предназначен для питания электроэнергией силовых и осветительных установок в стационарных условиях, состоит из двигателя 16ГДПН23/2×30 и генератора трехфазного переменного тока СГД16-69-6 или СГД16-84-6

Стационарные дизель-электрические автоматизированные агрегаты АС-804 и АС-814 предназначены для использования в качестве основного, резервного или аварийного источника электропитания переменным трехфазным током и применяются на стационарных электростанциях собственных нужд КС магистральных газопроводов и других объектах газовой промышленности

Агрегаты могут поставляться в двух модификациях в зависимости от конструкции системы охлаждения с двухконтурной системой охлаждения (добавляется буква «Д»), с радиаторной системой охлаждения (добавляется буква «Р»)

Заводское обозначение агрегатов АС-804Р,Д для АСД-630-Т/400-А3Р,Д АС-814Р,Д для АСД-500-Т/400-А3Р,Д, что расшифровывается как АСД — агрегат стационарный дизель-электрический, цифры 630, 500 — мощность агрегатов в кВт, Т — трехфазного переменного тока, 400 — напряжение в В, А — автоматизированы, 3 — по третьей степени

Агрегат состоит из дизель-генератора, системы автоматического управления СУАС; щита управления генератора ЩГ, электрокомпрессора АКД-2, блока регламентных циклов аккумуляторной батареи БРЦ, водяного расширительного блока с датчиком реле уровня для агрегатов с двухконтурной системой охлаждения, блока охлаждения (с расширительным баком) для агрегатов с радиаторной системой охлаждения; насоса для подкачки топлива 1В-0,9 МК и агрегата подкачки масла; комплекта запасных частей, инструмента и принадлежностей, а также монтажно-наладочных и других деталей согласно ведомости комплектации

Максимальное число пусков не более 110 за год Агрегат обеспечивает надежную работу в следующих условиях эксплуатации температура наружного воздуха от —50 до +50 °С; температура окружающего воздуха в помещении ДЭС от +8 до +50 °С, запыленность воздуха не более 5 мг/м³.

Время пуска дизель-генератора с момента подачи импульса (команды) на пуск до готовности дизеля принято за 100 %-ную нагрузку при температуре воздуха в помещении станции от 15 °С и выше — не более 15 с, при температуре воздуха в помещении станции от 8 до 15 °С — не более 25 с

Таблица 7.9

Основные технико-экономические показатели газовых мотор-генераторов

Показатели	ДГ68 400 (6Г4Н 36/45)	11ГД100М (101 Д $\frac{207}{2\times254}$)	
		750	600
Тип двигателя	Четырехтактный, рядный, газовый, вертикальный с форкамерно факельным зажиганием, турбонаддувом и охлаждением наддувочного воздуха	Двухтактный, рядный, газовый, вертикальный со встречно-движущимися поршнями и форкамерно-факельным зажиганием	
Номинальная мощность, кВт	630	1000	900
Частота вращения коленчатого вала, об/мин	375	750	600
Число цилиндров	6	10	10
Диаметр цилиндра, мм	360	207	207
Ход поршня, мм	450	2×254	2×254
Генератор	Трехфазного переменного тока с самовозбуждением и щитами управления	Трехфазного переменного тока, синхронный, с независимым возбуждением и самовентиляцией	
		СГДС15-30-8у4	СГДС15 39 10
Напряжение, В	400, 6300 В, 50 Гц	6300	6300
Удельный расход тепла или топлива	5705 кДж/кВт	5705 кДж/кВт	5450 кДж/кВт
Топливо	Природный газ	Природный газ	
Удельный расход масла на угар, г/кВт ч	1,9	1,8	1,8
Габаритные размеры, м	6600×1650×2730	8100×2820	3144
Масса (без возбудителя), кг	36 700		29 170 + 3 %
Ресурс, ч.			
до первой переборки	7000	6000	9000
до капитального ремонта	50 000	50 000	60 000
Система пуска	Сжатым воздухом	Сжатым воздухом	
Система охлаждения	Двухконтурная с водо-водяным охлаждением	Двухконтурная с водо водяным охлаждением	

Оперативный ток питания датчиков и исполнительных устройств — постоянный, напряжение 24^{+4}_{-3} В, ток собственных нужд — переменный, напряжением 380/220 В

От агрегата, работающего на холостом ходу, обеспечивается прямой запуск напряженного короткозамкнутого асинхронного двигателя мощностью до 30 % от номинальной мощности генератора с 5—6 -кратным пусковым током. Обеспечивается длительная параллельная работа однотипных агрегатов между собой и внешней сетью Заброс (провал) числа оборотов после мгновенного сброса (наброса) 100 %-ной нагрузки не более 8 % для дизель-генератора АС-814 и не более 7,25 % для агрегата АС-804, длительность переходного процесса при этом не

МГ-3500 (16ГДПН 23/2×30)	АС-814	АС-804
Двухтактный, газовый, вертикальный, рядный, со встречно-движущимися поршнями и форкамерно-факельным зажиганием	Четырехтактный, дизельный, со звездообразным расположением цилиндров	
3500	500	500
710	1500	1500
16	12	12
230	180	180
2×300	200	200
Генератор трехфазного переменного тока	Трехфазного переменного тока частотой 50 Гц	
СГД16 69-6 (СГД16-84-6)		
6300 и 10 500	400	400
5950 кДж/кВт	129 кг/час	129 кг/час
Природный газ	Марки ДС или ДЛ по ГОСТ 4749—73	
3,4	Удельный расход масла МС-20П по ТУ 38-1-01-265-72, МК-22П по МРТУ 38-1-204—66 не более 4 кг/ч	
11 705×2500×3300	4300×1560×2147	4400×1560×2147
59 000	6300—6200	7100—7000
4000	2500	2500
50 000	Назначенный полный ресурс	
Сжатым воздухом	Сжатым воздухом	
Двухконтурная		

более 3 с, изменение напряжения не более 20 %. Нестабильность поддержания частоты вращения не превышает ±0,5 %.

Время необслуживаемой непрерывной работы агрегата — 240 ч. Дизель-генератор транспортируется на 10-тонном автомобиле или по железной дороге.

Блочная поставка агрегата и комплектующих изделий позволяет быстро осуществить монтаж и пуск агрегата в работу. Агрегат может находиться в режиме дежурства, т. е. при нахождении в рабочем дежурстве агрегат готов к пуску с приемом нагрузки без обслуживающего персонала.

Агрегат располагается в помещении, закрытом от воздействия атмосферных осадков и обеспечивающем температуру в помещении не ниже 8 °С

Небольшая масса, высокая степень автоматизации, надежный пуск и хорошие динамические качества при приеме нагрузки обеспечили широкое внедрение агрегатов АС-804 и АС-814 на компрессорных станциях магистральных газопроводов и других объектах газовой промышленности Данные агрегаты используются в качестве аварийных и резервных источников электроснабжения для обеспечения электроприемников, отнесенных к I категории в соответствии с ПУЭ на газодобывающих и газотранспортных предприятиях газовой промышленности

Для электроснабжения станций катодной защиты, узлов радиорелейной связи и других линейных потребителей магистральных газопроводов во ВНИИГАЗ разработан и серийно выпускается типоразмерный ряд мобильных автоматизированных электростанций мощностью 3, 5, 7 и 14 кВт. В указанных электростанциях установлено по два газовых мотор-генератора, работающих на природном газе и автоматизированных по третьей степени автоматизации, и дизель-генератор, который может быть включен при отсутствии природного газа

Использование природного газа в качестве моторного топлива, объединение в единый контур систем отопления электростанции и охлаждения газовых двигателей позволили резко поднять моторесурс и повысить надежность электроснабжения потребителей

Использование природного газа бытового давления позволяет широко применять эти станции в самых различных отраслях народного хозяйства

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

Сжиженные газы в процессе их получения, транспортировки, хранения и использования находятся в двухфазном состоянии — в жидком и парообразном. При этом давление, т. е. упругость паров и жидкости, находящихся в равновесном состоянии (когда нет отбора паров и жидкости из емкости, в которой они заключены), зависит от состава сжиженного газа и окружающей температуры. Так как сжиженные газы вырабатываются в соответствии с ГОСТ 20448—80, их состав колеблется в пределах, разрешенных этим стандартом.

В связи с тем что оборудование для транспортировки, хранения и использования смеси пропана и бутана технического зимней (СПБТЗ) и смеси пропана и бутана технического летней (СПБТЛ) является одинаковым, его, как правило рассчитывают, исходя из свойств технического пропана, имеющего наибольшую упругость паров. Транспортировка, хранение и использование сжиженных газов для энергетических целей осуществляются в основном в условиях естественных температур. Поэтому за расчетную принимают максимально возможную температуру окружающего воздуха в 45 °С, при которой упругость паров пропана составляет около 1,6 мН/м². Таким образом, основное оборудование, применяемое при транспортировке, хранении и использовании сжиженных газов, работает в условиях повышенных давлений.

Оборудование для сжиженных углеводородных газов может быть условно классифицировано на следующие группы для транспортировки сжиженных газов; для хранения сжиженных газов; для перемещения сжиженных газов; для регазификации (испарения) сжиженных газов; для наполнения баллонов сжиженным газом; для обслуживания баллонов для сжиженных газов.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ

В зависимости от дальности перевозок, условий хранения и установок, использующих сжиженные газы, последние можно транспортировать в баллонах различной вместимости автомобильными и железнодорожными цистернами, специальными речными и морскими судами, а также по трубопроводам.

Баллоны для сжиженных газов

К баллонам относят сосуды вместимостью до 120 л. Сосуды от 100 до 500 л получили название бочек, а свыше 500 л — резервуаров. Баллоны — это простейшие сосуды, предназначенные для транспортировки и хранения сжиженных газов. В нашей стране выпускаются в основном баллоны вместимостью 5, 27 и 50 л по чертежам ГОСТ 15860—70 на «Баллоны стальные сварные для сжиженных газов». Предусматривается выпуск баллонов вместимостью 2,5, 5, 12, 27, 50 и 80 л. Причем баллоны вместимостью 2,5 и 5 л должны изготовляться без обечайки, с воротником, т. е. сваренными из отштампованных половинок (днищ), как это показано на рис. 8.1, *а* (табл. 8.1). Баллоны вместимостью 12 и 27 л могут быть изготовлены без обечайки (при наличии мощного прессового оборудования) и с обечайкой и воротником (рис. 8.1, *б*). Баллоны вместимостью 50 и 80 л должны выпускаться с обечайкой и колпаком (рис. 8.1, *в*). Баллоны для сжиженного газа вместимостью 12 л и более состоят из башмака *1*, предназначенного для устойчивой вертикальной установки баллона и удобства переноски, нижнего *2* и верхнего *5* днищ, обечаики *3*, горловины *6* и воротника *7* Чтобы облегчить центровку обечайки и днищ, последние к обечайке привариваются с применением внутренних

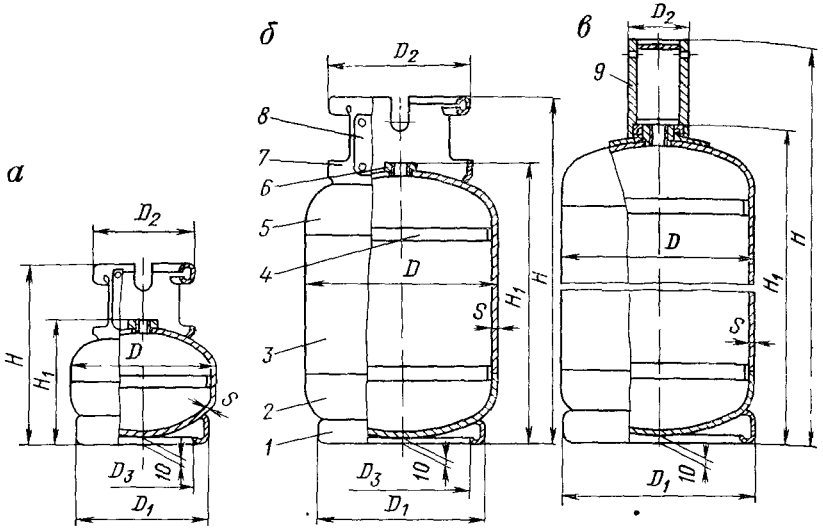


Рис. 8.1. Баллоны для сжиженных углеводородных газов

установочных (подкладных) колец *4*. Баллоны могут быть изготовлены и без таких колец, но тогда должна производиться подвальцовка обечайки или днища баллона. На каждом баллоне в верхней его части (на горловине для баллонов в 50 и 80 л, на воротнике для остальных баллонов) должна прикрепляться паспортная таблица *8*. Баллоны вместимостью 50 и 80 л должны снабжаться специальными защитными колпаками *9*. Обечайка, днища и горловина баллонов должны изготовляться из стали, выплавленной в мартеновских или электрических печах, спокойной, в основном марки В Ст 3 по ГОСТ 380—71. Указанные детали можно изготовлять также из стали марки М Ст 3 группы Б ГОСТ 380-71, но в этом случае сталь должна быть испытана на разрыв.

Баллоны для сжиженных газов вместимостью 2,5 и 5 л должны поставляться с запорными устройствами; вместимостью 12 и 27 л — с запорными устройствами и защитными кольцами; вместимостью 50 и 80 л — с вентилями, колпаками и защитными кольцами.

Каждый баллон должен иметь паспортную табличку, на которой должны быть четко выбиты следующие данные: наименование или марка завода-изготовителя; тип баллона и его номер; дата (месяц и год) изготовления (испытания) и следующего испытания; рабочее давление; пробное гидравлическое давление.

Таблица 8.1

Техническая характеристика баллонов для сжиженных газов и основные размеры

Вместимость баллона, л	Масса баллона, кг	Масса газа, кг	Масса тары на 1 кг газа, кг	Размеры, мм							
				S	D	D_1	D_2	D_3	H	H_1	H_1/D
2,5	2,8	1	2,8	2	200	200	155	160	224	136	0,68
5	4	2	2	2	222	200	155	160	284	197	0,89
12	6	5	1,2	2	222	200	155	160	470	384	1,73
27	14,5	11,4	1,27	3	299	270	222	230	575	474	1,58
50	22	21,2	1,04	3	299	299	89	—	960	830	2,77
80	31,5	34	0,98	3	299	299	89	—	1404	1275	4,26

вместимость, масса пустого баллона Вместимость для баллонов 2,5 и 5 л должна указываться номинальная, а для баллонов 12, 27, 50 и 80 л — фактическая с точностью ±0,2 л

Масса пустого баллона должна указываться фактической, окрашенного баллона без запорного устройства (или вентиля), колпака и защитных колец с точностью ±0,1 кг для баллонов 2,5 и 5 л и с точностью ±0,2 кг для баллонов 12, 27, 50 и 80 л Масса баллона с газом должна указываться с запорным устройством (или вентилем), без колпака и защитных колец из расчета 0,425 кг на каждый литр фактической вместимости

Высота знаков клеймения должна быть не менее 8 мм

Наружные поверхности баллонов (кроме паспортной таблицы) должны быть очищены, покрыты грунтовкой и окрашены стойкой краской красного цвета

На верху цилиндрической части баллона на длине не менее $^1/_2$ окружности должна быть нанесена нитроэмалью надпись «Пропан» Цвет надписи — белый Высота букв для баллона вместимостью 2,5 и 5 л — 20 мм, 12 л — 40 мм, 27, 50 и 80 л — 60 мм Баллоны вместимостью 2,5 и 5 л предназначаются главным образом для использования туристами (в качестве примусов) и частично в бытовых условиях, лабораториях, для производства пайки, резки и сварки металлов и других работ, в полевых условиях Баллоны вместимостью 12 и 27 л в связи с относительно малой массой используются в однобаллонных внутриквартирных установках, для плит и каминов со встроенными баллонами, в промышленных установках для пайки сварки и резки металлов для питания газовых осветительных установок и передвижных установок с газовыми горелками инфракрасного излучения Баллоны вместимостью 27 и 50 л приняты в качестве типовых для бытового газоснабжения Баллоны вместимостью 50 и 80 л предназначаются для наружных установок индивидуальным потребителям, когда невозможно использовать баллоны внутри помещения, для газоснабжения систем отопления, а также установок потребителям, отдаленным от газоприемо раздаточных станций на расстояние более 200 км Указанные баллоны могут также применяться при газоснабжении нескольких домов от групповых баллонных установок, коммунальных и промышленных потребителей в условиях городского и сельского хозяйства

Баллоны вместимостью 50 л старой конструкции отличаются от указанных баллонов габаритными размерами, а иногда толщиной листовой стали и вместимостью Масса баллонов старой конструкции колеблется от 25 до 35 кг Следует отметить, что в связи со значительной массой 80 литровых баллонов с газом (около 65 кг) их производство в нашей стране давно прекращено Не производятся и баллоны 2,5 л

Запорное устройство на баллоне должно обеспечивать герметичное отключение внутренней полости баллона от атмосферы, максимальные скорости заполнения баллона жидкой фазой пропана — бутана, автоматизацию заполнения баллонов, высокую степень надежности в работе

Конструкция запорного устройства должна быть достаточно простой, чтобы обеспечивалась возможность изготовления и замены быстроизнашиваемых деталей в условиях газораспределительной базы Для изготовления указанных устройств следует применять недефицитные материалы л использовать прогрессивные методы при серийном изготовлении

В соответствии с ГОСТ 15860—70 баллоны вместимостью 80—50 л комплектуются вентилями, а баллоны вместимостью — 1—27 л — запорно-редуцирующими клапанами КБ Корпуса КБ изготовляют из латуни, корпуса вентилей — из углеродистой стали КБ представляет собой самоуплотняющийся обратный клапан, защищаемый от механических повреждений снаружи пластмассовым колпачком Вентиль уплотняется вручную поворотом шпинделя, кроме того, боковые штуцеры вентилей имеют заглушки обеспечивающие дополнительную герметичность вентиля при транспортировке и хранении баллона с газом (рис 8 2)

Широкое распространение получили запорные устройства типа обратный клапан Их устанавливают на баллонах вместимостью 27, 12 и 5 л Рассмотрим конструкции клапанов КБ 1, КБ 2 и П-24 Запорным элементом КБ-1 (рис 8 3) является обратный клапан *1* состоящий из корпуса с впрессованным резиновым уплотнительным кольцом пружины *3* прижимающей резиновое уплотнительное кольцо к фартуку корпуса, и чашки *4* обеспечивающей соосное перемещение клапана *1* Клапан состоит из двух основных деталей — корпуса *2* и штуцера *5*,

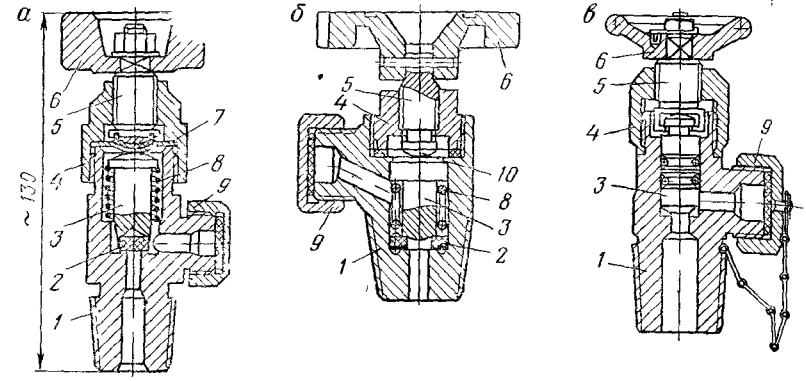


Рис. 8.2. Угловые вентили для баллонов: *а* — ВБ-1; *б* — ВБ-2; *в* — К-6-16; *1* — корпус; *2* — уплотнительный материал; *3* — клапан; *4* — прижимная гайка; *5* — шпиндель; *6* — маховичок; *7* — мембрана; *8* — пружина; *9* — заглушка; *10* — шарик

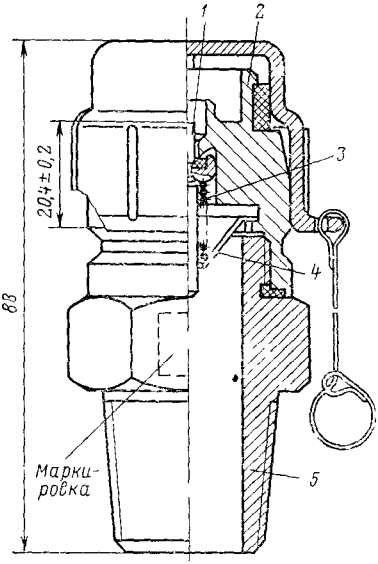


Рис. 8.3. Баллонный вентиль КБ-1

соединяемых на резьбе. Резьбовое соединение является весьма ответственным, так как в случае его неисправности возможен внезапный выброс газа из баллона. Изготовление резьбы должно соответствовать ГОСТ 9150—81. При сборке резьбу необходимо смазывать тонким слоем сурика.

Клапан КБ-1 является запорно-редуцирующим, предназначен для газового баллона, используется для работы в комплекте с регулятором давления «Балтика-1» и осуществляет две функции: снижает давление газа путем дросселирования газового потока до 0,2 МПа; герметически отключает внутреннюю полость клапана от атмосферы.

Техническая характеристика клапана КБ-1

Давление, МПа:	
на входе	До 1,6
на выходе	До 0,2
Минимальное давление газа в баллоне, МПа	0,05
Температура окружающей среды, °С	От —20 до +45
Масса, кг	0,38
Долговечность, лет	Не менее 5
Размер шестигранника под ключ, мм	36

Клапан должен иметь маркировку на одной из граней шестигранника штуцера с указанием товарного знака завода-изготовителя; шифра изделия, КБ-1; даты выпуска; порядкового заводского номера или клейма ОТК.

Для портативных баллонов вместимостью 1 л используют редукционно-запорные клапаны П-24 (рис. 8 4). Присоединение регулятора давления к клапану П-24 осуществляется резьбовым соединением, причем резьба располагается внутри корпуса клапана, что обеспечивает ее сохранность при транспортировке баллонов, а металлическая заглушка обеспечивает полную герметичность даже в слу-

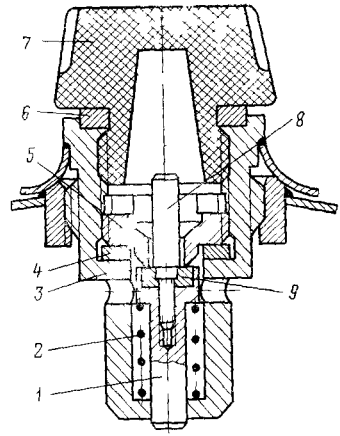


Рис 8 4 Запорный клапан П-24 для баллона вместимостью 1 л
1 — клапан, 2 — пружина, 3 — корпус 4, 6 — прокладки, 5 — винт 7 — заглушка, 8 — шток 9 — уплотнительная пружина

чае негерметичности клапана Практика эксплуатации указанных клапанов подтверждает большую их эффективность

Проходные сечения запорных устройств, см²

Вентили ВБ 1, ВБ 2	0 28
Клапан КБ-1	0,06
Клапан КБ-2	0,12
Клапан П-24	0,015

Баллоны для сжиженных углеводородных газов можно перевозить как в обычных бортовых, так и в специальных автомобилях (рис 8 5) Кузов машины представляет собой сваренный из труб и уголков каркас *2*, в ячейки которого помещают в горизонтальном положении вентилями к середине кузова баллоны *1*. Баллоны укладывают на подвесные ролики *6*, обтянутые резиновыми трубками, смягчающими удары Подвесные ролики облегчают погрузку и разгрузку баллонов в автомобиль В кузове баллоны укладывают в шахматном порядке, что позволило уменьшить его размеры Верхней частью баллоны упираются в деревянную перегородку *8* с отверстиями для колпаков с вентилями, что исключает их сталкивание Чтобы баллоны не выпадали из ячеек при перевозке, их запирают штангами *3*, помещенными в специальные кронштейны Каркас для размещения баллонов устанавливается на раме шасси и крепится к ней системой уголков *5* В ячейке *7* помещается тележка для развозки баллонов От нагрева солнечными лучами баллоны защищает теневой кожух *4*, выполненный в виде брезентовой крышки, собранной на каркасе из дюралевых уголков Автомобиль снабжается двумя углекислотными огнетушителями ОУ 2, а глушитель двигателя вынесен вперед По обеим сторонам кабины проходит красная полоса с надписью «Пропан Огнеопасно»

Техническая характеристика автомобиля «Клетка» на шасси ГАЗ-51

Грузоподъемность, кг	2500
Число баллонов в кузове	32
Масса с полной нагрузкой, кг	5400
Габаритные размеры (без нагрузки), мм	5815×2270×2046

Автомобиль рассчитан на перевозку баллонов длиной до 1130 мм и диаметром до 310 мм Автомобили типа «Клетка» для перевозки баллонов также монтируются на шасси машин ГАЗ 52 (на 40 баллонов) и ГАЗ-53 (на 54 баллона).

Железнодорожные цистерны

В нашей стране один вид железнодорожных цистерн — с верхним наливом и сливом сжиженного газа (рис 8 6) Цистерна расположена на четырехосной железнодорожной платформе *1* и представляет собой сварную цилиндрическую емкость со сферическими днищами *2* Верхняя часть цистерны до ее предельной горизонтальной оси покрыта теневым кожухом *3* из листовой стали толщиной 2 мм Теневой кожух закреплен на цистерне так, что зазор между ними составляет 60 мм Теневой кожух служит для защиты цистерны от непосредственного воздействия солнечных лучей В последние годы кожух на цистерну не ставится, а она красится белой краской В верхней части цистерны по ее вертикальной оси вварена горловина, так называемый люк-лаз, через который осматривают внутреннюю полость цистерны Крышка люка-лаза выполнена в виде фланца, на котором крепится вся арматура цистерны, кроме манометра Люк-лаз с арматурой прикрывается предохранительным клапаном *5* диаметром 685 мм и высотой 340 мм

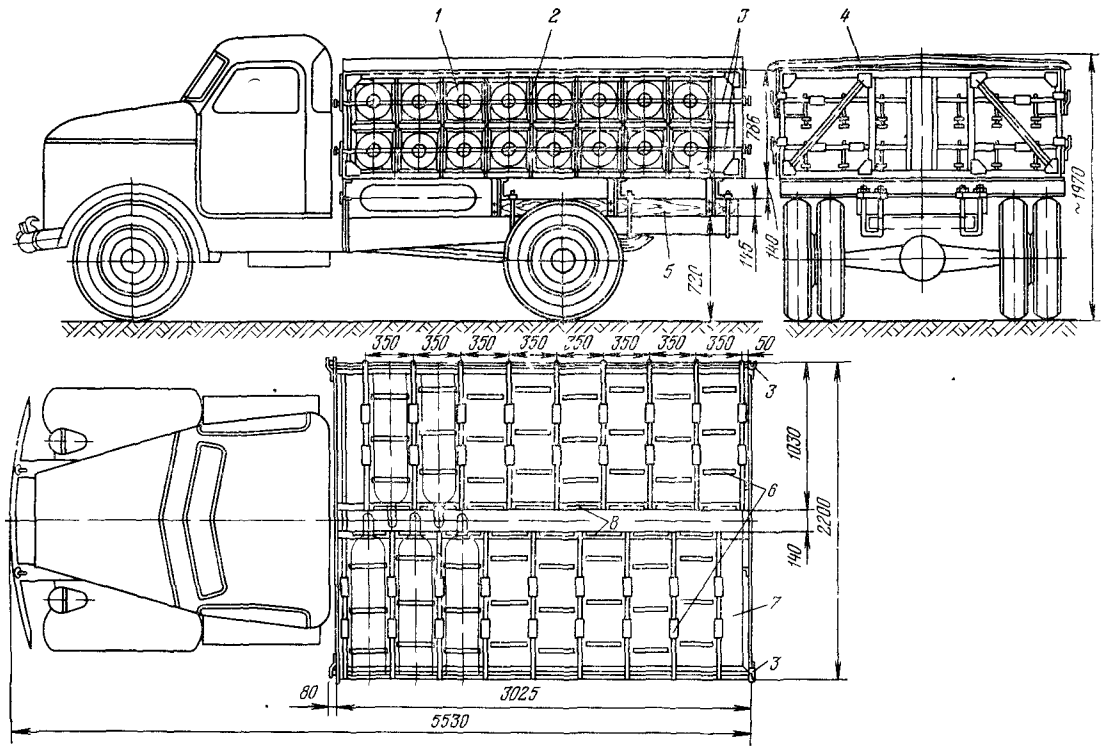


Рис. 8.5. Автомобиль для транспортировки баллонов на шасси автомобиля ГАЗ-51

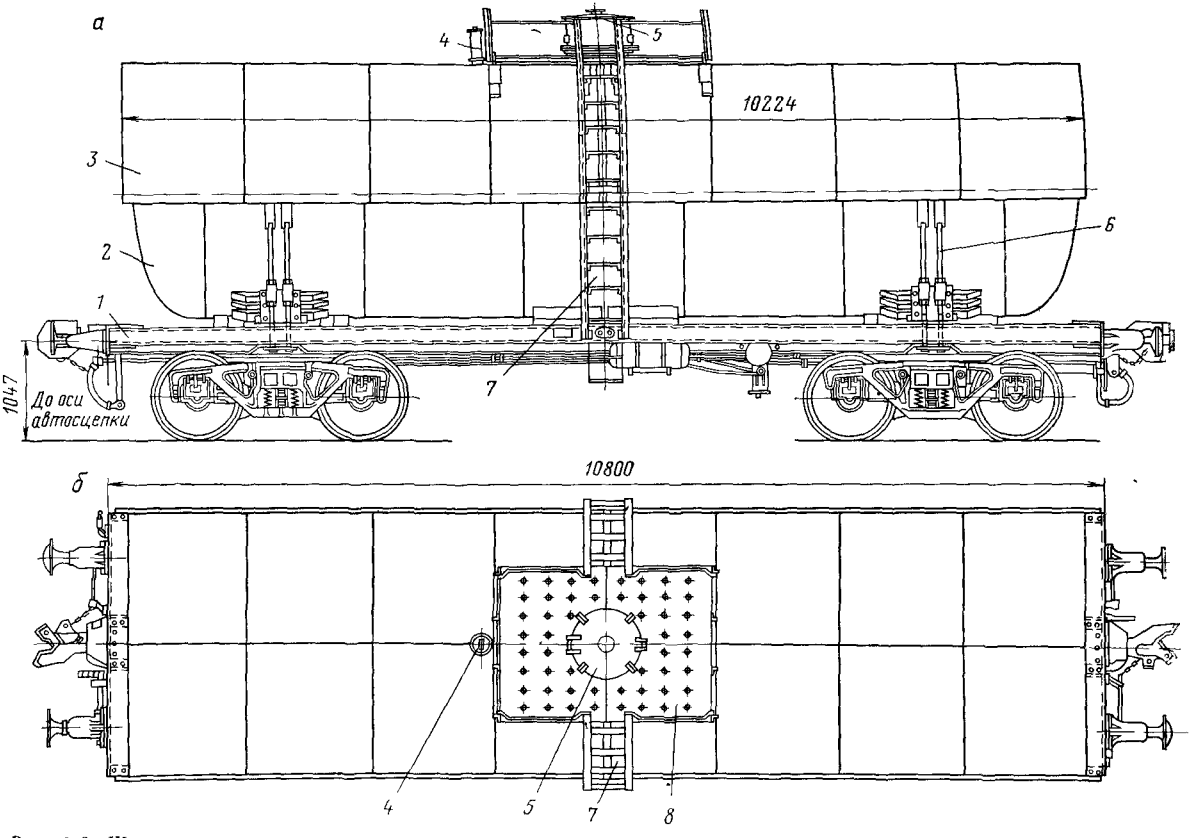


Рис. 8.6. Железнодорожная цистерна для транспортировки сжиженных газов:
а — вид сбоку; *б* — вид сверху

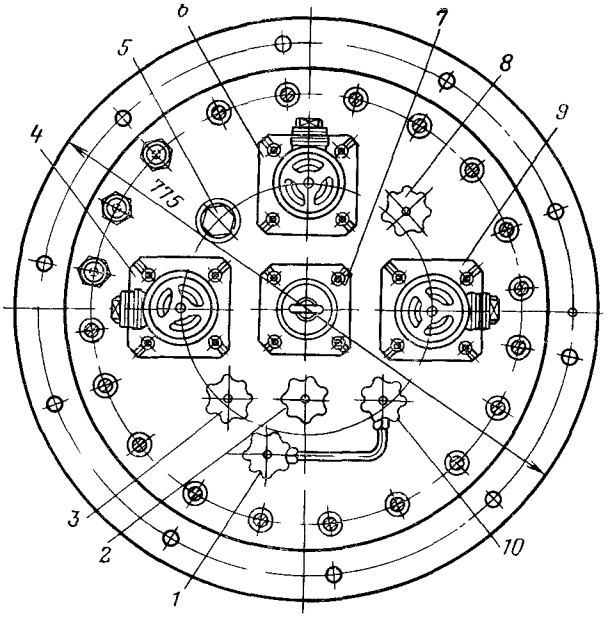


Рис 8 7 Крышка люка-лаза с размещенной на ней арматурой

При следовании пустой или заполненной железнодорожной цистерны к месту наполнения или слива колпак *5* должен быть запломбирован Для обслуживания арматуры при сливе и наливе железнодорожной цистерны и для проверки ее состояния вокруг колпака, прикрывающего люк лаз, укреплена площадка с поручнями *8*, на которую поднимаются по стремянкам *7* по обе стороны цистерны Наверху цистерны рядом с площадкой обслуживания арматуры под специальным колпаком установлен манометр *4* с трехходовым краном, позволяющий вести наблюдение за давлением газа в цистерне Цистерна крепится к раме железнодорожной платформы стяжными болтами *6*

На крышке люка лаза (рис 8 7) крепится сливно наливная и предохранительная арматура и арматура для контроля сливно наливных операций В центре крышки люка лаза смонтирован пружинный предохранительный клапан *7*, через него сбрасываются пары сжиженного газа в атмосферу, если давление в цистерне будет сверх нормативного т е больше 2,16 МПа По обе стороны предохранительного клапана по оси цистерны установлены два сливно наливных угловых вентиля *4* и *9*, которые через скоростные клапаны соединены с трубками, доходящими почти до конца цистерны Для отбора из цистерны или подачи в нее паров сжиженного газа служит угловой вентиль *6*, соединенный с паровым пространством цистерны также через скоростной клапан Правильность наполнения цистерны сжиженным газом контролируют вентилями *2* и *3*, заканчивающимися внутри трубками на уровне максимального наполнения цистерны При этом трубка вентиля *2*, маховик которого окрашен в зеленый цвет, заканчивается на уровне максимально допустимого заполнения цистерны сжиженным газом, а трубка вентиля *3*, маховик которого окрашен в красный цвет — на 50 мм выше Таким образом, вентиль *2* является сигнальным, а слой жидкости в 50 мм (заключенный между концами трубок вентилей *2* и *3*) — допустимо контролируемым переполнением железнодорожной цистерны сжиженным газом Опорожнение цистерны контролируют вентилем *10*, трубка которого установлена на уровне низа сливно-наливных трубок Вентиль *1* предназначен для удаления столба жидкости из трубки вентиля *10* после его закрытия Вентиль *8* (дренажный) служит для удаления из цистерны воды и тяжелых (не испаряющихся) остатков сжиженного газа Конец трубки вентиля *8* заканчивается на расстоянии 5 мм от низа цистерны Термо

метр для замера температуры сжиженного газа размещается в кармане *5* предста вляющем собои трубку длиной 2550 см Конец этои трубки опущенный в ци стерну заварен а конец ввинченный во фланец люка лаза открыт

Железнодорожную цистерну окрашивают алюминиевой краскои Вдоль боко вой ее поверхности по нижней образующеи теневого кожуха делают красную по лосу и надпись «Пропан Огнеопасно» На кожухе указывают полную и полезную вместимость цистерны и ее номер На цилиндрической нижней части указывают рабочее и гидравлическое испытательное давление а также даты прошедших и следующих испытаний

Техническая характеристика железнодорожнои цистерны

Общая длина четырехоснои платформы мм	12 020
Длина рамы платформы мм	10 800
Длина цистерны мм	
по днищам	10 100
по теневому кожуху	10 224
Полезная высота цистерны (от головки рельса до верхней точки предохрани тельного клапана) мм	4650
Наибольшая ширина цистерны мм	3150
Внутренний диаметр цистерны мм	2600
Толщина стенки обечаики цистерны мм	26
Толщина стенки днища цистерны мм	32
Диаметр колпака мм	685
Высота колпака мм	340
Полныи объем цистерны м³	51
Полезныи объем цистерны (при коэффициенте наполнения 0 84) м³	43
Масса сжиженного газа (при максимально допустимом наполнении цистерны) т	21 6
Масса цистерны с ходовои частью (тара) т	38 36
Рабочее давление МПа	9
Гидравлическое испытательное давление МПа	3

При расчете и изготовлении железнодорожных цистерн руководствуются «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов работающих под давлением» Госгортехнадзора СССР, а при их эксплуатации — ведомственными инструкциями

Автомобильные цистерны

Для транспортировки сжиженных углеводородных газов от газораздаточных станций, кустовых баз и заводов поставщиков до всевозможных потребителей, имеющих резервуары созданы специальные автомобильные цистерны различной вместимости (табл 8 2)

Автоцистерна АЦМ 8 130 для транспортировки сжиженного газа смонти рована на шасси автомобиля ЗИЛ 130 Эта автоцистерна (рис 8 8) представляет цилиндрический резервуар *2* смонтированный на шасси автомобиля В заднем днище *3* резервуара вварен люк *4* с приборами Резервуар смонтирован и прикреплен к раме *10* автомобиля а для защиты резервуара и сливно

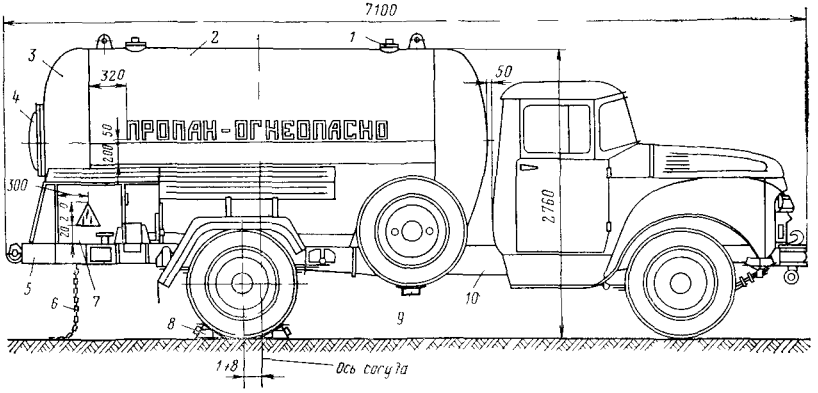


Рис 8 8 Автоцистерна для транспортировки сжиженных газов АЦМ 8 130

Таблица 8.2

Техническая характеристика автоцистерн

Параметры	АЦМ-8-130	ЦППЗ-12-130В1	ЦППЗ-33,9-258	ППЦТ-36,3-258
Полный геометрический объем цистерны, м^3	7,25	12	33,9 + 0,4	36,6
Масса сжиженного газа, кг	—	5 100	14 400	15 420
Масса цистерны с газом (без автомобиля), кг	—	11 900	28 600	29 700
Масса цистерны с автомобилем и газом, кг	10 525	15 800	38 280	39 380
Рабочее давление, МПа	1,8	1,8	1,8	1,8
Давление гидроиспытания, МПа	2,3	2,2	2,3	2,3
Колея колес тележки, мм	—	—	1 920	1,920
Тип насоса	—	НЧ-5/170	НЧ-5/170	—
Мощность электродвигателя насоса, кВт	—	8	8	—
Тип счетчика	—	УИЖГ-20	УИЖГ-20	—
Мощность электронагревателя, кВт	—	5	5	—
Габаритные размеры, мм:				
длина	7100	10 500	16 610	15 380
ширина	2760	2 450	2 630	2 630
высота	2500	3 150	3 750	3 750

наливной арматуры в случае неаккуратной подачи автомобиля назад имеется буфер *5*. Для снятия электростатического электричества предусмотрена цепь *6*, а арматура управления сливно-наливными операциями спрятана в специальный ящик-кожух с дверкой *7*. С правой стороны вблизи от кабины водителя имеется кронштейн *9* для крепления запасного колеса. Резервуар автоцистерны снабжен двумя предохранительными клапанами *1*, а при стоянке автомашина тормозится колодками *8*.

Все выпускаемые автоцистерны, равно как и автоцистерны, выпускавшиеся ранее, в настоящее время находятся в эксплуатации в значительных количествах, снабжаются указателем уровня жидкости в резервуаре типа поворотной трубки, которые отличаются главным образом длиной поворотной трубки.

В качестве примера на рис. 8 9 приведен такой указатель уровня, состоящий из кожуха *2*, ввинчиваемого в муфту вогнутого днища, и вращающейся втулки *18*, помещенной внутри корпуса. К муфте вогнутого днища крепится шкала *4* Уплотнение втулки *18* обеспечивается кольцом *7*, манжетой *8* и зажимной гайкой *9*. На втулку *18* насажен держатель *11*, закрепленный на ней с помощью двух шплинтов *12*, размером 1,5×15 мм, которые зажимаются гайкой *17*, ввинчиваемой на втулку. На выходящем конце втулки *18* навинчивается гайка *13*, а отверстие втулки уплотняется резиновой прокладкой *15*. Гайка *13* прикреплена цепью *14* к планке *16*. На погружаемый в резервуар конец втулки насаживается и приваривается поворотная трубка *1*. Замер объема (уровня) сжиженного газа в резервуаре производится путем поворота трубки *1* и периодического открывания отверстия втулки при совмещении его с отверстием на гайке-заглушке *13*. Уровень газа будет показан на шкале Держатель при этом фиксируется в необходимом положении специальной осью *10*, перемещающейся в специальной втулке держателя в горизонтальном положении, при оттягивании оси и сжатии пружины *6*. Пружина закреплена на оси держателя ограничителем *5* и шплинтом *3*.

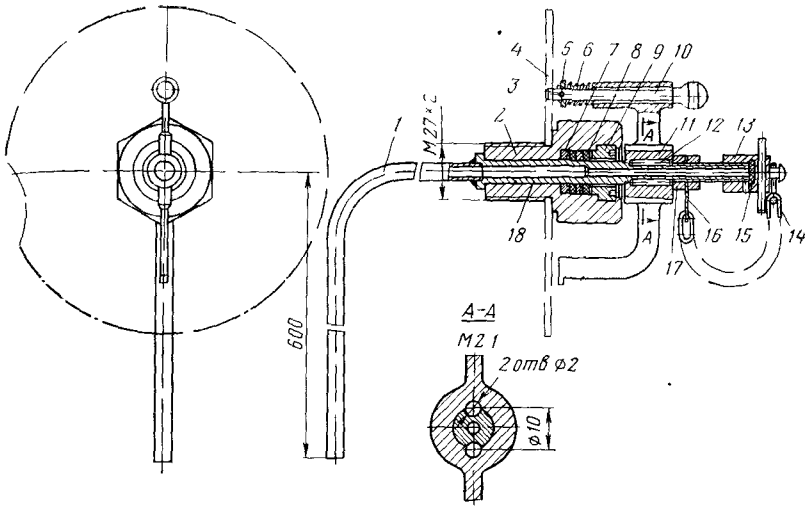


Рис. 8.9. Указатель уровня автоцистерны

Передвижная газонаполнительная станция ЦППЗ-12-130В1 в основном предназначена для транспортировки, хранения и заправки сжиженными углеводородными газами автомобилей, работающих на сжиженном газе. Рассчитана станция для эксплуатации в умеренных климатических условиях («у») в соответствии с ГОСТ 15150—69 по дорогам, допускающим движение автомобилей групп А и Б.

Автоцистерна-станция смонтирована (рис. 8.10) на седельном тягачё *1* типа ЗИЛ-130В1, при этом резервуар *2* является несущей конструкцией-рамой, к которой через опорные устройства крепятся на специальной тележке ось, колеса и поворотные устройства. В верхней передней части резервуара-цистерны установлены два предохранительных пружинных цапковых клапана *3*. Цистерна защищена от прямого попадания солнечных лучей специальным теневым кожухом *4*. В заднем днище цистерны установлен на болтах люк-лаз *5*. Цистерна снабжена указателем уровня сжиженного газа типа «поворотная трубка», а арматура управления автозаправочной станцией защищена будкой *6*, по бокам которой в нижней ее части вмонтированы светоотражатели *7* Под будкой закреплен трубчатый испаритель (нагреватель) *8* типа ТЭН-506Е16/5С220. Колеса как заднего, так и переднего мостов прикрыты крыльями *10* и *19* с грязезащитными щетками *9*. К нижней

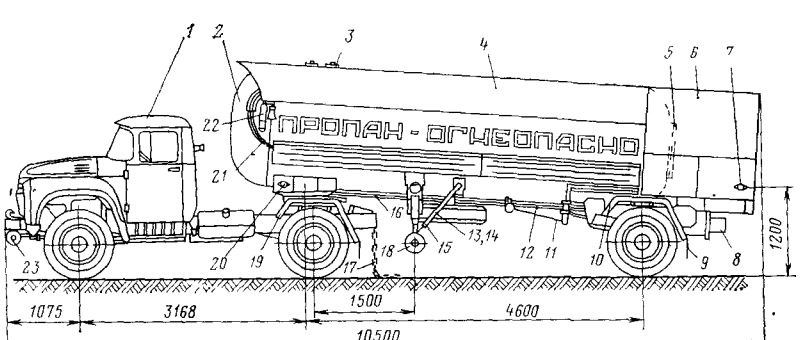


Рис. 8.10. Передвижная газонаполнительная станция для заправки автомобилей ЦППЗ-12-130В1

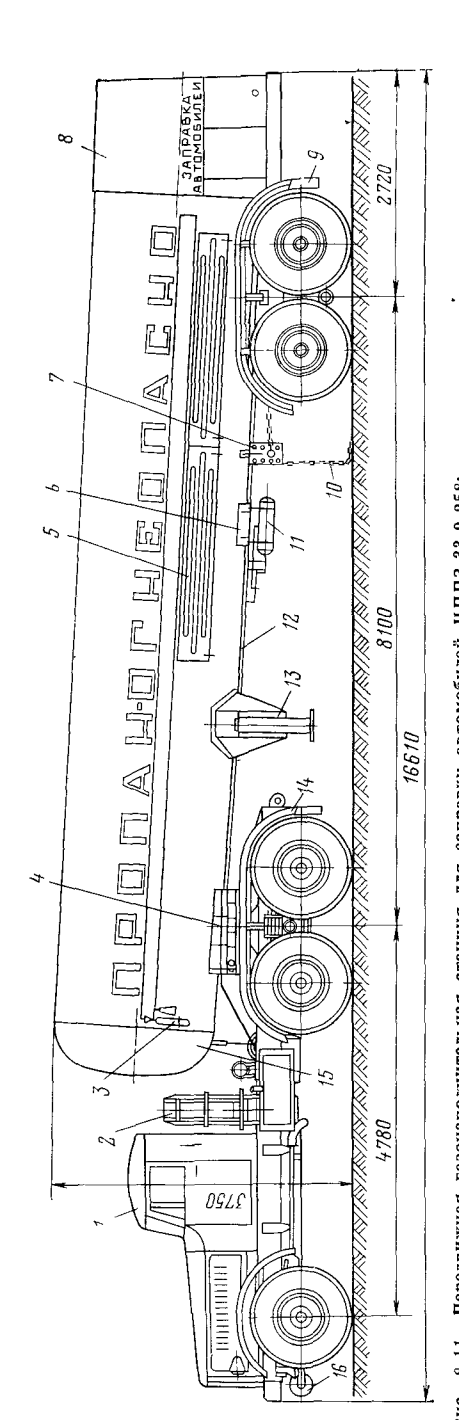


Рис. 8.11. Передвижная газонаполнительная станция для заправки автомобилей ЦППЗ-33,9-258:

1 — седельный тягач КрАЗ-258; *2* — запасное колесо; *3* — огнетушитель ОУБЗ левый; *4* — опора левая передняя; *5* — кожух для шлангов, *6*, *7* — кронштейны, *8* — будка; *9* — крыло левое заднее, *10* — стояночное заземление; *11* — установка пневматического привода тормозов, *12* — шланг, *13* — опорное устройство; *14* — крыло левое переднее; *15* — цистерна; *16* — выхлопная труба

части цистерны закреплены: стояночный тормоз *11*, шланг с пневмооборудованием *12* и *16*, опорное устройство с катком *18*, уголком и швеллером *13* и *14* и фиксирующим болтом *15*. К передней тележке прикреплено стояночное заземление *17*, а в левой и правой частях передних опор вмонтированы передние светоотражатели *20* Электрооборудование *21* (провода) заведены под теневой щит, у кромки передней части которого (справа и слева) закреплен огнетушитель *22*. Глушитель *23* при переоборудовании тягача выведен вперед.

Основные параметры и размеры заправочной станции приведены в табл. 8.2.

Для ускорения процессов заполнения автомобилей (баллонов) сжиженным газом заправочная станция снабжена вихревым автонасосом С/140А или насосом типа НЧ-5/170, а для учета расхода сжиженного газа станция оснащена измерителем УИЖГ-20 На цистерне заправочной станции смонтирован также манометр показывающий виброустойчивый МТП-100/1-ВУ.

Передвижная газонаполнительная станция ЦППЗ-33,9-258 (рис. 8.11, см. табл. 8.2) запроектирована на базе седельного тягача КрАЗ-258 и все конструктивные элементы решены, как и в предыдущей станции, смонтированной на базе седельного тягача ЗИЛ-130В1.

Автоцистерна ППЦТ-36,3-258 на базе седельного тягача КрАЗ-258 предназначена для транспортировки и хранения сжиженных газов Цистерна (рис. 8 12) — полуприцеп, двухосная, является несущей конструкцией, т. е. представляет раму полуприцепа, что обеспечивает значительное снижение расхода металла и увеличивает полезную грузоподъемность. Цистерна сварена из листового железа, имеет цилиндрическую форму с внутренним диаметром 2000 мм, толщиной стенки 14 мм и штампованными днищами, выполненными

в соответствии с ГОСТ 6533—78 В заднем днище смонтирован люк-лаз, на крыше которого установлены манометр, указатель уровня «поворотная трубка», два вентиля для перекрытия манометра и для контроля 85 % наполнения емкости сжиженным газом Установленная на люке арматура закрывается крышкой Обечайка, днища и люк изготовлены из стали 09Г2С по ГОСТ 19903—74.

Для уменьшения гидравлических ударов при резком торможении и поворотах в цистерне установлено шесть волнорезов В верхней части цистерны установлены два предохранительных клапана Смонтированные на цистерне трубопроводы имеют следующее назначение

два трубопровода жидкой фазы для наполнения и слива сжиженного газа в цистерну, на трубопроводе жидкой фазы установлены скоростные клапаны,

трубопровод паровой фазы со скоростным клапаном

Вентили жидкой и паровой фазы закрываются кожухом

Цистерна имеет переднюю и заднюю опоры Передней опорой цистерна устанавливается на седельно-сцепное устройство тягача и крепится с помощью шкворня. Задняя опора устанавливается на двухосную тележку полуприцепа 4МЗАП-5524ПА При стоянии на месте или в отсутствие тягача цистерна полуприцепа устанавливается на опорные катки, а для снятия статического электричества предусмотрено заземление цистерны-полуприцепа Опорные катки, пневмосистема тормозов, стояночный тормоз и электрооборудование заимствованы с полуприцепа 4МЗАП 5524ПА

Для учета расхода сжиженного газа автомобильной цистерной при сливе

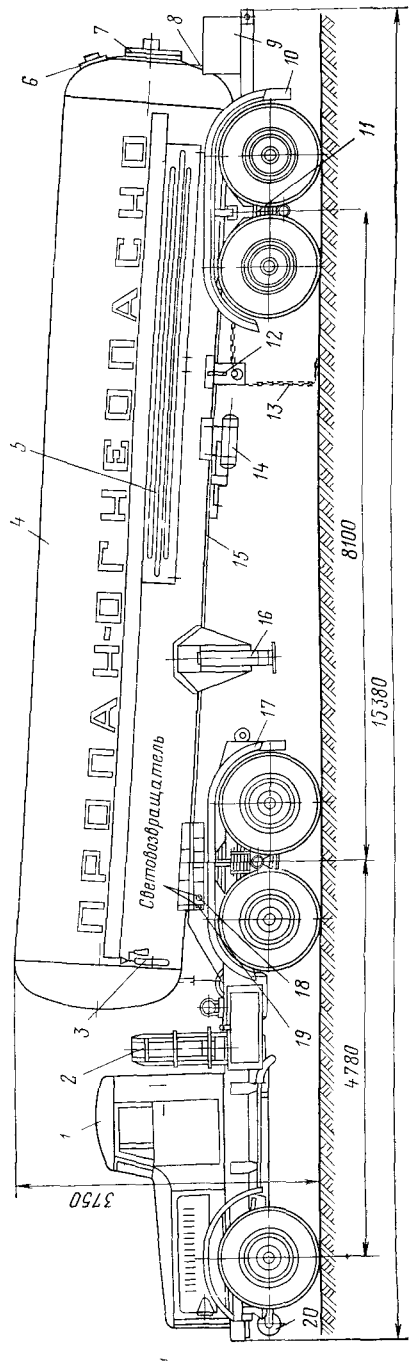


Рис 8.12. Автоцистерна для перевозки сжиженных газов ППЦТ-36,3-258:
1 — седельный тягач КрАЗ-258 *2* — запасное колесо, *3* — огнетушитель ОУБЗ левый, *4* — цистерна, *5* — кожух для шлангов, *6* — предохранительный клапан, *7* — узел люка, *8* — узел коммуникаций, *9* — кожух для коммуникаций, *10* — заднее крыло левое, *11* — мост задний полуприцепа 4МЗАП-5524ПА, *12* — привод стояночного тормоза, *13* — стояночное заземление, *14* — установка пневматического привода тормозов, *15* — шланг, *16* — опорное устройство; *17* — переднее крыло левое; *18* — световозвращатель боковой (оранжевого цвета), *19* — световозвращатель передний (белого цвета), *20* — глушитель

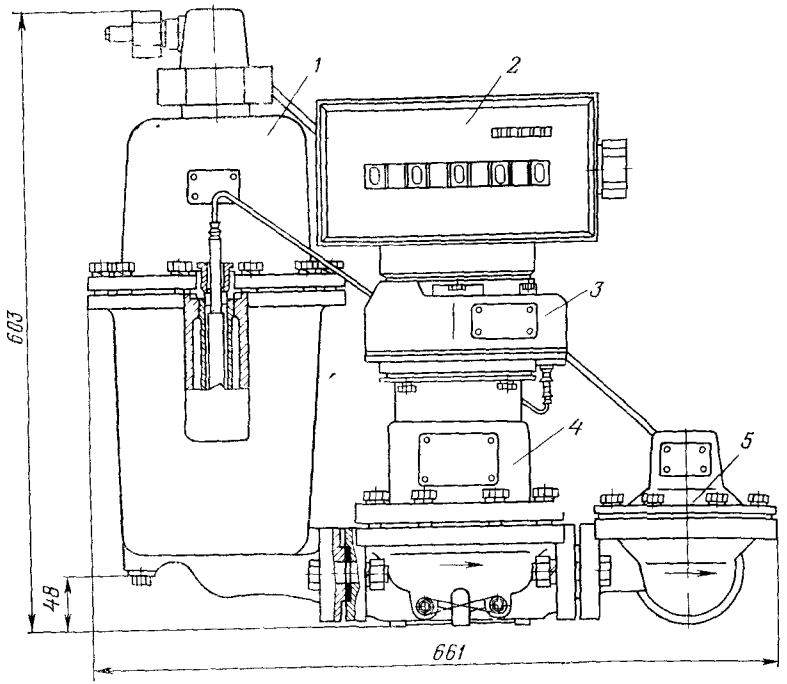


Рис. 8.13. Счётчик для сжиженных углеводородных газов типа УИЖГ-20

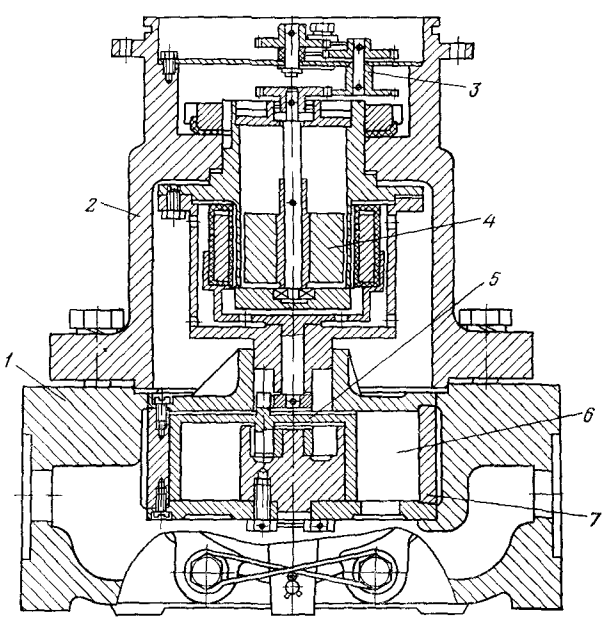


Рис. 8.14. Измеритель объема счетчика УИЖГ-20

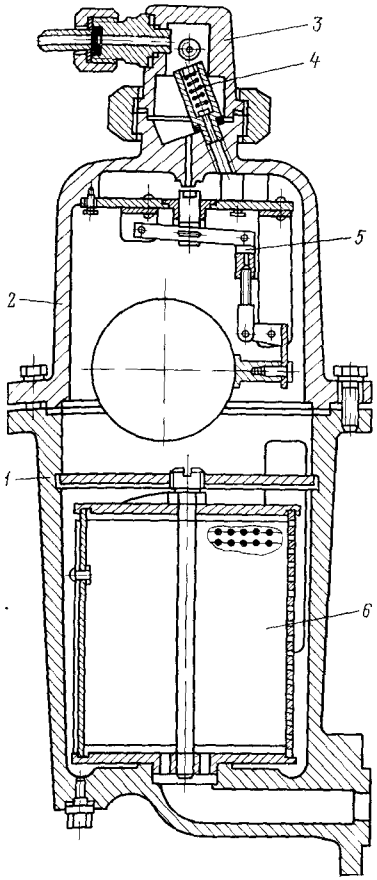
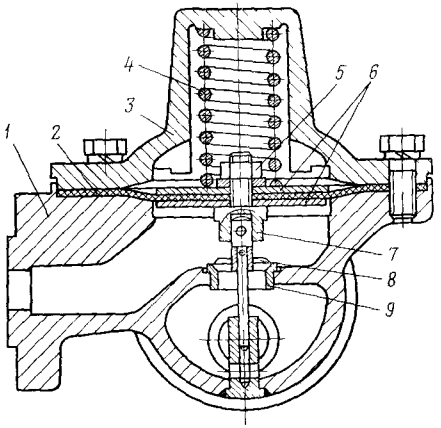


Рис. 8.15. Фильтр-газоотделитель счетчика УИЖГ-20

Рис. 8 16. Дифференциальный клапан счетчика УИЖГ-20



из нее сжиженного газа или при наполнении им автомобильных баллонов и других емкостей используется установка измерения количества жидких газов УИЖГ-20, рассчитанная на давление 2 МПа. Расходомер этот работает на принципе измерения объемного количества сжиженного газа путем периодического стекания определенных объемов, заключенных в серповидных полостях измерительной камеры и кольцевого поршня Счетчик УИЖГ-20 (рис 8 13) состоит из фильтра-газоотделителя *1*, счетного роликового механизма *2*, корректора *3* типа ТКА-13, ТКА-14 или ТКА-15, измерителя объема *4* типа КцЖ-20 и дифференциального клапана *5*.

Измеритель объема (рис 8.14) состоит из корпуса *1* с двумя патрубками (для подвода и отвода продукта), крышки *2*, измерительной камеры цилиндрической формы *7*, кольцевого поршня *5*, перегородки *6*, магнитной муфты *4* и передаточного механизма *3*

Фильтр-газоотделитель (рис 8 15) включает корпус *1* с двумя патрубками, крышку *2*, переводник *3*, предохранительный клапан *4*, рычажно-поплавковый механизм *5* и фильтрующий пакет *6*.

Дифференциальный клапан (рис 8 16) состоит из корпуса *1* с двумя патрубками, диафрагмы *2*, крышки клапана *3*, двух дисков *6*, соединенных между собой винтом *7* и гайкой *5*, пружины *4*, прижимающей клапан *8* к седлу *9*.

Счетный роликовый механизм представлен двумя роликовыми счетными указателями (суммарного и разового количества), зубчатыми колесами и червячной парой В состав корректора ТКА входят термодатчик, исполнительный механизм, компенсатор и регулятор

Сжиженный газ, пройдя через фильтр-газоотделитель, где происходит отделение от механических примесей, паров и газов, направляется в измеритель объема. В измерителе объема сжиженный газ перемещает кольцевой поршень, ось которого передает движение через магнитную муфту и передаточный механизм на вал корректора и далее на счетный роликовый механизм Пройдя измеритель объема, сжиженный газ направляется в дифференциальный клапан, обеспечивающий прохождение через измеритель объема только жидкой фазы.

Счетчик сжиженного газа УИЖГ-20 имеет виброустойчивое исполнение и может нормально работать при воздействии эксплуатационных нагрузок с ускорением 2,5 м/с^2 в диапазоне частот 5—80 Гц и амплитудой до 1,5 мм. Он также имеет пыле- и водозащищенное и защищенное от агрессивной среды исполнение.

Техническая характеристика счетчика УИЖГ-20

Условный проход, мм	20
Давление измеряемой жидкости, МПа	2
Расход измеряемой жидкости, л/мин:	
наименьший	16
номинальный	56
наибольший	80
Температура измеряемой жидкости, °С	От −50 до +40
Класс точности	1
Цена деления счетных указателей количества, л	0,1
Габаритные размеры, мм:	
длина	661
ширина	300
высота	603
Масса, кг	89

На стационарных и передвижных установках может быть установлен счетчик жидкости с овальными шестернями унифицированный типа ШЖУ-25М-16. Указанный счетчик предназначен для измерения суммарного количества и разового учета неагрессивных нефтепродуктов вязкостью от $0{,}55 \cdot 10^{-6}$ до $300 \cdot 10^{-6}$ м^2/с, выпускаемый в соответствии с ТУ25-02-1922-76 на производительность от 1,6 до 4,2 м^3/ч.

Счетчик ШЖУ-25М-16 (рис. 8.17) состоит из следующих основных узлов: счетной головки *1* (под ободом *21*), измерителя объема *8* и магнитной муфты *5*. Измеритель объема *8* представляет отливку из алюминиевого сплава с двумя патрубками диаметром 25 мм для присоединения к трубопроводу с помощью штуцеров или фланцев. С торцов измерительная камера ограничена накладками *7* и *13* и закрыта крышками *6* и *11*. В цилиндрических расточках корпуса измерителя объема *8* помещены овальные шестерни *9*, которые опираются на кронштейн *10*. На оси ведущей шестерни нарезан зубчатый венец, с помощью которого передается вращение на диск *14* и магнитную муфту. Магнитная муфта состоит из наружного *5* и внутреннего *16* магнитов, разделенных стаканом *4*. Вращение ведущей овальной шестерни *9* с помощью магнитной муфты передается на счетную головку *1*. Эта головка служит для отсчета количества жидкости, прошедшей через счетчик, имеет роликовый и стрелочный указатели и устройство для установки стрелок на нуль. Роликовый счетный указатель предназначен для суммирования проходящей через счетчик жидкости, а стрелочный счетный указатель фиксирует разовый расход (отпуск) жидкости. Для установки стрелок счетного указателя на нуль, по окончании разового отпуска жидкости, необходимо рычаг сброса *18* плавно подать вверх до упора. Подбором сменного блока зубчатых колес *3*, связанных с ведомой шестерней *17*, показания счетчика регулируются в пределах ±0,5, или ±0,25 %. Между передней крышкой *6* и счетным устройством *1* может быть установлен корректор показаний количества жидкости по температуре и плотности типа АВКУ-М-25 и датчик для дистанционной передачи сигналов типа ППЭ. Для разборки и сборки счетчика предусмотрены болты и винты *2*, *12*, *15*, *19*, *20*. Учет количества жидкости описанным счетчиком основан на отсчете количества оборотов овальных шестерен. При этом поток измеряемой жидкости поступает в счетчик через входной патрубок и, пройдя через измеритель объема *8*, теряет часть напора на создание крутящего момента, приводящего овальные шестерни *9* во вращение. В зависимости от положения шестерни каждая из них попеременно является то ведущей, то ведомой. Измерение количества жидкости основано на периодическом отсечении определенных объемов жидкости, заключенных в полостях между цилиндрическими поверхностями корпуса измерителя объема *8*, поверхностями накладок *7* и овальных шестерен *9*. За один полный оборот шестерен отсекается четыре таких объема. Общая сумма этих четырех объемов составляет 0,1 л. Вращение овальных шестерен через муфту *5*, передаточный механизм и систему зубчатых колес передается роликовому и стрелочному счетным указателям счетной головки.

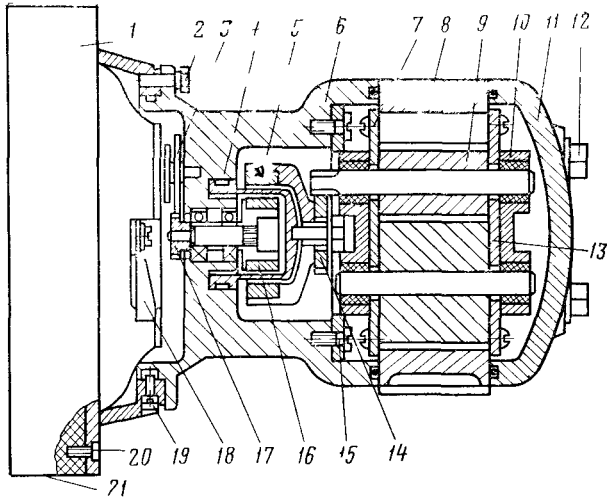


Рис 8 17 Счетчик для нефтепродуктов с овальными шестернями унифицированный ШЖУ-25М 16

В зависимости от подлежащей учету жидкости перед счетчиком должен быть установлен фильтр типа ФЖ 25 16 или фильтр газоотделитель типа ФВО 25 16 Для учета нефтепродуктов с вязкостью от 0 55 10 ^{6} до 1 1 10 ^{6} м^2/с перед счетчиком устанавливается фильтр газоотделитель типа ФВО 25 16 или типа ФГ 25 16

При измерении расхода более тяжелых нефтепродуктов перед счетчиком необходимо устанавливать фильтр типа ФЖ 25 16 или другой фильтр с частотой фильтрации 0 03 мм

Техническая характеристика счетчика ШЖУ 25М-16

Диаметр условного прохода мм	25
Расход измеряемой жидкости (сжиженного газа) м ч	0 9—4 5
Давление измеряемой жидкости МПа	До 1 6
Потеря давления МПа	0 05
Температура измеряемой жидкости °С	От —40 до +60
Температура окружающей среды °С	От —50 до +50
Класс точности	0 5—0 25
Минимальная доза отпуска жидкости л	
для класса точности 0 5	10
для класса точности 0 25	50
Верхний предел показаний счетного указателя л	
роликового	999 999 9
стрелочного большая шкала	10
стрелочного малая шкала	100
Цена давления счетного указателя л	
роликового	0 1
стрелочного большая шкала	0 1
стрелочного малая шкала	10
Присоединение к трубопроводу	Штуцерное или фланцевое
Средний срок службы лет не менее	8
Масса кг не более	
штуцерное исполнение	7 5
фланцевое исполнение	9 5

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ

Для хранения сжиженных углеводородных газов используются металлические резервуары различной формы а также мелкая тара — баллоны и бочки

Полупередвижные резервуары

Из установок использования сжиженных газов наиболее металлоемкими являются групповые баллонные установки В целях повышения экономичности таких установок разработан ряд типоразмеров так называемых полупередвижных резервуаров вместимостью 600 1000 и 1600 л В таких резервуарах сжижен

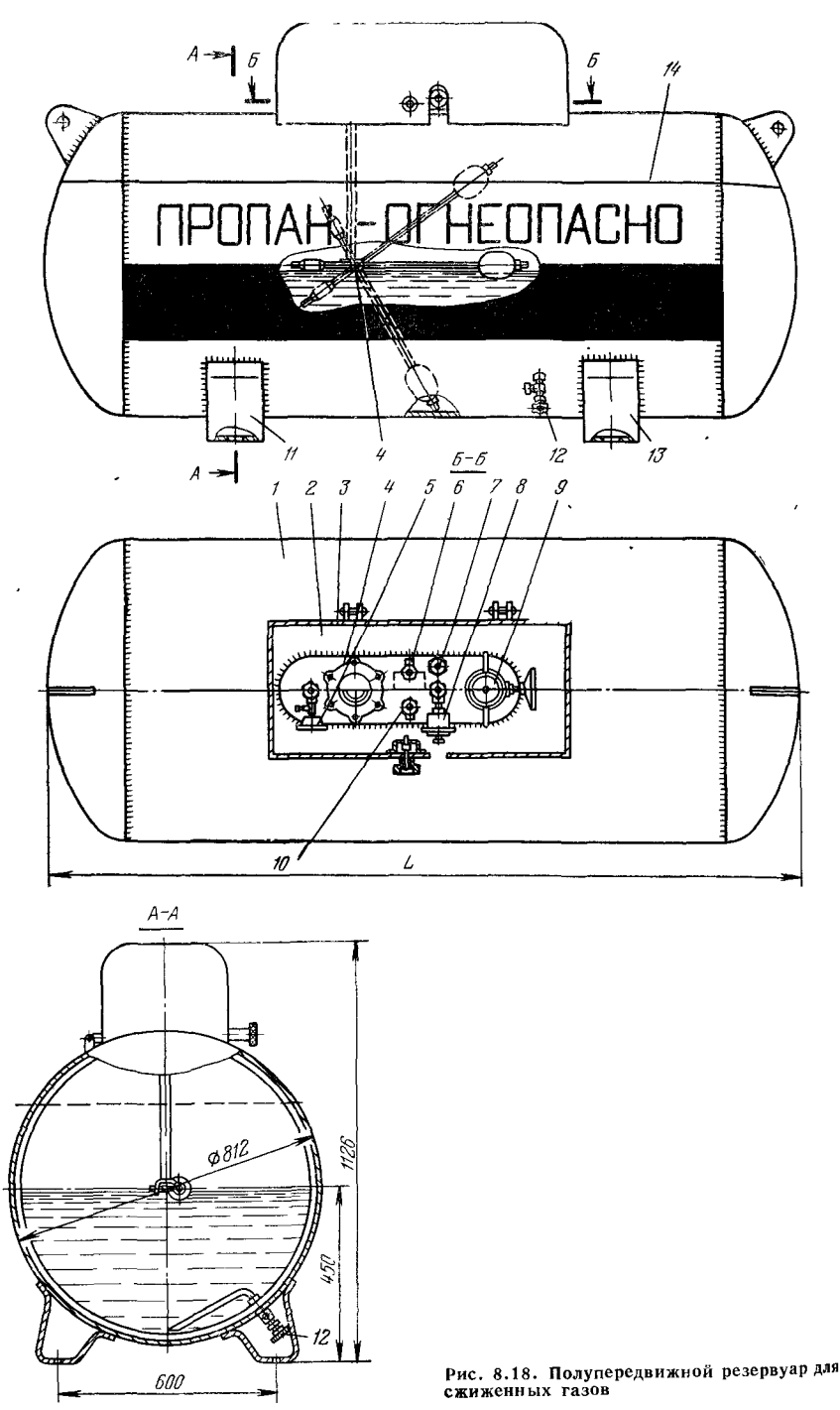


Рис. 8.18. Полупередвижной резервуар для сжиженных газов

ный газ транспортируют от станций налива до потребителя на специальных автомобилях, оборудованных необходимыми кранами У потребителей эти резервуары устанавливают на специальных площадках и подсоединяют к установкам, сжигающим газ Таким образом, полупередвижные резервуары начинают выполнять функции наземных хранилищ сжиженного газа

Полупередвижной резервуар (рис 8 18) состоит из цилиндрической обечайки *1*, сваренной из листовой стали 16ГС(3Н) К обечайке *1* встык приварены эллиптические днища Необходимая арматура и приборы расположены на приборной доске *2*, приваренной в верхней части резервуара и прикрытой защитным колпаком *3* На приборной доске крепятся следующая арматура и приборы магнитный указатель уровня *4*, манометр *5* указатель уровня максимального наполнения *6* предохранительный клапан *7*, регулятор давления *8*, сообщающийся с паровым пространством резервуара через расходный вентиль, наполнительный вентиль со штуцером *9* для присоединения шланга и вентиль паровой фазы *10* К нижней части резервуара приварены лапы для неподвижной *11* и подвижной *13* опор, а также сливной вентиль *12* Так как все три типоразмера резервуаров имеют один и тот же диаметр 812 мм высота уровня максимального наполнения *14* во всех резервуарах равна 635 мм

Коэффициент металлоемкости таких резервуаров значительно ниже, чем у баллонных установок Так, например, для резервуара объемом *V* — 1000 л он составляет 0,81 кг/кг, а для групповой баллонной установки для хранения того же количества газа — 1,53 кг/кг

Техническая характеристика полупередвижных резервуаров

	V л		
	600	1000	1600
Полезная вместимость по пропану, л	520	820	1330
Условный диаметр, мм	800	800	800
Толщина, мм			
стенки корпуса	6	6	6
днища	6	6	6
Размеры мм			
длина	1362	2062	3262
диаметр	812	812	812
высота	1126	1126	1126
Масса, кг			
пустого резервуара	247	333	484
резервуара с газом	507	743	1149
Рабочее давление МПа	1,8	1,8	1,8
Гидравлическое испытательное давление, МПа	2 3	2 3	2,3
Коэффициент металлоемкости (количество металла на 1 кг хранимого газа), кг/кг	0,95	0,81	0,73

Резервуары для сжиженных газов вместимостью 2,5 и 5 м³

Установки использования сжиженных газов чаще всего комплектуются стационарными резервуарами геометрической вместимостью 2,5 и 5 м³ Учитывая, что эти резервуары предусмотрено устанавливать под землей (на глубине в 0,6—0,7 м до верхней образующей резервуара), рассчитаны они на рабочее давление 1 МПа В комплект таких резервуаров обычно входят собственно резервуар, горловина, на которой на специальном фланце крепится арматурная головка, защитный кожух с двустворчатой дверкой

Резервуары (рис 8 19, табл 8 3) представляют цилиндрический сосуд *3* с эллиптическими днищами *11*, изготовленный сваркой из стали марки В Ст 3, 4 и 5 спокойная или В Ст 4 и 5 полуспокойная по ГОСТ 380—71 Для установки резервуара предусмотрены специальные опоры *2*, выполненные из уголков и пластин Между опорами, несколько ближе к правой из них, вварен зачистной карман *4* — труба диаметром 325 мм и длиной 150 мм, заглушенная днищем *5* Сверху резервуара, несколько правее вертикальной его оси, вварена горловина *8*, изготовленная из трубы диаметром 478 мм, толщиной стенки 9 мм и высотой 875 мм Вырез под горловину, как и другие вырезы в резервуаре, укрепляется кольцами жесткости *6*, *7* На конце верхней, наружной части горловины приварен фланец арматурной головки *9*, предназначенной для крепления арматуры С левой стороны резервуара вварен патрубок паровой фазы *10*, а снизу — патрубок жидкой фазы *1*

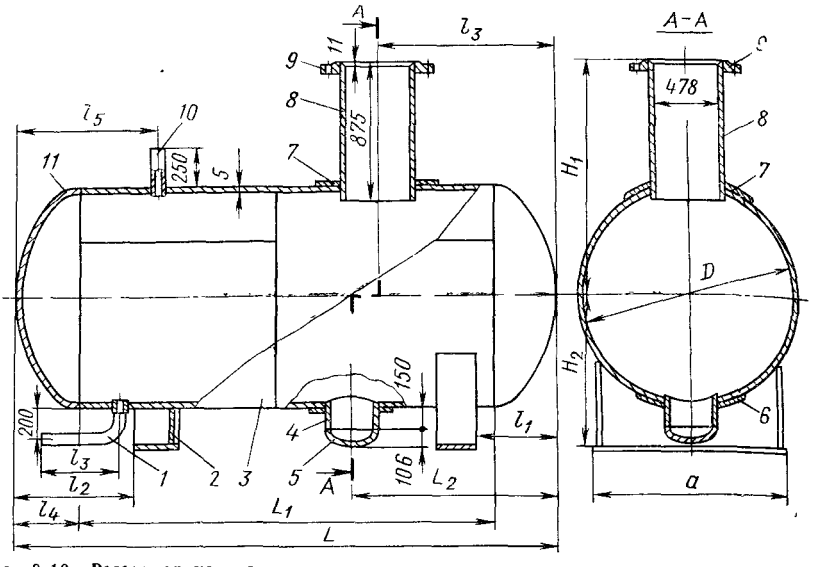


Рис. 8.19. Резервуар установки использования сжиженного газа

Полезная вместимость резервуаров: 2,5 м³—2,1 м³ и 5 м³—4,2 м³, толщина стенок резервуара соответственно 8 и 10 мм.

Техническая характеристика резервуаров вместимостью 2,5 и 5 м³

	2,5	5
Рабочее давление, МПа	1	1
Гидравлическое испытательное давление, МПа	1,3	1,3
Рабочая полезная вместимость резервуара, м³	2,1	4,2
Допустимая температура при эксплуатации, °С	От −30 до +25	От −30 до +25
Основные размеры, мм:		
длина	3200	3460
внутренний диаметр	1000	1400
толщина стенки обечайки	8	10
Масса резервуара без головки, кг	925	1758

Арматурные головки резервуаров вместимостью 2,5 и 5 м³ однотипны и включают узел наполнения резервуара сжиженным газом; узел паровой фазы; узел слива сжиженного газа из резервуара; трубки контроля уровня сжиженного газа в резервуаре, показывающие 10, 40 и 85 % заполнения; предохранительный клапан высокого давления; манометр для замера давления газа в резервуаре; рас-

Таблица 8.3

Габаритная характеристика (в мм) и масса *m* подземных резервуаров объемом 2,5 и 5 м³ (см. рис. 8.19)

Геометрический объем резервуара, м³	L	L_1	L_2	L_3	D	l_1	l_2	l_3	l_4	l_5	H_1	H_2	Масса, кг
2,5	3325	2800	1376	1002	1000	400	600	500	285	702	1308	750	950
5	3460	2680	1524	1150	1400	510	750	500	400	900	1510	980	1240

Таблица 8,4

Длина (в мм) и масса трубок фланца арматурной головки (см. рис. 8.20)

Геометрический объем резервуара, м³	H	h_1	h_2	h_3	h_4	h_5	Масса, кг
2,5	2630	1717	1659	1019	1399	1920	170
5	3035	2117	2000	1105	1629	2325	175

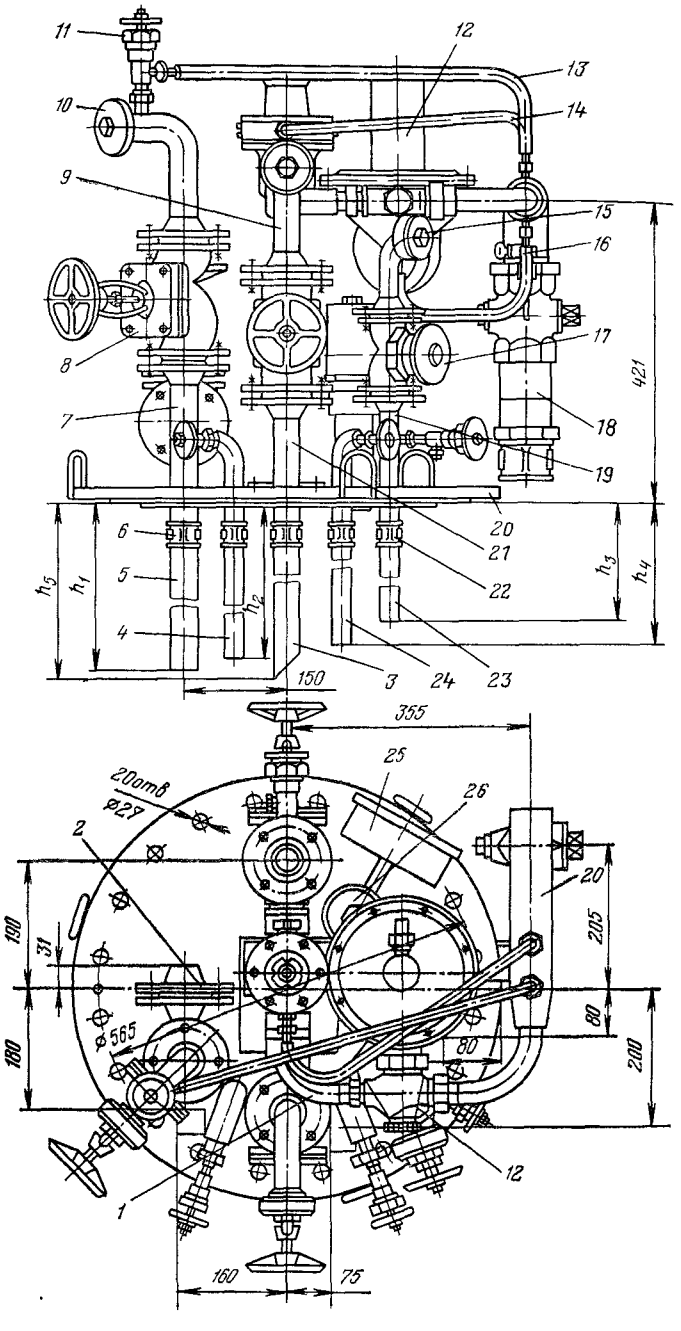
ходную колонку и запорную арматуру Расходная колонка комплектуется регулятором давления РД-32М, запорным клапаном ПКК-40М, предназначенным для прекращения подачи газа в сеть в случае повышения давления газа после регулятора сверх установленного значения, и запорной арматурой Арматурная головка, или головка управления, предназначена для работы без испарителя и с испарителем Несущей частью головки управления является фланец диаметром 615 мм, на котором крепятся вся арматура и трубопроводы арматурной головки.

Трубы (стояки) для крепления арматуры и трубопроводов привариваются к фланцу с двух сторон по периметру сплошным швом высотой 3 мм. Таким же образом на фланце закреплены стояк наполнительной колонки, стояк колонки для удаления тяжелых остатков, трубки, служащие для контроля соответственно 10, 40 и 85 %-ного уровня наполнения резервуара сжиженным газом, стояк паровой фазы, патрубок для установки предохранительного клапана и стояк расходной колонки. Сверху приварены ручки (рис. 8.20). Длина указанных стояков и трубок зависит от вместимости резервуара (табл. 8.4).

На штуцерах трубок уровня газа в резервуаре белой краской необходимо написать цифры, указывающие уровень жидкости в резервуаре в процентах (10, 40, 85 %).

Техническая характеристика расходной (арматурной) головки резервуаров вместимостью 2,5 и 5 м³

Рабочее давление, МПа	1
Пробное давление, МПа	1,3
Рабочее давление после регулятора, Па	3000
Пробное давление после регулятора, МПа	0,2
Пределы срабатывания пружинных предохранительных клапанов:	
высокого давления, МПа	1,1
низкого давления, встроенного в регулятор давления, Па	3500—4000
Давление срабатывания предохранительного клапана отсекателя, Па	4500 ± 100
Диаметр фланца головки, мм	615
Размеры кожуха головки, мм:	
диаметр внутренний	1000
полная высота	1100
Масса головки с кожухом резервуара, кг:	
вместимостью 2,5 м³	237
вместимостью 5 м³	242


11
12
13
14
10
9
15
16
17
8
7
18
19
421
20
21
22
6
5
4
3
24
23
150
355
25
26
20отв
Ø27
2
20
190
31
205
80
180
Ø565
80
200
12
1
160
75

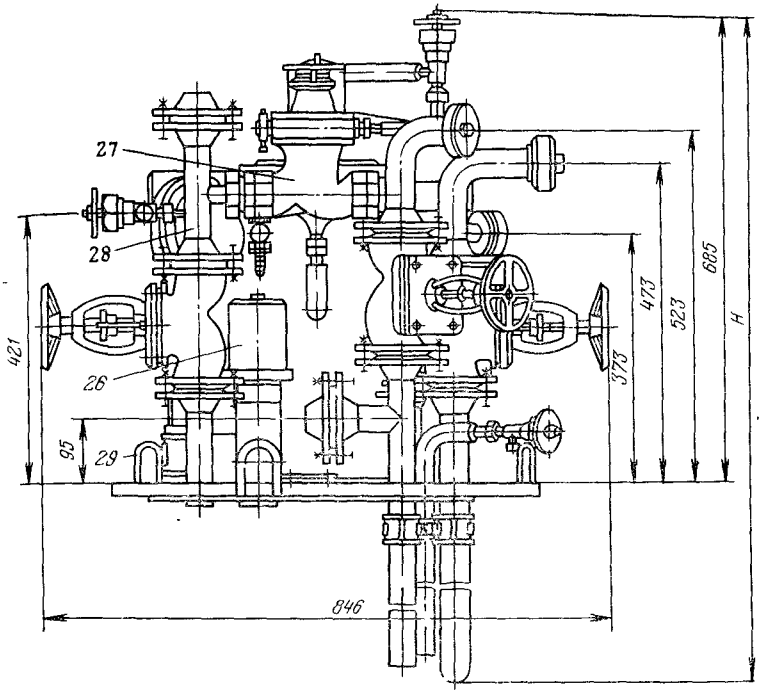


Рис. 8.20. **Арматурная головка подземных резервуаров вместимостью 2,5 и 5 м³:**
1 — ствол; *2* — фланец диаметром 32 мм; *3, 5* — труба 32 мм кл. В; *4, 23, 24* — труба 18 мм кл. В; *6* — муфта 32 мм; *7* — стояк наполнения 32 мм; *8* — вентиль (ГОСТ 18163—72); *9* — горловина слива остатков; *10* — горловина наполнения с заглушкой; *11* — вентиль угловой; *12* — регулятор низкого давления РД-32М/Ж-6; *13* — трубка сбросная 12,5 мм; *14, 16* — трубка импульсная 12,5 мм; *15* — горловина паровой фазы; *17* — вентиль 18 мм (ГОСТ 11471—72); *18* — коллектор низкого давления 50 мм; *19* — стояк паровой фазы 18 мм; *20* — фланец арматурной головки; *21* — стояк слива тяжелых остатков 32 мм; *22* — муфта 18 мм; *25* — манометр ОБМ1-160 со шкалой 0—1,6 МПа; *26* — клапан предохранительный Т-831Г; *27* — предохранительный клапан-отсекатель; *28* — тройник; *29* — петля (ручка) фланца головки

Резервуары большой вместимости

Для сжиженных углеводородных газов на станциях приема, хранения и распределения, на кустовых базах и газонаполнительных пунктах используются горизонтальные цилиндрические резервуары вместимостью 25, 50, 100, 160 и 200 м³. На газобензиновых, нефтеперерабатывающих, химических и других заводах нашли также применение шаровые резервуары.

Резервуары для сжиженных газов изготовляются из стали марки 16ГС по ГОСТ 5520—79, предназначенной для хранения продуктов при температуре стенки емкости не выше +50 и не ниже —40 °С, и из стали 09Г2С для хранения продуктов с температурой стенки не выше +50 и не ниже —60 °С. Согласно отраслевому ОСТу резервуары классифицируются по продукту и условному объему (табл. 8.5, рис. 8.21).

Полезный объем принят равным 0,83 действительного объема при температуре наполнения продукта 15 °С. При меньшей температуре следует выполнять перерасчет уровня заполнения.

Назначение штуцеров и их размеры приведены в табл. 8.6.

Как видно из рисунков, конструкции резервуаров для сжиженных газов, сосуды для бутана снабжаются наружными и внутренними кольцами жесткости. По наружной поверхности резервуары укрепляются кольцами жесткости, изго-

Таблица 8.5
Габаритная характеристика резервуаров для хранения пропана и бутана (см

Обозначение сосуда	Номинальный объем $V_н$ м³	Внутренний диаметр D мм	Общая длина L_1, мм	Длина цилиндрической части, L_2, мм	Расстояние между осями опор L_3, мм	Расстояние между штуцерами, мм		Толщина стенки, мм		Условный диаметр штуцера $D_у$ мм	
						l_1	l_2	обечайки S	днища S_1	3	16
ПС 25	25	2000	8 332	7 200	4 750	1100	1400	16	16	80	100
ПС 50	50	2400	11 356	10 000	6 600	1400	1400	18	18	80	100
ПС 100	100	3000	14 684	13 000	8 400	1400	1400	22	22	100	150
ПС 160	160	3400	18 512	16 600	10 600	1400	1400	26	26	150	200
ПС 200	200	3400	22 912	21 000	13 000	1700	2350	26	26	150	200
БС 50	50	2400	11 324	10 000	6 600	1400	1800	10	12	80	150
БС 100	100	3000	14 644	13 000	8 400	1300	2100	12	12	100	150
БС-160	160	3400	18 448	16 600	10 600	1100	2100	12	14	150	200
БС 200	200	3400	22 848	21 000	13 000	1700	2350	12	14	150	200

Примечание Максимальное рабочее давление для емкостей ПС равно 1 8 МПа и

* Масса сосуда дана с учетом массы ответных фланцев заглушек прокладок и крепеж

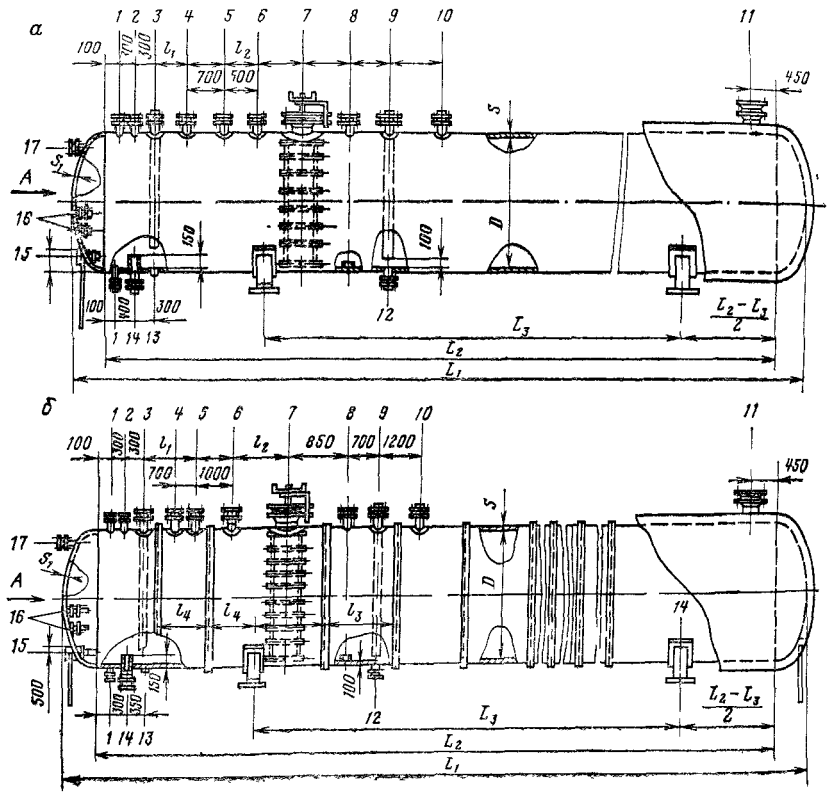


рис 8.21)

между осью опор, шт	Поперечины жесткости: между осью опор и днищем, шт	расстояние между кольцами l_3, мм	расстояние между кольцами l_4, мм	число внутренних колец над опорами	Толщина опорного листа, мм	Наибольшая высота налива h, мм	Высота остатка продукта в сосуде после слива, мм	Фактический предел измерений, мм	Масса, кг: сосуда *	двух опор	двух опорных листов	общая сосуда
					14	1550	150	1400	7 342	375	250	7 967
					14	1860	150	1710	13 125	575	296	13 996
					18	2320	150	2170	25 586	750	529	26 865
					14	2640	150	2490	42 638	867	465	43 960
					14	2640	150	2490	52 338	867	465	53 670
4	1	1320	970	1	12	1860	150	1710	9 438	538	252	10 528
5	1	1400	1290	1	16	2320	150	2170	15 315	754	409	16 478
7	2	1325	1065	1	12	2640	150	2490	22 155	864	396	23 415
9	2	1300	1400	1	12	2640	150	2490	26 820	864	396	28 080

для емкостей БС — 0,7 МПа и гидравлическое испытательное соответственно 2,3 и 1 МПа.

ых деталей к ним

товляемыми из уголков 90×56×8, а сосуды вместимостью 50 м³ для бутана укрепляют кольцами жесткости из углового проката 63×40×5

Резервуары для сжиженных углеводородных газов поставляются с двумя металлическими опорами, соответствующими ОСТ 26-1265—75 и ОСТ 26-1267—75, или с площадками (лапами) для установки их на два железобетонных постамента. Основные размеры металлических опор приведены на рис 8 22 и в табл. 8 7.

На каждом резервуаре через переключающийся трехходовой кран устанавливают два или четыре предохранительных клапана, один или два из которых должны работать с контрольным установочным давлением и один или два с рабочим установочным давлением На рассматриваемых резервуарах устанавливаются трехходовые краны КТС100-25 (или КТРК100-25) и КТС 150-16 Предохранительные клапаны с условным проходом 50, 80, 100 мм на резервуарах пропана устанавливаются на горизонтальных коллекторах, подсоединяемых к трехходовым кранам. Предохранительные клапаны с условным проходом 100 мм на резервуарах для бутана БС160 и БС200 устанавливаются на горизонтальных коллекторах и коленах, подсоединяемых к трехходовому крану.

Рабочие предохранительные клапаны устанавливаются на давление полного открытия, не превышающее более чем на 10 % рабочее давление защищаемых резервуаров.

Резервуары для сжиженных газов диаметром корпуса более 2800 мм поставляются с условием, что приварка опор производится на месте монтажа, а приварка опорного листа к корпусу производится на заводе-изготовителе Приварка боковых и центральных вертикальных ребер опоры производится также на монтажной площадке.

Лапы (площадки), служащие для крепления сосудов диаметром 3000 мм и более, привариваются к опорным листам на месте монтажа резервуаров.

В комплект поставки резервуаров для сжиженных углеводородных газов входят резервуар в собранном виде, опоры седловые или лапы (площадки) крепления резервуаров (для резервуаров объемом 160 и 200 м³), ответные фланцы для штуцеров (за исключением штуцеров для предохранительных клапанов, уровнемера, сигнализатора уровня и указателя уровня), пробки к муфтам и крышкам штуцеров, два комплекта прокладок, комплект крепежных деталей по всем флан-

Рис. 8.21. **Конструкция резервуара для хранения пропана (*а*) и бутана (*б*)**

Таблица 8.6

Штуцеры, муфты и люк изолированных сосудов для пропана и бутана

Обозначение на рис. 8 21	Показатели	Число, шт	Условный проход $D_у$, мм	Давление условное, МПа	Вылет штуцера мм
1	Штуцер для указателя уровня	2	40	2,45	120
2	Штуцер для манометра	1	40	2,45 (1,56)*	120
3	Штуцер ввода сжиженного газа	1	80—150	2,45 (1,56)	—
4, 5	Штуцер для предохранительного клапана	1	100 (150)	2,45 (1,56)	140
6	Штуцер для сигнализатора уровня жидкости СУ1 СКБ АНН	1	100	2,45	140
7	Люк-лаз	1	450	2,45 (1,56)	200
8	Штуцер уровнемера типа УПП СКБ АНН	1	50	2,45	120
9	Штуцер резервный	1	100	3,92	140
10	Штуцер уравнительный для удаления остатков газа	1	100	2,45 (1,56)	140
11	Штуцер вентиляции	1	200	2,45 (1,56)	140
12	Штуцер для установки уровнемера на выносной колонке (УБ-П)	1	50	2,45 (1,56)	120
13	Муфта для дренажного незамерзающего клапана КДН-50-25	1	50	—	—
14	Штуцеры вывода сжиженного газа	1	100—200 (150—200)	2,45 (1,56)	—
15	Штуцер для термометра	2	40	2,45 (1,56)	120
16	Штуцер для вентиля отбора проб	2	40	2,45 (1,56)	120
17	Штуцер для настройки уровнемера	1	40	2,45 (1,56)	120

* В скобках даны значения для бутана.

Таблица 8.7

Габаритная характеристика металлических опор резервуаров для сжиженных углеводородных газов, мм

Обозначение сосуда	R	L_1	L	A	A_1	A_2	H_1	H_2
ПС25	1032	1790	1770	1500	1400	1250	1232	2800—1
ПС50	1232	2140	2120	1800	1600	750	1432	3285
ПС100	1540	2660	2640	2200	2000	1000	1740	3815—2
ПС160	1740	3010	2990	2390	2190	1200	1940	4220—1
ПС200	1740	3010	2990	2390	2190	1200	1940	4220—1
БС50	1224	2140	2120	1800	1600	750	1424	3180—3
БС100	1528	2660	2640	2200	2000	1000	1728	3775—3
БС160	1732	3010	2990	2390	2190	1200	1932	4200+1
БС200	1732	3010	2990	2390	2190	1200	1932	4200+1

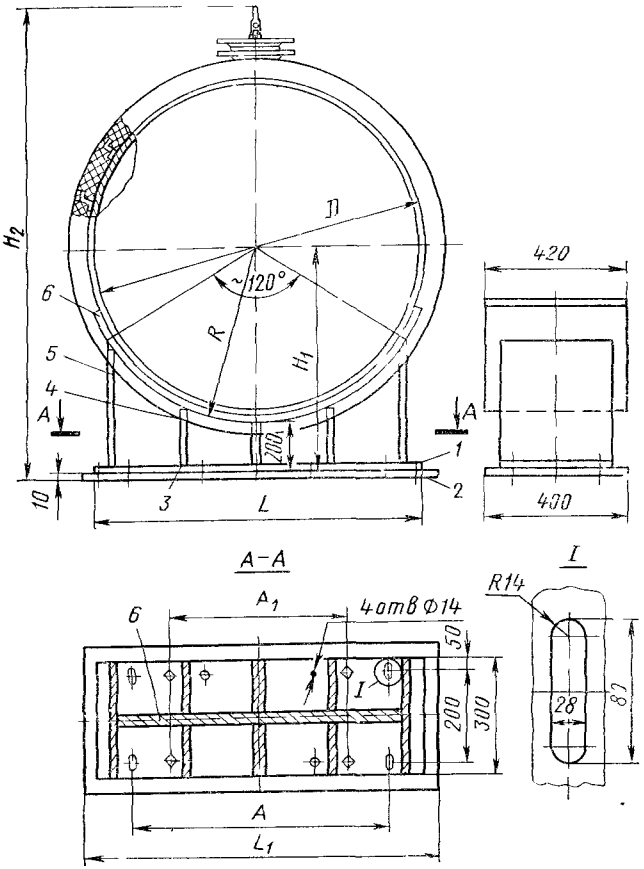


Рис. 8 22. Металлическая опора резервуаров для сжиженных углеводородных газов.

1 — плита опорная, *2* — лист подкладной, *3*, *4*, *5* — ребра, *6* — лист опорный

цам сосуда, подкладные листы толщиной 4 мм и подкладки под лапы (площадки) резервуаров толщиной 10 мм для установки сосудов на железобетонные постаменты

На месте монтажа резервуары для сжиженного газа комплектуются заказчиком следующими контрольно-измерительными приборами и арматурой

уровнемерами типа УПП 1, 2 или УПЭ 1, 2, в тех случаях, если указанные уровнемеры отсутствуют, резервуары комплектуются уровнемерами типа УБ П,

сигнализаторами уровня жидкости типа СУ1 СКБ АНН,

незамерзающим дренажным клапаном типа КДН50-25,

термометром (ГОСТ 2823—73) с оправкой Б160-400 ГОСТ 3029—75,

вентилем игольчатым с муфтой и цапкой типа 15 нж 54 ок,

клапанами предохранительными СППК-4,

трехходовым краном типа КТС-100 25 или КТРП-100 25, КТС-150-16,

коллекторами или коленами для установки предохранительных клапанов

При передаче заказчиком фондов на арматуру и приборы поставка резервуаров должна осуществляться заводом-изготовителем комплектно с необходимой арматурой и приборами В комплект поставки не входят регулировочные винты

с контргайками, подогреватели и изоляция Подогреватели устанавливаются в нижней части резервуара (при температурах ниже —40 °С) и изготовляются на водяном или паровом обогреве в соответствии с ОСТ 26-02-1192—75

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ

В операциях слива и налива сжиженных газов на газораздаточных станциях и кустовых базах применяются компрессоры и насосы

Компрессоры для перекачки сжиженных газов

Для перекачки паров сжиженных газов можно использовать аммиачные компрессоры, применяемые в холодильной промышленности К группе аммиачных компрессоров, применяемых в процессах перекачки паров сжиженных углеводородных газов, относятся компрессоры АВ-22, АУ-45 и АУУ-90, относящиеся к холодильным, блок-картерным, одноступенчатым, прямоточным поршневым компрессорам с водяным охлаждением цилиндров (табл 8 8) Компрессоры приводятся в движение с помощью асинхронных короткозамкнутых трехфазных электродвигателей переменного тока через эластичную муфту Компрессоры снабжены автоматической защитой от повышения давления — реле давления, от прекращения подачи смазки — реле контроля смазки, от прекращения подачи воды в охлаждающую рубашку — реле протока и от превышения температуры нагнетателя — температурное реле Для контроля давления в картере и давления масла компрессор снабжен двумя мановакуумметрами Предусмотрена также установка манометра и мановакуумметра для контроля давления всасывания и нагнетания

Таблица 8.8

Техническая характеристика компрессоров для перекачки углеводородных газов

Основные технические данные и характеристика	Аммиачные компрессоры			Водородный компрессор
	АВ 22	АУ-45	АУУ 90	202ГП27/3,5 18
Холодопроизводительность компрессора, кВт	28	56	112	—
Производительность, отнесенная к давлению всасывания 0 35 МПа, м³/ч, не менее	200	400	800	160
Частота вращения вала компрессора, об/мин	1400	1450	1470	735
Расположение цилиндра	Вертикальное	V-образное	V-образное	Вертикальное
Число цилиндров	2	4	8	2
Диаметр цилиндров, мм	81,88	81 88	81,88	125
Ход поршня, мм	70	70	70	125
Часовой описанный объем, м³/ч	63,8	127,7	255,3	—
Смазочное масло	ХА 30 по ГОСТ 5546—66			
Масса заправляемого масла, кг	5	5	10	35
Расход воды на охлаждение, м³/ч	0,3	0,5	1	1 5
Масса компрессора, кг	160	270	420	1060
Масса компрессора в объеме поставки, кг	167	280	433	1098
Габаритные размеры компрессора, мм				
длина	560	660	832	1430
ширина	465	680	930	1632
высота	630	650	680	1650

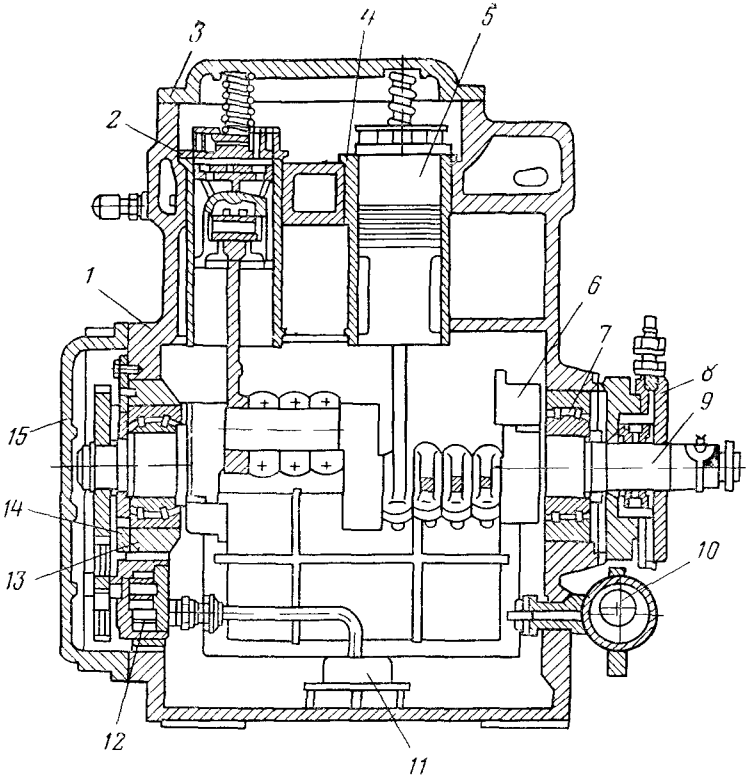


Рис 8 23. Компрессор АУУ-90:

1 — блок-картер, *2* — клапан, *3* — крышка цилиндра, *4* — гильза, *5* — шатунно поршневая группа; *6* — противовес, *7* — подшипники; *8* — сальники, *9* — коленчатый вал; *10* — фильтр масляный, *11* — фильтр сетчатый, *12* — масляный насос, *13* — корпус подшипника, *14* — упорный фланец, *15* — передняя крышка

На рис 8 23 изображен компрессор АУУ-90 Блок-картер *1* выполнен в виде единой чугунной отливки с установленными в ней цилиндровыми гильзами *4*, облегчающими ремонт компрессора В литье блок-картера выполнены всасывающая и нагнетательная полости, в которые встроены запорные вентили В компрессорах АУ-45 и АУУ-90 нагнетательные полости связаны наружным коллектором, что уменьшает общий нагрев машины В одной из боковых крышек *15* встроено смотровое окно для контроля уровня масла в компрессоре Для охлаждения цилиндров в верхней части блок-картера расположены водяные рубашки. Картер этих компрессоров имеет две опоры для подшипников коленчатого вала *9*, выполненного из стали на двух опорах, с двумя коленами, расположенными в одной плоскости под углом 180° Опирается вал *9* на два коренных подшипника *7*, в которых он вращается, приводя в движение шатунно-поршневую группу *5*.

Компрессоры этого типа снабжены ленточным всасывающим клапаном, закрепляемым к поршню при помощи винтов, групповым пятачковым нагнетательным клапаном, седло которого притерто к цилиндровой гильзе и прижимается к ней буферной пружиной; самоустанавливающимся сальником с восемью пружинами, расположенными в обойме; системой комбинированной смазки, нагнетаемой к механизмам движения под давлением шестеренчатого насоса затопленного типа, встроенного в картер, сетчатым фильтром-заборником, также расположенным в картере компрессора, масляным, щелевым, пластинчатым фильтром для очистки масла, который крепится снаружи компрессора под сальником, предохра-

нительным клапаном, встроенным во всасывающую полость компрессора Этот клапан отрегулирован на давление открытия 1,6 МПа и закрытия — не менее 1,5 МПа

Следует отметить, что компрессор АВ-22 масляного фильтра не имеет

Для перекачки паров сжиженных газов может быть использован также угловой одноступенчатый компрессор двойного действия с двумя параллельно работающими цилиндрами на давление от 0,35 до 1,8 МПа Привод компрессора от асинхронного встроенного электродвигателя Компрессор оборудован автоматикой защиты и сигнализации по основным его параметрам Этот водородный компрессор типа 202 ГП2,7/3,5-18Г4 поставляется по техническим условиям ТУ2612 278—71

При нормальной работе газораздаточных станции и кустовых баз компрессоры используются для следующих операций

слива сжиженного газа из прибывающего транспорта (железнодорожных цистерн, автомобильных цистерн) методом выдавливания,

создание необходимого подпора для нормальной работы насосов,

отсасывания остаточных паров из опорожняемых цистерн и резервуаров-хранилищ

Все другие операции (наполнение баллонов, цистерн и перекачивание сжиженного газа в небольших объемах) осуществляются с помощью специальных насосов, хотя практически все операции по перемещению сжиженных газов могут быть осуществлены с помощью компрессоров Однако применение компрессоров связано со значительными удельными расходами электроэнергии

Насосы для перекачки сжиженных газов

В настоящее время для перекачки сжиженных газов применяются центробежные насосы, для эксплуатации которых необходимо соблюдать специальные условия

для возврата в резервуар избыточного количества газа необходим специальный трубопровод,

устойчивая работа насоса возможна при подаче в рабочую камеру жидкой фазы,

насосы должны располагаться ниже резервуаров или надо создавать в резервуаре дополнительное давление (подпор) компрессором или напорным испарителем,

всасывающий трубопровод насоса должен иметь минимальное сопротивление

Для перекачки значительных количеств сжиженных газов применяются нефтяные консольные насосы типа НК

Для кустовых баз и крупных газораздаточных станций могут быть рекомендованы *нефтяные консольные насосы* НК65/35 70, НК65/35-125 и НК65/35 240 Каждый из насосов типа К может быть изготовлен с одним из двух вариантов ротора (исполнение 1 и 2) и с рабочим колесом (или колесами) одного из четырех размеров выходного диаметра (варианты а, б, в, г) Для получения большего напора насосы могут быть изготовлены с рабочим колесом несколько большего размера (исполнение М) по сравнению с исполнением а Насосы изготовляются в климатическом исполнении У, ТС и ТВ, категорий 2, 3 и 4, проточная часть которых может быть из углеродистой стали (исполнение С), хромистой (исполнение Х) и никелесодержащей стали (исполнение Н) Выходной патрубок может иметь вертикальное направление (исполнение В) или горизонтальное (исполнение Г)

Исходя из изложенного, при заказе насоса заводу-изготовителю следует указывать все отмеченные варианты исполнения, например НК65/35 125 В1бСОПТВ2 В данном обозначении НК65/35-125 — типоразмер насоса, В1бСОПТВ2 — исполнение Типоразмер Н — нефтяной, К — консольный, число в числителе — подача при роторе исполнения 1, м³/ч, число в знаменателе — подача при роторе исполнения 2, м³/ч, следующее число — напор, м Исполнение первая буква — обозначение направления входного патрубка (В), первая цифра — исполнение ротора (1), буква — исполнение выходного диаметра рабочего колеса (б), следующая буква — исполнение насоса по материалу (С), следующие две или три буквы — тип уплотнения вала, последние две (или одна) буквы—

Рис. 8 24. Продольный разрез одноступенчатого насоса типа К с рабочим колесом одностороннего входа жидкости со спиральным корпусом:

1 — вал насоса, *2* — подшипниковый кронштейн; *3* — уплотнение вала, *4* — крышка, *5* — рабочее колесо, *6* — корпус

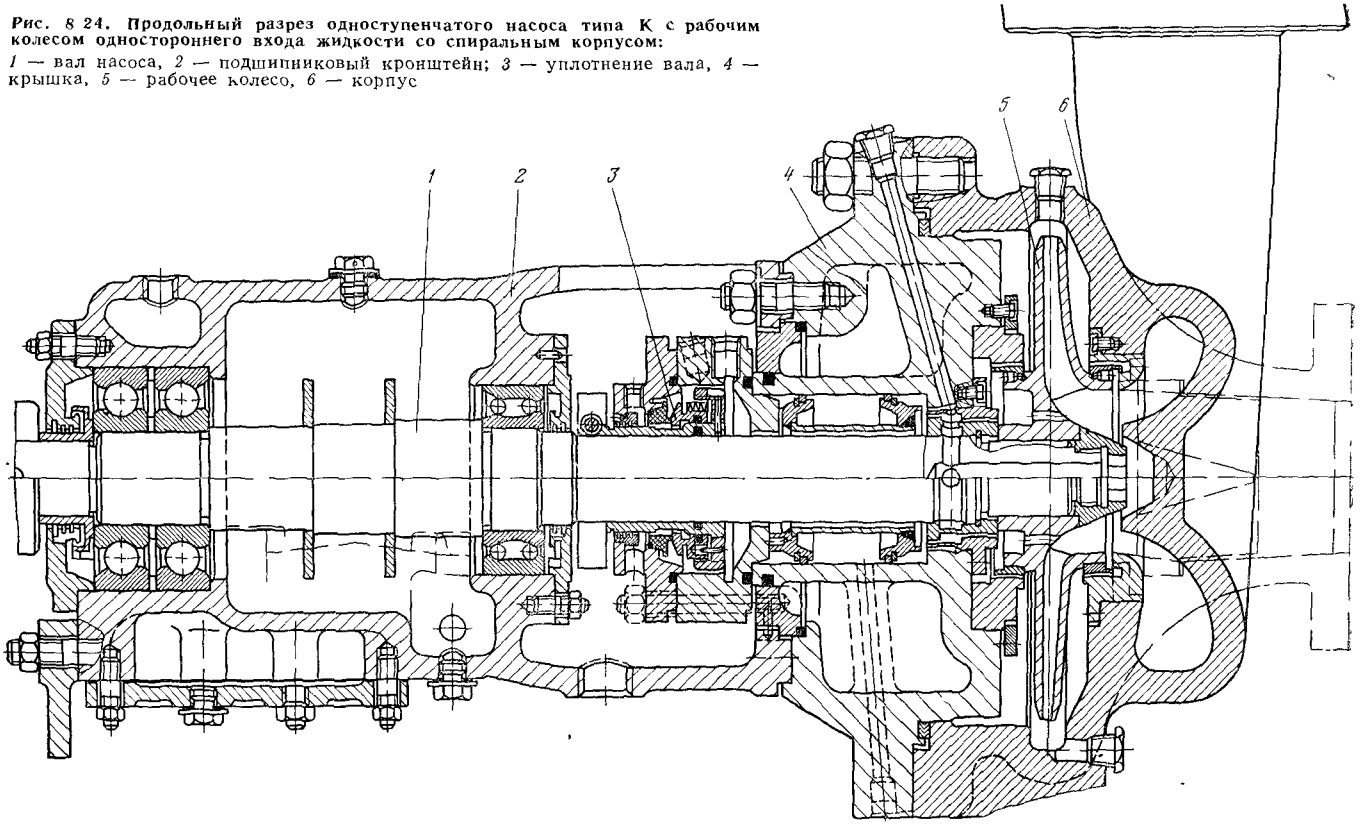


Таблица 8 9

Техническая характеристика нефтяных консольных насосов типа НК65/35

Типоразмер насоса	Вариант ротора	Подача, м³/ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Условное давление корпуса, МПа	Масса, кг	
						насоса	агрегата без привода
НК65/35 70	1а	65	70	2950	4	295	765
	2а	35	70	2950	4		1014
НК65/35-125	1а	65	125	2950	4	335	1090
	2а	35	125	2950	4		
НК65/35-240	1а	65	240	2950	5	630	1500
	2а	35	240	2950	5		

климатическое исполнение насоса, последняя цифра — категория Другие насосы этого типа заводского назначения характеризуются значительной подачей (120 м³/ч и более) Из названных марок насосов первые две относятся к одноступенчатым насосам с рабочим колесом одностороннего входа жидкости Все насосы с подачей более 250 м³/ч снабжаются рабочим колесом с двухстороннего входа жидкости

Корпус этих насосов отлит вместе с опорными лапами, входными и выходными патрубками и устанавливается на стойке фундаментной плиты, при этом опорные поверхности лап лежат в горизонтальной плоскости, проходящей через ось вала насоса Со стороны привода к корпусу насоса присоединена крышка, стояк между которой и фланцем корпуса уплотнен навитой прокладкой Вал насоса вращается в двух шарикоподшипниковых опорах, смонтированных в подшипниковом кронштейне Этот кронштейн фланцем присоединен к крышке корпуса, а опорной лапой — к фундаментной плите. Осевую силу воспринимает опора, расположенная у соединительной муфты и состоящая из двух радиально-упорных шарикоподшипников Насосы этого типа комплектуются электродвигателями с частотой вращения 3000 об/мин (синхронный) при частоте тока в электросети 50 Гц Допускается комплектование электродвигателями с частотой вращения 1500, 1800, 3600 об/мин при частоте тока 60 Гц

На рис 8 24 изображен продольный разрез одноступенчатого насоса типа НК с рабочим колесом одностороннего входа жидкости со спиральным корпусом, а на рис 8 25 — продольный разрез двухступенчатого насоса НК65/35-240

В табл 8 9 представлена сводная техническая характеристика нефтяных консольных насосов, рекомендуемых для использования на крупных кустовых базах и газораздаточных станциях

В зависимости от необходимого напора и подачи приведенные насосы комплектуются электродвигателями мощностью от 5,5 до 22 кВт — НК65/35-70, от 7,5 до 55 кВт — НК65/35-125, от 10 до 75 кВт — НК65/35-240

На газораздаточных станциях и кустовых базах часто применяют *вихревой насос С5-140А* (рис 8 26) Этот насос устойчиво работает при расходе газа от 3,6 до 6,5 м³/ч при условии создания определенного подпора с помощью компрессора или напорного испарителя При давлении упругости паров в 0,45 МПа и выше насос С5-140А устойчиво работает при установке под автомобильной цистерной

Техническая характеристика насоса С5-140А

Подача насоса, м³/ч	3,6—6,5
Напор, м	140—145
Мощность электродвигателя, кВт	8
Диаметр патрубков (всасывающего и нагнетательного), мм	40
Масса насоса с электродвигателем, кг	213

Установочные размеры насоса С5-140А показаны на рис 8 27.

Для перемещения сжиженных углеводородных газов на кустовых базах и газораздаточных станциях могут быть использованы горизонтальные и верти-

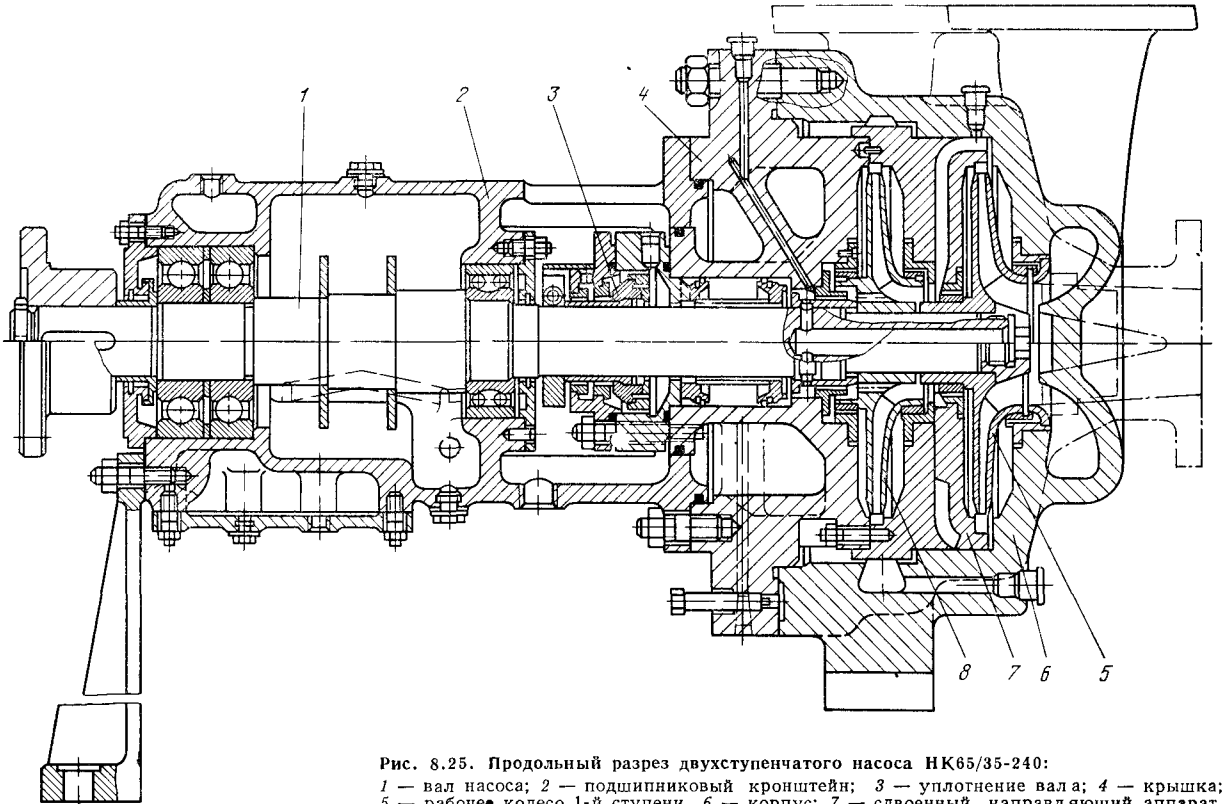


Рис. 8.25. Продольный разрез двухступенчатого насоса НК65/35-240:

1 — вал насоса; *2* — подшипниковый кронштейн; *3* — уплотнение вала; *4* — крышка; *5* — рабочее колесо 1-й ступени, *6* — корпус; *7* — сдвоенный направляющий аппарат, *8* — рабочее колесо 2-й ступени

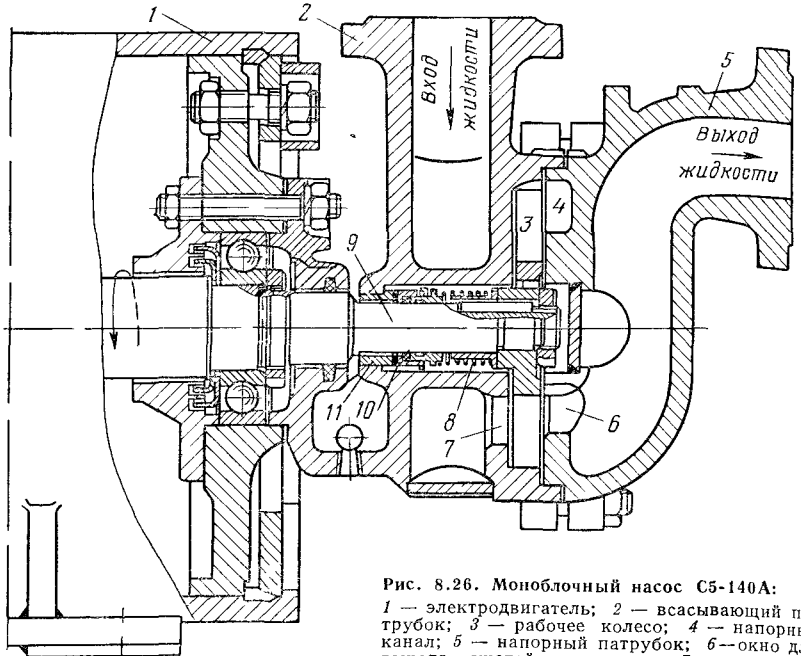


Рис. 8.26. Моноблочный насос С5-140А:
1 — электродвигатель; *2* — всасывающий патрубок; *3* — рабочее колесо; *4* — напорный канал; *5* — напорный патрубок; *6* — окно для выхода сжатой жидкости; *7* — окно для поступления жидкости из всасывающего патрубка к рабочему колесу; *8* — пружина; *9* — консольный вал электродвигателя, *10* — свободная стальная втулка; *11* — неподвижная бронзовая втулка

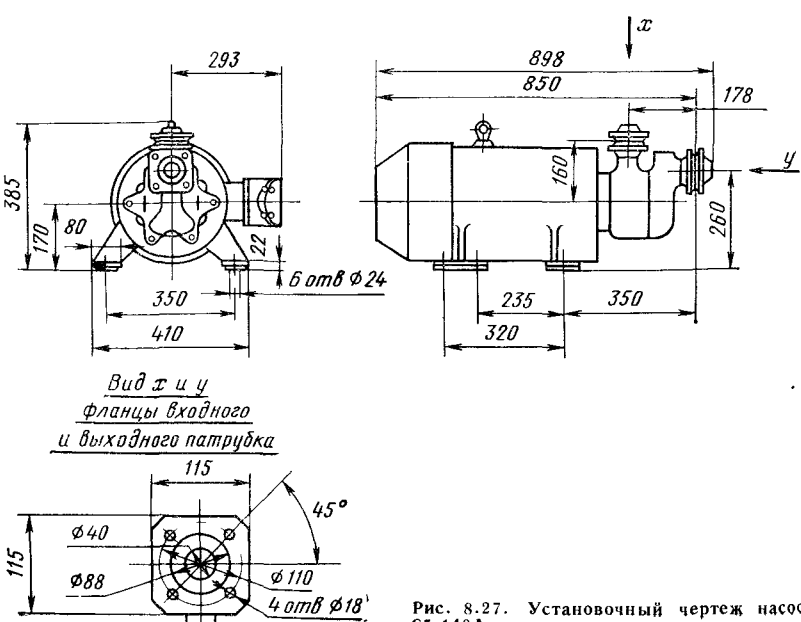


Рис. 8.27. Установочный чертеж насоса С5-140А

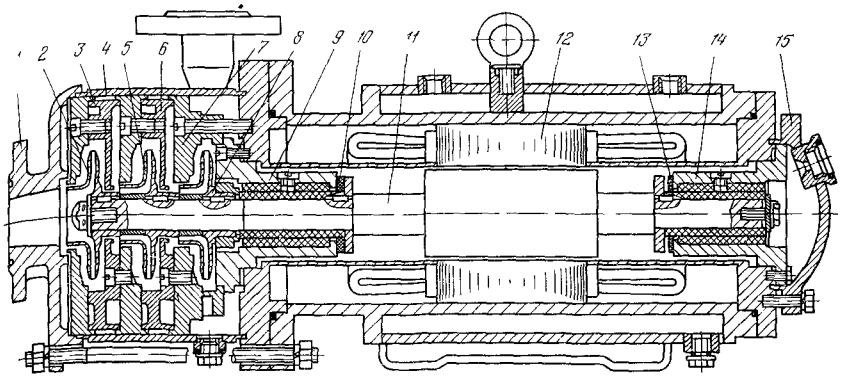


Рис. 8.28. **Электронасос 1,5ХГ-6×3-2,8-2:**

1 — крышка со всасывающим патрубком; *2* — рабочее колесо 1-й ступени; *3*, *6* и *7* — направляющие аппараты; *4* — корпус насоса; *5* — рабочее колесо 2-й ступени; *8* — рабочее колесо 3-й ступени; *9* — передний подшипник; *10* и *13* — упорные подшипники (пяты), *11* — ротор, *12* — статор, *14* — задний подшипник; *15* — задняя крышка

Таблица 8.10

Техническая характеристика химических герметичных насосов типа ХГ

Показатели	1,5ХГ-6-3-2,8-2	1,5ХГ-3-2 8-4	2ХГ-3-14-4	2ХГ-3-10-4
Номинальная подача, м³/ч	8	8	20	20
Напор, м	53	53	88	61
Допускаемый кавитационный запас при номинальной подаче, м	2,5	2	3	3
Температура перекачиваемой жидкости, °С	От —40 до +100	От —50 до +50	От —50 до +50	От —50 до +50
Давление в контуре насоса, МПа	1,6	От 1,6 до 5	От 1,6 до 5	От 1,6 до 5
Номинальная мощность электродвигателя, кВт	2.8	2,8	14	10
Напряжение сети, В	300, 500 или 600	300, 500 или 600	300, 500 или 600	300, 500 или 600
Номинальный ток, А:				
при напряжении 380 В	11,1	11,1	29	39,2
при напряжении 500 В	8,42	8,42	22	26,2
при напряжении 600 В	6,3	6,3	16,6	22,5
Частота вращения (синхронная), об/мин	3000	3000	3000	3000
Охлаждающая жидкость:				
расход, м³/ч	0,25	1	—	—
давление, МПа	0,4	0,4	—	—
температура, °С	30	30	—	—
Масса, кг	185	170	270	255

кальные химические герметичные центробежные электронасосы. Особенностью этих насосов является то, что в одном агрегате объединены электродвигатель и центробежный насос.

Центробежные герметичные электронасосы типа ХГ представляют собой единый герметичный агрегат, расположенный горизонтально в одной плоскости, состоящий из насосной части и специального встроенного трехфазного асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором (табл. 8.10). Насосная часть электронасосов 1,5ХГ-6×3-2,8-2 представляет собой (рис. 8 28) трехступенчатый насос, каждая ступень которого представлена центробежным колесом и направляющим аппаратом. При этом колесо установлено на консольном конце вала электродвигателя. Все ступени насоса расположены в корпусе насоса, на котором размещен напорный патрубок. Со стороны входа корпус закрыт крышкой со всасывающим патрубком. Корпус насоса болтами стягивается крышкой и фланцем электродвигателя через прокладки Ротор электродвигателя установлен в двух подшипниках скольжения, изготовленных из графита. Этот электронасос охлаждается нейтральной жидкостью, для чего в нем предусмотрена полость охлаждения.

Из этой группы насосов могут быть использованы на газораздаточных станциях и кустовых базах также и насосы 1,5Х-3-2,8-4, 2ХГ-3-14-4 и 2ХГ4-10-4 (рис. 8.29), относящиеся к одноступенчатым насосам, в которых смазка подшипников осуществляется перекачиваемой жидкостью, а наружная поверхность статора электродвигателя в первом насосе охлаждается нейтральной к углеродистой стали жидкостью, для чего предусмотрена полость охлаждения с бобышками для подвода и отвода охлаждающей жидкости, а во втором и третьем насосах охлаждение наружной поверхности электронасосов осуществляется окружающим воздухом.

Электронасосы 2ХГ-3-14-4 и 2ХГ4-10-4 относятся также к одноступенчатым насосам, в которых смазка подшипников и охлаждение внутренней полости электродвигателя осуществляются перекачиваемой жидкостью, а охлаждение наружной поверхности электронасосов — окружающим воздухом

Условное обозначение электронасосов типа ХГ (например, 2ХГ-3-14 4) сводится к следующему. первая цифра 2 — диаметр напорного патрубка (в мм), уменьшен в 25 раз; Х — химический насос; Г — герметичный; цифра 3 — коэффициент быстроходности, уменьшенный в 10 раз; 14 — номинальная мощность электродвигателя (в кВт); цифра 4 — конструктивное исполнение насоса в зависимости от температуры и давления перекачиваемой жидкости.

Следует отметить, что рассмотренные химические насосы развивают незначительный напор и не во всех случаях на газораздаточных станциях они могут быть использованы.

Центробежные герметичные вертикальные насосы типа ХГВ (табл 8 11) Кроме горизонтальных консольных насосов типа ХГ в соответствии с с ГОСТ 20791—75 выпускаются также химические консольные вертикальные насосы типа ХГВ четырех типоразмеров. Насосы типа ХГВ представляют собой единый агрегат, состоящий из специального герметичного трехфазного асинхронного электродвигателя, с короткозамкнутым ротором и насосной частью. Статором указанного электродвигателя служит сердечник из электротехнической стали с обмоткой, запрессованной в корпус статора. Охлаждение наружной поверхности статора предусмотрено рубашкой, имеющей два фланца для подвода и отвода охлаждающей жидкости. Ротор электронасоса установлен в двух радиальных подшипниках. При этом осевые силы, возникающие при работе электронасоса, воспринимаются пятой трения, установленной в верхней части электронасоса. Разрез электронасосов 3ХГВ-7×2-20-4 и 4ХГВ-7×2-40-4 изображен на рис. 8 30. Как видно из этого рисунка, пята трения представляет собой два кольца из силицированного графита, закрепленных в верхней и нижней обоймах. Оба насоса представляют собой двухступенчатые центробежные насосы, в отличие от насоса 4ХГВ-6-40-4, относящегося к одноступенчатым центробежным аппаратам. На напорном патрубке электронасосов установлен фильтр, служащий для защиты подшипников узлов и пяты от попадания случайных твердых частиц. Смазка трущихся частей (подшипников и пяты) и отвод тепла от гильз статора и ротора электронасосов осуществляются перекачиваемой жидкостью. Охлаждающая жидкость (перекачиваемый продукт) из напорной полости, пройдя фильтр, переводную

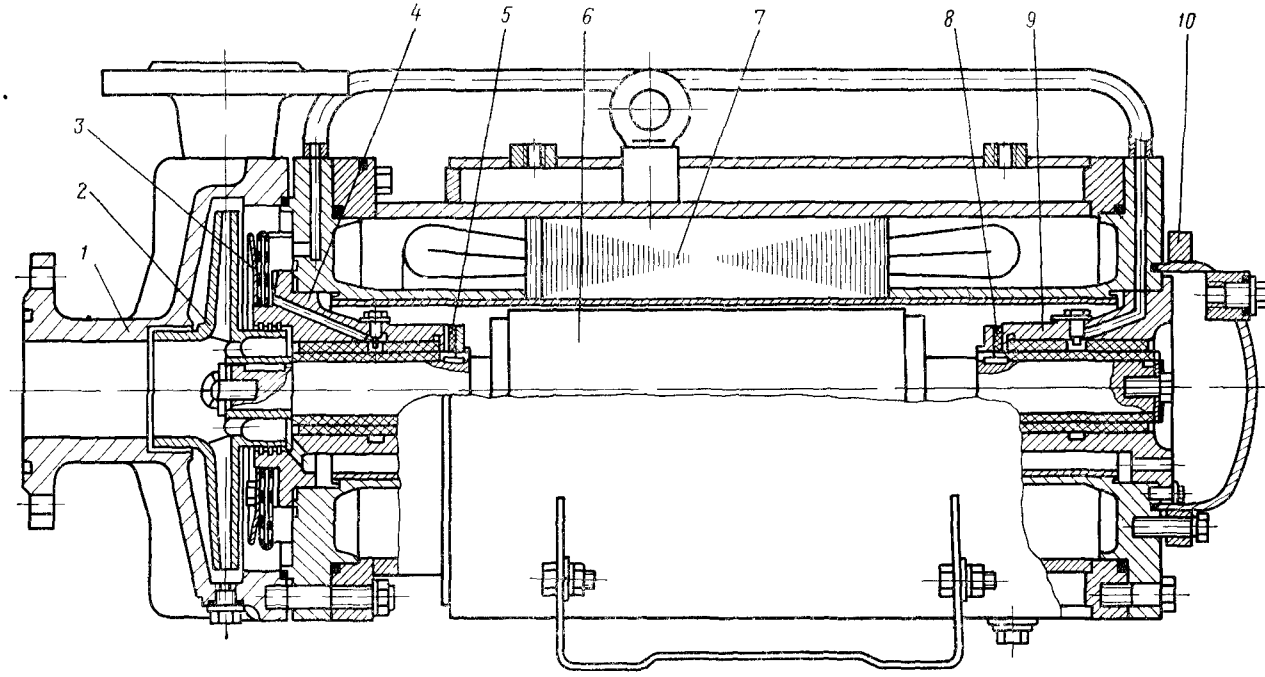


Рис. 8.29. Электронасосы 2ХГ-3-14-4 и 2ХГ-4-10-4:

1 — корпус насоса; *2* — рабочее колесо; *3* — фильтр; *4* — передний подшипник; *5* и *8* — упорные подшипники (пяты); *6* — ротор; *7* — статор; *9* — задний подшипник, *10* — задняя крышка

Таблица 8 11

Техническая характеристика электронасосов типа ХГВ

Показатели	3ХГВ-7×2-20-4	4ХГВ-6-40-4	4ХГВ-7×2-40-4
Номинальная подача, м³/ч	45	90	90
Напор, м	90	85	143
Допускаемый кавитационный запас при номинальной подаче, м	4,5	5	5
Температура перекачиваемой жидкости, °С	От —50 до +50	От —50 до +50	От —50 до +50
Давление в контуре, МПа	5	5	5
Напряжение сети, В	380, 500 или 600	380, 500 или 600	380, 500 или 600
Номинальный ток, А			
при напряжении 380 В	62	110	110
при напряжении 500 В	47	82	82
при напряжении 600 В	35	63	63
Частота вращения (синхронная), об/мин	3000	3000	3000
Охлаждающая жидкость			
расход, м³/ч	1,5—2,5	1,5—2,5	1,5—2,5
давление, МПа	0,4	0,4	0,4
температура, °С	30	30	30
Масса, кг	615	795	855

трубку и сверление в нижнем подшипниковом щите, делится на два потока Один поток смазывает и охлаждает нижний подшипник и попадает в корпус насоса Второй поток, пройдя через зазор между гильзами ротора и статора, смазывает и охлаждает верхний подшипник, узел пяты и отводится из полостей верхней крышки

Электронасосы ХГВ 4-го исполнения по требованию заказчика могут поставляться с переохладителями, в которых поступающая во внутреннюю полость электродвигателя жидкость переохлаждается до более низкой температуры во избежание вскипания перекачиваемой жидкости, т е с целью создания запаса по упругости насыщенных паров Переохладители рекомендуется устанавливать в тех случаях, если при повышении давления перекачиваемой жидкости на 0,5 МПа температура кипения ее повышается меньше чем на 5 °С В верхнюю часть электронасоса через дроссельную шайбу присоединяется трубопровод диаметром 50 мм, служащий для отвода жидкости из внутренней полости насоса в заборную емкость или всасывающий трубопровод

Условное обозначение электронасосов типа ХГВ, например, 3ХГВ-7×2-20-4 цифра 3 — диаметр напорного патрубка (в мм), уменьшенный в 25 раз, Х — химический, Г — герметичный, В — вертикальный; 7 — коэффициент быстроходности, уменьшенный в 10 раз, 2 — число ступеней (рабочих колес) насоса, 20 — номинальная мощность электродвигателя (в кВт), 4 — конструктивное исполнение электронасоса в зависимости от температуры и давления перекачиваемой жидкости

Агрегат электронасосный НЧ-5/170 предназначен для перекачки сжиженных газов с установкой агрегата в стационарных условиях или на транспортных средствах Насос изготовлен по I группе надежности в соответствии с ОСТ 26-06-1304—75 в климатическом исполнении V категории во взрывозащи-

щенном исполнении и укомплектован электродвигателями В112МУ5 исполнения по взрывозащите В25. Шифр насоса означает НЧ — насосный черпаковый агрегат, 5 — подача, м³/ч; 170 — напор, м.

Электронасосный агрегат (рис. 8.31) состоит из взрывонепроницаемого электродвигателя *20* и черпакового насоса. Насос состоит из вращающегося корпуса *30* с крышкой *9*, закрепленных на валу насоса, и отвода *4* с черпаком *29*, закрепленным в кронштейне *36* гайкой *38*. Кронштейн *36* через крышку *32* крепится на фланцах станины На кронштейне *36* расположен входной *40* и выходной патрубки насоса. На входном патрубке *40* предусмотрен ниппель *1*, к которому присоединяется сбросная трубка, служащая для отвода из полости насоса газовых фракций при первоначальном заполнении и пуске насоса. Впрочем, к этому можно и не прибегать, так как в случае появления во вращающемся корпусе насоса газовых включений они будут смещаться к оси насоса и через трубку *41* попадут к ниппелю *1* и далее в сбросную трубку. Между вращающейся крышкой *9* и отводом *4* предусмотрено торцовое уплотнение *42*, установленное на цилиндрической части отвода *4* Если наблюдается утечка через торцовое уплотнение, то она отводится из внутренней полости кожуха через отверстия под пробками *10* по трубкам за пределы насосной На станине *28* установлена масленка *14* для наполнения подшипников *13* свежей смазкой.

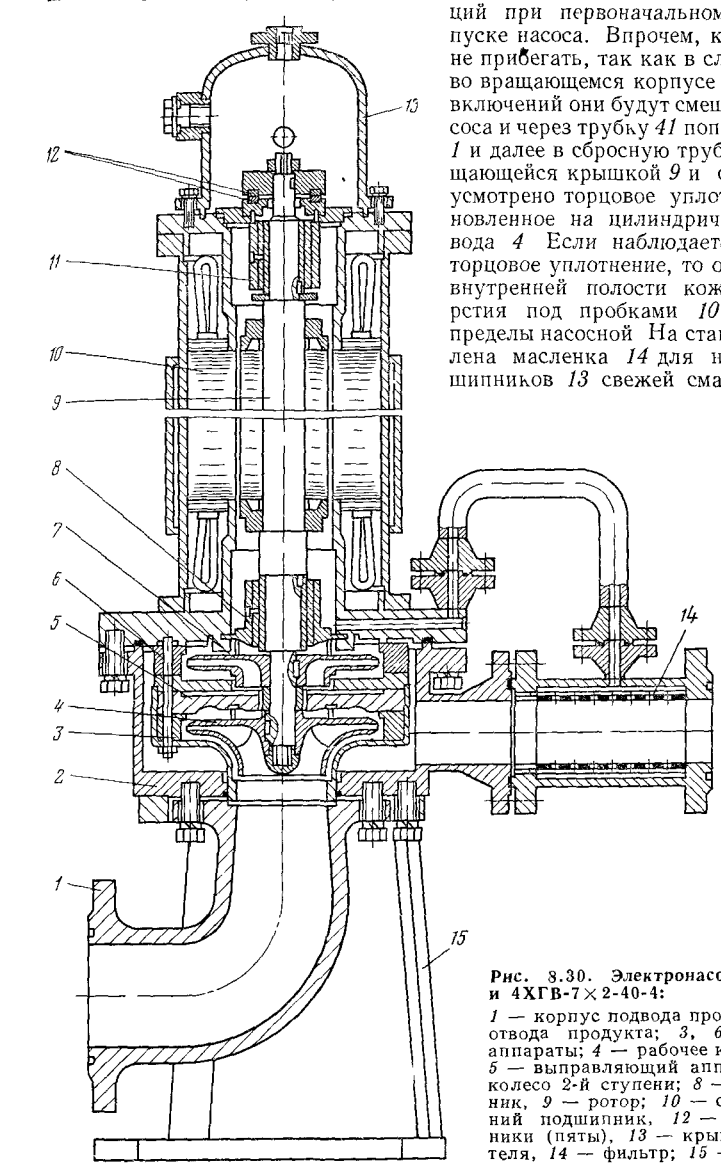


Рис. 8.30. Электронасос 3ХГВ-7×2-20-4 и 4ХГВ-7×2-40-4:

1 — корпус подвода продукта; *2* — корпус отвода продукта; *3*, *6* — направляющие аппараты; *4* — рабочее колесо 1-й ступени; *5* — выправляющий аппарат; *7* — рабочее колесо 2-й ступени; *8* — нижний подшипник, *9* — ротор; *10* — статор, *11* — верхний подшипник, *12* — упорные подшипники (пяты), *13* — крышка электродвигателя, *14* — фильтр; *15* — опора

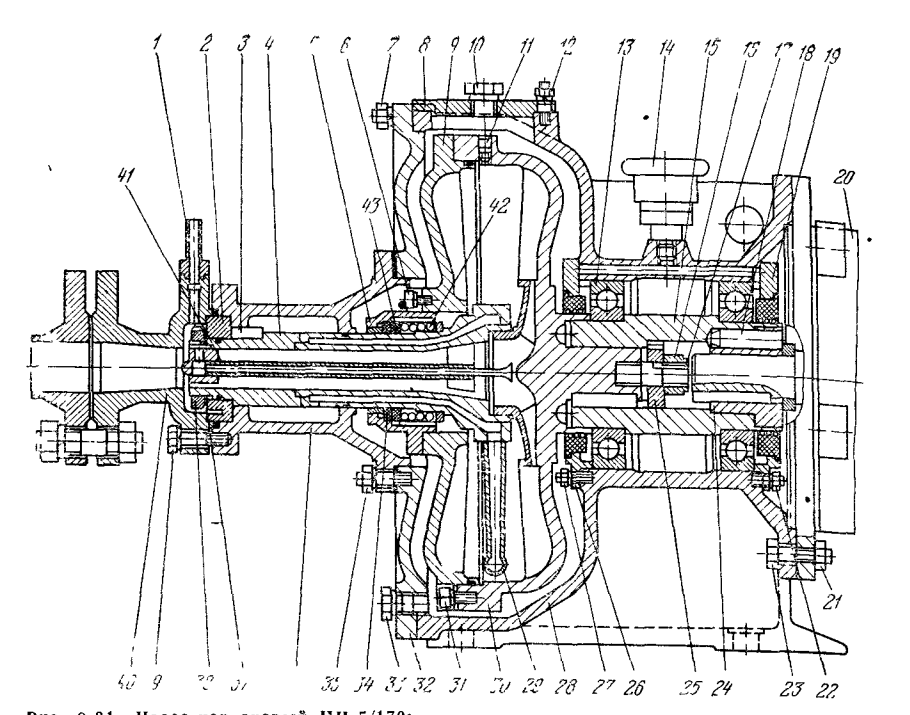


Рис. 8.31. Насос черпаковый НЧ-5/170:

1 — ниппель; *2, 25, 34, 43* — кольцо, *3* — шпонка; *4* — отвод; *5* — корпус уплотнения; *6, 31, 39* — болт с шайбой; *7, 27, 35* — гайка с шайбой; *8* — заглушка; *9* — крышка корпуса; *10, 11, 33* — пробка; *12, 16, 21, 38* — гайка, *13* — подшипник; *14* — масленка; *15* — вал; *17* — замок; *18* — палец; *19* — крышка подшипника; *20* — электродвигатель; *22, 23* — болт; *24* — полумуфта; *26* — крышка подшипника, *28* — станина; *29* — черпак; *30* — корпус; *32* — крышка, *36* — кронштейн; *37* — шайба стопорная, *40* — патрубок входной, *41* — трубка; *42* — горцовое уплотнение

Техническая характеристика насоса НЧ-5/170

Подача	5
Напор, м	170
Частота вращения (синхронная), об/мин	3000
Допускаемый кавитационный запас, м	2
Давление на входе в насос, МПа, не более	1,6
Мощность электродвигателя, кВт, не более	7,5
Габаритные размеры, мм.	
длина	1060
ширина	430
высота	430
Масса, кг	280
Напряжение тока частотой 50 Гц, В	380

Вихревой самовсасывающий насос НВС предназначен для перекачки из автоцистерн сжиженных углеводородных газов. Насос НВС (рис. 8.32) состоит собственно из насоса *1*, рамы *2*, муфты сцепления *3* и электродвигателя *4* типа ВАО51-4 мощностью 7,5 кВт, напряжением 380 В, частотой тока 50 Гц и частотой вращения 1460 об/мин

Техническая характеристика насоса типа НВС

Подача, м³/ч	5
Напор, м	120
Высота всасывания при упругости паров не менее 0,28 МПа, м	5
Рекомендуемое давление на приеме насоса, МПа, не более	0,8
Давление, развиваемое насосом при упругости паров жидкости 0,25 МПа, МПа	1
Условное давление для корпуса, МПа	4
Мощность электродвигателя, кВт	7,5

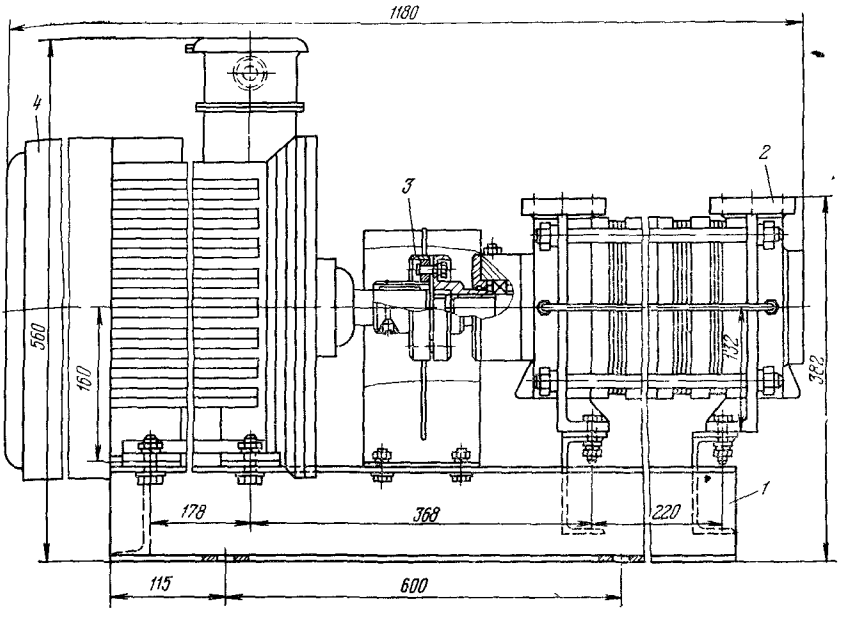


Рис. 8.32. Вихревой самовсасывающий насос НВС

ИСПАРИТЕЛИ ДЛЯ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

Для повышения экономичности и надежности установок использования сжиженных газов применяют испарители различных конструкций. Применение установок использования сжиженных газов с естественным их испарением не позволяет получить газ постоянной теплоты сгорания, так как в начальный период работы таких установок испаряются легкокипящие компоненты сжиженных газов теплотой сгорания 89 300—92 000 кДж/м^3, а затем все более высококипящие компоненты. При таком естественном испарении продукты в резервуаре будут обогащаться тяжелыми компонентами, при испарении которых впоследствии будут образовываться пары с теплотой сгорания 118 000—121 000 кДж/м^3, т е. содержащих в основном бутан.

Столь большое колебание теплоты сгорания (20—25 %) резко ухудшает процесс сжигания газа в горелках различного назначения, приводит к неполноте сгорания газа, ухудшает санитарно-гигиенические условия жилых и производственных помещений Отмеченное обстоятельство настоятельно требует самого широкого применения установок использования сжиженных газов с их искусственным испарением в испарителях различных назначений и конструкций. В установках сжиженного газа нашли применение форсуночные испарители, огневые испарители прямого обогрева ИГПО-15 и ИГПО-30 и электрические испарители ИП-40 и ИЭПТ-10.

Форсуночные испарители

Форсуночный испаритель (рис. 8.33) представляет собой теплообменный аппарат «труба в трубе». Во внутренней трубе в камере *2* идет интенсивное испарение сжиженного газа, куда он подается в распыленном состоянии через три форсунки *1* различного диаметра. Для управления форсунками установлены запорные угловые вентили. Для поддержания более равномерной температуры по длине испарителя теплоноситель (горячая вода, водяной пар) подается в две точки, а конденсат или охлажденная вода отводятся из одной точки. Для защиты испарителя при повышении давления сверх допустимого со стороны выхода испарив-

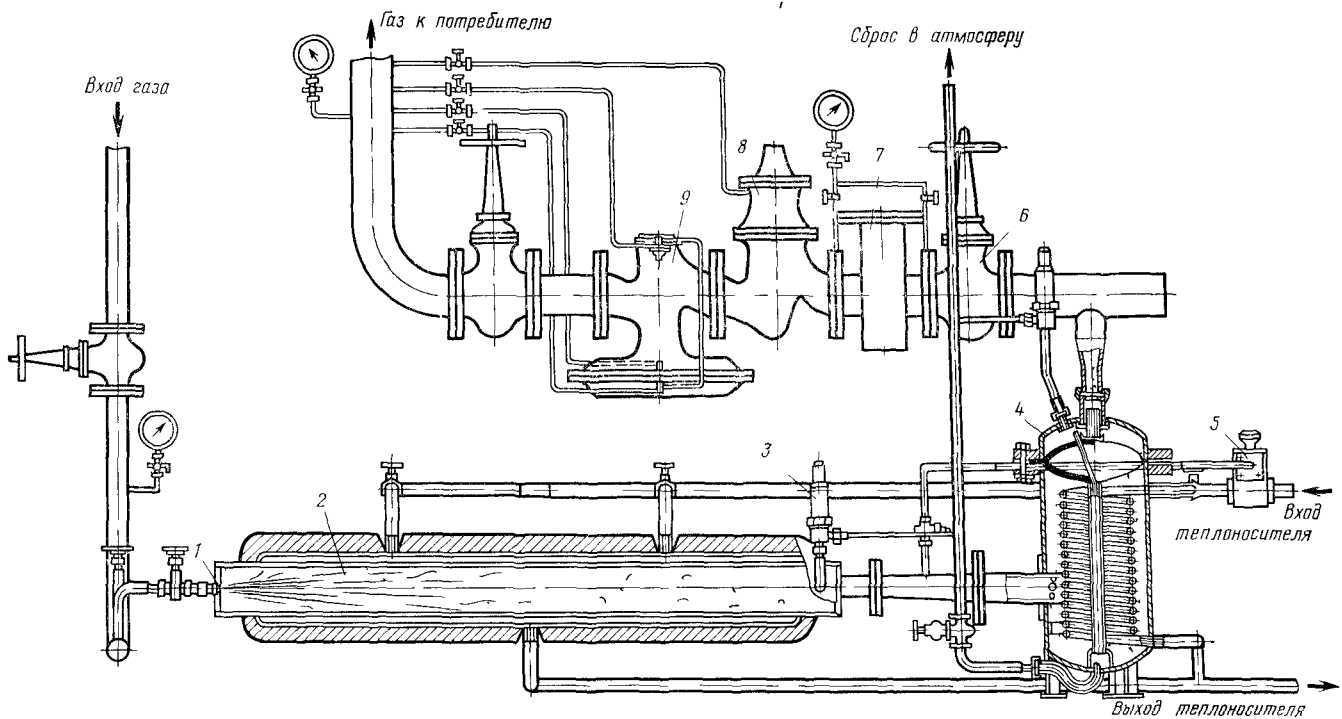


Рис 8 33 Форсуночный испаритель сжиженного газа

Таблица 8 12

Габаритные размеры и масса форсуночных испарителей

Испарительная способность м³/ч	Габаритные размеры мм			Масса испарителя кг
	длина	ширина	высота	
10	720	280	689	46
30	1060	280	805	67
100	1930	342	805	103

шегося сжиженного газа установлен предохранительный клапан *3* Во избежание конденсации испарившегося сжиженного газа в коммуникациях до потребителя газа может быть установлен пароперегреватель *4*, теплоноситель в который подается через предохранительныи запорный клапан *5*, имея наиболее высокую температуру Вместо пароперегревателя устанавливается поплавковый регулятор уровня ПРУД 25, на котором устанавливается предохранительный клапан *3* Испарившийся сжиженный газ после пароперегревателя или регулятора уровня ПРУД, проидя запорную задвижку *6*, фильтр *7*, предохранительный клапан *8* и регулятор давления *9* направляется к потребителю Форсуночные испарители рассчитаны на давление 1,6 МПа и на пробное давление 2 МПа

Типовым проектом разработаны чертежи трех типов форсуночных испарителеи производительностью 10, 30 и 100 м³/ч При необходимости можно присоединить к коллектору несколько испарителей и тогда установка может иметь производительность 130 200 300 и 400 м³/ч, т е к одному коллектору можно присоединить два-четыре форсуночных испарителя и даже больше (табл 8 12)

Испарители прямого обогрева ИГПО

Для повышения экономичности установок сжиженного газа, использующих искусственное испарение, применяют огневые испарители, в которых в качестве теплоносителя используются продукты сгорания газа Огневые испарители прямого обогрева типа ИГПО-15 и ИГПО-30 предназначены для газоснабжения сжиженным газом жилых домов, коммунально бытовых предприятий, сельскохозяйственных объектов, туристских баз, санаториев, а также небольших промышленных предприятий

Основным конструктивным элементом огневого испарителя прямого обогрева (рис 8 34) является теплообменник, газогорелочное устройство и автоматика регулирования и безопасности Как видно из рисунка, теплообменник *6* состоит из змеевика и топочной камеры, закрытых кожухом Змеевик выполнен из термостойкой стали, насажен на цилиндрическую топочную камеру и вварен в трубу, пересекающую топочный тракт теплообменника Эта труба является выходным участком змеевика, в котором размещены чувствительный элемент терморегулятора *20*, термометр *18* К указанной трубе (верхняя часть змеевика) присоединен трубопровод отвода паровои фазы *13*, сбросная труба *10* с предохранительным сбросным клапаном *7* Теплообменник испарителя крепится к опорной плите шкафа испарителя *3* с нижнеи стороны которой установлена воздушная коробка *1* с рабочей *2* и запальной *24* горелками К верхней фланцевой части теплообменника крепятся пламеискрогаситель *8*, тягопрерыватель *9* и дымовая труба *11* В трубке пламегасителя температура замеряется термометром *18* Таким образом, теплообменник и соединенные с ним узлы образуют воздушный, топочный и дымовые тракты огневого испарителя прямого обогрева Регулирование температуры перегрева паровой фазы обеспечивается терморегулятором диламетрического типа *20* рабочей горелкой *2* и подачей газа к горелкам через электромагнитный клапан *19* и трубопроводы *22* Сжиженный газ из расходного резервуара *27* по трубопроводу *25* подается в змеевиковую часть испарителя На этой линии установлены вентили *4* и манометр *5* Контроль горения газа в теплообменнике обеспечивается запальной горелкой *24*, термопарой *23* и электромагнитным клапа-

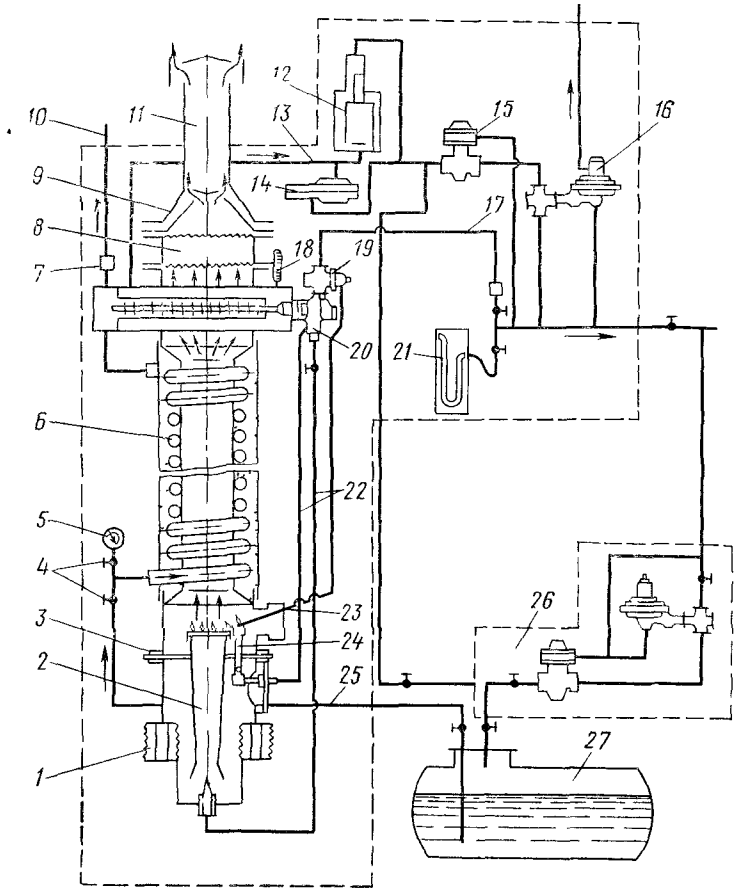


Рис. 8.34. Схема резервуарной установки с испарителем сжиженного газа огневого прямого обогрева типа ИГПО-15

ном *19* Запальная горелка, как и во многих аппаратах, установлена около рабочей горелки и служит для нагрева рабочего спая термопары и розжига рабочей горелки. Электромагнитный клапан обычной конструкции является двухпозиционным прибором (открыт—закрыт) и устанавливается, как всегда, после газового крана на линии подачи газа к горелкам аппарата На трубопроводе отвода паров сжиженного газа *13* установлены поплавковый предохранительный клапан *12* и узел разгрузки *14* этого клапана Поплавковый предохранительный клапан предназначен для предотвращения попадания жидкой фазы газа из испарителя в трубопровод подачи паров к потребителю Если при нормальной работе испарителя поплавковый клапан открыт и пары сжиженного газа поступают в узел редуцирования газа, то при нарушении режима работы испарителя (потухание запальной горелки, повышение производительности выше допущенного номинала, нарушение работы рабочей горелки и др) жидкая фаза газа, попадая в камеру, поднимает поплавок и перекрывает отверстие клапана, прекращая поступление жидкой фазы к потребителю Узел регулирования давления паров сжиженного газа, выходящего из испарителя, состоит из предохранительного клапана *15* типа ПКК-40МС, регулятора давления *16* типа РД-32М, отводного трубопровода и жидкостного манометра *21* Этот узел предназначен для снижения давления газа до заданной величины и поддержания его значения на установлен-

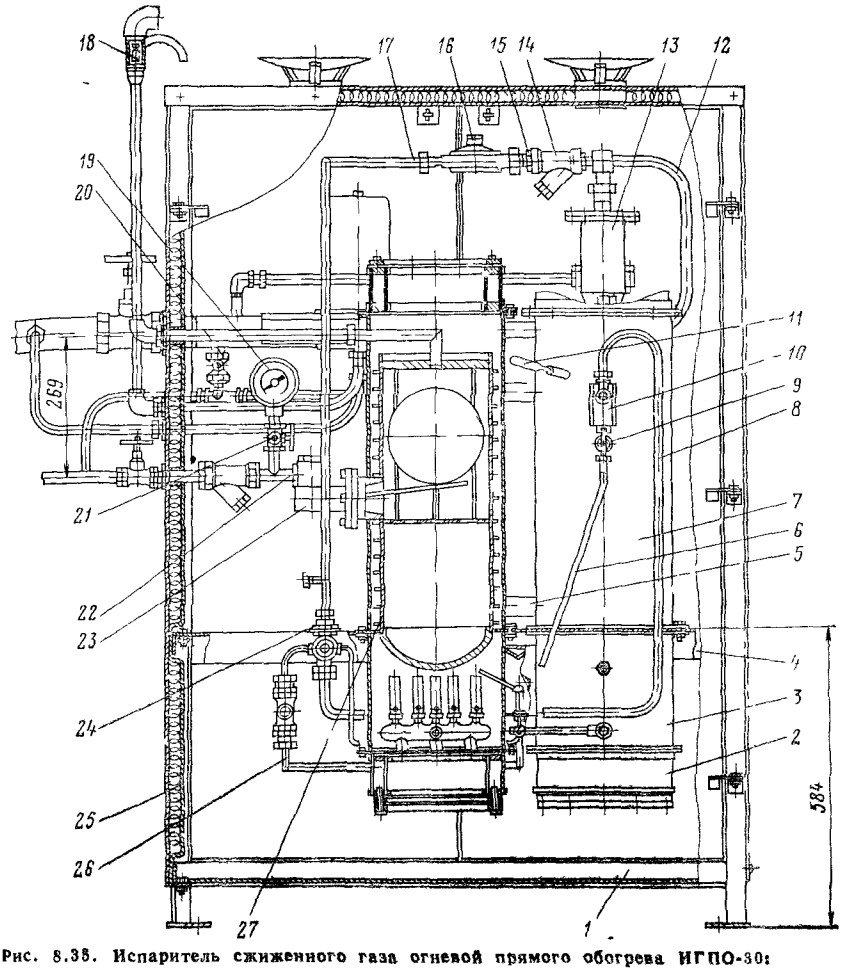


Рис. 8.35. Испаритель сжиженного газа огневой прямого обогрева ИГПО-30:

1 — каркас; *2* — пламегаситель; *3* — топочное устройство; *4* — полка; *5, 6, 8, 17* — трубки соединительные; *7, 27* — теплообменники; *9, 21* — кран пробковый РТВ АГВ-80; *10* — терморегулятор; *11* — термометр 1-Б2 по ГОСТ 215—73; *12, 26* — трубка; *13* — клапан-отсекатель; *14* — фильтр; *15, 24* — переходник; *16* — регулятор давления газа РДСГ-1-1,2 по ГОСТ 21805—76; *18* — клапан предохранительный; *19* — манометр; *20* — кран пробковый проходной натяжной муфтовый с фланцем для контрольного манометра; *22* — тройник; *23* — клапан впускной; *25* — теплоизоляция

ном уровне. В том случае, если испаритель типа ИГПО компонуется с резервуарами, имеющими редукционную головку *26*, то паровая фаза из расходного резервуара по трубопроводу *17* может быть направлена непосредственно потребителю Этим самым повышается надежность газоснабжения

На рис 8 35 изображен общий вид (сборочный чертеж) огневого испарителя прямого обогрева ИГПО-30

Техническая характеристика испарителей газовых прямого обогрева типа ИГПО

	ИГПО-15	ИГПО-30
Производительность (по пропану), м³/ч, не более	15	30
Рабочее давление, МПа		
до регулятора давления	1	1
после регулятора давления	0,0035	0,0035

Минимальное давление на входе в испаритель, МПа	0,1	0,1
Температура перегрева паровой фазы, °С		
верхний предел, не более	60	60
нижний предел, не менее	50	50
Тип рабочей и запальной горелок	Инжекционные низкого давления	
Тепловая нагрузка рабочей горелки, кВт	6,4	32
Тепловая нагрузка запальной горелки, Вт	200	470
Давление срабатывания сбросного предохранительного клапана, МПа	1,15	1,15
Давление срабатывания клапана-отсекателя, МПа	0,0047	0,0047
Коэффициент полезного действия испарителя, не менее	0,7	0,7
Расход паров сжиженного газа на испарение одной тонны сжиженного газа, кг, не более	18	18
Срок службы до первого капитального ремонта, лет	4	5
Габаритные размеры испарителя, мм		
длина	875	1262
ширина	475	1230
высота	2330	1835
Масса испарителя, кг, не более	220	276

Электрические испарители

Электрические испарители применяют при проектировании и эксплуатации резервуарных установок сжиженных газов различного назначения Выпускают электрические испарители двух типов — РЭП (регазификатор электрический подземный) и ИП (испаритель-приставка)

Испаритель приставка погружной электрический ИП 04 предназначен для искусственного испарения сжиженных углеводородных газов при газоснабжении жилищно коммунальных, промышленных и сельскохозяйственных потребителей от групповых резервуарных установок, отнесенных к наружным

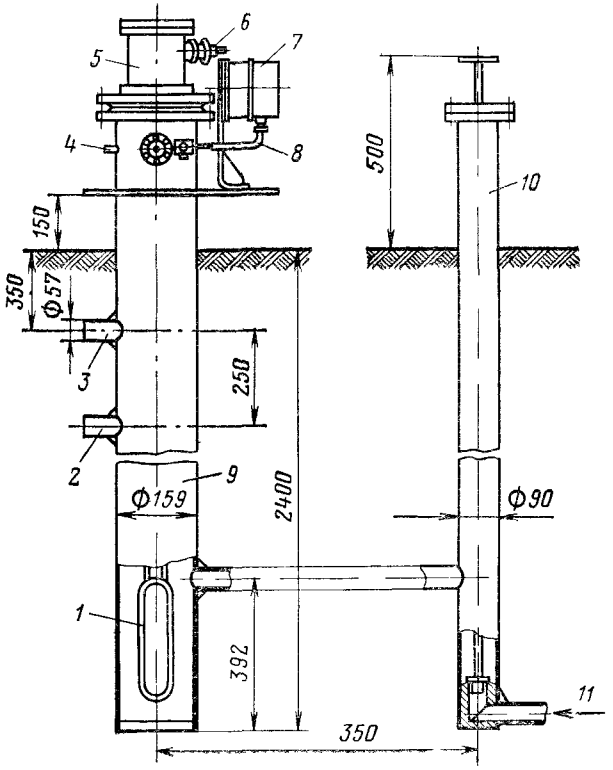


Рис 8.36. Испаритель-приставка 04 с погружным электронагревателем

установкам класса В-1, в которых возможно образование газовоздушных смесей I и 2 категорий групп А и Б, согласно классификации действующих «Правил устройства электроустановок» Испаритель-приставка ИП-04 (рис 8 36) состоит из корпуса *9*, жестко соединенного с двумя глубинными вентилями *10*, и автоматики безопасности, включающей в себя манометр сигнализирующий ЭКМ IV *7*, установленный вне взрывозащищенной коробки *5*, и электрокабель *6* Манометр *7* соединен с испарителем импульсной трубки *8* через трехходовый кран На заглушке корпуса испарителя установлен трубчатый электронагреватель *1*, а на верхней части корпуса испарителя — сбросной предохранительный клапан *4* и дренажный вентиль От атмосферных осадков электроподогреватель и предохранительный клапан защищены съемным кожухом, который после установки на корпус пломбируется Испаритель снабжен тремя штуцерами штуцером подачи жидкой фазы через глубинный вентиль *10* от расходного резервуара по трубопроводу *11*, штуцером *2* для соединения испарителя с паровой фазой испарителя и штуцера *3*, через который отбирается паровая фаза из испарителя.

Техническая характеристика испарителя-приставки 04

Рабочая температура °С	От —40 до + 45
Рабочее давление МПа не более	1
Номинальная производительность м³/ч	
по пропану	18
по бутану	12
Исполнение электроподогревателя	Взрывозащищенное В2Т1-В
Тип электронагревателя	ТЭН 12
Мощность электронагревателя кВт	5 ± 0 5
Минимальный ток, А	22 7
Номинальное напряжение, В	220
Тип манометра, регулирующего работу электронагревателя	Манометр типа ЭКМ-IV ТУ25 03 31—70
Давление гидравлического испытания корпуса испарителя, МПа	1 3
Объем корпуса испарителя л	48,5
Габаритные размеры испарителя приставки мм	
длина	690 ± 5
ширина	910 ± 5
высота	2918 ± 8
Масса испарителя, кг не более	237

Учитывая, что электрические испарители РЭП характеризуются значительными монтажными, эксплуатационными недостатками и фракционностью испарения сжиженного газа, разработана конструкция наземного электрического испарителя с промежуточным теплоносителем типа ИЭПТ-10, лишенная недостатков испарителей РЭП и ИП.

На рис 8.37 изображена принципиальная схема устройства и обвязка электрического испарителя ИЭПТ-10 с промежуточным теплоносителем. Испаритель состоит из сосуда *3*, заполненного промежуточным теплоносителем, электронагревателя *2* с концами, выведенными во взрывозащищенную коробку, испарительного змеевика *1*, выполненного из бесшовной трубы 22 × 3,5 мм, подводящего трубопровода жидкой фазы *21*, трубопровода паровой фазы низкого давления *20*, температурного реле *17* и электрошкафа *27*. Работа испарителя сводится к следующему. жидкость из расходного резервуара *29* под давлением собственных паров поступает по трубопроводу *21* в испарительный змеевик *1*, где испаряется за счет тепла, получаемого от теплоносителя, нагреваемого электронагревателем *2* Температура промежуточного теплоносителя, от которой зависит производительность испарителя, контролируется автоматически с помощью температурного реле *17* типа ТУДЭ Установка заданной температуры осуществляется специальным регулирующим винтом на головке реле Паровая фаза из испарителя, пройдя через поплавковый клапан-отсекатель *7*, предназначенный для защиты потребителя от попадания жидкой фазы, и регулятор давления газа *12*, по трубопроводу *20* направляется потребителю На тот случай, если прекратится подача электроэнергии, и в случае срабатывания клапана-отсекателя технологической схемой предусмотрена обвязка, дающая возможность автоматического подключения и подачи паров потребителя по трубопроводу *30* непосредственно из расходного резервуара *29* Для обеспечения этой операции регулятор газа *28* на расходной головке резервуара настраивается на давление 0,0025 МПа, а регу-

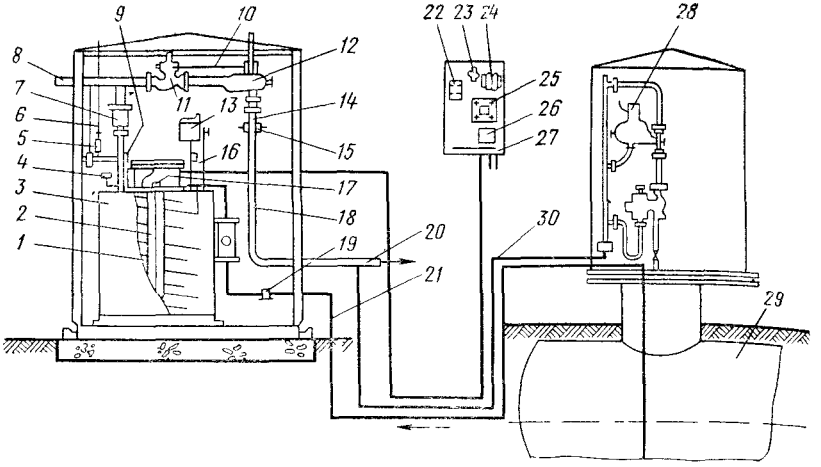


Рис. 8.37. Принципиальная схема и обвязка электрического испарителя ИЭПТ-10 с промежуточным теплоносителем:

1 — змеевик испарительный; *2* — электронагреватель ТЭН, *3* — сосуд с промежуточным теплоносителем; *4* — манометр; *5* — клапан предохранительный сбросной, *6* — свеча, *7* — поплавковый клапан-отсекатель; *8* — трубопровод обвязки испарителей по паровой фазе высокого давления; *9* — термометр контрольный, *10* — импульсная трубка, *11* — клапан-отсекатель ЕН4-О/А; *12* — регулятор давления газа типа РД-32, *13* — расширительный бачок, *14* — импульсная трубка; *15* — кран газовый низкого давления; *16* — трубка для залива промежуточного теплоносителя; *17* — температурное реле; *18* — кран; *19* — фильтр, *20* — трубопровод паровой фазы; *21* — трубопровод жидкой фазы, *22* — магнитный пускатель; *23* — промежуточное реле; *24* — переключатель; *25* — предохранитель; *26* — амперметр; *27* — электрошкаф, *28* — регулятор давления газа типа РД-32; *29* — подземный расходный резервуар; *30* — обводная линия паровой фазы низкого давления

лятор давления *12*, установленный на испарителе, — на давление 0,0036 МПа. В качестве промежуточного теплоносителя используется незамерзающая жидкость (на основе этиленгликоля или других жидкостей).

Техническая характеристика электрического испарителя ИЭПТ-10

Номинальная производительность, м³/ч:	
по пропану	18
по бутану	12
Длина испарительного змеевика, м	8
Исполнение электроподогревателя	Взрывозащищенное В2Т1-В
Мощность электронагревателя, кВт	5
Габаритные размеры, мм:	
длина	1055
ширина	775
высота	1570
Масса испарителя, кг, не более	290

Для контроля за работой электронагревателя по уровню сжиженного газа в резервуаре и для сигнализации и отключения электронагревателя при снижении уровня сжиженного газа в емкости до минимально допустимого служит специальное реле.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НАПОЛНЕНИЯ И ОБСЛУЖИВАНИЯ БАЛЛОНОВ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

При использовании сжиженных углеводородных газов для коммунально-бытового и промышленного их использования самыми трудоемкими операциями являются операции по наполнению баллонов сжиженным газом и обслуживанию этих баллонов для поддержания их в нормальном эксплуатационном состоянии.

Оборудование для наполнения баллонов

Разгрузочное устройство. Механизация разгрузки прибывающих на кустовые базы и газораздаточные станции пустых баллонов имеет важное значение, так как облегчает труд обслуживающего персонала и ускоряет выполнение этих операций. Разгрузочное устройство (упрощенный вариант) типа УРУ-04 предназначено для разгрузки баллонов вместимостью 27 и 50 л из спецавтомашин типа СТБ1 («клетка») и бортовых машин на газораздаточных станциях мощностью 10 тыс. т в год и выше.

Устройство разгрузочное УРУ-04 представляет собой совокупность двух транспортеров, двух подъемников с системой синхронизации,ограничителя подъема, насосной установки, масляного бака, пульта управления и двух направляющих. Движение транспортеров осуществляется с помощью электроприводов. Подъемники приводятся в движение гидравлически с помощью гидроцилиндров от насосной установки.

Транспортеры, устанавливаемые по обе стороны оси расположения приямка для спецавтомашины, предназначены для приема баллонов, разгружаемых из автомашин, перемещения и передачи их на конвейер наполнительного цеха.

Для подъема разгружаемой автомашины на высоту, удобную для разгрузки баллонов, предусмотрены два подъемника.

Подъемник (рис. 8 38) состоит из грузонесущей платформы *6*, кожуха *1*, цилиндра *2*, в котором помещается шток *3*, соединенный с платформой *6*, предохранительного устройства *8* синхронизирующей системы, предназначенной для синхронного подъема и опускания штоков независимо от их нагрузки на каждый из них. Уплотнение между штоком *3* и цилиндром *2* создается манжетами *4*. Для контроля уровня масла в подъемнике предусмотрена пробка *5*, через которую полость кожуха может соединяться с атмосферой. Подъемники работают синхронно за счет соответствующего натяжения канатов *7* (рис. 8 39) через систему блоков *6*, *8*. С целью ограничения хода подъемников до высоты 900 мм предусмотрена установка ограничителя подъема, представляющего стойку *2* с укрепленным на ней конечным выключателем *1* (ВКМ-1-ВЗГ ТУ 16-526.033-75Е). Выключение достигается посредством упора *3*, устанавливаемого на кронштейне *4*, который монтируется на платформе *5* одного из подъемников.

Насосная установка предназначена для подачи потока масла под давлением в гидросистему устройства. Установка состоит из серийно выпускаемой установки насосной 25Г48-22Н, электродвигатель которой заменен на двигатель во взрывозащищенном исполнении. Для увеличения общего объема рабочей жидкости в гидросистеме устройства маслобак установки насосной соединен с отдельно стоящим баком. Масляный бак представляет собой сварной резервуар с патрубками

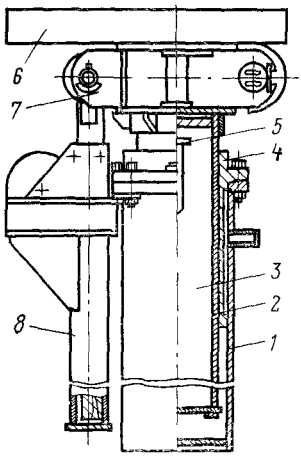


Рис. 8.38 Подъемник

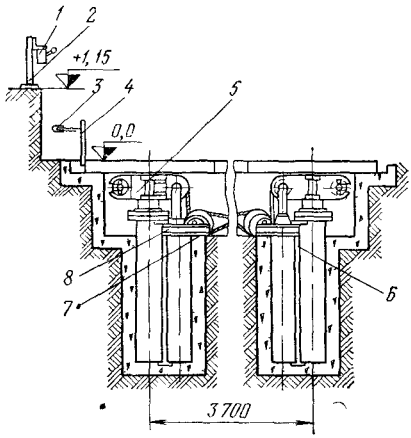


Рис. 8.39. Схема размещения подъемников

для подсоединения коммуникаций гидросистемы от насосной установки и подъемников. Управление механизмами устройства осуществляется с пульта управления.

Техническая характеристика разгрузочного устройства УРУ-04

Вместимость разгружаемых баллонов, л	50, 27
Производительность, баллон/ч	600
Грузоподъемность подъемника, т, не более	8
Число транспортеров	2
Тип транспортеров	Цепной
Скорость транспортеров, м/с, не более	0,13
Способ передачи баллонов с транспортера устройства на конвейер газораздаточной станции	Механизированный
Тип привода.	
транспортеров, установки насосной	Электрический
подъемников	Гидравлический
Установленная мощность, кВт	6,2
Рабочая жидкость гидросистемы	
для работы летом	Масло индустриальное И-12А, И-50А ГОСТ 20799—75
для работы зимой	Масло веретенное ГОСТ 1642—75
Расчетная емкость гидросистемы, л	200
Номинальное рабочее давление в гидросистеме, МПа	1,7
Габаритные размеры, мм:	
транспортеров УРУ-04.	
длина	14 000 ± 45
ширина	835 ± 10
высота	530 ± 5
пульта управления УРУ-04.	
длина	646 ± 5
ширина	350 ± 5
высота	1 020 ± 5
установки насосной УРУ-04	
длина	1 250 ± 2,5
ширина	450 ± 1,55
высота	1 029 ± 2,4
подъемника УРУ-04:	
длина	1 000 ± 4
ширина	2 200 ± 5
высота	2770
подъемника УРУ-04:	
длина	2 195 ± 35
ширина	2 200 ± 4
высота	3254
бака масляного:	
длина	1 105 ± 5
ширина	410 ± 4
высота	540 ± 4
Масса, кг, не более	3030
Средний срок службы до списания, лет	8

Техническая характеристика установки отвинчивания колпаков баллонов типа УОКБ1-04

Производительность, шт/ч, не менее	240
Давление сжатого воздуха, МПа	0,6—0,1
Давление сжатого воздуха в пневмопатроне, МПа, не более	0,2
Тип привода:	
зажим баллонов	Пневматический
зажим колпаков	Пневматический
вращение шпинделя	Электрический
подъема, спускания шпинделя	Пневматический
Мощность электропривода, кВт	0,6
Частота вращения шпинделя, об/мин	85
Габаритные размеры, мм.	
длина	1 640 ± 10
ширина	625 ± 10
высота	2375 ± 10
Масса, кг, не более.	
станка	354
перегружателя	52
Срок службы до списания, лет, не менее	9

Установка для наполнения баллонов типа УНБН-1-04 нашла широкое применение в газовых хозяйствах нашей страны. Она (рис. 8.40) имеет шесть устройств для одновременного наполнения баллонов. Основой ее конструкции является каркас, на котором смонтированы все механизмы. В конструкцию каждого

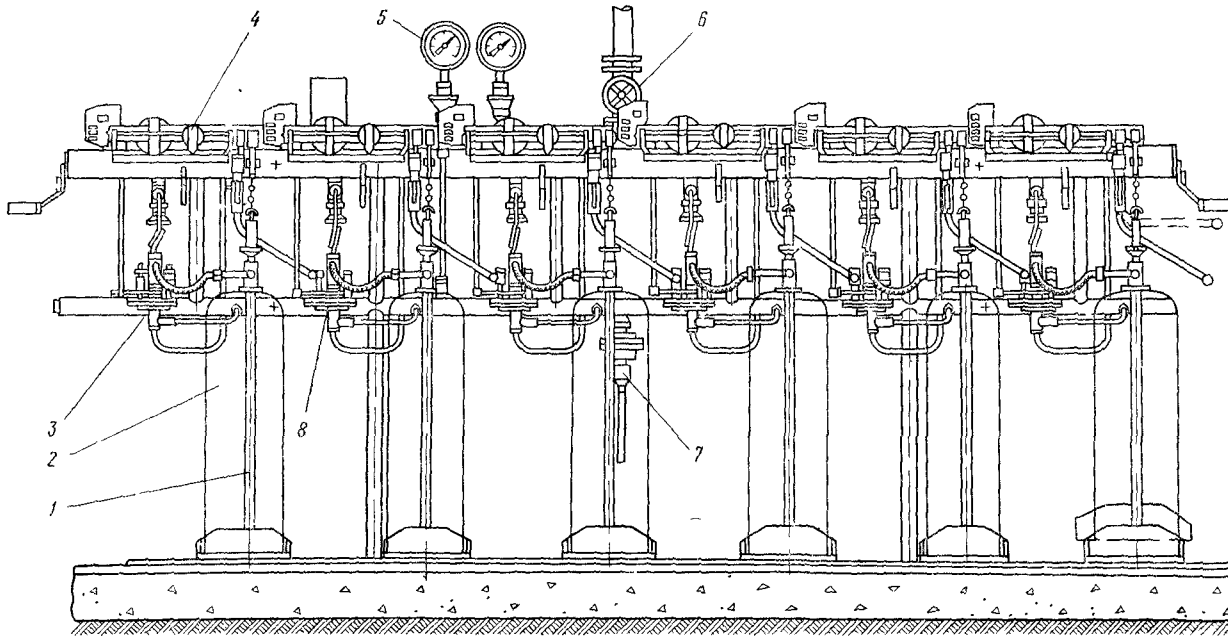


Рис. 8.40. Установка для наполнения баллонов сжиженным газом с неподвижной рамой УНБН-1-04

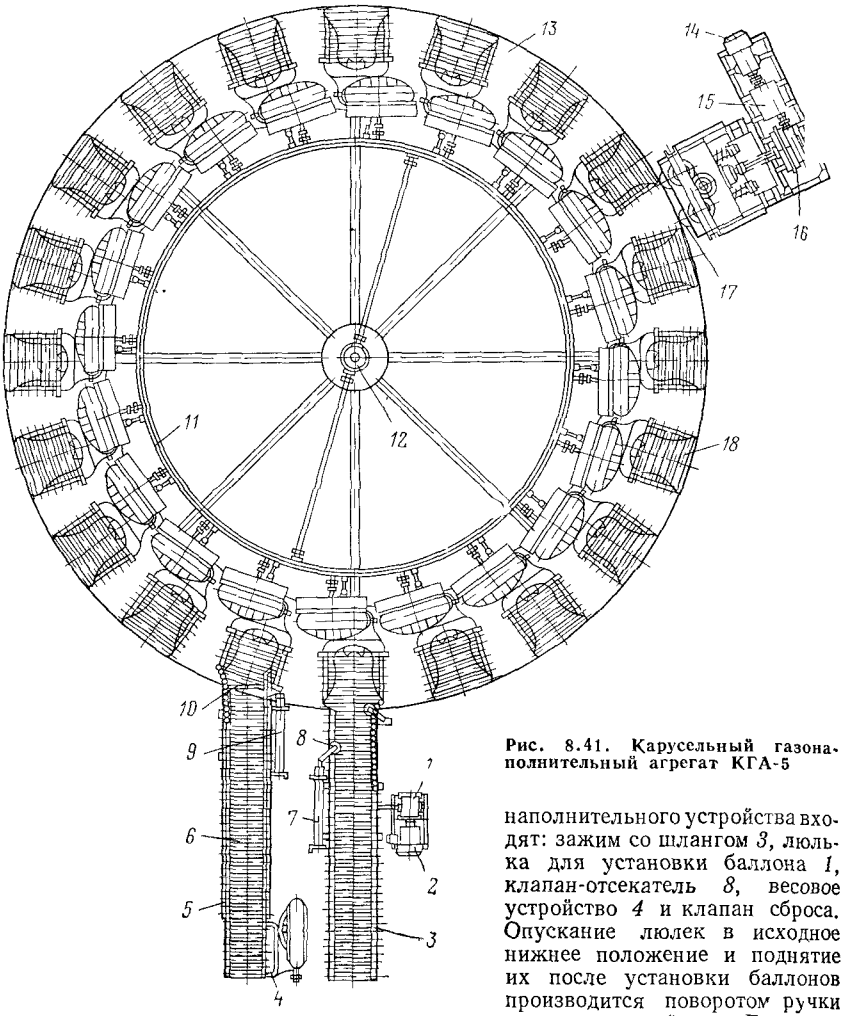


Рис. 8.41. Карусельный газонаполнительный агрегат КГА-5

наполнительного устройства входят: зажим со шлангом *3*, люлька для установки баллона *1*, клапан-отсекатель *8*, весовое устройство *4* и клапан сброса. Опускание люлек в исходное нижнее положение и поднятие их после установки баллонов производится поворотом ручки весового устройства. Для контроля и управления работой установка имеет манометры *5*, регулятор давления *7*, запорный фланцевый вентиль *6* и цапковые угловые вентили. Весовые устройства *4* предназначены для взвешивания баллона *2* при наполнении его сжиженным газом и включения клапана сброса давления в момент достижения баллоном с газом заданной массы Весовое устройство состоит из коромысла с грузами, клапана сброса со шкалой, подвижного шкворня и рычага подъема.

Техническая характеристика установки типа УНБН-1-04

Производительность, баллонов в час	75
Рабочее давление, МПа.	
в системе газопроводов	1,3—1,6
в пневмосистеме	0,15—0,2
Наибольшее число одновременно заполняемых баллонов	6
Допустимая погрешность весового устройства, кг	±0,05
Допустимая погрешность заполнения баллонов сжиженным газом, кг	±0,1

Габаритные размеры, мм:	
длина	4550
ширина	700
высота	1850
Масса установки, кг	472
Количество обслуживающего персонала, чел	2

Карусельный газонаполнительный агрегат типа КГА-5 (рис 8 41) представляет вращающуюся карусель *13* с двадцатью автоматическими весовыми устройствами *18*, контролирующими степень заполнения баллонов сжиженным газом К карусели примыкают загрузочное *3* и разгрузочное *5* устройства. Загрузочное устройство — приводной рольганг с дюралевыми роликами *6*, приводимый в движение электродвигателем *2* через редуктор *1* и снабженный пневмоцилиндром *7* с толкателем *8*. Загрузочное устройство подает пустые баллоны, принятые из напольного конвейера, в гнездо каждого весового автомата в тот момент, когда ось гнезда весового автомата подойдет к оси рольганга на 150 мм В этот момент толкатель *8* начинает подавать баллон с рольганга к вращающейся карусели Когда ось весового автомата сравняется с осью рольганга, цикл подачи закончится, баллон устойчиво станет в гнездо весового автомата, а толкатель остановится. При этом предотвращается самопроизвольное перемещение следующего баллона. Кинематическая схема загрузочного устройства выполнена таким образом, что за полный оборот карусели осуществляется двадцать циклов работы загрузочного устройства Наполненные сжиженным газом баллоны после закрытия вентиля и отсоединения пневматической струбцины автоматически снимаются с карусели разгрузочным устройством *5* Исполнительным механизмом разгрузочного устройства является пневматический цилиндр двойного действия *9*, на штоке которого укреплен специальный захват *10* Этот захват снимает баллоны с вращающейся карусели и устанавливает их на неприводный рольганг Здесь баллоны передвигают друг друга за счет усилия пневмоцилиндра Пройдя контрольные весы *4*, наполненные баллоны попадают на напольный конвейер Механизм вращения карусели состоит из электродвигателя *14* мощностью 1,7 кВт с 930 об/мин во взрывобезопасном исполнении, четырехступенчатой коробки перемены передач *15* и червячнопланетарного редуктора *16*, представляющего собой приводные фрикционные ролики *17*, которые пружинами прижимаются к круглому ободу платформы карусели. Оборудование механизма вращения монтируется на специальных рамах и соединяется с помощью соединительных муфт. Коробка перемены передач позволяет получить требуемую скорость вращения карусели в зависимости от вместимости баллонов, заполняемых сжиженным газом. Смонтированная в механизме вращения, она обеспечивает вращение карусели со скоростью один оборот в 2,9—10,5 мин. На металлоконструкции карусельного агрегата, кроме автоматических весовых устройств, установлен уплотнительный механизм манжетного типа *12*, служащий для приема сжиженного газа и сжатого воздуха. Металлоконструкция карусели представляет собой несущую площадку круглой формы, на которой установлены 20 комплектов весовых автоматов заполнения и уплотнительный механизм *12* с системой трубопроводов *11*. Металлоконструкция поддерживается обрезиненными опорными катками, перемещающимися по круговому рельсу, укрепленному на фундаменте. Несущая площадка карусели получает вращательное движение от механизма вращения через обрезиненные ролики.

Весовой автомат заполнения баллонов сжиженным газом по заданному оператором весу (рис. 8 42) состоит из реконструированных циферблатных весов ВЦП-25, блока автоматики и пневматической струбцины После того как на площадку автомата заполнения попадает пустой баллон, оператор соединяет вентиль баллона с быстродействующей пневматической струбциной *10*, в результате чего клапан струбцины открывается и сжиженный газ поступает к вентилю, а после открытия вентиля — в баллон Открывая вентиль, оператор задает на циферблатной головке *3* весов требуемую конечную массу брутто и переходит к работе со следующим баллоном При достижении массы газа в наполняемом баллоне значения, заданного оператором, толкатель *5*, посаженный на ось стрелки весов, касается рычажка датчика *4*, вследствие чего заслонка датчика *4* открывается и импульс подается на исполнительный элемент клапана-отсекателя мембранного типа *9*. Надмембранное пространство клапана сообщается с атмосферой, вслед-

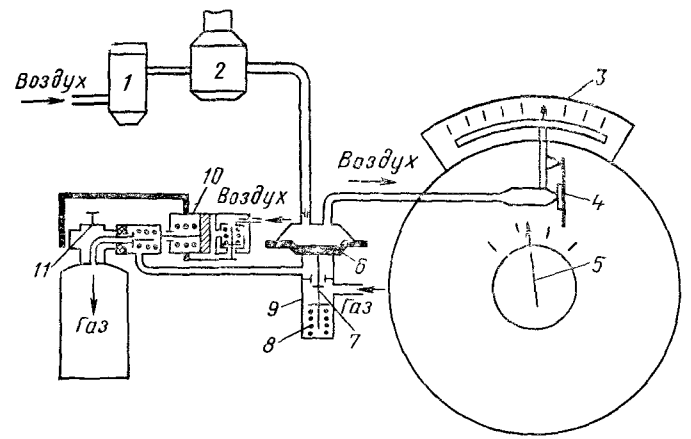


Рис. 8.42. Автомат заполнения

ствие чего создаваемое мембраной *6* усилие пропадает и клапан *7* под воздействием обратной пружины *8* закрывается, прекращая дальнейшее поступление газа в баллон. Сжатый воздух в надмембранное пространство клапана-отсекателя поступает из воздушного коллектора карусели через фильтр *1*, служащий для очистки воздуха от пыли, влаги и масла, и редуктор *2*, предназначенный для регулирования давления воздуха в клапане-отсекателе. По мере подхода заполненного газом баллона к разгрузочному устройству второй оператор закрывает вентиль баллона и отъединяет пневматическую струбцину. Клапан струбцины также закрывается, что препятствует выходу сжиженного газа из соединительных шлангов в атмосферу. После того как наполненный баллон удален с площадки автомата заполнения, толкатель возвращается в исходное положение, заслонка закрывает отверстие датчика силой чувствительной возвратной пружины, а надмембранное пространство клапана-отсекателя разобщается с атмосферой и через дроссель заполняется сжатым воздухом. Мембрана *11* отсекателя давит через шток на клапан, открывая свободный проход сжиженному газу.

В несколько измененной схеме автоматического управления клапаном-отсекателем (рис. 8.43) используется датчик, в котором сжатый воздух в надмембранную полость клапана подается из одного сопла в другое через свободное

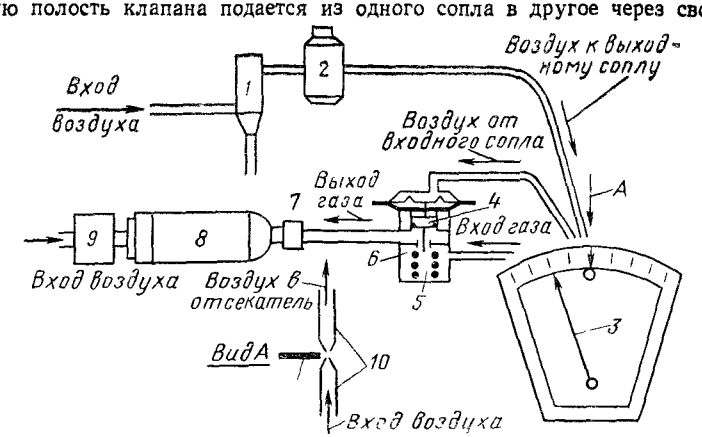


Рис. 8.43. Схема весовой автоматики «сопло—заслонка—сопло»:

1 — фильтр воздушный; *2* — регулятор давления воздуха; *3* — стрелка весов с заслонкой; *4* — мембрана; *5* — пружина; *6* — клапан-отсекатель; *7* — обратный клапан наполнительный; *8* — баллон, *9* — воздушный поршень; *10* — воздушные сопла

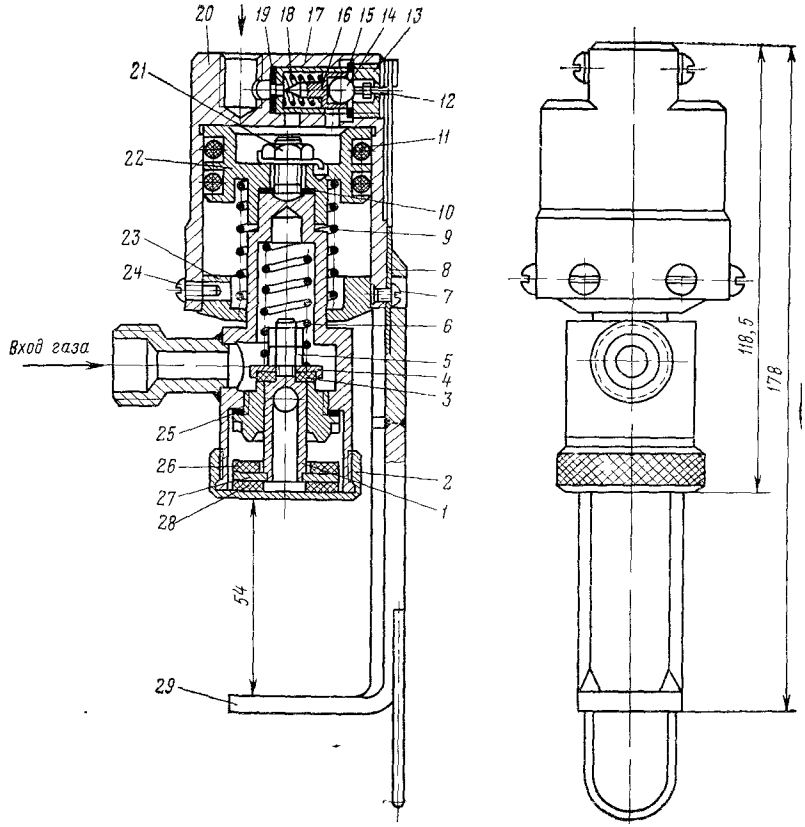


Рис. 8.44. Пневматическая струбцина (прижим) для угловых вентилей:

1 — шток клапана; *2* — накидная гайка; *3, 11, 15, 19, 25, 26* и *28* — резиновые прокладки; *4, 27* — специальные шайбы; *5* — гайка М5; *6, 9* и *18* — пружины; *7* — винт М3×5; *8* — пружинная планка; *10* — поронитовая прокладка; *12* — шток; *13* — латунная пробка; *14* — шарик; *16* — клапан; *17* — стакан клапана; *20* — корпус прижима; *21* — гайка М8; *22* — поршень; *23* — втулка бронзовая; *24* — винт специальный; *29* — скоба

пространство. Перекрытие указанного пространства между соплами стрелкой весов вызывает отключение подачи газа в баллон.

Пневматическая струбцина (рис. 8.44) предназначена для присоединения вентиля баллона к наполнительным коммуникациям. Струбцина, или прижим, состоит из воздухораспределителя (верхняя часть), клапанного (нижняя часть) и поршневого (средняя часть) устройств. Работа пневматического прижима сводится к следующему. Когда оператор подводит пружину к вентилю баллона, управляющая пружинная планка *8* должна быть в прижатом состоянии и, значит, она будет давить на шток *12* и шарик *14* клапана *16*, в связи с чем перекроется вход сжатого воздуха в надпоршневое пространство. В этот момент надпоршневое пространство сообщено с атмосферой. Шток и шарик закрепляются в полости клапана с помощью латунной пробки *13*. Под действием пружины *9* поршень *22* занимает крайнее положение. Оператор устанавливает пневматический прижим так, чтобы входной штуцер вентиля был обращен к гайке *2* (головке прижима), и отпускает прижатую пружинную планку *8*. Вследствие этого скоба упирается в тыльную часть вентиля, воздух попадает в надпоршневое пространство и поршень *22*, двигаясь, давит головкой на штуцер вентиля. Прижим прижимается к вентилю баллона, обеспечивая герметичность в месте стыка, а шток клапана *1*

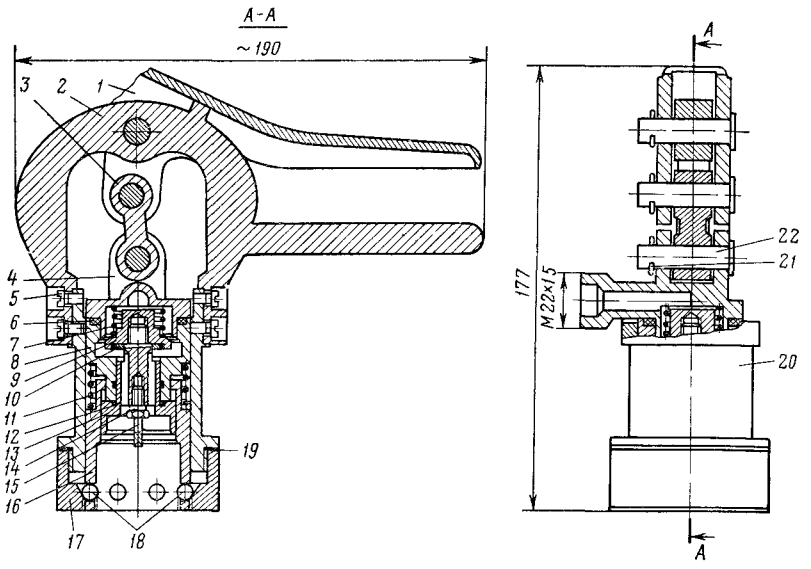


Рис. 8.45. Ручная струбцина для вентилей типа обратный клапан:
1 — латунный рычаг, *2* — латунная скоба, *3* — шатун; *4* — латунная крышка, *5* — винт М4×8; *6, 12* — резиновые прокладки; *7, 11* — пружины; *8, 13, 16* — втулки латунные, *9* — клапан, *10, 19* — толкатель, *14* — стальная шайба, *15* — латунный толкатель, *17* — специальная латунная гайка, *18* — шарики; *20* — латунный корпус; *21* — шплинт 2×15, *22* — палец

поднимается вверх, открывая проход сжиженному газу. Таким образом вентиль баллона будет присоединен к наполнительным коммуникациям Для наполнения баллона газом достаточно открыть этот вентиль.

Для отсоединения пневматической струбцины (прижима) от вентиля баллона необходимо взять ее в руки и нажать на пружинную планку. Указанный прижим применяют при наполнении баллонов (вместимостью 40, 50, 80 л), снабженных угловыми вентилями. При наполнении баллонов, снабженных запорным устройством типа обратный клапан (например, при наполнении 27-литровых баллонов), применяют специальную наполнительную головку, предназначенную для автоматического присоединения резинотканевого шланга к запорному устройству баллона и открытия его.

В некоторых случаях баллоны вместимостью 27 л наполняют на карусели, аналогичной описанной, с применением ручной струбцины.

При работе ручной струбциной (рис. 8.45) оператор, нажимая на рычаг *1*, резким движением вниз надевает струбцину на запорное устройство типа обратный клапан. Струбцина при этом хорошо садится, обеспечивая герметичность с помощью шариков *18* и резинового уплотнительного кольца, имеющегося на запорном устройстве. Кроме того, при надевании струбцины на запорное устройство шток ее обжимает клапан запорного устройства, открывая доступ сжиженному газу в баллон, и одновременно отжимает вверх клапан *9*, открывая проход для наливаемого продукта из трубопроводных коммуникаций карусели в струбцину и затем в баллон. Нажатием рычага *1* и снятием струбцины с запорного устройства процесс заполнения баллона сжиженным газом заканчивается

Уплотнитель карусельного наполнительного агрегата (рис 8 46) выполнен в виде неподвижного вала *2*, жестко закрепляемого на фундаменте Вокруг вала на шарикоподшипниках *1* вращается обойма *3* Между валом и обоймой помещены уплотнительные резиновые манжеты *4* Воздух в уплотнитель подается по каналу *6*, а жидкий газ — по каналу *7*. Сжатый воздух поступает в Н-образное кольцевое пространство *5*, из которого он непрерывно идет в воздухопроводы карусели, а сжиженный газ — в более крупное кольцевое пространство *8* той же формы,

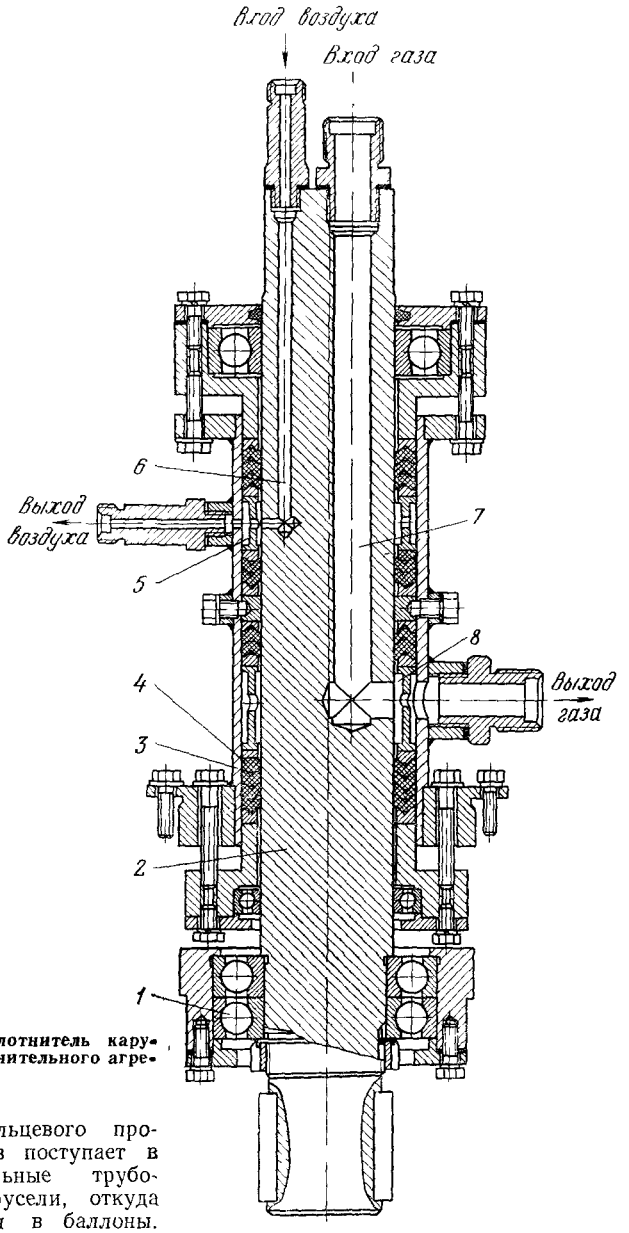


Рис. 8.46. Уплотнитель карусельного наполнительного агрегата КГА-5

Из этого кольцевого пространства газ поступает в распределительные трубопроводы карусели, откуда и отбирается в баллоны. Воздушное и газовое кольцевое пространство уплотнены с помощью резиновых манжет и неподвижных разделительных колец

Транспортируют пустые и наполненные баллоны в вертикальном положении в напольных конвейерах (рис. 8.47), выполненных из алюминиевых прутков *2*. На концах прутков установлены опорные ролики из капролактама. Алюминиевые прутки закреплены на бесконечной тяговой втулочно-роликовой цепи *3*, приводимой в движение электродвигателем во взрывобезопасном исполнении *8* через

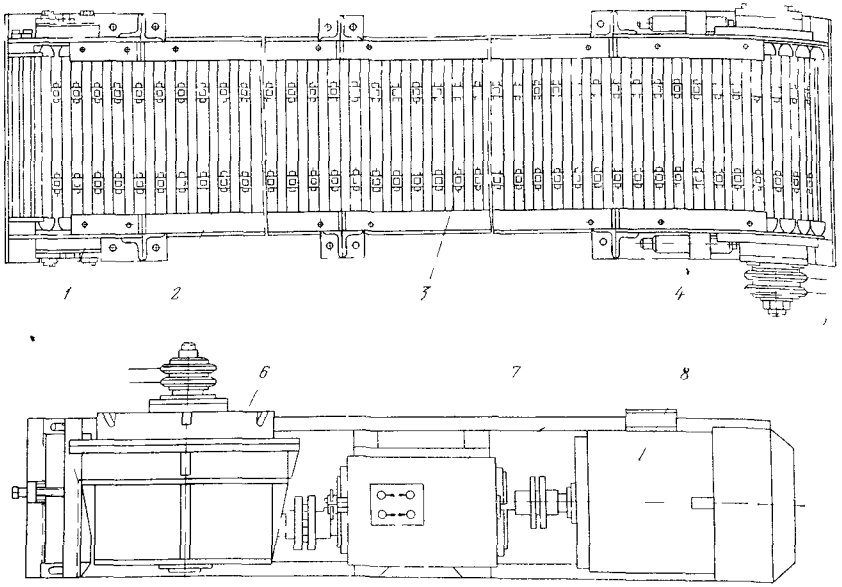


Рис. 8.47. Напольный конвейер газонаполнительного агрегата КГА-5

четырехскоростную коробку скоростей *7* и червячно-планетарный редуктор *6* От редуктора вращение через цепь *5* передается приводной станции *4*, а от нее тяговой цепи На корпусе напольного конвейера установлена концевая станция *1*. Длина напольных конвейеров зависит от длины помещения, в котором их устанавливают.

Техническая характеристика карусельного газонаполнительного агрегата КГА-5

Производительность (шт/ч) при заполнении баллонов:	
27 л	350
50 л	350
80 л	200
Число устройств для заполнения баллонов, устанавливаемых на вращающейся карусели	20
Тип привода	Фрикционный, боковой
Мощность электродвигателя привода агрегата, кВт	1,7
Рабочее давление газа, МПа	1,6
Автоматика агрегата	Пневматическая
Рабочее давление воздуха, МПа	0,6
Диаметр корпуса, м	6
Частота вращения, об/мин	0,096; 0,125; 0,16; 0,24, 0,29, 0,344
Мощность электродвигателя загрузочного рольганга, кВт	1
Длина конвейеров, м	70
Ширина конвейеров, м	0,4
Мощность электродвигателя привода конвейера, кВт	4,5
Скорость движения конвейера, м/мин	1, 1,5, 2,3
Число контрольных весов после заполнения баллонов	2

С описанного газонаполнительного агрегата КГА-5 в СССР началась механизация и автоматизация процессов наполнения баллонов сжиженным газом. В последующем целый ряд организаций, взяв за основу агрегат КГА-5, по отдельным заказам выпустили модернизированные газонаполнительные установки. При этом модернизация шла по линии замены циферблатных весов ВЦП на медицинские весы типа РП, что позволило значительно увеличить число постов наполнения на платформе карусели, усовершенствования датчика к отсекателю, механизации съема и установки баллонов на карусель на основе вращающегося

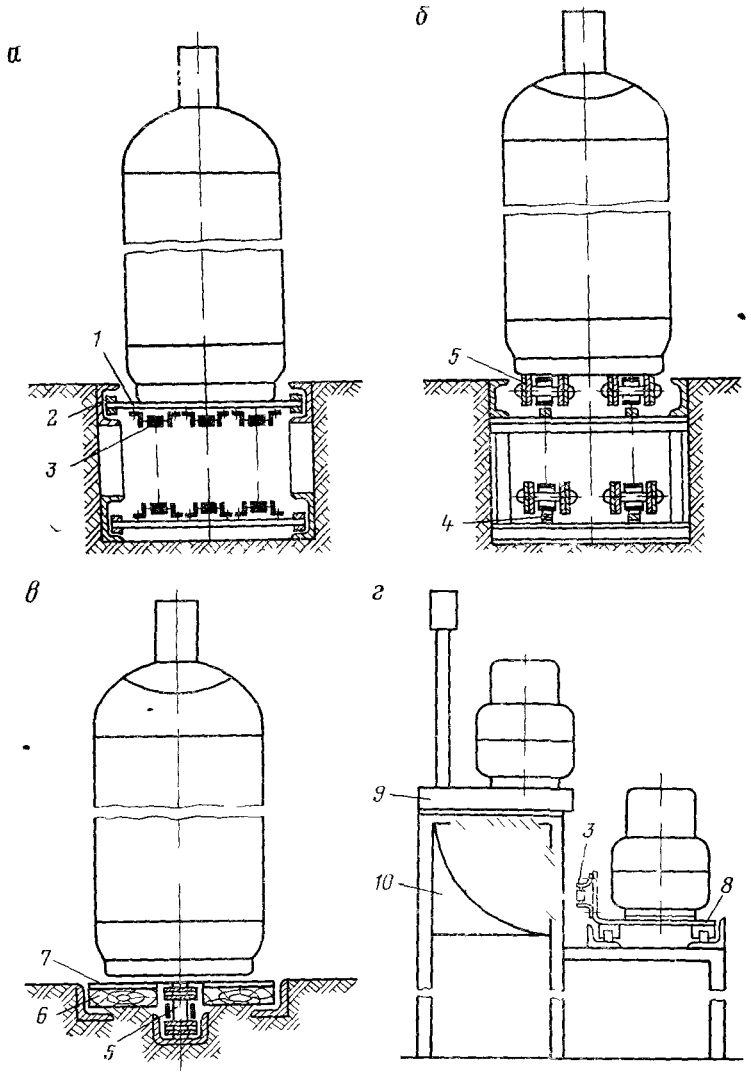


Рис 8 48. Типы напольных конвейеров·

1 — поперечная пластина или пруток *2* — ролик *3* — втулочно-роликовая цепь с изогнутыми пластинами в три ряда *4* опорный полоз *5* — втулочно-роликовая цепь; *6* — опорные салазки из досок *7* — опорная стальная пластина *8* — тележковый конвейер, *9* — весовые автоматы, *10* — вытяжная вентиляция

круга, замены транспортера на более надежный в работе, осуществления контроля наполнения на специальном автомате Вследствие отмеченного и учитывая отсутствие серийного производства наполнительных агрегатов, в СССР можно встретить в работе много модификаций агрегата Мосгазпроекта КГА 5 Так, на практике для перемещения баллонов на газораздаточных станциях и кустовых базах применяется по крайней мере, 5—6 типов конвеиеров На рис 8 48 представлены 4 типа конвейеров напольные пластинчатые конвеиеры с расположением тяговых цепей в вертикальной плоскости (*а*), грузонесущие конвейеры с расположением цепей в вертикальной плоскости (*б*), напольные пластинчатые

конвейеры с расположением тяговой цепи в горизонтальной плоскости (в), тележковые конвейеры с расположением цепи в горизонтальной плоскости (г) Наиболее простыми и надежными в эксплуатации являются цепные конвейеры Расположение тяговой цепи в горизонтальной плоскости позволяет конструировать такие конвейеры практически любой геометрической формы с использованием тяговой цепи на всем протяжении транспортера

Конвейеры с вертикальным расположением тяговых цепей изготовляются в комплекте с карусельным агрегатом КГА-5 Конвейеры с горизонтальным расположением тяговой цепи изготовляются для кустовых баз на предприятиях Министерства газовой промышленности

Характеристика конвейеров с вертикальным и горизонтальным расположением тяговых цепей

Параметры конвейера	Вертикальное положение тяговых цепей	Горизонтальное положение тяговых цепей
Длина, м	60	100
Ширина, м	0,4	0 4
Мощность электродвигателя, кВт	4 5	3
Скорость движения, м/мин	1, 1,5 2,3	4
Максимальное число баллонов на конвейере	150	250

Необходимое условие поточности наполнительной линии баллонов — непрерывность механического их перемещения — обеспечивается при использовании карусельных наполнительных агрегатов, оборудованных весовыми или объемными наполнительными устройствами Скорость движения карусельного агрегата устанавливают равной скорости подающего конвейера Ответственным узлом в указанной поточной линии является узел установки баллонов на наполнительные устройства и съема с них На газораспределительных и кустовых базах применяют две конструкции этого узла с использованием рольгангов и без рольгангов

Рольганги использованы в конструкции карусельного агрегата

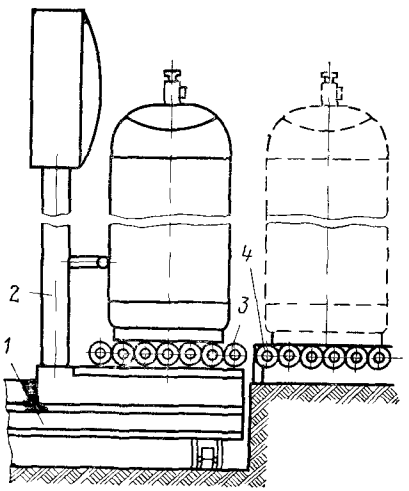
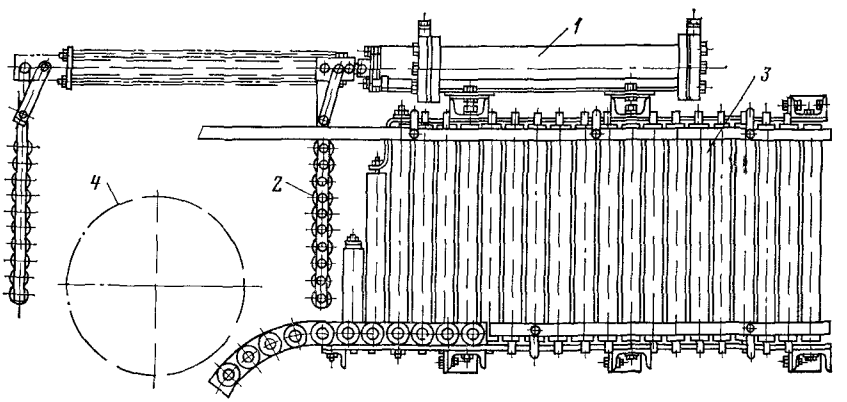


Рис. 8 49. Установочное устройство роликового типа:
1 — корпус карусели, *2* — весы, *3* — ролики платформы весов; *4* — ролики разгрузочного устройства

Рис. 8.50. Разгрузочное устройство



МГП 5 Ими оборудованы платформы весовых устройств и загрузочное устройство Приводной рольганг снабженный толкателем с пневмоцилиндром принимает порожние баллоны с пластинчатого конвеиера и затаскивает их на рольганги весовых устройств Схема передачи баллонов на рольганги весовых устроиств изображена на рис 8 49

Наполненные сжиженным газом баллоны после закрытия вентиля и отсоединения пневматической струбцины автоматически снимаются с карусели разгрузочным устройством Исполнительным механизмом разгрузочного устройства (рис. 8 50) является пневматический цилиндр двойного действия *1*, на штоке которого укреплен специальный захват *2* сталкивающий баллоны *4* с рольганга весового устроиства на разгрузочный приводной рольганг *3* По рольгангу баллоны перемещаются усилием пневмоцилиндра

На некоторых карусельных агрегатах механическое перемещение баллонов с напольного транспортера на платформы весовых устройств осуществляется с помощью вращающегося круга

Опытное производство «Грузгазтехника» выполнило значительную работу по совершенствованию карусельного агрегата КГА 5 и по отдельным заказам выпускает модернизированные карусельные агрегаты МКГА 27 и МКГА 50 для наполнения баллонов вместимостью 27 и 50 л При этом агрегат КГА 1 32 выпускаемый указанным производством, имеет самую высокую производительность (32 наполнительных поста) и предназначен для распределительных и кустовых баз большой пропускной способности

Оборудование для обслуживания баллонов

Баллоны совершающие цикл потребитель—наполнение—потребитель могут выйти из обращения по следующим причинам неисправность вентилей башмаков, сильные вмятины и др необходимости очередного освидетельствования, пневматического и гидравлического испытания и клеймения плохого состояния окраски необходимости слива тяжелых (неиспаряющихся) остатков

Выведенные из обращения баллоны независимо от причины подвергаются сливу остатков сжиженного газа Сливу подлежат также наполненные баллоны при обнаружении того или иного дефекта Выпускаются специальные станки для слива из баллонов неиспарившихся остатков газа типа ОЛМ

Техническая характеристика станка ОЛМ1

Вместимость баллонов л	27
Габаритные размеры мм	1590×2545×1100
Масса кг	175
Производительность станка шт/ч	
слив с помощью компрессора	
для баллонов вместимостью 50 л	
полный	40
частичный	55
для баллонов вместимостью 27 л	
полный	51
частичный	51
слив с помощью вакуум насоса	
для баллонов вместимостью 50 л	
полный	51
частичный	65
для баллонов вместимостью 27 л	
полный	48
частичный	72

Узлы и детали станка располагаются на вертикальной раме которую устанавливают на полу или закрепляют на стене На станке имеется шесть откидывающихся люлек Каждое гнездо люльки оборудуется головкой и краном переключения коммуникаций

Слив баллонов на станке может производиться как в емкость паровая фаза из которых отсасывается компрессором так и с помощью вакуум насосов Оборудование для вакуумирования смесей пропан бутан в отечественной практике отсутствует поэтому следует ориентироваться на вариант слива с помощью компрессора

Типовая сборка станка выполняется в соответствии с расчетным распределением баллонов по типам а именно четыре гнезда для баллонов вместимостью

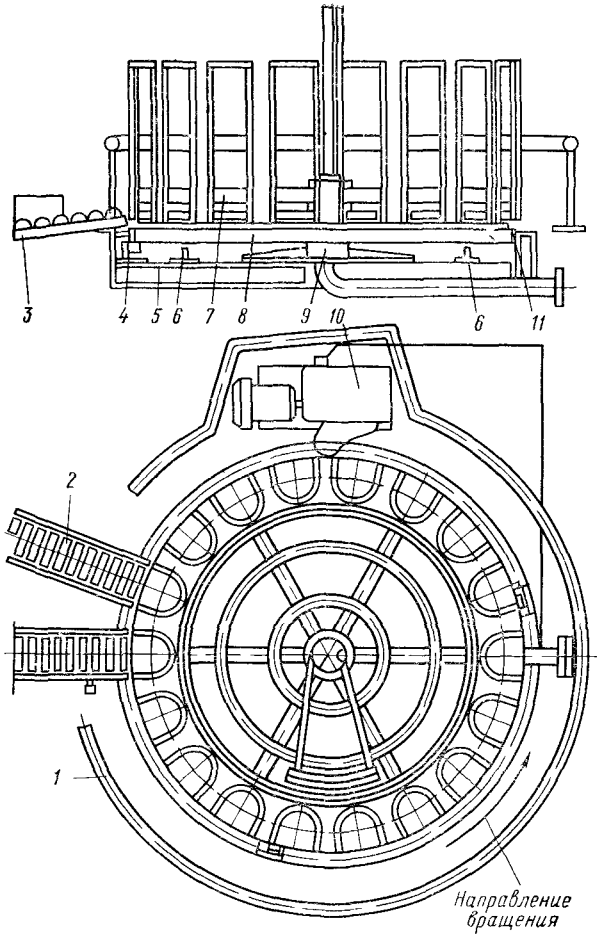


Рис. 8.51. Установка для слива газа из баллонов типа КСБ-01

27 л и два гнезда для баллонов вместимостью 50 л. В зависимости от конкретного соотношения баллонов на ГРС и КБ конструкция станка позволяет на месте за счет использования прилагаемых к станку дополнительных двух комплектов для баллонов вместимостью 27 л и четырех комплектов для баллонов вместимостью 50 л выполнить переоборудование станка с любым соотношением гнезд, вплоть до возможности обработки только одного типа баллонов (вместимостью 27 или 50 л).

Установка КСБ-01 для 100 %-ного слива газа и тяжелых остатков из баллонов (рис. 8.51) является карусельным агрегатом непрерывного вращения. Она состоит из колонны *9*, вокруг которой вращается платформа *8*. Платформа представляет собой сварную конструкцию, выполненную из профилированного металлопроката. Наружная часть платформы (обод) изогнута из швеллера и образует круг диаметром 4000 мм. Для удобства транспортировки платформа выполнена из двух симметричных половин. На платформе смонтировано восемнадцать постов слива *7*, соединенных трубопроводами с коллекторами паровой, жидкой фаз сжиженного газа и сжатого воздуха. Платформа приводится во вращение приводом *10*. Направление вращения — против часовой стрелки. Кон-

струкция привода позволяет после незначительной переналадки осуществлять вращение платформы по часовой стрелке. Под платформой *8* на раме установки расположены три ограничительных ролика *4*, которые ограничивают прогиб платформы при асимметричном ее нагружении, и четыре упора *6*, переключающие в определенной последовательности трехходовые краны постов слива. Ролики и упоры смонтированы на плите *5*. Загрузка баллонов на установку осуществляется по рольгангу *3*, выгрузка — по рольгангу *2*. Установка заглублена в приямок, к которому подведена вентиляция. Размер заглубления установки подобран из расчета максимального удобства загрузки—выгрузки баллонов. Приямок окантован площадкой *11*. Установка имеет ограждение *1*, предотвращающее травматизм операторов при перевороте люлек с баллонами во время работы установки.

Техническая характеристика агрегата КСБ-01

Производительность (при наличии в баллоне до 2 кг остатков), баллонов/ч	300—450
Вместимость баллонов, л	50 и 55
Число сливных постов	18
Диаметр вращающейся части, м	4
Частота вращения платформы, мин$^{-1}$	0,2—0,5
Избыточное давление в трубопроводе паровой фазы сжиженного газа, МПа	0,6
Избыточное давление в трубопроводе сжатого воздуха, МПа	0,4—0,6
Избыточное давление в сливном трубопроводе, МПа	0,07—0,15
Тип привода	Электрический с вариатором
Электродвигатель привода:	
тип	ВАО-22-4 ВЗГ
мощность, кВт	1,5
Частота вращения, мин$^{-1}$	1415
Расход сжатого воздуха, м^3/ч	16
Габаритные размеры (с ограждением и рольгангами), мм.	
длина	6270
ширина	5840
высота	1773
Высота над уровнем пола, мм	1268
Масса, кг	2650

Установка КСБ-01 обладает некоторыми преимуществами по сравнению с аналогами. Наличие средств автоматического контроля момента окончания слива позволяет повысить частоту вращения платформы до такого значения, когда подавляющее большинство баллонов успеет завершить слив жидкости в пределах одного оборота платформы в непосредственной близости от рольганга выгрузки. В этом случае сокращается продолжительность непроизводительного пребывания порожних баллонов на платформе. Оставшееся число баллонов (подавляющее меньшинство), которые не успели завершить слив в пределах одного оборота платформы, продолжает слив жидкости на последующем обороте. Таким образом, наличие указанных средств позволяет повысить производительность установки при соизмеримых с аналогами габаритах и исключить объем баллонов с установки с незавершившимся сливом.

Карусельный агрегат для слива газа и неиспарившихся остатков из баллонов вместимостью 27 л мало отличается от описанного.

Техническая характеристика карусельного агрегата

Производительность, баллонов/ч	200
Рабочее давление воздуха, МПа	0,5
Диаметр карусели, м	2,6
Число сливных постов	12
Способ выдавливания остатков сжиженного газа	Впрыскивание порции сжиженного газа в баллон

Все баллоны, подлежащие переосвидетельствованию, покраске, ремонту или ремонту вентилей, должны быть пропарены и дегазированы. Эта операция при незначительном объеме работы выполняется вручную при использовании элементарных приспособлений На газораздаточных станциях и кустовых базах для пропаривания баллонов используются специальные установки.

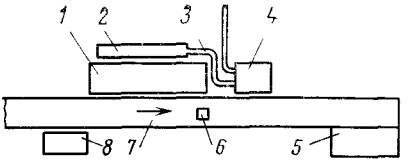


Рис 8 52 Установка пропаривания баллонов типа УП 04

Установка пропаривания баллонов УП 04 предназначена для дегазации и очистки внутренней поверхности баллонов вместимостью 27 и 50 л Установка выпускается в двух модификациях для пропаривания баллонов вместимостью 50 л — УП50 и для пропаривания баллонов вместимостью 27 л — УП27 Конструктивная разница установок связана с разной высотой баллонов Установка пропаривания (рис 8 52) состоит из станка опрокидывания *1*, гребенки *2*, паропроводов *3* пульта управления *4*, привода *5* упора *6*, транспортера *7* и счетного устройства *8* Станок опрокидывания предназначен для снятия баллонов с транспортера, поворота их на 180°, опускания на паропроводящие трубки гребенки *2* подъема баллонов после пропарки, поворота их горловиной вверх и установки на транспортер *7*

Техническая характеристика установки УП50

Производительность (при времени прогаривания 16 мин) баллонов/ч	24
Привод опоры и рамы	Пневматический
Давление сжатого воздуха МПа	0 4—0 5
Давление пара МПа	0 06—0 1
Установленная мощность кВт	3
Габаритные размеры станка опрокидывания мм	
длина	3 220 ± 5
ширина	1 065 ± 5
высота	1 647 ± 5
Габаритные размеры гребенки мм	
длина	3 020 ± 20
ширина	700 ± 20
высота	468 ± 10
Габаритные размеры пульта управления мм	
длина	590 ± 5
ширина	530 ± 5
высота	1 250 ± 5
Габаритные размеры транспортера мм	
длина	19 342 ± 50
ширина	384 ± 50
высота	420 ± 50
Масса кг не более	
станка	992
гребенки	79
пульта управления	77
транспортера	1000

Следующая важная операция в процессе ремонта и освидетельствования баллонов — вывертывание и ввертывание вентилей баллонов сжиженного газа Для этой цели применяются механические ключи различных конструкций

Механический ключ типа КМВБ 04 состоит из станины *2* электропривода *1*, приводного узла *3* и тисков *4* для зажима баллонов (рис 8 53) Станина сварная из трубы плит и косынок предназначена для крепления тисков и электропривода В конструкцию электропривода входят червячный редуктор с пружинной муфтой ограничения крутящего момента, клеммная коробка путевой выключатель и фланговый электродвигатель Электропривод имеет взрывобезопасное исполнение Узел приводного вала состоит из втулки шлицевой *12* (с гайкой *10*), сопрягающегося с ней шлицевого вала *11*, шарнирной муфты *13* оси *14* и головки ключа *17* Приводной вал подвешен на трех тросах *7* и уравновешивается грузом *9*, перемещающимся по втулке *8* и закрепленным тросом (с крючком *5*) перемещающимся по роликам *6* Установка головки ключа *17* на необходимую высоту (в зависимости от высоты баллонов) осуществляется вручную перемещением шлицевого вала *11* вдоль оси Механический ключ имеет три сменных ключа *16*, одеваемых на ось головки *14* и закрепленных коническим штифтом *15* Крепление ключа быстросменное Тиски для зажима баллонов состоят из двух подвижных губок основания винта маховика и крепятся к станине четырьмя болтами М 12 × 30

На базе ключа КМВБ 04 разработан *ключ* КМВБЦ—*04* с пневмозажимом Применив пневмозажим удалось повысить производительность ключа за счет

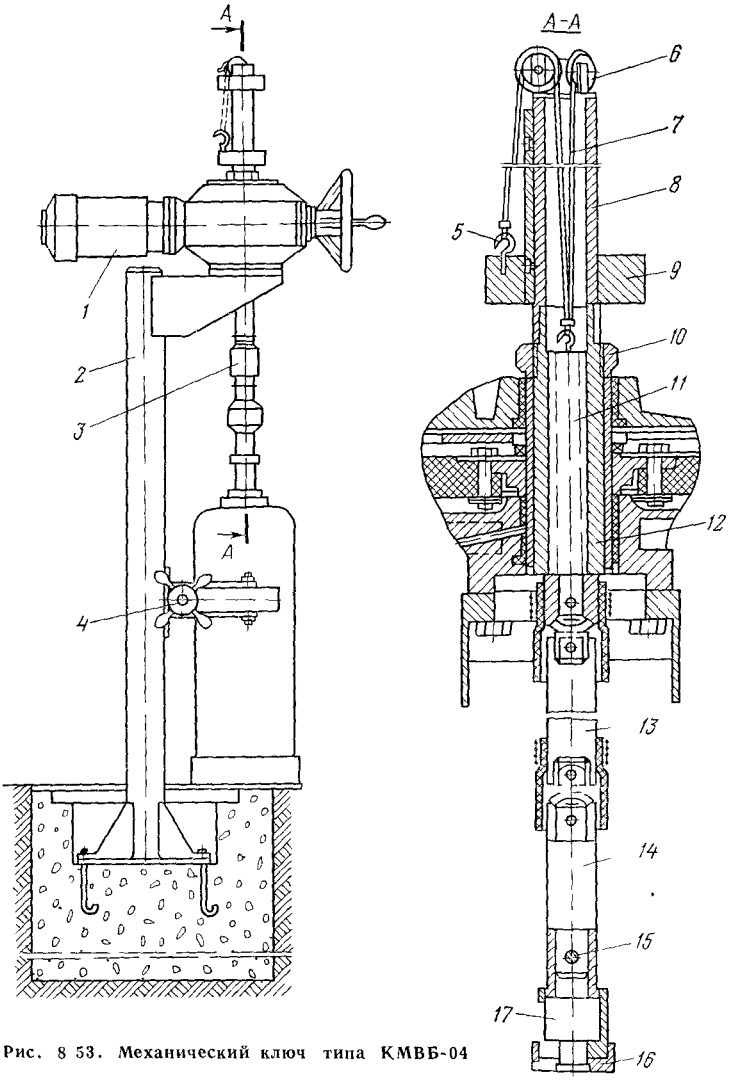


Рис. 8 53. Механический ключ типа КМВБ-04

сокращения времени на выполнение вспомогательных операций (зажатие баллона в тисках и освобождение его) и облегчить труд рабочих.

Техническая характеристика ключей типов КМВБП-04 и КМВБ-04

	КМВБП 04	КМВБ-04
Вместимость баллонов л	27 и 50	27, 50, 55
Производительность, баллонов/ч (ввернуть и вывернуть вентиль)	40	40
Тип электропривода	ЭВ 80 П	ЭВ 80 П
Крутящий момент при ввертывании вентилей, Н·м	480	480
Мощность электродвигателя, кВт	3,5	3,5
Частота вращения рабочего вала, мин$^{-1}$	54,1	54 1
Привод тисков для зажатия баллонов	Пневматический	
Давление сжатого воздуха, МПа	0,5—0,6	

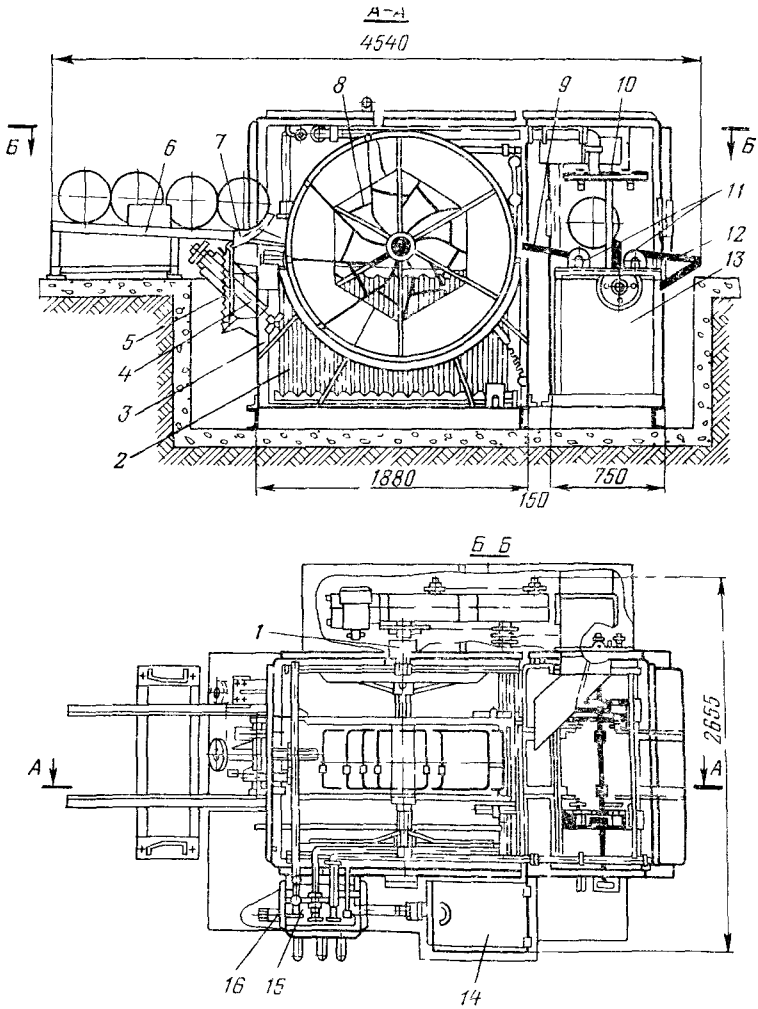


Рис 8 54 Установка для очистки баллонов

Габаритные размеры мм		
длина	876	1111
ширина	965	550
высота	2960	2805
Масса, кг	320	318

Установка для очистки наружной поверхности баллонов имеет щелочную и моечную ванну с роторным колесом на 10 гнезд, приводимым во вращение электроприводом, а также загрузочное устройство и пульт управления

Техническая характеристика установки для очистки баллонов

Тип	УНОБ 4
Рабочая среда ванны	Едкий натр 20 % ный горячая вода
Температура раствора °С	60—70
Расход горячей воды на один баллон л	40
Давление воды, МПа	0 24

Температура воды, °С	50—80
Производительность установки, баллонов/ч	158
Установленная мощность, кВт	1,7
Напряжение в сети, В	380/220
Габаритные размеры, мм:	
длина	4360
ширина	2700
высота	3160
Масса, кг	1662

Установка (рис. 8.54) состоит из следующих узлов: стола загрузки, щелочной ванны, моечной ванны, электропривода и пульта управления. Стол загрузки *6* с наклонными направляющими служит для накопления и подготовки баллонов к загрузке в щелочную ванну *3*. Загрузочный механизм *7* состоит из трех рычагов, закрепленных на общей оси. Два двухплечих криволинейных рычага задерживают баллоны, скатывающиеся по направляющим стола. Третий рычаг периодически захватывается ребрами ротора и вместе с криволинейными рычагами поворачивается, освобождая баллон, который через окно щелочной ванны скатывается в гнездо ротора. Противоположные плечи криволинейных рычагов отсекают очередной баллон на направляющих стола. В исходное положение рычаги возвращаются пружиной *5*. Ротор *8* с осью вращается в подшипниках *1* и своими ребрами перемещает баллоны через раствор щелочной ванны от загрузочного окна к разгрузочному и выталкивает их на наклонные направляющие *9* моечной ванны. Внутри щелочной ванны с двух сторон установлены батареи *2*, подогревающие заливаемый в ванну раствор. Для перемешивания его в ванне установлен двухлопастной винт *4*, имеющий привод от электродвигателя мощностью 0,6 кВт. Слив загрязненного раствора из щелочной ванны производится по сливной трубе *16* отстойника *14*. Труба соединена с вентилем, управление которым осуществляется с пульта *15*. Очистка ванн от осадков производится через люк отстойника. Моечная ванна *13* предназначена для смыва с поверхности баллонов остатков краски и раствора едкого натра. Ванна имеет стол разгрузки *12* и ролики *11* для вращения баллонов. Вода для промывки баллонов поступает по трубопроводу *10*.

Наиболее пригодными способами нанесения краски в поточной линии являются распыление в электростатическом поле, облив и окунание. Последние предпочтительнее для баллонов вместимостью 1—12 *л*. *Камера окраски в электростатическом поле* (рис. 8.55) требует высококвалифицированного персонала для обслуживания и обеспечивает наивысшее качество лакокрасочного покрытия при наименьшем расходе краски.

Техническая характеристика камеры окраски баллонов в электрическом поле

Производительность (по скорости подвесного конвейера), баллонов/ч	95, 60, 35
Максимальная производительность, баллонов/ч	До 500
Режим работы	Непрерывный
Число распылителей	6
Частота вращения чаши распылителя, об/мин	1500
Электродвигатели распылителей:	
тип	АОЛ-11/4
мощность, кВт	0,12
Высоковольтное выпрямительное устройство:	
тип	В-140-2
напряжение, кВт	110
сила рабочего тока, МА	5
Дозирующие установки:	
тип	ДКХ-2
число	2
Частота вращения валов дозирующих насосов, об/мин	20—160
Вместимость красящего бака, *л*	100
Габаритные размеры камеры, мм:	
длина	6100
ширина	3500
высота	5700

Количество краски, подаваемой в каждый распылитель, выбирают в зависимости от размеров окрашиваемых деталей, параметров распылителя и типа лакокрасочного материала.

В процессе покраски баллонов может возникнуть искра между коронирующим электродом и окрашиваемой деталью. Для предотвращения этого явления в схему вводят быстродействующее тиратронное реле. Время срабатывания реле составляет одну миллионную долю секунды. Дополнительно камеру снабжают

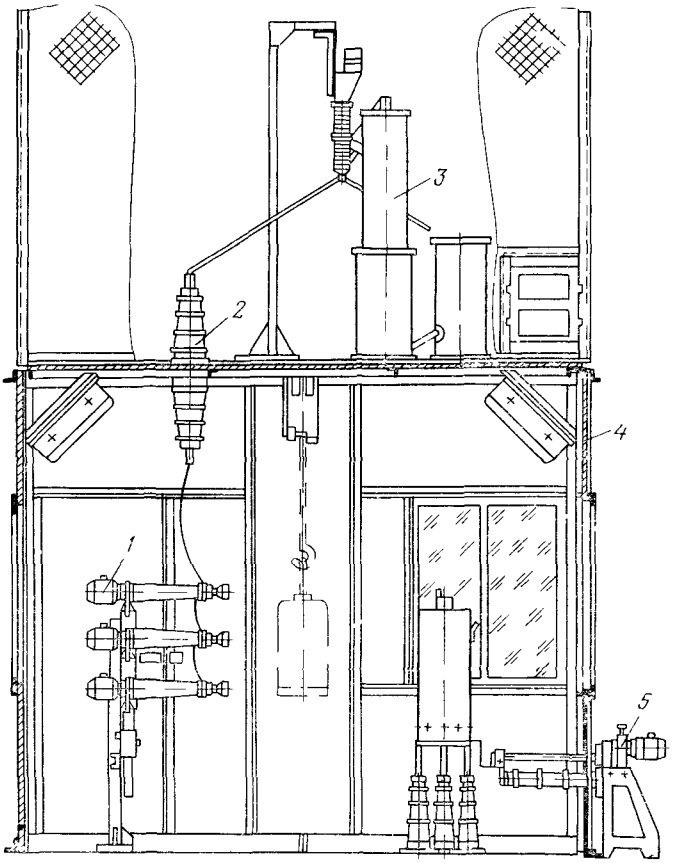


Рис. 8.55. Камера покраски в электростатическом поле:
1 — распылительное устройство; *2* — изолятор проходной; *3* — блок высоковольтного кенотрона; *4* — корпус камеры; *5* — установка подачи краски ДКХ-2

автоматической углекислотной противопожарной установкой блокировок. Система предотвращает неправильное включение схемы и обеспечивает необходимые меры безопасности Камера окраски баллонов оборудована системой вытяжной вентиляции.

Покраска баллонов методом облива и окунания не требует сложного оборудования и высококвалифицированных рабочих и находит большое применение на газораспределительных базах. Схема *камеры для струйного облива* баллонов лакокрасочными материалами изображена на рис. 8 56. Камера состоит из корпуса *1*, системы рециркуляции краски, в которую входят шестеренчатый насос *6* и трубопроводы *3*, и ванны *5* для лакокрасочного материала или грунта. Камера имеет патрубок *4* для присоединения к вытяжному вентилятору. Баллоны подаются через камеру по подвесному конвейеру *2*.

Техническая характеристика камеры струйного облива баллонов

Производительность, баллонов/смену	150
Мощность электродвигателя, кВт	1,7
Габаритные размеры, м	
длина	2 5
ширина	1
высота	2
Общая масса установки, т	0,8

Покраска баллонов в электрическом поле даст возможность получать лакокрасочное покрытие первого класса, при котором поверхность бывает ровной, гладкой, однотонной, без заметных дефектов.

Такая поверхность может быть достигнута только при тщательной подготовке ее к окраске-грунтовке, шпаклевке и полировке.

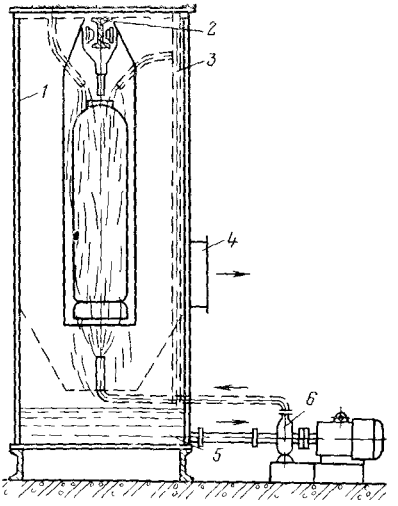


Рис. 8.56. Камера покраски струйным обливом

Стенд гидроиспытания газовых баллонов СГБ-04 предназначен для механизации процессов гидравлического испытания баллонов вместимостью 27 и 80 л. Стенд гидроиспытания баллонов состоит из станка, насосной установки, бака, транспортера с приводом, пульта управления и трубопроводов воды и сжатого воздуха. Как видно из перечисленных узлов стенда основным узлом его является станок для осуществления гидравлического испытания баллонов. Станок (рис. 8.57) состоит из стоек *17* и рамы *6* с испытательными головками *1*, пнермоцилиндрами *3* и *9*, траверсы с блоком *5*, реечного зацепления *4* и привода траверсы. Стойка *1* состоит из трубы и швеллеров, соединенных между собой поперечинами *8*. На поперечинах, закрепленных к трубам болтами, установлены пневмоцилиндры *9* для перемещения рамы *2*, ограничители рамы и коллекторы воды и сжатого воздуха. На трубах стойки имеются упоры, ограничивающие ход рамы, и отверстия для крепления ее в крайнем верхнем или нижнем положениях штырями *6*. Стойки к фундаменту крепятся болтами. Рама *6* представляет сварную конструкцию из вертикально расположенных труб, опирающихся на швеллеры, соединенные между собой перемычками, к которым крепятся пневмоцилиндры *3*. На штоках пневмоцилиндров закреплены испытательные головки *1*. При движении штока в нижнее положение планки *14* испытательных головок *1* скользят по обечайке баллона, совмещая его ось с осью головки. Головка *1* представляет полый цилиндр, имеющий каналы для подвода в испытываемый баллон воды и сжатого воздуха. На торце нижней части корпуса головки закреплена резиновая прокладка. При движении головки в нижнее положение головка резиновой прокладкой прижимается к горловине баллона, создавая между ними необходимое уплотнение Внутри корпуса головки установлено кольцо, обеспечивающее уплотнение между корпусом и водоподводящей трубкой, проходящей через осевое отверстие головки. На корпусе головки закреплены планки *14*, обеспечивающие совмещение осей головки и баллона. На верхней части рамы, на канатах, подвешена траверса, состоящая из коллектора и вертикально расположенных трубок, проходящих через полые штоки пневмоцилиндров и испытательные головки. По концам коллектора расположены ролики *5*, служащие для перемещения траверсы по направляющим рамы. Траверса предназначена для опускания в испытываемые баллоны трубок, через которые осуществляется заполнение и слив воды из баллонов. Перемещение траверсы осуществляется с помощью пневмоцилиндра *3* с реечным зацеплением *4*, двух барабанов и системы блоков *5*. На каждом из барабанов намотан канат, концы канатов перекинуты через ролики блоков и жестко закреплены на траверсе. Оба барабана закреплены на одном валу с шестерней реечного зацепления и приводятся в движение пневмоцилиндром *3*, шток которого соединен с рейкой. Насосная установка предназначена для нагнетания воды в баллон и состоит из насоса центробежного, электродвигателя, муфты и рамы. Насос всасывающим патрубком соединен с трубопроводом и баком, нагнетательным патрубком — с вентилем на пульте управления и коллектором.

Транспортер служит для подачи баллонов от конвейера ремонтного цеха к стенду. Транспортер проходит между стойками станка под испытательными

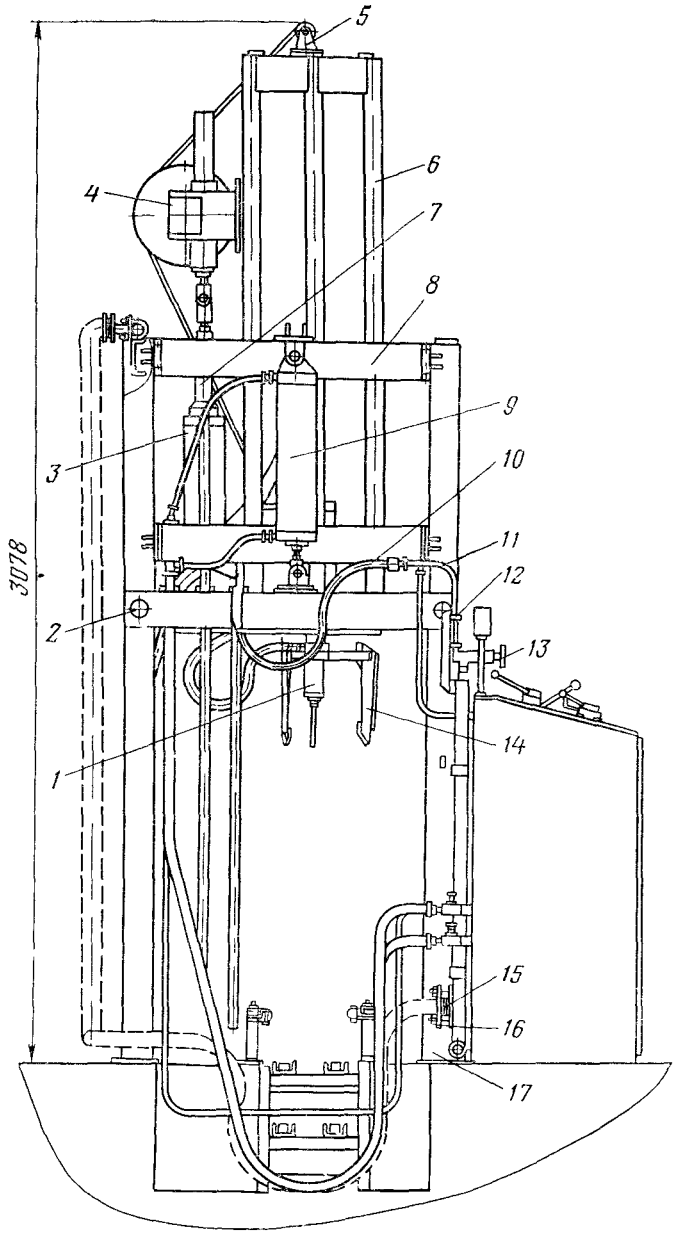


Рис. 8.57. Стенд гидроиспытания газовых баллонов СГБ-04:

1 — головка испытательная; *2* — штырь; *3* — пневмоцилиндр; *4* — реечное зацепление; *5* — блок; *6* — рама; *7* — втулка; *8* — поперечина; *9* — пневмоцилиндр; *10* — шланг; *11* — трубопровод; *12* — скоба, *13* — труба; *14* — планки, *15* — прокладка; *16* — фланец; *17* — стойка станка

головками вдоль их горизонтальной оси и представляет две несущие цепи, движущиеся в направляющих. Цепи приводятся в движение тяговыми звездочками, установленными на приводном валу транспортера. Привод транспортера осуществляется электродвигателем через редуктор и цепную передачу. Передача баллонов с конвейера ремонтного цеха на транспортер стенда осуществляется с помощью пневмоперевода.

Техническая характеристика стенда гидроиспытания баллонов СГБ-04

Производительность, шт/ч, не менее	36
Число одновременно испытываемых баллонов, не менее	6
Давление сжатого воздуха, МПа, не более	0,6
Расход сжатого воздуха, м³/ч, не более	4,5
Пробное давление при гидроиспытании баллонов, МПа	2,5
Рабочее давление при гидроиспытании баллонов, МПа	1,6
Рабочая среда	Вода
Расход воды, м³/ч, не более	0,01
Установленная мощность, кВт	7
в том числе:	
на насосной станции	4
на транспортере	3
Скорость цепи транспортера, м/с, не более	0,1
Производительность установки насоса, м³/ч	10
Габаритные размеры станка, мм:	
длина	3 000 ± 4
ширина	1 202 ± 3
высота	3 078 ± 4
Габаритные размеры пульта управления, мм:	
длина	1 100 ± 1
ширина	715 ± 5
высота	1 500 ± 5
Габаритные размеры транспортера, мм:	
длина	10 500 ±70
ширина	2 050 ± 11
высота	606 ± 6
Габаритные размеры бака, мм:	
длина	1 000 ± 3
ширина	1 000 ± 3
высота	1 168 ± 3
Габаритные размеры установки насосной, мм:	
длина	895 ± 5
ширина	382 ± 2
высота	523 ± 5
Габаритные размеры пневмоперевода, мм:	
длина	1 140 ± 3
ширина	160± 1
высота	245 ± 1
Масса, кг, не более:	
станка	1240
пульта управления	250
транспортера	972
бака	107
установки насосной	128
пневмоперевода	21
Срок службы до первого ремонта, ч, не менее	5000
Срок службы до списания, лет, не менее	10

ГЛАВА 9

ГАЗОГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА. АВТОМАТИЗАЦИЯ ВОДОГРЕЙНЫХ И ПАРОВЫХ КОТЛОВ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В СССР разработано большое число различных по конструкции и по номинальной тепловой мощности газогорелочных устройств Нередко для идентичных агрегатов применяют различные типы газогорелочных устройств, что создает определенные трудности как для проектировщиков, так и для эксплуатационного персонала Кроме того, применение различных типов газогорелочных устройств для одинаковых по конструкции тепловых агрегатов влечет за собой недостаточно эффективное сжигание газового топлива Чтобы получить максимальный к п д и ликвидировать большое число конструкций газогорелочных устройств, целесообразно не только обобщить опыт по сжиганию газового топлива, но и унифицировать такие устройства

В настоящую главу включены в основном газогорелочные устройства, прошедшие государственные испытания в соответствии с требованиями действующих *государственных стандартов и других нормативных технических документов*, а также «Временной единой методики государственных испытаний промышленных газогорелочных устройств общего назначения», утвержденной Министерством газовой промышленности СССР Государственные испытания проводились институтом ВНИИпромгаз ВНПО «Союзпромгаз», Государственным испытательным центром промышленных газогорелочных устройств и Государственным испытательным центром газовой аппаратуры В настоящую главу включены, в порядке исключения, также газогорелочные устройства, еще не проходившие государственные испытания, но нашедшие широкое применение, изготовляемые индивидуально по чертежам разработчика и допущенные к эксплуатации институтом ВНИИпромгаз

В настоящей главе газогорелочные устройства сгруппированы по способу подачи воздуха на горение и образованию газовоздушной смеси и особенностям ее сжигания в последовательности, как этого требует ГОСТ 17357—71

Термины и определения параметров газогорелочных устройств приняты в соответствии с требованиями ГОСТ 17356—71

Номинальная тепловая мощность — максимально достигнутая мощность при длительной работе горелки с обеспечением таких значений неполноты сгорания, которые не превосходят установленной нормы при принятом минимальном коэффициенте избытка воздуха Кроме того, есть понятия тепловой мощности максимальной (0,9 от мощности, соответствующей верхнему пределу устойчивой работы горелки) и минимальной (1,1 мощности, соответствующей нижнему пределу устойчивой работы горелки)

Коэффициент предельного регулирования горелки по тепловой мощности — отношение максимальной тепловой мощности к минимальной

Номинальное давление газа перед горелкой — давление после запорных и регулирующих устройств, соответствующее номинальной тепловой мощности при атмосферном давлении в камере сгорания Давление газа перед горелкой, соответствующее максимальной (минимальной) тепловой мощности, называют максимальным (минимальным) давлением газа

Номинальное давление воздуха перед горелкой — давление после всех запорных и регулирующих устройств соответствующее номинальной тепловой мощности при атмосферном давлении в камере сгорания.

Номинальная относительная длина факела — расстояние по оси факела от выходного сечения горелки, измеренное при номинальной тепловой мощности

в калибрах выходного отверстия до точки, где концентрация CO_2 при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1$ составляет 95 % от максимального значения

Удельная металлоемкость горелки — отношение массы горелки к номинальной тепловой мощности.

Давление (разрежение) в камере сгорания — давление (разрежение) в камере сгорания в зоне выходного сечения горелки при номинальной тепловой мощности

Шумовая характеристика горелки — уровень звукового давления, создаваемого работающей горелкой в зависимости от спектра частот

К дополнительным характеристикам, уточняющим те или иные параметры, относятся. диаметр выходного отверстия (калибр) горелки, диаметр газового сопла, коэффициент избытка воздуха, допустимые температуры воздуха и газа, теплота сгорания и плотность сжигаемого газа, угол раскрытия факела, скорость истечения газа из сопла, способ стабилизации горения, интенсивность крутки, коэффициент инжекции, геометрические размеры горелки и др Значение того или иного параметра газогорелочного устройства определяется технологическим назначением аппарата или агрегата, на котором оно установлено

Общие технические требования к газовым горелкам (показатели назначения и условия эксплуатации, качество сжигания газа, требования к конструкции к материалам, автоматизации и безопасности) изложены в ГОСТ 21204—75

К газогорелочным устройствам предъявляются следующие *основные требования*.

основные типы горелок должны изготовляться на заводах серийно по межведомственным нормалям и техническим условиям к ним, утвержденным в установленном порядке, если горелки изготовляют по индивидуальному проекту, то при вводе в эксплуатацию они должны пройти испытания для определения основных характеристик,

горелки должны обеспечивать пропуск заданного количества газа и полноту его сжигания с минимальным коэффициентом избытка воздуха α, за исключением горелок специального назначения (например, для печей, в которых поддерживается восстановительная среда);

при обеспечении заданного технологического режима горелки должны обеспечивать минимальное количество вредных выбросов в атмосферу, количество (индекс) окиси углерода при химической неполноте сгорания, в соответствии с требованиями ГОСТ 10798—77, ГОСТ 11032—80, ГОСТ 16569—79, ГОСТ 19910—74, ГОСТ 20219—74, ГОСТ 21204—75, содержание окиси углерода в сухих (100 %) продуктах сгорания допускается в следующих пределах для горелок, применяемых в коммунально бытовых приборах без отвода продуктов сгорания в дымоход, — не более 0,01 % ($\alpha = 1$), для аппаратов отопительных газовых с отводом продуктов сгорания с водяным контуром — не более 0,05 %, для аппаратов водонагревательных емкостных газовых — не более 0,025 %, для аппаратов водонагревательных проточных газовых — не более 0,1 %, для промышленных установок с температурой продуктов сгорания до 1400 °С — не более 0,05 % во всем диапазоне рабочего регулирования,

коэффициент рабочего регулирования горелок по тепловой мощности должен быть не менее с принудительной подачей воздуха — 4, инжекционные с активной газовой струей с неполной инжекцией воздуха — 5 инжекционные с активной газовой струей с полной инжекцией воздуха — 3, беспламенные панельные типа ГБПш — 2,

уровень шума, создаваемого горелкой, не должен превышать 85 дБ при измерении шумомером на расстоянии 1 м от горелки и на высоте 1,5 м от уровня пола и др.

ГАЗОГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА С ПОДАЧЕЙ ВОЗДУХА ЗА СЧЕТ РАЗРЕЖЕНИЯ (ДИФФУЗИОННЫЕ)

Газовые горелки чисто диффузионного типа (со смешением целиком в пределах топки) получили сравнительно органиченное применение в промышленности, хотя они обладают некоторыми неоспоримыми достоинствами, а в отдельных случаях незаменимы Например, в высокотемпературных печах, где требуется, по технологическим причинам (мартеновских, стекловаренных) растянутый факел и высокая степень черноты факела, при подогреве воздуха до температуры,

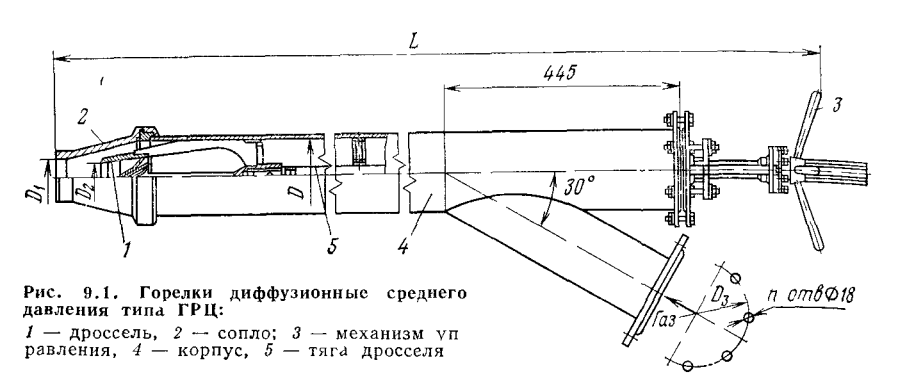


Рис. 9.1. Горелки диффузионные среднего давления типа ГРЦ:
1 — дроссель, *2* — сопло; *3* — механизм управления, *4* — корпус, *5* — тяга дросселя

значительно превышающей температуру самовоспламенения газового топлива, когда предварительное смешение газа с воздухом неосуществимо. Преимуществами указанных горелок являются отсутствие опасности проскока пламени, возможность работы без принудительной подачи воздуха и при низком давлении газа, простота конструкции и, как было указано, высокая степень черноты факела. К недостаткам относятся необходимость некоторого повышения коэффициента избытка воздуха по сравнению с другими типами газогорелочных устройств, более низкие тепловые напряжения топочного объема, ухудшение условий догорания газа в хвостовой части факела, а также соприкосновения с холодными поверхностями, что приводит к неполноте сгорания, отложению сажи и снижению к. п д установки Поэтому эти горелки могут быть использованы в тех приборах и агрегатах, в которых имеются достаточные топочные объемы

Диффузионные газовые горелки просты в изготовлении и эксплуатации и имеют небольшие размеры При значительных тепловых нагрузках они легко регулируются в широких пределах, по всей длине факела создают равномерную температуру и передают посредством радиации значительное количество тепла нагреваемым поверхностям К диффузионным горелкам подводится только газ, воздух же подсасывается за счет разрежения, создаваемого дымовой трубой и эжектирующего действия газовой струи Смешивается газ с воздухом в топке, где процессы смешения и горения развиваются параллельно, так как скорость сгорания газа у этих горелок незначительна, длина факела и ее светимость получают наибольшее развитие Простейшие диффузионные горелки представляют собой устройства разной конструкции, выполненные из металлических труб В такие устройства газ подается под давлением и выходит из газогорелочных отверстий без предварительного смешения с воздухом В топке газ смешивается с окружающим воздухом и постепенно сгорает, при этом количество воздуха находится в пределах 120—160 % теоретически потребного Метод диффузионного сжигания отличается наибольшей устойчивостью как при предельно низких, так и при высоких удельных, тепловых нагрузках.

На рис 9 1 изображены горелки диффузионные типа ГРЦ, устанавливаемые на вращающихся печах цементной промышленности Аналогичную конструкцию имеют горелки типа ГРД2, устанавливаемые на вращающихся печах кальцинации гидроокиси алюминия и других материалов, где требуется получение регулируемого факела сравнительно небольшой длины Конструкция горелок типов ГРЦ и ГРД2 предусматривает наличие двух газовых потоков внутри полого дросселя с завихрителем и вне его, при этом скорость и величина каждого из потоков и степень их завихрения определяются положением дросселя в корпусе горелки Передвижение дросселя относительно сопла горелки происходит путем вращения штурвала механизма управления, связанного с тягой дросселя Перераспределение газовых потоков дает возможность плавно изменять длину факела и зону наивысших температур в печи Воздух на горение поступает за счет диффузии газовых струй Процессы смешения газа с воздухом происходят одновременно

Таблица 9.1

Техническая характеристика горелок диффузионных типа ГРЦ при номинальном давлении газа 190 кПа, давлении в камере сгорания 20—50 Па и $\alpha = 1{,}05$

Шифр	Номинальная тепловая мощность, МВт	Номинальный расход газа, м³/ч	Коэффициент рабочего регулирования	Размеры, мм (см рис 9 1)					Масса, кг
				L	D	D_1	D_2	D_3	
ГРЦ2500	24,8	2 500	1,25	10 480	108	65	46	170	144
ГРЦ3500	34,7	3 500	1,17	10 550	133	75	54	200	182
ГРЦ4500	44,5	4 500	1,12	10 535	133	80	60	200	231
ГРЦ5000	49,4	5 000	1,11	10 505	133	85	65	200	231,5
ГРЦ6000	59,3	6 000	1,09	10 615	159	95	72	225	236
ГРЦ7000	69,2	7 000	1,08	10 535	159	105	78	225	233
ГРЦ9000	89	9 000	1,12	10 475	159	120	85	225	234
ГРЦ14000	138,4	14 000	1,07	10 620	219	150	110	280	452

Техническая характеристика горелок типа ГРЦ приведена в табл. 9.1.

Техническая характеристика горелки ГРД2. номинальная тепловая мощность — 31,7 МВт, номинальный расход газа — 3200 м³/ч, номинальное давление газа — 90 кПа, давление в камере сгорания — 20÷50 Па, минимальный коэффициент избытка воздуха — 1,05, коэффициент рабочего регулирования — 1,07.

ИНЖЕКЦИОННЫЕ ГАЗОГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА

Большим преимуществом инжекционных горелок является их способность работать без вентиляторного дутья даже при наличии небольшой величины противодавления в пространстве камеры сгорания. Это особенно важно в условиях производственных цехов предприятий, где число установленных горелок исчисляется десятками и снабжение их воздухом от вентиляторных установок представляет весьма сложную задачу. Инжекционные горелки позволяют при известных заданных условиях поддерживать с достаточной точностью постоянство пропорционирования газа и воздуха (т. е. коэффициент избытка воздуха) при изменении их производительности. Это значительно упрощает системы автоматического и ручного регулирования процесса горения. Однако инжекционные горелки полного предварительного смешения имеют большие габаритные размеры. Из-за малого к. п. д. инжекционного смесителя, свойственного всем струйным приборам, низкое давление газа не может обеспечить достаточно высокую выходную скорость газовоздушной смеси, предотвращающую проскок пламени в корпус горелки в заданных пределах регулирования тепловой мощности. По указанной причине инжекционные горелки низкого давления получили очень ограниченное применение в промышленности, особенно при наличии в пространстве камеры сгорания некоторой величины противодавления. Инжекционные газогорелочные устройства низкого давления (до 5 кПа) обеспечивают, как правило, только частичную инжекцию первичного воздуха 30—60 % от потребного для полного сжигания газа, так как одновременно с уменьшением коэффициента инжекции снижается или полностью исключается опасность проскока пламени в смесителе Остальной воздух поступает из атмосферы непосредственно к струям газа, выходящего из отверстий горелок, за счет инжектируемого действия самого факела и разрежения в камере сгорания. Исключением являются только инжекционные горелки инфракрасного излучения с полным предварительным смешением газа с воздухом при почти полном отсутствии пределов регулирования, т. е. при отсутствии возможности снижения тепловой мощности.

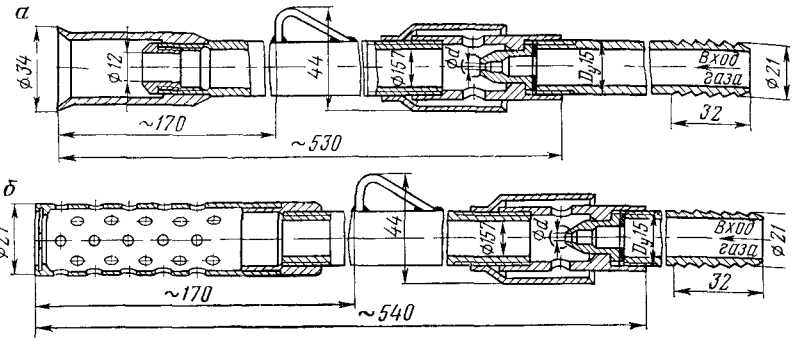


Рис. 9 2. Переносные газовые запальники для топок, работающих под разрежением: *а* — однофакельные, *б* — многофакельные

Газогорелочные устройства среднего давления обеспечивают полное предварительное смешение газа с воздухом, при этом коэффициент инжекции первичного воздуха колеблется в пределах 1—1,2, как правило, при давлении газа 10—80 кПа Еще большее давление газа требуется в случае работы инжекционных горелок на подогретом воздухе, когда сопротивление тракта воздух—смесь возрастает в несколько раз из за дополнительного сопротивления рекуператора и необходимости увеличения выходной скорости смеси Минимально необходимое давление в этом случае может превысить 0,2—0,3 МПа Инжекционные горелки среднего давления применяются для сжигания газа в промышленных тепловых агрегатах, котлоагрегатах, нагревательных печах, печах пищевой и хлебопекарной промышленности и др

Инжекционные горелки состоят из газового сопла, регулятора поступления первичного воздуха, смесителя (инжектора) и горелочной насадки

Переносные однофакельные и многофакельные запальники предназначены для зажигания газогорелочных устройств, установленных в топках, работающих в условиях разрежения (рис 9 2, табл 9 2) Однофакельные запальники представляют собой инжекционную горелку с частичной инжекцией воздуха, необходимого для сжигания газа Газовое сопло зажимается между корпусом инжектора и удлинителем В корпусе инжектора имеются четыре отверстия,

Таблица 9 2

Техническая характеристика газовых переносных запальников

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность, кВт	Номинальный расход газа, м³/ч	Номинальное давление газа, кПа	Коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме	Абсолютная длина факела при номинальном режиме мм	Коэффициент рабочего регулирования	*d*, мм
На природном газе							
Т02 1Д 00	11,65	1,18	5	0,27	510	10,4	2,2
Т02 3Д 00	5,84	0,59	5	0 34	330	7,3	1 25
Т02 5Д 00	16 3	1,65	5	0,31	370	5,3	2,5
Т02 7Д 00	16,6	1,68	5	0,28	380	7,2	2,05
На сжиженном углеводородном газе							
Т02 2Д-00	15,25	0,59	80	0,55	520	6,9	1,25
Т02 4Д 00	14	0,545	80	0,5	580	21	0 85
Т02 6Д-00	16,3	0,64	80	0,45	290	6,8	1,25
Т02 8Д 00	14	0,55	80	0,38	400	9	1

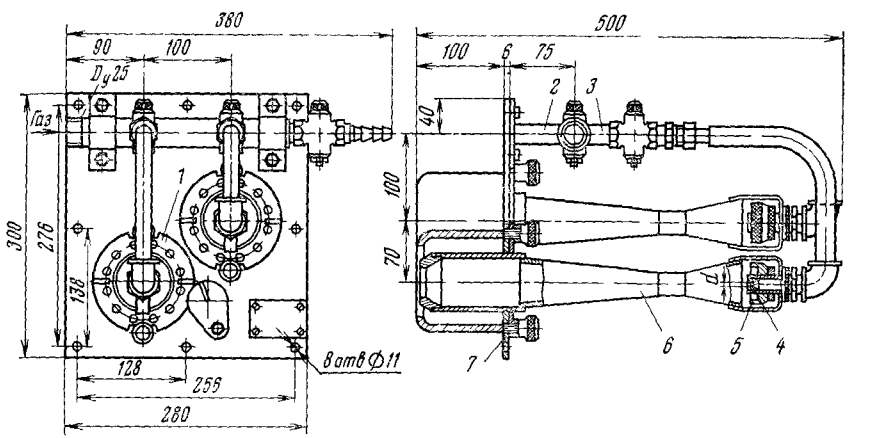


Рис. 9.3. Блок инжекционных газовых горелок 4490-00:
1 — регулятор вторичного воздуха; *2* — кронштейн; *3* — коллектор; *4* — сопло; *5* — регулятор первичного воздуха, *6* — смеситель, *7* — плита фронтовая

через которые поступает первичный воздух. Насадка помещена в защитный кожух, стабилизирующий горение и предохраняющий корень факела от срыва воздушным потоком при внесении запальника в топку. Воздушная обойма служит для повышения инжектирующей способности запальника за счет динамического напора воздушного потока в запальном устройстве. Насадок стабилизирует горение и предохраняет корень факела от срыва воздушным потоком при внесении запальника в топку. Запальники этого типа обеспечивают надежное зажигание основных горелок при разрежении в топке до 0,1 кПа. Вторичный воздух, необходимый для полноты сжигания газа, поступает за счет диффузии и инжекции струи газовоздушной смеси. Изготовление индивидуальное по чертежам разработчика.

Один из вариантов горелок для газооборудования агрегатов коммунально-промышленных предприятий изображен на рис. 9.3. Этот блок предназначен для оборудования топок плит предприятий общественного питания, пищеварочных котлов, гартоплавильных котлов, хлебопекарных и сушильных печей и других объектов, переводимых с твердого топлива на газовое. Блоки компонуются из одной, двух и трех горелок, устанавливаемых на общей фронтовой плите с подводящими газопроводами, газовыми кранами и ручным переносным запальником для зажигания горелок. Каждая горелка имеет только один горизонтальный длинный факел мягкого пламени, который не создает резких местных перегревов в топочном пространстве. Насадка горелки помещается в специальный цилиндрический кожух-трубу для обеспечения организованной подачи вторичного воздуха к факелу горелки. Кольцевое пространство между насадкой и кожухом закрывается со стороны фронтовой плиты регулятором вторичного воздуха. Устройство горелки предусматривает регулируемый подсос первичного воздуха на горение за счет инжекции газовой струи, прошедшей через сопло. Вторичный воздух, необходимый для полного сжигания газа, поступает к факелу, через регулятор из окружающей среды за счет разрежения в топке. Регуляторы первичного и вторичного воздуха дают возможность настраивать горелку на работу при различном разрежении в топке. Горелки работают устойчиво Расположение горелок по принципу треугольника дает возможность выполнить этот блок горелок очень компактно и применять его в узких топочных пространствах Глазок для зажигания горелок сделан снизу, так как в первую очередь должна зажигаться нижняя горелка, а затем от нее две другие.

Техническая характеристика блоков инжекционных горелок приведена в табл 9 3. Изготовление индивидуальное по чертежам разработчика.

Горелки типа ИА (рис. 9.4) предназначены для сжигания природного газа в колпаковых печах металлургической промышленности (табл. 9.4). Устройство

Таблица 9.3

Техническая характеристика блоков инжекционных газовых горелок при давлении в камере сгорания 10÷20 Па, коэффициенте избытка первичного воздуха при номинальном режиме 0,5 и коэффициенте рабочего регулирования 6

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность, кВт	Номинальный расход газа, м³/ч	Номинальное давление газа, кПа	Диаметр сопла d, мм	Масса, кг
4489-00	23,3	2,35	1,8	3,9	12
4489 00 01	23,3	0,91	4	2,6	12
4490-00	46,5	4,7	1,8	3,9	18
4490-00-01	46,5	1,82	4	2,6	18
4491-00	70	7,05	1,8	3,9	22
4491-00-01	70	2,73	4	2,6	22
4492-00	116	12	1,8	5	30
4492-00 01	116	4,55	4	3,4	30

Таблица 9.4

Техническая характеристика инжекционно-атмосферных горелок типа ИА и размеры (в мм) при номинальном давлении газа 75 кПа, коэффициенте избытка воздуха при номинальном режиме 0,6 и давлении в камере сгорания 40 Па

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность, кВт	Коэффициент рабочего регулирования	D	D_1	D_2, дюймы	$D_г$	H	L	l	Масса, кг
ИА-30/2,5	0,061	6,3	30	90	1 1/4	2,5	195	445	200	10
ИА-34/2,8	0,079	6,8	34	100	1 1/2	2,8	210	455	220	11,5
ИА-38/3,3	0,105	5,8	38	110	1 1/2	3,3	250	455	220	13,5
ИА-44/3,8	0,141	6,4	44	125	2	3,8	278	465	240	16,5

горелки предусматривает подсос первичного воздуха на горение за счет инжекции газовой струи, прошедшей через сопло. Первичный воздух подсасывается через отверстия в смесителе горелки, количество его регулируется с помощью муфты, перекрывающей отверстия в смесителе. Вторичный воздух, необходимый для полного сжигания газа, поступает через зазор между носиком горелки и горелочным туннелем. Носик с решеткой стабилизирует горение (рис. 9.5).

Инжекционные горелки с полным предварительным смешением типа ИУ предназначены для установки на нагревательных печах непрерывного действия с рассредоточенным подводом топлива при необходимости установки большого числа горелок, на мелких нагревательных и сушильных печах с диапазоном расхода топлива 1 : 3 Горелки разработаны в четырех исполнениях: в прямом и с поворотом с керамическим тоннелем и с огневым стабилизатором. Кольцевые стабилизаторы обеспечивают работу горелок без отрыва пламени во всем рабочем диапазоне давления газа при избытке воздуха на выходе из горелок (при α от 0,6 до 1,5) Это достигается тем, что часть газовоздушной смеси в устье горелки через ряд отверстий попадает в кольцо, площадь поперечного сечения которого значительно больше суммарной площади отверстий В результате часть газовоздушной смеси, выходящая по периметру устья горелки, имеет малую скорость и обеспечивает устойчивое кольцо горящего газа, поджигающего постоянно основной поток газа. Компоновать горелки с кольцевыми стабилизаторами сле-

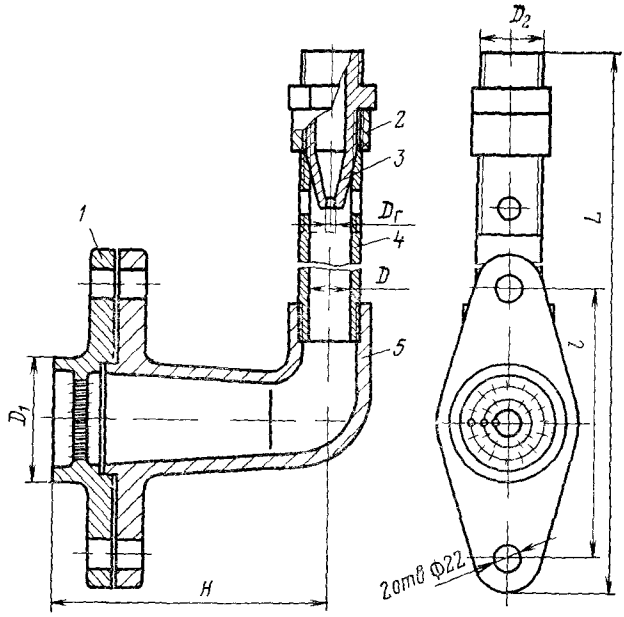


Рис 9.4 Инжекционно-атмосферные горелки ИА.

1 — носик со стабилизирующей решеткой, *2* — муфта *3* — сопло, *4* — смеситель, *5* — корпус

дует при установке в топочной камере с таким расчетом, чтобы была осуществлена защита насадки горелки со стабилизатором от интенсивного излучения топки

Техническая характеристика инжекционных горелок среднего давления типа ИУ приведена в табл. 9 5

Разработан модернизированный тип инжекционных горелок среднего давления с пластинчатым стабилизатором типа ИГК инж Ф Ф Казанцева (рис 9 6, 9.7, 9 8) Инжекционное устройство горелки (смеситель, сопло) имеет такое же конструктивное решение, что и устройство горелок, описанных ранее В данной горелке отсутствуют сужающаяся насадка и керамический тоннель, а вместо них на конце диффузора имеется металлическая решетка, которая является стабилизатором процесса горения. Горелки с пластинчатым стабилизатором устойчиво работают при давлении от 2 до 80 кПа. Пластинчатый стабилизатор специальной конструкции предотвращает проскок и отрыв пламени. При нормальной работе горелок стабилизатор, охлаждаясь проходящей газовоздушной смесью, не раскаляется, срок службы достаточно велик.

Чтобы избежать перегрева и сгорания пластин стабилизатора, после прекращения работы горелки нельзя прикрывать регулятор воздуха При изменении разрежения в топке агрегата устойчивость работы горелок не нарушается В процессе эксплуатации горелок установлено, что они спокойно зажигаются при полностью открытых регуляторах первичного воздуха Горелка после розжига может быть

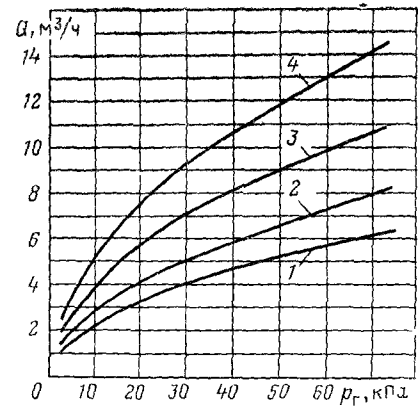


Рис 9 5 Расходная характеристика инжекционно-атмосферных горелок типа ИА.

1 — ИА-30/2,5 *2* — ИА-34/2,8, *3* — ИА-38/3,3 *4* — ИА-44/3,8

Таблица 9.5

Техническая характеристика инжекционных горелок среднего давления типа ИУ при теплоте сгорания 35,7 МДж, номинальном давлении газа 80 кПа, коэффициенте избытка воздуха при номинальном режиме 1,05

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность, МВт	Номинальный расход газа, м³/ч	Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность, МВт	Номинальный расход газа, м³/
ИУ-15/$d_г$	0,0115	1,1	ИУ-42/$d_г$	0,0927	9,4
ИУ-15/$d_г$-С	0,0156	1,6	ИУ-42/$d_г$-С	0,1065	10,8
ИУ-15/$d_г$-П	0,0099	1	ИУ-42/$d_г$-П	0,0887	9
ИУ-15/$d_г$-ПС	0,0093	0,94	ИУ-42/$d_г$-ПС	0,0956	9,7
ИУ-18/$d_г$	0,0156	1,5	ИУ-48/$d_г$	0,1242	12,6
ИУ-18/$d_г$-С	0,0207	2,1	ИУ-48/$d_г$-С	0,138	14
ИУ-18/$d_г$-П	0,0138	1,4	ИУ-48/$d_г$-П	0,1203	12,2
ИУ-18/$d_г$-ПС	0,0128	1,3	ИУ-48/$d_г$ ПС	0,1242	12,6
ИУ-21/$d_г$	0,0207	2,1	ИУ-56/$d_г$	0,1666	16,9
ИУ-21/$d_г$-С	0,0276	2,8	ИУ-56/$d_г$-С	0,1814	18,4
ИУ-21/$d_г$-П	0,0187	1,9	ИУ-56/$d_г$-П	0,1597	16,2
ИУ-21/$d_г$-ПС	0,0187	1,9	ИУ-56/$d_г$-ПС	0,1637	16,6
ИУ-24/$d_г$	0,0266	2,7	ИУ-65/$d_г$	0,2268	23
ИУ-24/$d_г$-С	0,0355	3,6	ИУ-65/$d_г$-С	0,2347	23,8
ИУ-24/$d_г$-П	0,0266	2,7	ИУ-65/$d_г$-П	0,2169	22
ИУ-24/$d_г$-ПС	0,0276	2,8	ИУ-65/$d_г$-ПС	0,2199	22,3
ИУ-28/$d_г$	0,0355	3,6	ИУ-75/$d_г$	0,3086	31,3
ИУ-28/$d_г$-С	0,0493	5	ИУ-75/$d_г$ С	0,3057	31
ИУ-28/$d_г$-П	0,0355	3,6	ИУ-75/$d_г$ П	0,2909	29,5
ИУ-28/$d_г$-ПС	0,0394	4	ИУ-75/$d_г$-ПС	0,2909	29,5
ИУ-35/$d_г$	0,0493	5	ИУ-86/$d_г$	0,4013	40,7
ИУ 35/$d_г$-С	0,0641	6,5	ИУ-86/$d_г$-С	0,4013	40,7
ИУ-35/$d_г$-П	0,0503	5,6	ИУ 86/$d_г$-П	0,3707	37,8
ИУ-35/$d_г$-ПС	0,0572	5,8	ИУ-86/$d_г$-ПС	0,3767	38,2
ИУ-37/$d_г$	0.067	6,8	ИУ 100/$d_г$	0,5147	52,2
ИУ-37/$d_г$-С	0,0818	8,3	ИУ-100/$d_г$-С	0,5186	52,6
ИУ-37/$d_г$-П	0,067	6,8	ИУ-100/$d_г$-П	0,497	50,4
ИУ-37/$d_г$-ПС	0,0749	7,6	ИУ-100/$d_г$-ПС	0,501	50,8

переведена на любой режим работы без предварительного прогрева топочного пространства. Регулятор воздуха горелок выполнен таким образом, что является одновременно и глушителем, снижая шум до допустимых пределов, улучшая условия труда обслуживающего персонала.

Наиболее целесообразный способ уменьшения рабочей длины горловины — переход на многосопловые горелки. Четырех- и восьмисопловые горелки (см. рис. 9.7, 9.8) принадлежат к этому типу. В результате увеличения числа газовых струй и, следовательно, инжектирующей поверхности инжекционная способность горелки значительно возросла, длина ее сократилась.

Техническая характеристика одно-, четырех- и восьмисопловых инжекционных горелок среднего давления типа ИГК приведена в табл. 9.6, а размеры четырехсопловых горелок — в табл. 9 7.

Горелки газовые блочные инжекционные среднего давления с периферийной подачей газа с единичными элементами типа БИГ (в одно-, двух-, трехрядном исполнении) тепловой мощностью до 2302 кВт, работающие на природном газе, предназначены для установки в топках котлов и других теплоиспользующих агрегатов (за исключением топки в виде жаровых труб) с тепловым напряжением объема топки до 465 МВт/м³, работающих под разрежением (рис 9 9, табл 9.8).

Горелки блочные, инжекционные в одинарном исполнении БИГ-1 рекомендуется устанавливать на котлах с экранированными топками и при наличии ре-

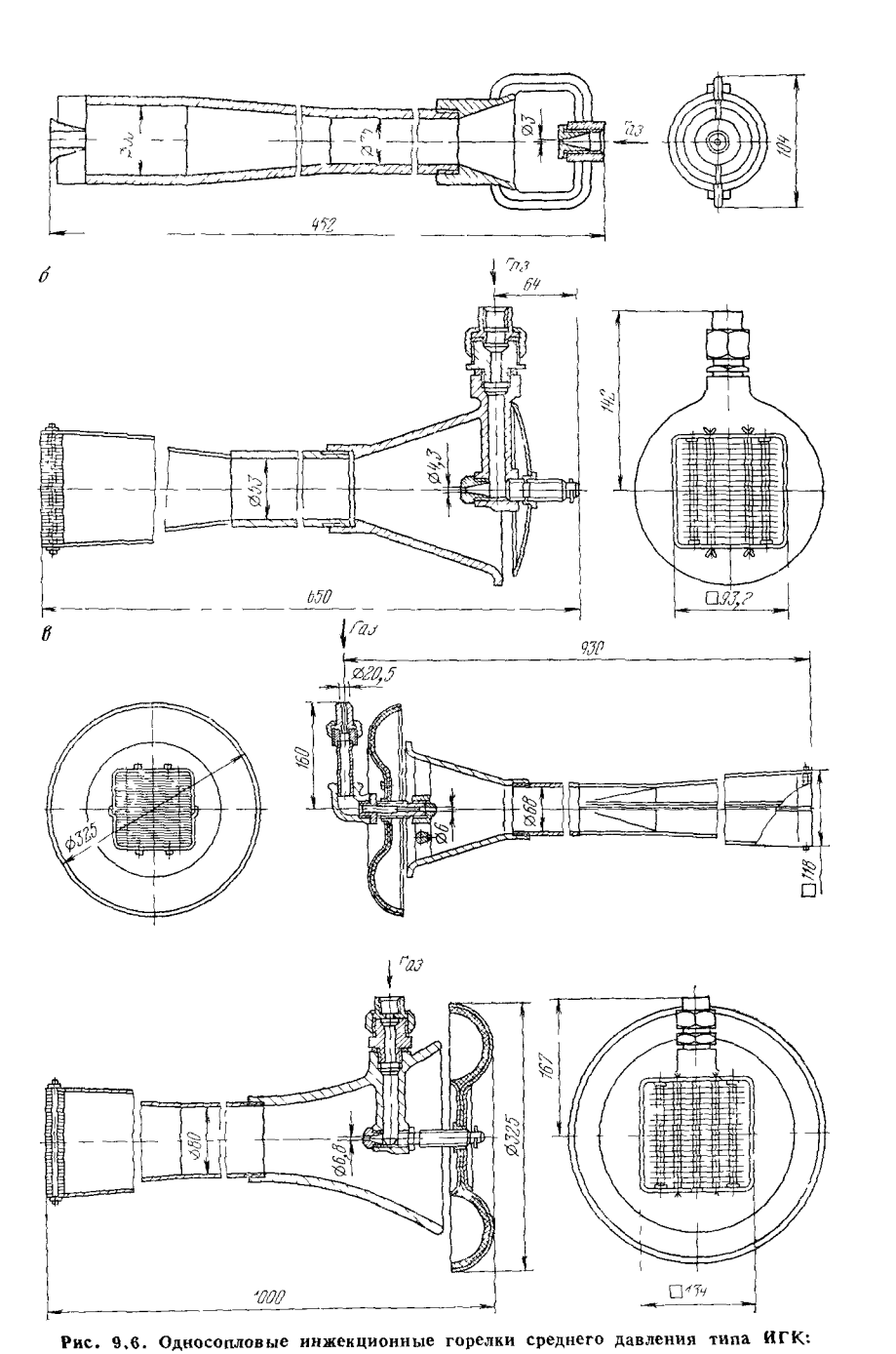


Рис. 9.6. Односопловые инжекционные горелки среднего давления типа ИГК: *а* — ИГК1-6; *б* — ИГК1-15; *в* — ИГК1-25, *г* — ИГК1-35

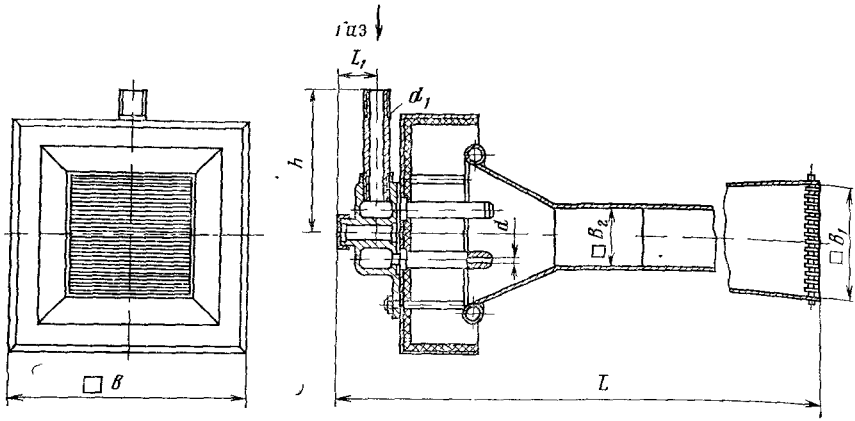


Рис. 9.7. Четырехсопловые инжекционные горелки среднего давления типа ИГК

зервного топлива и компоновке горелок на боковых стенах. Горелки блочные инжекционные двухрядные БИГ-2 и трехрядные БИГ-3 рекомендуется устанавливать на котлах с экранированными топками в случае отсутствия резервного топлива при компоновке с фронта. Горелка газовая инжекционная с единичными элементами (горелка типа БИГ) представляет собой один или несколько (в зависимости от тепловой мощности) единичных элементов, объединенных общей сварной газораспределительной камерой, к которой приварен штуцер для подвода газа. Единичный элемент представляет собой цилиндрический смеситель, выполненный из стальной трубы диаметром 48 × 3 мм, длиной 290 мм, в которой по периферии под углом 25° к оси смесителя просверлены 4 сопла диаметром 1,5 мм с разенковкой входной части Для стабилизации процесса горения выкладывается тоннель из огнеупорного кирпича. Пространство между смесителями горелки плотно заполняется огнеупорной массой следующего состава (по объему): порошок хромистого железняка — 45 %, порошок обожженного магнезита — 45 %,

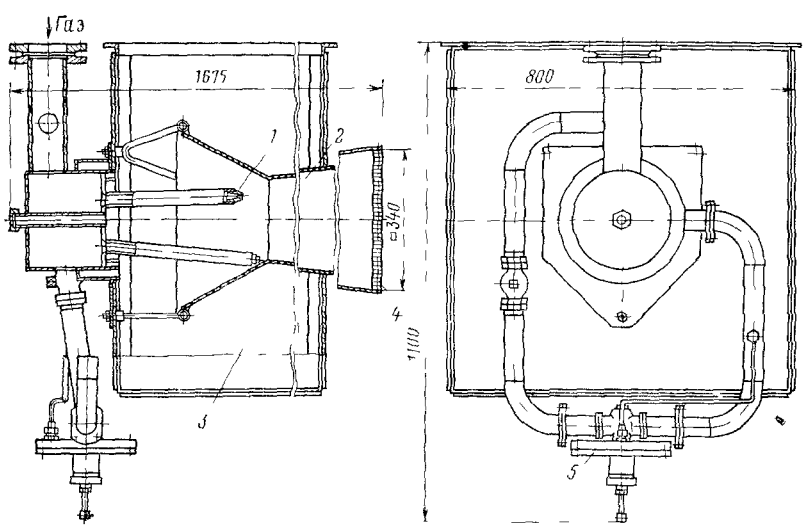


Рис. 9.8. Восьмисопловые инжекционные горелки среднего давления типа ИГК8Д-500: *1* — сопло; *2* — смеситель; *3* — глушитель; *4* — стабилизатор; *5* — регулятор дополнительной подачи газа

Таблица 9.6

Техническая характеристика одно-, четырех- и восьмисопловых инжекционных горелок среднего давления типа ИГК

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность, Вт	Номинальный расход газа, м³/ч	Номинальное давление газа, кПа	Давление в камере сгорания, Па	Коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме	Абсолютная длина факела при номинальном режиме, мм	Коэффициент рабочего регулирования
ИГК1-6	0,078	7,9	68	—10	1,02	116	3
ИГК1-15	0,22	22,3	70	—10÷—20	1,02	230	4
ИГК1-25	0,425	43,1	70	—10÷—20	1,08	700	4
ИГК1-35	0,505	51,2	70	—10÷—20	1,03	1200	4,8
ИГК4-50	0,82	82,9	70	—10÷—20	1,05	1500	4,1
ИГК4-100	1,57	158,8	70	—10÷—20	1,04	1200	5,2
ИГК4-150	2,2	222,4	68	—10÷—20	1,1	500	6,4
ИГК8Д-500	3,9	395,3	50	—10÷—20	1,02	—	3,5

Таблица 9.7

Основные размеры (в мм) четырехсопловых инжекционных горелок среднего давления типа ИГК4 (см. рис. 9.7)

Шифр горелки	L	L_1	B	B_1	B_2	h	d	d_1^*	Масса, кг
ИГК4-50	1180	49	320	154	84	200	4,4	3/4	13,6
ИГК4-100	1472	65	450	200	114	280	6,2	1/2	28,6
ИГК4-150	1932	75	560	264	140	330	7,5	2	44

* Резьба трубная дана в дюймах (ГОСТ 6357—81)

огнеупорная глина — 10 %. Горелки работают с коэффициентом избытка воздуха 1,02 при давлении в камере сгорания 1,5 Па; коэффициент рабочего регулирования — 3,5, номинальное давление газа — 80 кПа, номинальная длина факела — 1500 мм. Номинальный расход газа и номинальная тепловая мощность приведены для природного газа с плотностью 0,73 кг/м³ и теплотой сгорания 35,7 МДж. Расходные характеристики горелок даны на рис. 9.10.

Инжекционные излучающие горелки панельного типа среднего давления получили распространение для нагрева трубчатых печей в нефтеперерабатывающей промышленности (рис. 9.11, табл. 9.9, 9.10). Они могут с успехом применяться и для нагрева котлов, промышленных печей, где необходим равномерный нагрев больших поверхностей и регулируемое теплонапряжение по высоте и длине топок. Горелки изготовляются в двух вариантах. с трубками в коробе из углеродистой стали и из жаростойкой стали. Диаметр сопла определяется расчетом, исходя из номинальной тепловой мощности горелки, состава сжигаемого газа и его давления. Отверстия, полученные путем расчета, рассверливаются на месте.

В СССР широко применяют так называемые беспламенные газовые горелки инфракрасного излучения. Наибольшее распространение получили газогорелочные устройства с объемными насадками. Отличительные особенности беспламенных излучающих инжекционных горелок по сравнению с факельными заключаются в следующем основное количество тепла, выделяемого этими горелками,

Таблица 9.8

Техническая характеристика блочных инжекционных горелок среднего давления типа БИГ

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность, МВт	Номинальный расход газа, м³/ч	Габаритные размеры, мм	H_1 мм	H_2, мм	Масса, кг
БИГ-1-1	0,096	9,7	70×86×290	70	86	2
БИГ-1-11	1,055	106,7	762×86×290	762	86	14,7
БИГ-1-14	1,342	135,8	966×86×290	966	86	17,8
БИГ-1-16	1,534	155,2	1102×86×290	1102	86	20,3
БИГ-1-18	1,726	174,6	1238×86×290	1238	86	22,6
БИГ-1-22	2,11	213,4	1510×86×290	1510	86	27,7
БИГ-2 6	0,577	58,2	218×150×290	218	150	7,7
БИГ-2-8	0,766	77,6	286×150×290	286	150	10
БИГ-2 10	0,959	97	354×150×290	354	150	12,5
БИГ-2-12	1,15	116,4	482×150×290	422	150	14,7
БИГ-2-14	1,342	135,8	490×150×290	490	150	17
БИГ-2-16	1,534	155,2	557×150×290	557	150	19,4
БИГ-3-21	2,013	203,7	490×218×290	490	218	24,6
БИГ-3-22	2 302	232,8	558×218×290	558	218	28,1

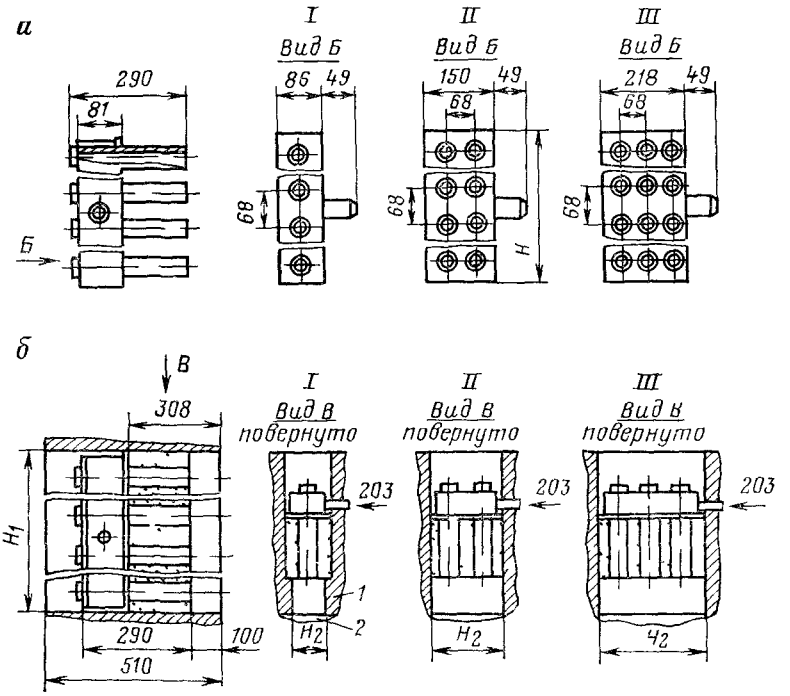


Рис. 9.9. Блочные с периферийной подачей воздуха инжекционные горелки среднего давления с единичными элементами типа БИГ (*а*) и примеры их установки (*б*):
I — БИГ-1; *II* — БИГ-2; *III* — БИГ-3; *1* — топка агрегата, *2* — кладка агрегата

передается излучением; газ сгорает тонким слоем на поверхности излучающей насадки (без видимого факела); газогорелочные устройства инжектируют в качестве первичного весь необходимый для сгорания воздух; продукты сгорания содержат значительно меньшее количество окиси углерода, чем продукты сгорания факельных горелок.

Инжекционные излучающие газогорелочные устройства целесообразны для обогрева помещений только с большой кратностью обмена воздуха, для обогрева открытых монтажных площадок (например в строительстве), спортивных и выставочных залов, вокзалов, цехов, складских помещений и др. Они могут также найти применение для тепловой защиты растений в период весенних заморозков, предохранения от замерзания угля и руды, размораживания угольных складов, в качестве защиты от замерзания различной промышленной арматуры и трубопроводов, транспортных гусениц, коробок передач и др. Эти горелки могут широко использоваться для многих технологических нужд в промышленности, в частности, в сушильных установках, например: сушки различных окрашенных изделий (автомобильные кузова, баллоны, вагоны), сыпучих материалов в тонком слое (зерно, химические продукты), покрытия трансформаторных листов, бумаги, печати тканей, кожи, меховых изделий; высушивания объектов после строительства; сушки литейных форм и стержней, заготовок и красителей; сушки кирпича, облицовочных плиток и керамических изделий, эмалированных оболочек и других материалов и изделий. Особо перспективным будет применение горелок инфракрасного излучения в пищевой промышленности и в сельскохозяйственном производстве. Опыты показывают, что здесь эти горелки весьма успешно заменяют электрические лампы инфракрасного излучения. В строительной промышленности инфракрасные горелки позволяют ускорить производственные процессы в 5—10 раз.

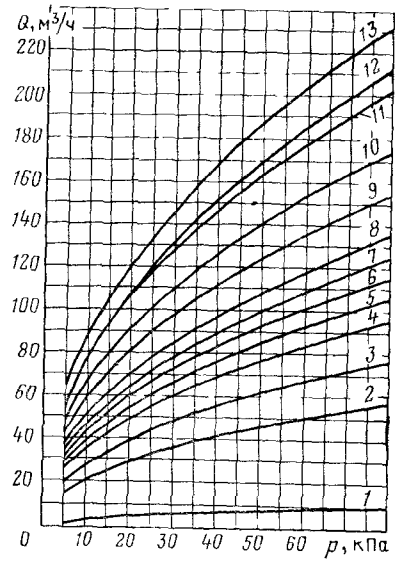


Рис. 9.10. Расходная характеристика горелок типа БИГ:

1 — БИГ-1-1; *2* — БИГ-2-6; *3* — БИГ-2-8; *4* — БИГ-2-10; *5* — БИГ-1-11; *6* — БИГ-2-12; *7* — БИГ-1-14; *8* — БИГ-2-14; *9* — БИГ-1-16, БИГ-2-16; *10* — БИГ-1-18; *11* — БИГ-3-21; *12* — БИГ-1-22; *13* — БИГ-3-24

На рис. 9.12 изображена горелка инфракрасного излучения «Звездочка». Корпус горелки *1* состоит из двух штампованных деталей, соединенных контактной сваркой. В корпусе образуются две полости: газовоздушный смеситель в виде трубы Вентури *I* и распределительная камера *II*, образующаяся между корпусом *1* и излучателем *2*. В корпусе *1* установлена крестовина *5* с соплом *4*, соединенная со штуцером *6* под накидную гайку газоподводящей трубы. Излучатель *2* склеен из шести керамических плиток размером 65 × 45 × 12 мм, имеющих 1004 цилиндрических отверстий диаметром $1{,}2_{-0{,}1}$ мм. Излучатель вклеен в специальной рамке, собранной с корпусом и сеткой отгибкой бортов. Сетка *3*, установленная над излучателем, выполнена из окалиностойкого материала. Крепление горелки к металлоконструкции осуществляется с помощью кронштейна *7*.

На рис. 9.13 изображена горелка инфракрасного излучения унифицированная. Корпус *12* и накладка *11* образуют газовоздушный смеситель *а*. Между корпусом и излучателем *6* находится распределительная камера *б*. В корпусе установлена крестовина *8*, имеющая резьбу для подсоединения сопла *10* и ниппеля *9*. Излучающая панель горелки состоит из десяти керамических плиток, склеенных попарно в излучателе *6*, которые вклеиваются в специальные посадочные места.

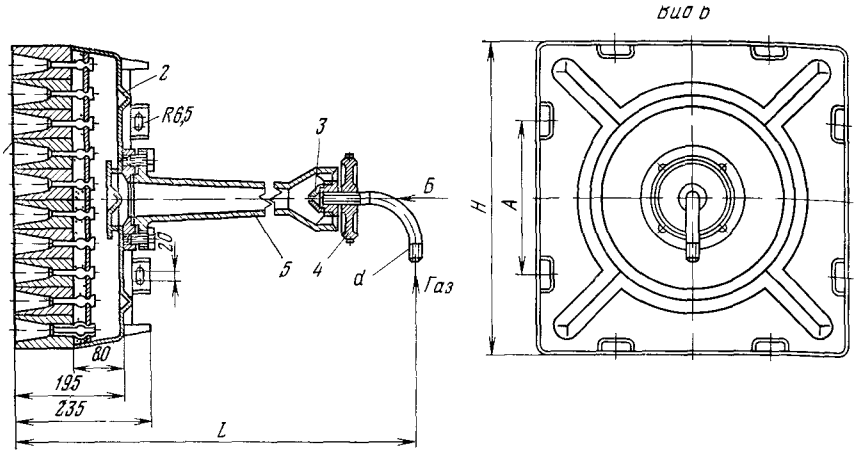


Рис. 9.11. Инжекционная излучающая панельная горелка среднего давления типа ГБПш:

1 — панель керамическая; *2* — короб уравнительный; *3* — сопло; *4* — регулятор; *5* — смеситель

Таблица 9.9

Техническая характеристика панельных беспламенных горелок типа ГБПш при теплоте сгорания 33,6 МДж

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность, МВт	Номинальный расход газа, м³/ч	Номинальное давление газа, кПа	Коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме	Коэффициент рабочего регулирования
ГБПш-45	0,0524	5,3	190	1,04	2
ГБПш-85	0,0989	10	190	1,04	2
ГБПш-120	0,1335	13,5	190	1,04	1,9
ГБПш-140	0,186	18,8	155	1,05	3,5
ГБПш-200	0,219	22,1	150	1,04	3,5
ГБПш-280	0,308	31,1	145	1,04	3,3

Таблица 9.10

Основные размеры (в мм) беспламенных панельных горелок типа ГБПш (см. рис. 9.11)

Шифр горелки	*A*	*H*	*L*	*d* *	Масса, кг
ГБПш-45	250	500	740	1/2	27,5
ГБПш-85	250	500	740	1/2	28,3
ГБПш-120	300	605	740	1/2	35,5
ГБПш-140	250	500	740	1/2	28,7
ГБПш-200	300	605	740	1/2	36,3
ГБПш-280	250	500	945	1	38,4

Резьба трубная дана в дюймах (ГОСТ 6357—81)

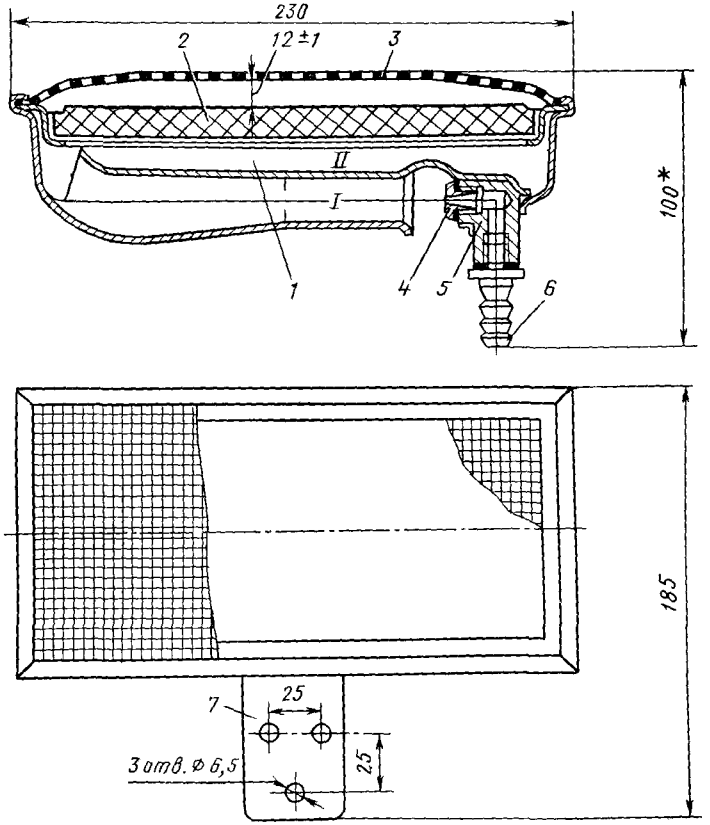


Рис. 9.12. Горелка инфракрасного излучения «Звездочка»

Таблица 9.11

Технические характеристики горелок инфракрасного излучения при коэффициенте избытка воздуха 1,05

Параметры	«Звездочка»		Унифицированная		
	Природный газ	Сжиженный газ	Природный газ		Сжиженный газ
Номинальная тепловая мощность, кВт	1,92	1,92	3,49	4,42	3,72
Номинальный расход газа, $м^3/ч$	0,194	0,075	0,353	0,447	0,145
Номинальное давление газа, кПа	1,3	3	1,3	2	3
Коэффициент рабочего регулирования	1,56	1,74	1,14	1,29	1,2
Диаметр отверстия сопла, мм	1,4	0,8	1,6	1,67	1,05
Температура поверхности керамики, °С, не менее			720		
Масса, кг	1,7		2,3		

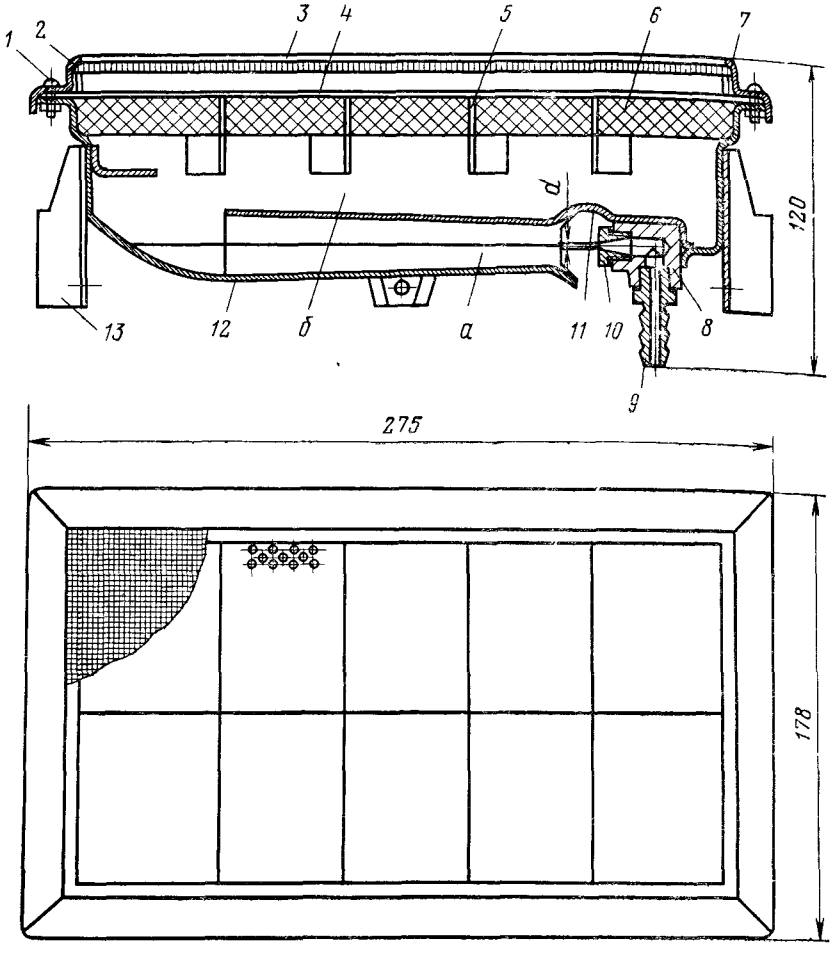


Рис. 9-13. Горелка инфракрасного излучения унифицированная

в корпусе *12* и ребрах жесткости *5*, приваренных контактной сваркой к корпусу. Излучатель *6* и сетка *3* прижимаются планками продольными *4* и поперечными *7*, которые рамкой *2* и винтами *1* зажаты в жесткую конструкцию Кронштейны *13* служат для крепления горелок между собой в общую излучающую панель. Подводимый к ниппелю газ истекает из сопла в газовоздушный смеситель, инжектируя при этом необходимое для сгорания количество воздуха. В воздушном смесителе происходит перемешивание газа с воздухом, и в распределительной камере перед излучателем обеспечивается необходимое давление смеси Газовоздушная смесь из распределительной камеры «б» поступает в отверстия плиток излучателя, где происходит подогрев смеси, которая сгорает на наружной поверхности излучателя Поверхность излучателя через 1—1,5 мин после розжига нагревается до 850—950 °С у горелок низкого давления и 850—1200 °С — у горелок среднего давления, и керамические плитки становятся источником теплового излучения. Сетка *3* из окалиностойкого материала, раскаляясь, увеличивает мощность радиации и уменьшает влияние холодных потоков воздуха на излучательную способность раскаленной керамики. Сетка крепится к корпусу *12* при помощи рамки, закрепленной винтами.

Техническая характеристика горелок инфракрасного излучения приведена в табл 9 11.

ГАЗОГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА С ПРИНУДИТЕЛЬНОЙ ПОДАЧЕЙ ВОЗДУХА

В практике газоиспользования широкое распространение нашли газогорелочные устройства с принудительной подачей воздуха, называемые часто дутьевыми двухпроводными горелками У последних весь необходимый для горения газового топлива воздух поступает по воздухопроводам принудительно при помощи вентилятора. Газогорелочные устройства с принудительной подачей воздуха обычно работают на газе низкого давления; в ряде случаев применяются также устройства для газа среднего давления

К преимуществам этого типа газогорелочных устройств относятся возможность их работы в топочных устройствах с различной величиной противодавления, возможность регулирования соотношений количества газового топлива и воздуха, малые размеры горелок, бесшумная их работа и большой расход газа.

При использовании газогорелочных устройств с принудительной подачей воздуха химическая полнота сгорания достигается при коэффициентах избытка воздуха 1,05—1,2. У газовых горелок с расходом газа до 1000 м^3/ч обычно принимается давление газа от 500 до 2000 Па. При больших расходах газа давление перед газогорелочными устройствами низкого давления принимается около 5 кПа. В горелках среднего давления обычно принимается давление газа 30—50 кПа. Давление воздуха перед газогорелочными устройствами в зависимости от их конструкции и тепловой мощности принимается в пределах 500—3000 Па.

Применение газогорелочных устройств с принудительной подачей воздуха обусловливается

наличием у ряда потребителей газа только низкого давления при необходимости большей производительности при малых размерах горелок;

широким диапазоном регулирования;

наличием апробированных систем автоматики регулирования и безопасности;

эффективным действием в агрегатах, работающих со значительным противодавлением;

факелом значительной длины.

Указанные газогорелочные устройства конструктивно выполняются таким образом, чтобы обеспечить наилучшее перемешивание потоков газа и воздуха. Для этой цели один поток подают внутрь другого, причем поток, имеющий бо́льшую скорость, оказывает инжектирующее воздействие на поток с меньшей скоростью. Недостатками указанных горелок по сравнению с инжекционными являются· затраты электроэнергии на вентиляторное дутье и, что главное, отсутствие саморегулируемости по воздуху. Поэтому все агрегаты, оборудованные горелками с принудительной подачей воздуха, должны быть обязательно оборудованы какой-либо системой автоматики безопасности. В наиболее простом случае такая система состоит из блока-автомата, отключающего подачу газового топлива при внезапной остановке вентилятора или при чрезмерном снижении напора воздуха. В других случаях система автоматики должна также поддерживать заданное соотношение между газовым топливом и воздухом, чем значительно облегчается эксплуатация агрегата, работающего на газовом топливе.

Приводимые конструкции газогорелочных устройств с принудительной подачей воздуха работают по принципу механического смешения газового топлива и воздуха.

Горелка вихревая низкого и среднего давлений с принудительной подачей воздуха предназначена для сжигания газового топлива в топках водогрейных и паровых котлов, а также в топках печей, сушильных барабанов асфальто-бетонных заводов и других тепловых агрегатов, работающих в условиях разрежения или противодавления (рис 9 14, табл. 9.12, 9 13). Газ через отверстия, просверленные в один ряд в газовом коллекторе, поступает в поток воздуха под углом 90° от центра к периферии. Крутка воздуха осуществляется лопатками, приваренными к наружной поверхности газового коллектора под углом 45°. Внутри газового коллектора расположена смотровая труба, в которой при необходи-

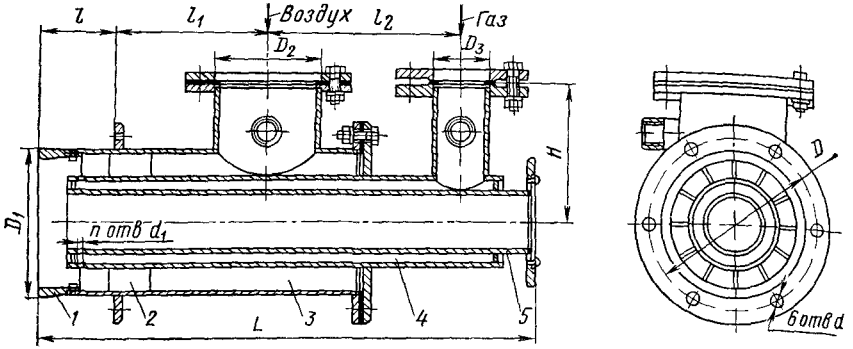


Рис. 9.14. Горелка с принудительной подачей воздуха вихревая низкого и среднего давлений типа ГГВ:

1 — насадок, *2* — завихритель; *3* — камера воздушная; *4* — камера газовая; *5* — труба направляющая для запальника

мости можно установить мазутную форсунку с механическим или паровым распилом, а также форсунку с воздушным распилом для сжигания легкого топлива (например керосина). Огневой насадок создает пережим потока, повышая устойчивость горения и снижая зависимость давления газа от давления воздуха. Болтовое соединение газовой и воздушной камер позволяет по разному ориентировать между собой газовый и воздушный патрубки, а также производить при необходимости осмотр и ремонт внутренней части горелки без демонтажа ее с фронтового листа. Коэффициент расхода воздуха, обеспечивающий полноту сгорания газа, $\alpha = 1{,}05$. В качестве стабилизатора пламени служит керамический цилиндрический тоннель с внезапным расширением. Розжиг горелки производят запальником через смотровую трубу. При установке в горелку мазутной форсунки для розжига предусматривают сбоку в футеровке горизонтальный канал диаметром 50 мм, через который вводят запальник. В случае необходимости работы на жидком топливе горелку можно компоновать не с цилиндрическим, а с коническим тоннелем с центральным углом раскрытия около 60°. Горелку крепят к фронтовой плите котла или промышленной установки при помощи фланца, приваренного к корпусу воздушной камеры. В газовой и воздушной камерах предусмотрены специальные трубки для отбора давления с целью его контроля.

Таблица 9.12

Техническая характеристика горелок вихревых с принудительной подачей воздуха низкого (2 кПа) и среднего (30 кПа) давления газа типа ГГВ (давление воздуха — 2 кПа, коэффициент рабочего регулирования — 6,3)

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность, МВт	Номинальный расход газа, м³/ч	Абсолютная длина факела при номинальном режиме, мм
ГГВ-10	0,115	11,6	140
ГГВ-25	0,288	29,2	280
ГГВ-50	0,577	58,6	450
ГГВ-75	0,865	87,8	570
ГГВ-100	1,159	117	800
ГГВ-150	1,732	176	1060
ГГВ-200	2,309	234	1350
ГГВ-350	4,04	409	1600
ГГВ-500	5,772	585	1700
ГГВ-750	8,660	876,5	2000

Таблица 9.13

Основные размеры (в мм) вихревых горелок с принудительной подачей воздуха низкого и среднего давления типа ГГВ

Шифр горелки	L	l	l_1	l_2	H	D	D_1	D_2	D_3	d	Низкое давление (2 кПа)		Среднее давление (30 кПа)		Масса, кг
											d_1, мм	n	d_1, мм	n	
ГГВ-10	315	80	70	125	100	85	68	62	16	7	2,76	12	1,4	12	4,3
ГГВ-25	514	80	135	210	150	150	126	84	46	12	3	24	1	48	18,5
ГГВ-50	525	80	160	205	145	180	152	115	60	12	5	16	1,7	36	19
ГГВ-75	603	80	180	250	170	195	168	140	76	12	7,7	12	2,2	36	26
ГГВ-100	638	80	200	260	190	215	192	160	76	12	8,7	12	2,5	36	29
ГГВ-150	725	80	245	290	200	245	210	185	103	12	11	12	3	36	38
ГГВ-200	755	120	230	280	220	290	270	218	110	14	12,2	12	3,3	36	45
ГГВ-350	930	80	380	348	306	370	330	289	128	14	16,3	12	4,75	36	65
ГГВ-500	1135	120	445	420	325	405	386	346	154	14	20	12	5,8	36	93
ГГВ-750	1270	120	550	435	360	488	460	422	179	14	17,3	24	7	36	89,6

Таблица 9.14

Техническая характеристика унифицированных горелок с принудительной подачей воздуха типа ГДУВ (коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме — 1,04, коэффициенте рабочего регулирования — 4)

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность, МВт	Номинальный расход газа, м³/ч	Номинальное давление перед горелкой, кПа		Абсолютная длина факела при номинальном режиме, мм
			газа	воздуха	
ГДУВ-0,16-В1	0,186	18,8	3,9	3	400
ГДУВ-0,16-В2	0,186	18,8	3,9	2,5	600
ГДУВ-0,16-В3	0,186	18,8	2,5	1,3	800
ГДУВ-0,25-В1	0,290	29,4	3,9	3	500
ГДУВ-0,25-В2	0,290	29,4	3,9	2,5	600
ГДУВ-0,25-П3	0,290	29,4	2,5	1,3	900
ГДУВ-0,4-В1	0,470	47	3,9	3	600
ГДУВ-0,4-В2	0,470	47	3,9	2,5	800
ГДУВ-0,4-П3	0,470	47	2,5	1,3	1050
ГДУВ-0,63-В1	0,730	86	3,9	3	700
ГДУВ-0,63-В2	0,730	86	3,9	2,5	900
ГДУВ-0,63-П3	0,730	86	2,5	1,3	1200
ГДУВ-1,0-В1	1,160	118	3,9	3	780
ГДУВ-1,0-В2	1,160	118	3,9	2,5	1000
ГДУВ-1,0-П3	1,160	118	2,5	1,3	1100
ГДУВ-1,6-В1	1,860	188	3,9	3	900
ГДУВ-1,6-В2	1,860	188	3,9	2,5	1100
ГДУВ-1,6-П3	1,860	188	2,5	1,3	2000
ГДУВ-2,5-В1	2,910	294	3,9	3	1000
ГДУВ-2,5-В2	2,910	294	3,9	2,5	1100
ГДУВ-2,5-П3	2,910	294	2,5	1,3	2300
ГДУВ-4,0-В1	4,650	471	3,9	3	1100
ГДУВ-4,0-В2	4,650	471	3,9	2,5	1200
ГДУВ-4,0-П3	4,650	471	2,5	1,3	2400

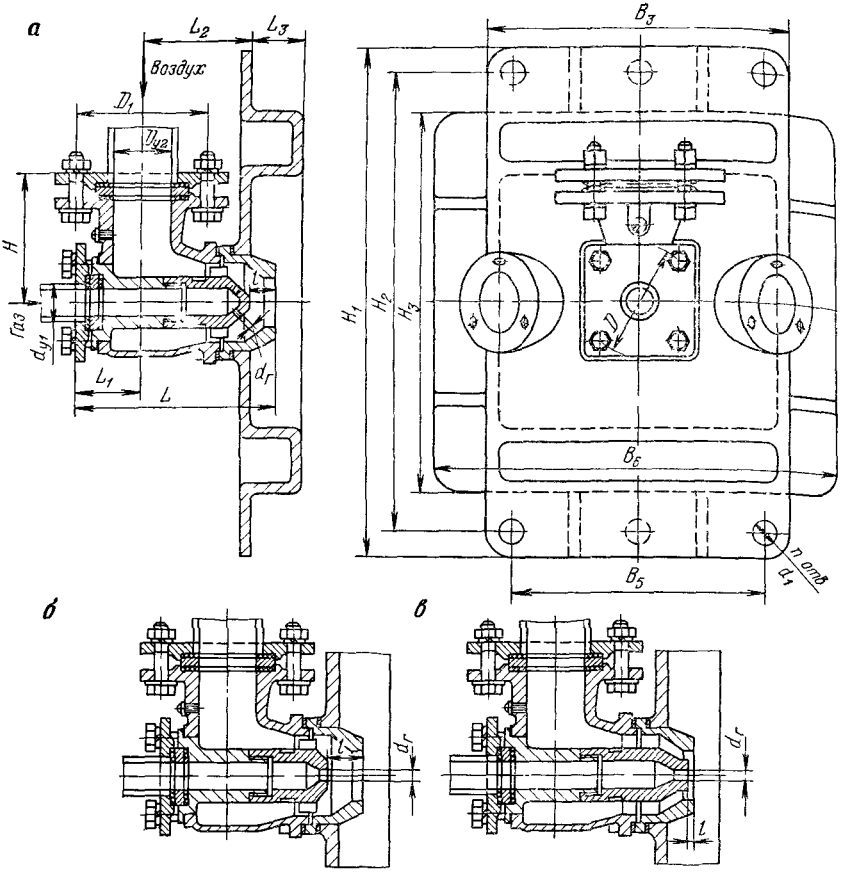


Рис. 9.15. Унифицированная горелка типа ГДУВ:
а — исполнение В1; *б* — исполнение В2, *в* — исполнение ПЗ

Горелка унифицированная типа ГДУВ с принудительной подачей воздуха предназначена для сжигания газа с низшей теплотой сгорания от 16,8 до 35,7 МДж, она имеет три исполнения для получения факела трех разных длин: короткого, среднего и длинного (рис. 9.15, табл. 9.14, 9.15). Горелка может применяться также для газов, имеющих теплоту сгорания около 92,4 МДж (сжиженные углеводородные газы). Однако в этом случае для сохранения тепловой мощности горелки потребуется примерно на 11 % повысить давление воздуха перед горелкой, так как расход необходимого для сжигания воздуха у сжиженного углеводородного газа выше, чем у природного. Горелка унифицированная типа ГДУВ предназначена для применения на промышленных (нагревательных, термических, сушильных и др.) печах, работающих на газах с теплотой сгорания в пределах 16,8—35,7 МДж.

Струйная горелка без предварительного смешения — универсальная, получила широкое распространение при выполнении стеклодувных работ (рис. 9.16, табл. 9.16, 9.17). При подаче газа по центральной трубке, а воздуха по периферийной получается длинное мягкое пламя, при подаче же воздуха по центральной трубке, а газа по периферийной пламя жесткое острое. Устанавливая в центральную трубку стеклянные капилляры разной длины и площади, получившие название «одуванчик», можно получить жесткие факелы различной структуры.

Таблица 9.15

Основные конструктивные размеры (в мм) унифицированных горелок с принудительной подачей воздуха типа ГДУВ

Шифр горелки	$d_г$		l	$D_{у1}$	$D_{у2}$	L	L_1	L_2	L_3	H	H_1	H_2	H_3	D	D_1	B_3	B_5	B_6	d_1	n	Масса, кг
	$B1$	$B2$, $П3$																			
ГДУВ-0,16-В1	4,5	5	24																		
ГДУВ-0,16-В2	9,5	1	31,5	25	50	180,5	61	99,5	43	105	410	370	310	92	110	252	210	340	20	4	24,2
ГДУВ-0,16-П3	10,6	1	6																		
ГДУВ-0,25-В1	5,7	5	30																		
ГДУВ-0,25-В2	11,9	1	39,25	32	65	217	70	117	43	117	410	370	310	106	130	252	210	340	20	4	26
ГДУВ-0,25-П3	13,2	1	7,5																		
ГДУВ-0,4-В1	7,1	5	38																		
ГДУВ-0,4-В2	15	1	50	40	80	241,5	77	131,5	43	129	410	370	310	120	150	252	210	340	20	4	36
ГДУВ-0,4-П3																					
ГДУВ-0,63-В1	8,9	5	48																		
ГДУВ-0,63-В2	18,75	1	63	65	100	300	90	152	41	146	580	520	460	144	170	372	310	460	26	4	57
ГДУВ-0,63-П3	21	1	19																		
ГДУВ-1,0-В1	11,3	5	60																		
ГДУВ-1,0-В2	23,75	1	78,5	80	125	338	108,5	169,5	41	176	580	520	460	200	200	372	310	450	26	4	74,4
ГДУВ-1,0-П3	26,5	1	15																		
ГДУВ-1,6-В1	14,25	5	75																		
ГДУВ-1,6-В2	30	1	100	100	150	398	121	178	40	259	650	600	540	235	225	488	430	560	26	6	106
ГДУВ-1,6-П3	33,5	1	19																		
ГДУВ-2,5-В1	17,75	5	96																		
ГДУВ-2,5-В2	37,5	1	126	125	200	490	146	249	50	261	650	600	540	300	280	488	430	560	26	6	114,8
ГДУВ-2,5-П3	41,5	1	24																		
ГДУВ-4,0-В1	22,5	5	120																		
ГДУВ-4,0-В2	47,5	1	160	175	250	620	179	325	50	295	760	700	620	354	335	604	530	680	30	6	159
ГДУВ-4,0-П3	53	1	30																		

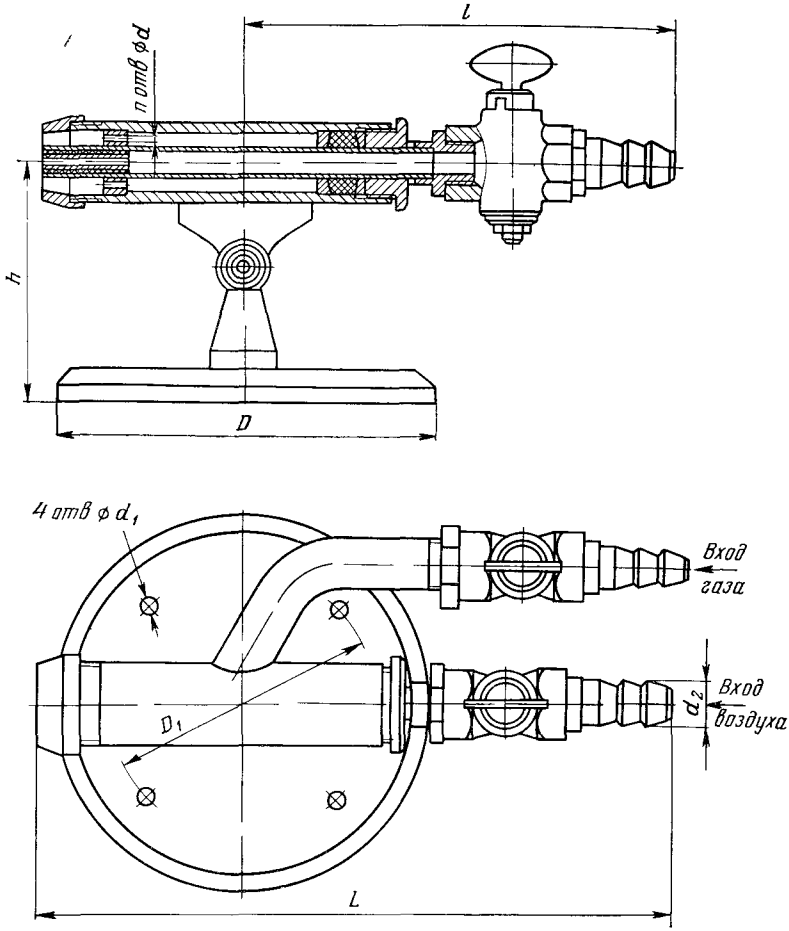


Рис. 9.16. Горелка универсальная стеклодувная

Таблица 9.16

Техническая характеристика горелок универсальных стеклодувных (коэффициент избытка воздуха при номинальном давлении — 1,15, коэффициент рабочего регулирования — 4)

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность, кВт	Низшая теплота сгорания газа, МДж	Номинальный расход газа, м³/ч	Номинальное давление, кПа	
				газа	воздуха
3182-00	14,6	35,7	1,47	1,3	20
		92,4	0,57	2,5	20
3183-00	7	35,7	0,706	1,3	20
		92,4	0,273	2,5	20

Таблица 9.17

Размеры (в мм) горелок универсальных стеклодувных

Шифр горелки	L	l	h	D	D_1	d_1	d_2	На природном газе		На сжиженном газе		Масса, кг
								n	d	n	d	
3182-00	285	125	108	170	120	20	25	3	1,5	2	1	4,2
3183-00	176	77	64	80	60	12	12,5	4	2	3	1,3	1,1

Изготовление индивидуальное по чертежам разработчика.

Горелка с принудительной подачей воздуха среднего давления предназначена для сжигания природного газа в коксогазовых вагранках производительностью от 1,5 до 15 т/ч, переводимых с твердого топлива на газ (рис. 9.17, табл. 9.18, 9 19). Хорошее смешение газа с воздухом достигается в горелке делением газового потока на несколько струй и направлением струй под углами к потоку воздуха смесителем соответствующей длины. Для удобства монтажа и эксплуатации

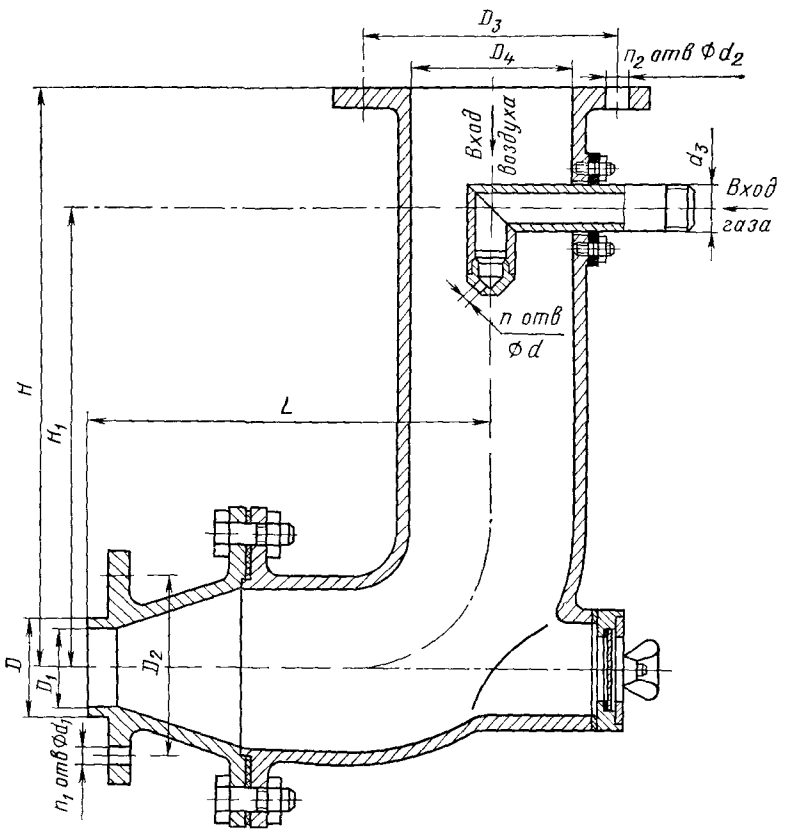


Рис. 9.17. Горелка с принудительной подачей воздуха среднего давления для газового оборудования коксогазовых вагранок

Таблица 9.18

Техническая характеристика горелок с принудительной подачей воздуха среднего давления для газооборудования коксогазовых вагранок (коэффициент избытка воздуха — 1,1, коэффициент рабочего регулирования — 4)

Шифр горелки	Производительность вагранки, т/ч	Номинальная тепловая мощность, МВт	Номинальный расход газа, м³/ч	Номинальное давление, кПа	
				газа	воздуха
2938-01-00	1,5	0,148	15	30	6
3127-00	3	0,296	30	30	6
2924-01-00	5	0,494	50	30	10
2902-01-00	15	1,480	150	30	10

Таблица 9.19

Основные размеры (в мм) горелок с принудительной подачей воздуха среднего давления для газооборудования коксогазовых вагранок

Шифр горелки	L	L_1	H	H_1	D	D_1	D_2	D_3	D_4	d	d_1	d_2	d_3*	n	n_1	n_2	Масса, кг
2938-01-00	205	80	312	250	55	35	50	100	110	2	14	14	1/2	6	4	4	6,5
3127-00	235	130	460	360	68	50	90	110	150	3,2	14	18	1	6	4	4	17
2924-01-00	302	150	580	480	80	60	120	136	200	3,3	18	18	1	8	8	8	26
2902-01-00	580	250	800	700	130	100	200	200	280	4,3	18	18	1 1/2	16	8	8	64

* Резьба трубная дана в дюймах (ГОСТ 6357—81)

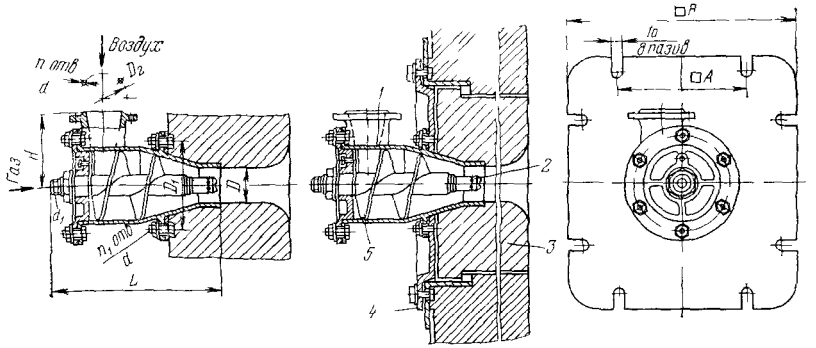


Рис. 9.18. **Плоскопламенная горелка типа ГПП:**
1 — корпус; *2* — сопло; — тоннель керамический; *4* — плита фронтовая; *5* — винт направляющий

горелка угловая. Ее устанавливают в сочетании с керамическими тоннелями. Для наблюдения за процессом горения в горелке предусмотрен глазок, изготовленный из жаростойкого стекла.

Изготовление индивидуальное по чертежам разработчика.

Плоскопламенная горелка с принудительной подачей воздуха типа ГПП предназначена для сжигания природного газа в боковых стенах, арочных и подвесных сводах промышленных печей как для прямого нагрева, так и для нагрева через стенки муфелей и ванн с получением плоского пламени на внутренней поверхности кладки рабочего пространства печи (рис. 9 18, табл. 9.20, 9 21). Конструкция горелок предусматривает струйную подачу газа через сопло в поток воздуха. Винтовое движение воздуха обеспечивает хорошее смешение газа с воздухом и крутку смеси, которая под действием центробежной силы веером растекается от кратера горелочного камня и сгорает в плоском разомкнутом факеле на поверхности рабочей камеры Изделия нагреваются излучением, без направленных потоков, которые могут вызвать местные перегревы садки.

Горелка состоит из корпуса, крышки, винта, придающего потоку воздуха вращательное движение и имеющего переменный шаг для создания большей скорости воздуха в носике горелки, и газового сопла с радиально расположенными отверстиями для выхода газа Резьба на сопле позволяет регулировать положе-

Таблица 9.20

Техническая характеристика плоскопламенных горелок с принудительной подачей воздуха типа ГПП

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность, МВт	Номинальный расход газа, м³/ч	Номинальное давление, кПа		Коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме	Коэффициент рабочего регулирования
			газа	воздуха		
ГППН-3	0,198	20	3	3	1,05	4
ГППС-3	0,247	25	18	3,25	1,02	8,3 *
ГППВ-3	0,198	20	70	3	1,05	4
ГППН-4	0,561	57	5,35	5,9	1,01	2,8
ГППС-4	0,543	55	15	4	1,01	18,3 *
ГППВ-4	0,543	55	100	5,7	1,01	3,7
ГППН-5	0,790	80	2,5	3,25	1,02	2,7
ГППС-5	0,985	100	20	6,8	1,01	14,3 *
ГППВ-5	0,790	80	57	3,4	1,02	2,7

* Коэффициент предельного регулирования

Таблица 9.21

Конструктивные размеры (в мм) плоскопламенных горелок с принудительной подачей воздуха типа ГПП

Шифр горелки	A	B	D	D_1	D_2	d	H	L	d_1 *	n	n_1	Масса, кг	
												без плиты	с плитой
ГППН-3	200	460	50	240	130	14	175	475	3/4	4	4	31,2	65,2
ГППС-3	200	460	50	240	130	14	175	457	3/4	4	4	31,2	65,2
ГППВ-3	200	460	50	240	130	14	175	457	3/4	4	4	31,2	65,2
ГППН-4	200	460	75	260	170	18	220	517	1 1/4	4	4	61,5	95,4
ГППС-4	200	460	75	260	170	18	220	517	1 1/4	4	4	61,5	95,4
ГППВ-4	200	460	75	260	170	18	220	517	1 1/4	4	4	61,5	95,4
ГППН-5	240	620	105	350	200	18	240	623	2	8	6	112,4	150,1
ГППС-5	240	620	105	350	200	18	240	623	2	8	6	112,4	150,1
ГППВ-5	240	620	105	350	200	18	240	623	2	8	6	112,4	150,1

* Резьба трубная дана в дюймах (ГОСТ 6357—81)

Таблица 9.22

Техническая характеристика и размеры (в мм) радиационной горелки типа ГР (номинальное давление газа — 5 кПа, воздуха — 3 кПа, коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме — 1,05, коэффициент рабочего регулирования — 4)

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность, кВт	Номинальный расход газа, м³/ч	B	D	D_1	d	d_1	H	H_1	L	L_1	L_2	l	l_1	n	n_1	n_2	D_2	Масса, кг
ГР60-ВН	70	7,1	3, 5, 7	110	65	14	12	3—6	340	440	150	225	380	110	4	4	4	39	39,4
ГР85-ВН	99	10	3, 5, 7	130	65	14	12	3—8	375	440	160	255	380	110	4	4	4	46	44,7
ГР125-ВН	145	14,7	3, 5	130	75	14	12	4,5—11	440	440	190	270	380	150	4	4	6	54	55
ГР175-ВН	203	20,6	3, 5	150	90	18	14	4—15,5	495	440	210	305	380	150	4	4	6	63	66,6
ГР250-ВН	290	29,4	3, 5	170	100	18	14	6—21	540	550	240	345	490	200	4	4	6	79	88,6
ГР350-ВН	407	41,2	3, 5	200	110	18	14	6—22	575	580	290	395	520	240	8	4	8	93	110
ГР500-ВН	580	58,8	3, 5, 7	225	130	18	14	8—25	660	600	330	490	540	250	8	4	8	108	125
ГР750-ВН	870	88,2	3, 5, 7	280	150	18	18	12—36	745	620	328	564	560	250	8	4	8	110	153
ГР1050-ВН	1220	123,5	3, 5, 7	280	170	18	18	11—32	880	620	330	515	560	250	8	4	12	155	207
ГР1500-ВН	1740	176,5	5, 7	395	200	23	18	10—45	980	750	350	675	690	250	12	8	12	195	276

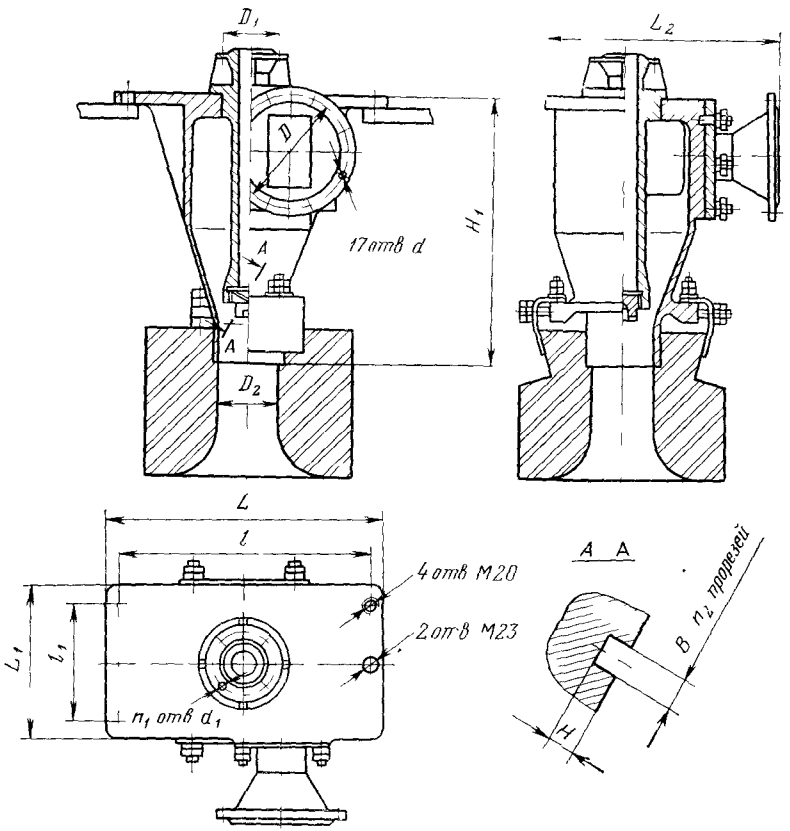


Рис. 9.19. Горелка радиационная типа ГР

ние его в носике горелки так, чтобы пламя было устойчивым и прижатым к поверхности горелочного камня на выходе из него (и к поверхности стены печи вокруг камня).

Горелка радиационная типа ГР предназначена для установки в подвесных сводах методических печей (рис 9.19, табл 9.22). Горелки могут работать с использованием как холодного, так и подогретого воздуха с температурой до 400 °С Устройство горелки предусматривает образование плоского пламени благодаря смешению закрученных потоков газа и воздуха и применению горелочного камня специальной формы Закручивание воздуха происходит вследствие тангенциальной подачи его в корпус горелки, а закручивание газа — выдачей его через сопло с косыми прорезями

Высокотемпературная горелка с принудительной подачей воздуха с излучающей чашей типа ГВИЧ устанавливается в боковых стенах, арочных и подвесных сводах промышленных печей, а также в установках местного обогрева (рис 9 20, табл. 9 23, 9 24) Горелка состоит из двух основных частей вихревого смесителя и огнеупорного блока с чашеобразным углублением. Конструкция горелок предусматривает центральную или периферийную струйную подачу газа в поток воздуха с круткой обоих потоков в одну сторону, обеспечивает хорошее смешение газа с воздухом и полное сжигание горючей смеси на огнеупорной поверхности излучающей чаши.

Горелка с переменным избытком воздуха с принудительной подачей воздуха типа ПИВ предназначена для сжигания природного и сжиженного углеводород-

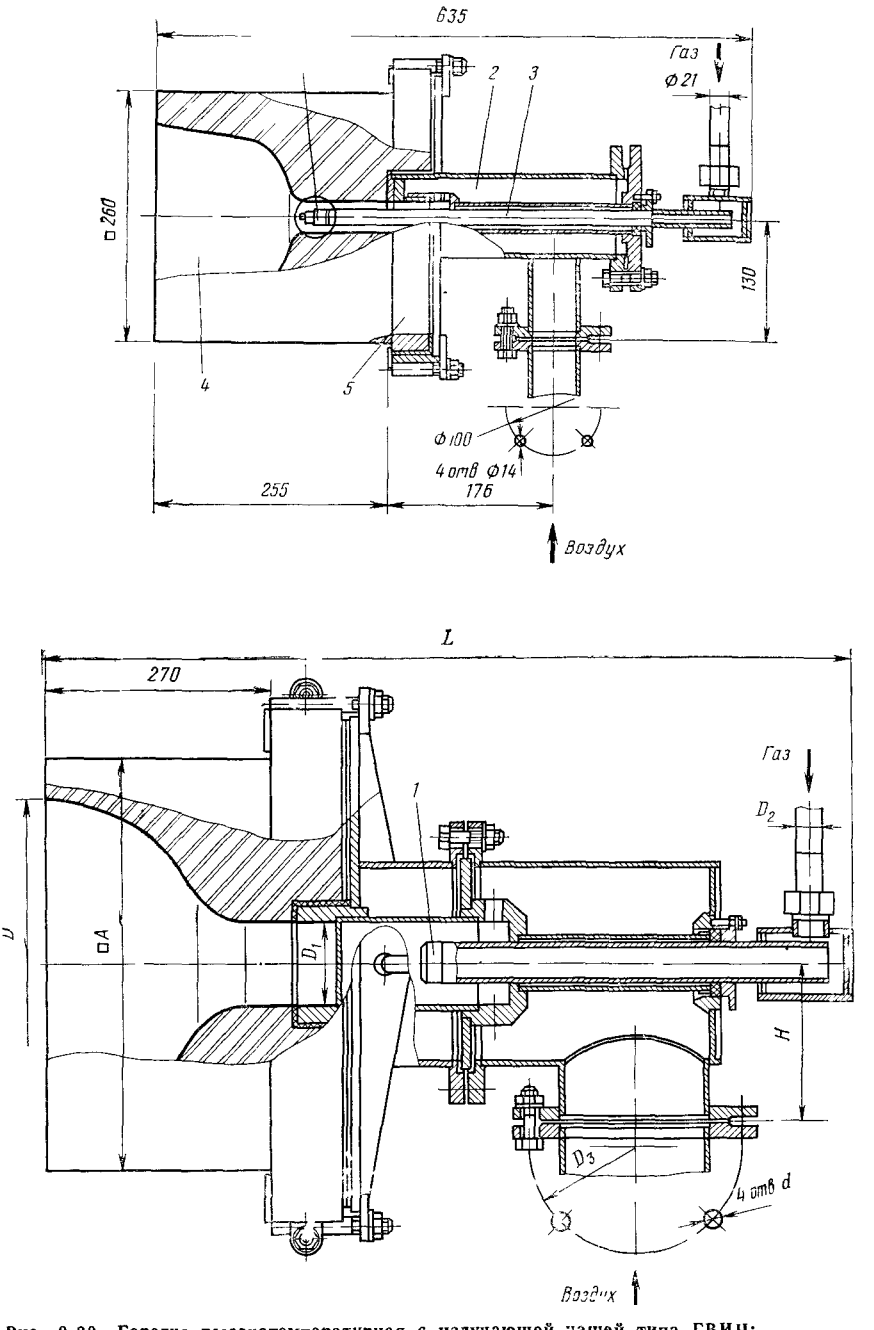


Рис. 9.20. Горелка высокотемпературная с излучающей чашей типа ГВИЧ:
1 — сопло, *2* — корпус воздушный; *3* — труба газовая; *4* — излучающая чаша; *5* — плита фронтовая

Таблица 9.23

Техническая характеристика высокотемпературных горелок с принудительной подачей воздуха типа ГВИЧ

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность МВт	Номинальный расход газа м³/ч	Номинальное давление кПа		Коэффициент избытка воздуха	Коэффициент рабочего регулирования
			газа	воздуха		
ГВИЧ 3А 01	0 096	9,8	1,55	4,65	1 03	4 8
ГВИЧ 3А 03	0 096	9 8	4,9	4,60	1 03	4 8
ГВИЧ 3А 05	0 096	9 8	15 5	4,45	1,03	4 8
ГВИЧ-3А 07	0 096	9 8	40 8	4 30	1 03	2 4
ГВИЧ-4А	0 115	11 7	3 6	2	1 05	1,7
ГВИЧ-4А 02	0 114	11 5	12 4	2,20	1 04	1 7
ГВИЧ-4А 04	0 116	12 8	18 6	2,20	1 03	1 7
ГВИЧ-6	0 442	45	3 2	3,75	1 04	4 7
ГВИЧ 6 01	0 436	44 2	6 6	3,50	1 03	4 7
ГВИЧ 6 02	0 436	44,2	21	3 40	1 03	4 3
ГВИЧ 6 03	0,436	44 2	66	3 10	1,02	5

Таблица 9 24

Основные размеры (в мм) высокотемпературных горелок с излучающей чашей с принудительной подачей воздуха типа ГВИЧ

Шифр горелки	D	D_1	D_2	D_3	d	H	L	A	Масса кг
ГВИЧ-3А 01, -03, -05, 07	—	—	21	100	—	130	635	—	58
ГВИЧ 4А, -02, 04	300	48	27	130	14	120	490	400	120
ГВИЧ 6 01, 02, 03	400	86	34	225	18	180	895	500	248

Таблица 9.25

Техническая характеристика горелок с переменным избытком воздуха с принудительной подачей воздуха типа ПИВ (коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме — 2—4; коэффициент рабочего регулирования — 8)

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность МВт	Номинальный расход газа м³/ч	Номинальное давление кПа	
			газа	воздуха
ПИВ60	0 07	7 06	3	4,4
ПИВ120	0,14	14,12	4 6	3,6
ПИВ450	0 54	54,5	4,5	4,15
ПИВ700	0 815	82 4	3 6	3 15

ного газов в контурах циркуляции (рецеркуляции) систем отопления низкотемпературных, нагревательных, термических печей и сушил машиностроительной и металлообрабатывающей промышленности, теплогенераторов различного технологического назначения (рис 9 21, табл 9 25, 9 26) Максимальная температура теплоносителя при использовании горелок нормального исполнения не должно превышать 600 °С Возможно применение горелок при максимальной температуре теплоносителя 600—900 °С, но при условии замены материала камеры сгорания, что следует указать при оформлении заказа горелки Устройство

Таблица 9.26

Основные размеры (в мм) горелок с переменным избытком воздуха с принудительной подачей воздуха типа ПИВ

Шифр горелки	D	D_1	D_2	D_3	d	d_1	d_2 *	H	H_1	H_2	L	L_1	L_2	L_3	n	n_1	Масса кг
ПИВ60	160	200	130	121	14	14	1/2	282	170	120	1225	198	285	555	4	6	30,5
ПИВ60А	160	200	130	121	14	14	1/2	282	170	120	1100	198	285	555	4	6	29
ПИВ120	194	245	170	146	18	14	3/4	325	190	150	1525	235	380	800	4	8	45,5
ПИВ120А	194	245	170	146	18	14	3/4	325	190	150	1415	235	380	800	4	8	44
ПИВ450	325	420	280	219	18	22	1 1/2	580	350	220	2180	350	660	1130	8	8	105
ПИВ450А	325	420	280	219	18	22	1 1/2	580	350	220	2085	350	660	1130	8	8	103
ПИВ700	362	430	305	245	18	22	2	635	400	260	2500	455	590	1330	8	12	160
ПИВ700А	362	430	305	245	18	22	2	635	400	260	2415	455	590	1330	8	12	158

* Резьба трубная дана в дюймах (ГОСТ 6357—81)

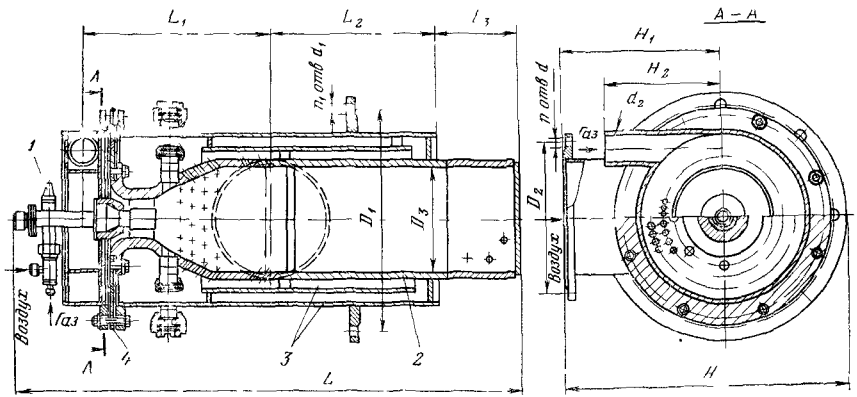


Рис. 9.21. Горелка с переменным избытком воздуха с принудительной подачей воздуха типа ПИВ.

1 — свеча зажигания; *2* — камера горения; *3* — контур охлаждения, *4* — камера предварительного смешения

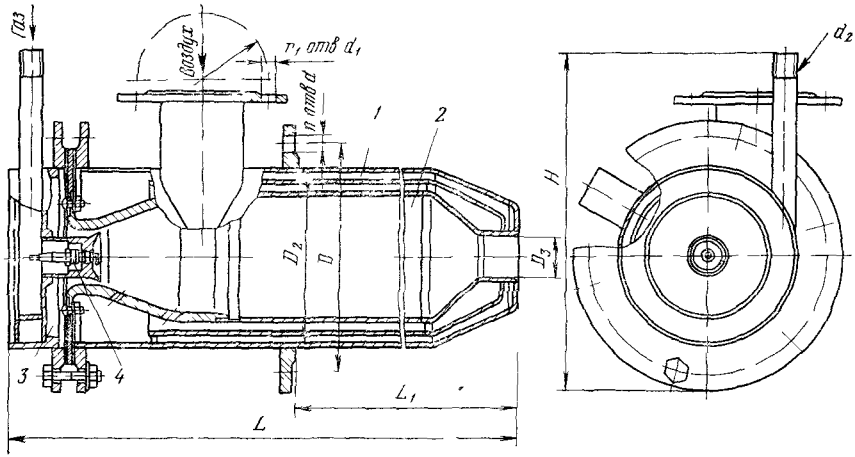


Рис. 9.22. Горелка скоростная с переменным избытком воздуха типа ПИВС:
1 — контур охлаждения; *2* — камера горения, *3* — камера предварительного смешения; *4* — свеча электрозажигания

горелки предусматривает воздушное охлаждение камеры сгорания с последующей подачей воздуха на горение. В камере предварительного смешения газ смешивается с частью воздуха, а полное смешение и сгорание его происходит в пределах камеры горения. Продукты сгорания выходят из камеры через отверстия в насадке. Розжиг горелок ПИВ производится с помощью свечи зажигания, установленной в пилотно-защитном устройстве

Скоростная горелка с переменным избытком воздуха типа ПИВС разработана для сжигания природного газа в системах отопления нагревательных и термических печей машиностроительной и металлургической промышленности (рис 9 22, 9.23, табл. 9 27, 9 28) Устройство горелки предусматривает воздушное охлаждение камеры горения с последующей подачей воздуха на горение. В камере предварительного смешения газ смешивается с частью воздуха, а полное смешение его и сгорание происходит в камере горения. Продукты сгорания выходят из камеры через калиброванное сопло. Розжиг горелки ПИВС250 производится с помощью свечи зажигания, установленной в пилотно-защитном устройстве, а горелки ПИВС60 — непосредственно свечой зажигания В обеих горелках предусмотрен контроль пламени

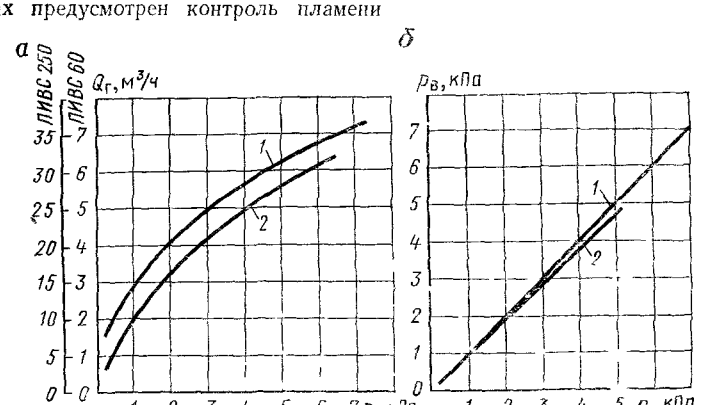


Рис. 9.23. Расходная (*а*) и регулировочная (*б*) характеристики скоростных горелок с переменным избытком воздуха типа ПИВС:
1 — ПИВС60; *2* — ПИВС250

Таблица 9.27

Техническая характеристика скоростей горелки с переменным избытком воздуха типа ПИВС (скорость продуктов сгорания — 200 м/с)

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность, кВт	Номинальный расход газа, м³/ч	Номинальное давление, кПа		Коэффициент избытка воздуха	Номинальная длина факела, мм	Коэффициент рабочего регулирования
			газа	воздуха			
ПИВС60	70	7,1	7	7	1,05—3	150	7
ПИВС250	320	32,4	5,1	4,8	1,15—3,2	300	8,1

Таблица 9.28

Основные размеры (в мм) скоростной горелки с переменным избытком воздуха типа ПИВС

Шифр горелки	D	D_1	D_2	D_3	d	d_1	d_2 *	L	L_1	H	n	n_1	Масса, кг
ПИВС60	165	95	130	30	14	12	1/2	433	225	246	6	4	18
ПИВС120	290	145	245	66	12	14	1	980	480	330	8	4	95

* Резьба трубная дана в дюймах (ГОСТ 6357—81)

Газогорелочный автоматизированный блок с пультом управления типа Л1-Н (рис. 9.24) предназначен для сжигания природного газа в отопительных водогрейных автоматизированных котлоагрегатах мощностью до 1 МВт. Устройство блока предусматривает автоматический розжиг горелки, регулирование процесса сжигания газа и обеспечивает отключение газа при погасании пламени основной и запальной горелок, отклонении давления газа и воздуха перед горелкой от допустимых значений, отклонении давления воды в котлоагрегате от допустимых

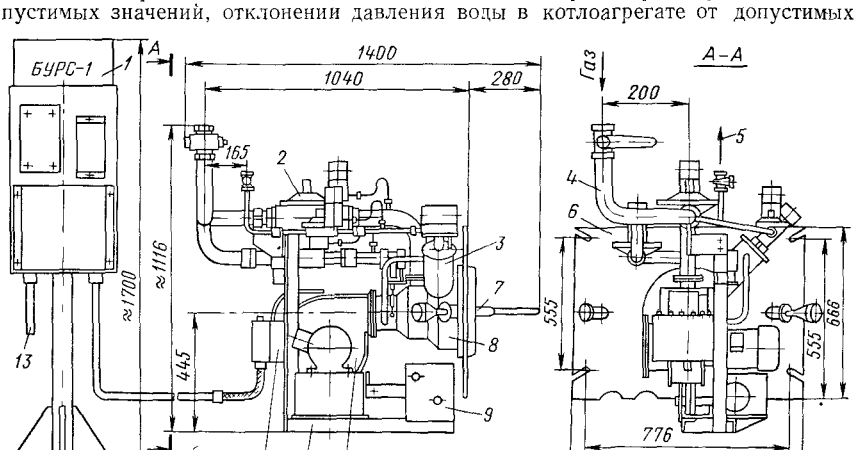


Рис. 9.24. Блок газогорелочный автоматизированный с пультом управления Л1-Н:
1 — пульт управления; *2* — приборы автоматики; *3* — горелка запальная; *4* — газопровод; *5* — в продувочную линию; *6* — плита фронтовая; *7* — контрольный электрод; *8* — горелка основная; *9* — тележка, *10* — вентилятор, *11* — рама, *12* — клеммная коробка; *13* — к приборам автоматики, установленным на котлоагрегате

значений, повышении температуры воды в котлоагрегате выше допустимой, падении разрежения в топке котлоагретага ниже допустимого.

Блок состоит из газопровода, подводящего газ к горелке, с установленными на нем кранами и приборами автоматики запальной и основной горелок, контрольного электрода, фронтовой плиты, вентилятора с воздушной заслонкой. Все это оборудование смонтировано на раме с тележкой. В состав блока входят также клеммная коробка, пульт управления и датчики контроля параметров системы АМКО, устанавливаемые на приборной панели котлоагрегата. На пульте управления находятся все элементы релейной схемы розжига, защиты котлоагрегата и управления процессом горения. Питание пульта управления и вентилятора осуществляется от трехфазной сети с заземленной нейтралью.

Техническая характеристика: номинальная тепловая мощность — 1080 кВт, номинальный расход газа — 109,4 м^3/ч, номинальное давление газа — 1,423 кПа, воздуха — 1,08 кПа, коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме — 1,04, давление в камере сгорания —10 Па, номинальная длина факела — 1000 мм, коэффициент рабочего регулирования — 4,9.

КОМБИНИРОВАННЫЕ ГАЗОГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА

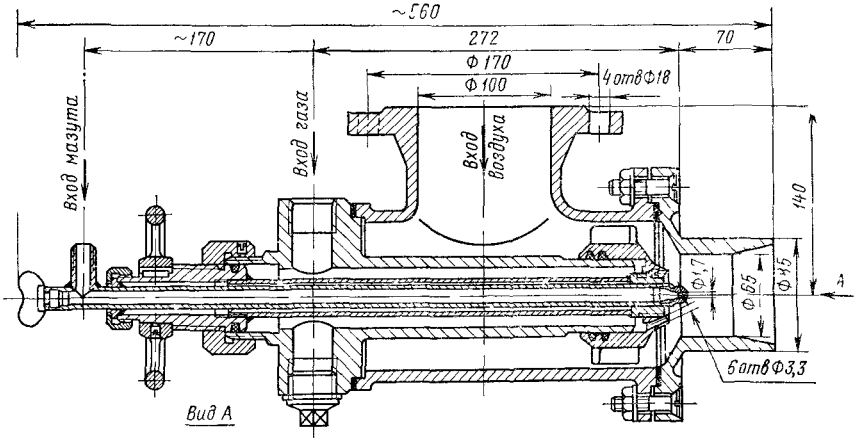
Для устранения сезонной неравномерности потребления газа в крупных городах и промышленных центрах избыток газа летом передают так называемым «буферным» потребителям, которые в зимний период переходят на другой вид топлива. Такими потребителями обычно являются электрические станции и крупные промышленные предприятия, летом работающие полностью на газе, а зимой полностью или частично (в зависимости от газопотребления) на других видах топлива (на мазуте или угольной пыли). Для быстрого перехода с одного вида топлива на другой, а иногда для совместного сжигания двух различных видов топлива тепловые агрегаты оборудуются комбинированными газогорелочными устройствами — газомазутными или пылегазовыми. В практике также имеют место технологические процессы, не допускающие даже кратковременного прекращения подачи топлива ввиду возможной порчи ценной продукции или возможного выхода из строя газоиспользующего оборудования. В таких случаях также необходима установка газогорелочных устройств, позволяющих немедленно переходить с одного вида топлива на другой.

Для установки в промышленных печах различного назначения разработана комбинированная газомазутная горелка (рис. 9.25). Горелка литая, состоит из корпуса, основания, наконечника, газовой и мазутной труб. Особенностью этих горелок является переменное выходное сечение для воздуха, что позволяет регулировать подачу воздуха, сохраняя давление, необходимое для качественного распыления мазута. Изменяется выходное сечение воздуха перемещением насадки вдоль оси горелки, т. е. вращением специального штурвала, связанного с газовой трубой. При работе горелки на газообразном топливе последнее поступает в газовую трубу, откуда через отверстия в насадке подается в поток воздуха, идущего от вентилятора, и перемешивается затем с воздухом в насадке. При работе на жидком топливе мазут подается в мазутную трубу, откуда попадает в форсунку, на выходе из которой струя мазута распыляется под действием воздуха и перемешивается с ним. Горелка может работать на газе или мазуте, а также совместно на обоих видах топлива. При работе на мазуте горелки имеют примерно такую же тепловую мощность, что и при работе на газовом топливе.

Техническая характеристика газомазутной горелки 3217-00 при работе на природном газе. номинальная тепловая мощность — 0,3842 МВт, номинальный расход газа — 39 м^3/ч, номинальное давление газа — 50 кПа, пределы регулирования по газу — 11,8—39 м^3/ч, номинальный расход воздуха — 400 м^3/ч, номинальное давление воздуха — 2,5 кПа, длина факела — 300 мм. Техническая характеристика при работе на мазуте с теплотой сгорания 39,9 МДж: номинальная тепловая мощность — 0,383 МВт, номинальный расход мазута — 35 кг/ч, номинальный расход воздуха — 20 м^3/ч, номинальное давление воздуха — — 4 кПа. Масса — 24,6 кг.

Изготовление индивидуальное по чертежам разработчика.

Газомазутная горелка акустическая ГКА-100 (рис. 9.26) предназначена для установки в промышленных печах различного назначения. Указанная конструк-



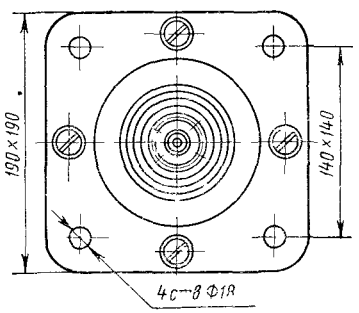


Рис. 9.25. Газомазутная горелка для нагревательных печей

ция горелки обеспечивает устойчивое и качественное сжигание как газового, так и жидкого топлива, позволяет оперативно переводить работу теплоиспользующих агрегатов с одного вида топлива на другой При работе горелки на жидком топливе благодаря использованию энергии акустических колебаний, накладываемых на корневую часть пламени, создается мелкозернистый факел распыла. Горелка имеет акустический насадок, выполненный в виде излучателя звуковых колебаний, и состоит из корпуса *1*, сопла *2*, выходных отверстий *3*, полого стержня *4* с отверстиями *5*, резонатора *6* с многозаходным червяком, сальника *7*, уплотнительного кольца *8* и контргаек *9*, корпуса горелки *10*, завихрителя *11*, трубок *12* и *13*, воздушного патрубка *14*, штуцера подачи жидкого топлива *15*, уплотнительного узла *16*. Данная конструкция имеет посадочную поверхность корпуса акустического насадка *1* стенки с отверстиями *3*, расположенными на корпусе сопла *2*. В этом случае истечение топлива осуществляется через выходные отверстия *3* Такая конструкция обеспечивает ее жесткость и соосность элементов акустического насадка.

Техническая характеристика газомазутной горелки акустической ГКА-100

	Газ	Мазут
Номинальная тепловая мощность, МВт	1	1,3
Номинальный расход, м³/ч	101,2	132
Номинальное давление топлива, кПа	24,5	43
Номинальное давление первичного воздуха кПа	1 2	1,5
Номинальное давление распыливающего воздуха, кПа	—	196
Коэффициент рабочего регулирования	5,3	5
Коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме	1,01	1,03
Номинальная относительная длина факела, калибры	9	14,8
Частота звукового колебания, кГц	11	11
Уровень шума в номинальном режиме, дБ	82	82

Газомазутная горелка с регулируемым факелом типа ГМР предназначена для использования в системах отопления промышленных печей, в которых требуется регулирование параметров факела (рис. 9 27, табл. 9 29, 9.30) Устройство горелки предусматривает центральную подачу газа в поток вентиляторного воздуха Регулировка параметров факела (длина, угол раскрытия, зона макси-

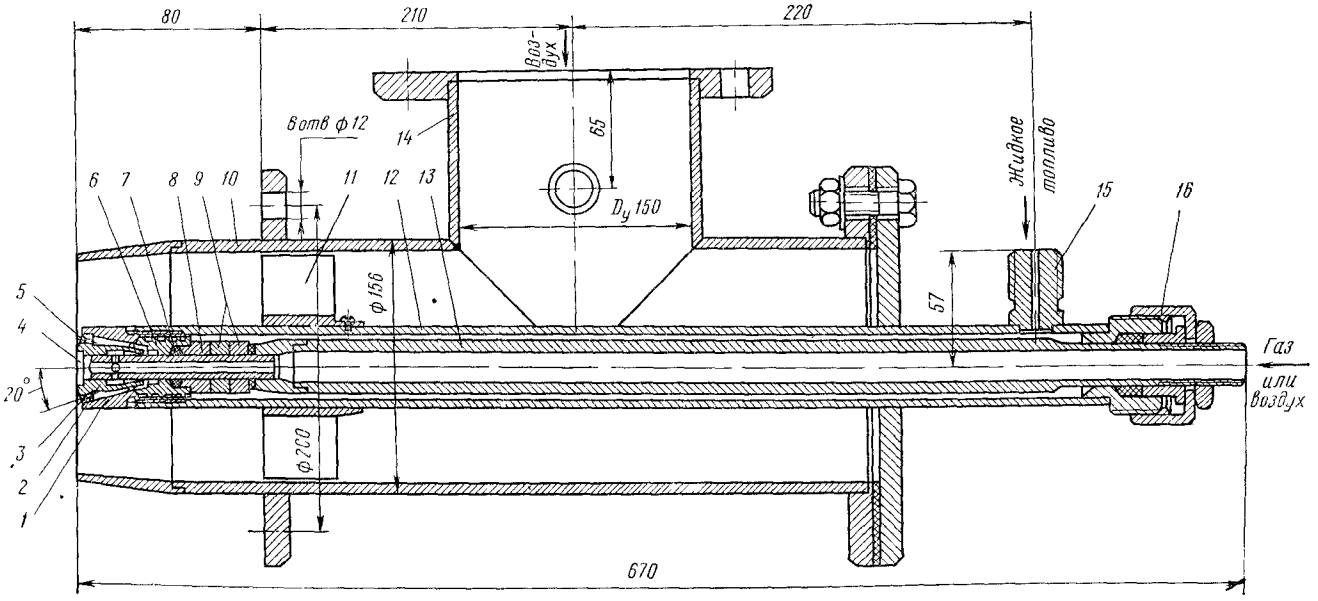


Рис. 9.26. Газомазутная горелка акустическая ГКА-100

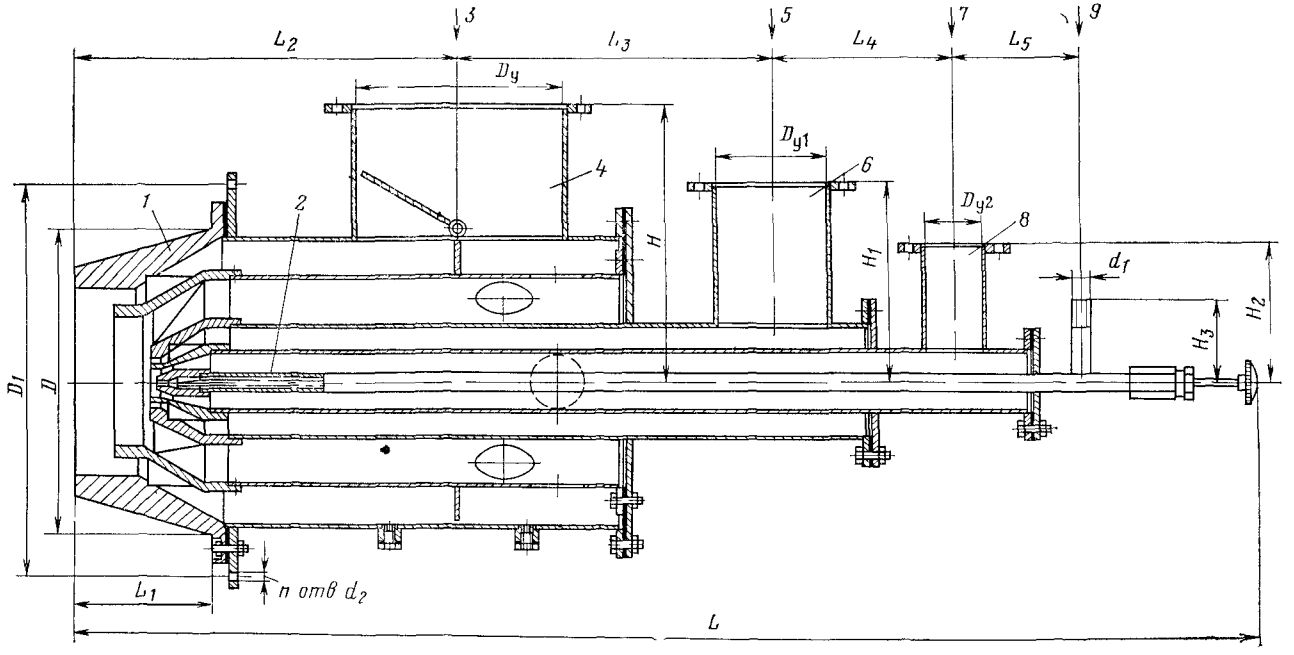


Рис. 9.27. Газомазутная горелка с регулируемым факелом типа ГМР

1 — носик, *2* — форсунка *3* — воздух от вентилятора, *4* — воздушный корпус I, *5* — газ, *6* — газовая камера, *7* — воздух от компрессора, *8* — воздушный корпус II, *9* — мазут

Таблица 9.29

Техническая характеристика газомазутных горелок с регулируемым факелом типа ГМР (номинальное давление газа — 5 кПа, воздуха — 5 кПа, коэффициент избытка воздуха — 1,05)

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность кВт	Номинальный расход газа м³/ч	Коэффициент рабочего регулирования	Диапазон изменения длины факела на газе мм
ГМР-50-1, 2	507	51,3	4	480—1090
ГМР-100 1, 2	1 050	106,2	6	780—1740
ГМР-150-1, 2	1 529	154,7	5	1500—3400
ГМР-300	3 000	304,7	5	—
ГМР-500	5 000	508,2	5	—
ГМР-700	7 000	710,6	5	—
ГМР-1000	95 000	964,7	5	2250—4500

мальной температуры) проходит за счет перераспределения вентиляторного воздуха между прямоточным трактом и трактом с лопаточным завихрителем Подача мазута осуществляется через центральную форсунку в поток компрессорного воздуха давлением 0,3 МПа

Газомазутная горелка типа ГМГм предназначена для сжигания газа и мазута в топках котлов малой мощности в диапазоне регулирования 20—100 % при использовании мазута в качестве резервного топлива (рис 9 28, табл 9 31, 9 32). Газомазутная горелка типа ГМГм состоит из газовоздушной части *2*, паромеханической форсунки *1*, лопаточного завихрителя вторичного воздуха *3*, лопаточного завихрителя первичного воздуха *4*, монтажной плиты *5*, заглушки *6* для закрывания форсуночного клапана при снятии форсунки и т д В состав газовоздушной части входит двухзонное воздухонаправляющее устройство с зонами первичного и вторичного воздуха и газораспределительная часть Зона первичного воздуха состоит из подводящей части и лопаточного завихрителя тангенциально-аксиального типа с прямыми лопатками, установленными под углом 60°, и служит для подвода части воздуха (в виде закрученного потока) к корню факела Зона вторичного (основного) воздуха представляет собой колено трубопровода с углом 90°, в концевой части которого находится лопаточный завихритель вторичного воздуха с прямыми лопатками, установленными под углом 45° Между первичной и вторичной воздушными зонами расположена газораспределительная часть, основными рабочими элементами которой являются газовые насадки, предназначенные для распределения газа в первичном и вторичном воздушном потоках Лопаточные завихрители первичного и вторичного воздуха выполняются правого и левого направления вращения (закрутки) воздуха У горелки закрутка первичного и вторичного воздуха односторонняя

Газомазутная горелка с регулируемым факелом типа РТС-5/РТС-Л предназначена для сжигания газа или мазута в энергетических и промышленных котлоагрегатах (рис 9 29) Устройство горелки предусматривает струйную подачу газа под углом 45° в закрученный поток воздуха Воздушный поток делится на два потока, проходящих по периферийному и центральному каналам, оборудованным завихрителями В центральной трубе устанавливается мазутная форсунка и запально защитное устройство Аэродинамика топки и теплообменные характеристики факела регулируются изменением интенсивности и направления крутки воздушных потоков Регулировка дистанционная и ручная

Техническая характеристика номинальная тепловая мощность — 2400 кВт, номинальный расход газа — 2435 м³/ч, номинальное давление газа — 4,5 кПа, воздуха — 0,6 кПа, коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме — 1,03, давление в камере сгорания — 160 Па, номинальная длина факела — 7800 мм, диапазон регулирования длины факела — 2500—7800 мм, коэффициент рабочего регулирования — 6

Таблица 9.30

Основные размеры (в мм) газомазутных горелок с регулируемым факелом типа ГМР

Шифр горелки	D	D_1	$D_у$	$D_{у1}$	$D_{у2}$	d*	d_1*	d_2	L	L_1	L_2	L_3	L_4	L_5	H	H_1	H_2	H_3	n	Масса, кг
ГМР-50-1	170	300	125	40	—	3/4	3/8	18	765	55	200	205	150	85	185	185	75	55	4	50
ГМР-50-2	170	300	125	40	—	3/4	3/8	18	1000	287	432	205	150	85	185	185	75	55	4	60
ГМР-100-1	220	370	150	50	—	3/4	3/8	26	850	60	245	235	150	85	200	200	75	55	4	80
ГМР-100-2	220	370	150	50	—	3/4	1/2	26	1080	292	416	235	150	85	200	200	75	55	4	105
ГМР-150-1	273	425	200	65	—	1	1/2	26	920	65	280	250	160	90	250	250	100	80	4	115
ГМР-150-2	273	425	200	65	—	1	1/2	26	1150	292	507	250	160	90	250	250	100	80	4	139
ГМР-300	360	490	250	150	100	—	1/2	18	1545	200	450	380	260	180	350	250	150	120	6	178
ГМР-500	435	560	350	175	100	—	1/2	18	1675	200	500	380	260	180	400	300	200	120	6	226
ГМР-700	505	640	350	175	100	—	1/2	18	1715	200	540	450	255	160	400	350	200	120	6	283
ГМР-1000	530	680	350	150	80	—	1/2	27	1600	175	550	450	255	160	450	350	200	150	20	385

* Резьба трубная дана в дюймах (ГОСТ 6357—81)

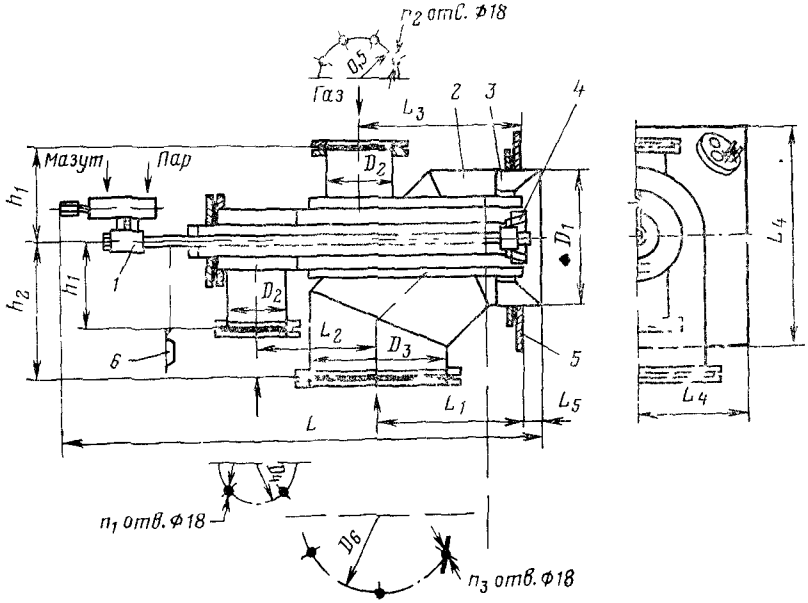
Таблица 9.31

Технические характеристики газомазутных горелок типа ГМГм

Параметры	ГМГм-1,5	ГМГм-2	ГМГм-4	ГМГм-5
Номинальная тепловая мощность, МВт	1,57	2,33	4,85	5,82
Номинальный расход газа, м³/ч	184,7	285,3	470,6	588,24
Диапазон регулирования от номинальной тепловой мощности, %	25—100	20—100	20—100	20—100
Сопротивление горелки по первичному воздуху, кПа	0,9	1,2	1,2	1,2
Номинальное давление газа, кПа	3,8	3,6	3,8	3,8
Номинальное давление мазута, МПа	1,25	2	2	2
Номинальное давление первичного воздуха, кПа	1,25	1,1	1,2	1,2
Длина факела при номинальном режиме, м	1,1—1,3	1,4—1,6	1,5—2	1,5—2
Угол раскрытия факела, градус	65—75	65—75	65—75	65—75
Давление пара на распыливание, МПа	0,1—0,15	0,1—0,2	0,1—0,2	0,1—0,2
Коэффициент избытка воздуха при сжигании мазута при номинальном режиме	1,15	1,15	1,15	1,15
Коэффициент избытка воздуха при сжигании газа при номинальном режиме	1,05	1,05	1,05	1,05
Номинальное давление вторичного воздуха, кПа	0,75	0,9	0,8	0,75

Таблица 9.32
Основные габаритные и установочные размеры (в мм) газомазутных горелок типа ГМГм

Шифр горелки	D_1	D_2	D_3	D_4	D_5	D_6	L	L_1	L	L	L_4	L_5	n_1	n_2	n_3	h	h_2	d	n_4	d_1	n_5	l_1	l_2	Масса, кг
ГМГ-1,5м	244	108	276	141	170	310	958	264	240	309	500	37	4	4	6	180	250	6,5	9	6,8	12	20	10	85
ГМГ-2м	267	108	276	141	170	310	958	264	240	309	500	36	4	4	6	180	250	6,5	12	8,0	12	25	10	85
ГМГ-4м	374	159	375	205	225	410	1195	375	318	428	600	52	4	8	6	235	360	8,8	12	11,5	12	33	10	143
ГМГ-5м	374	159	375	205	225	410	1195	375	318	428	600	52	4	8	6	235	360	10,0	12	14,0	12	33	15	143



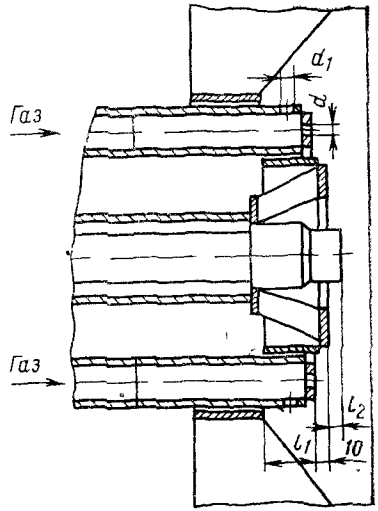


Рис. 9.28. Газомазутная горелка ГМГм

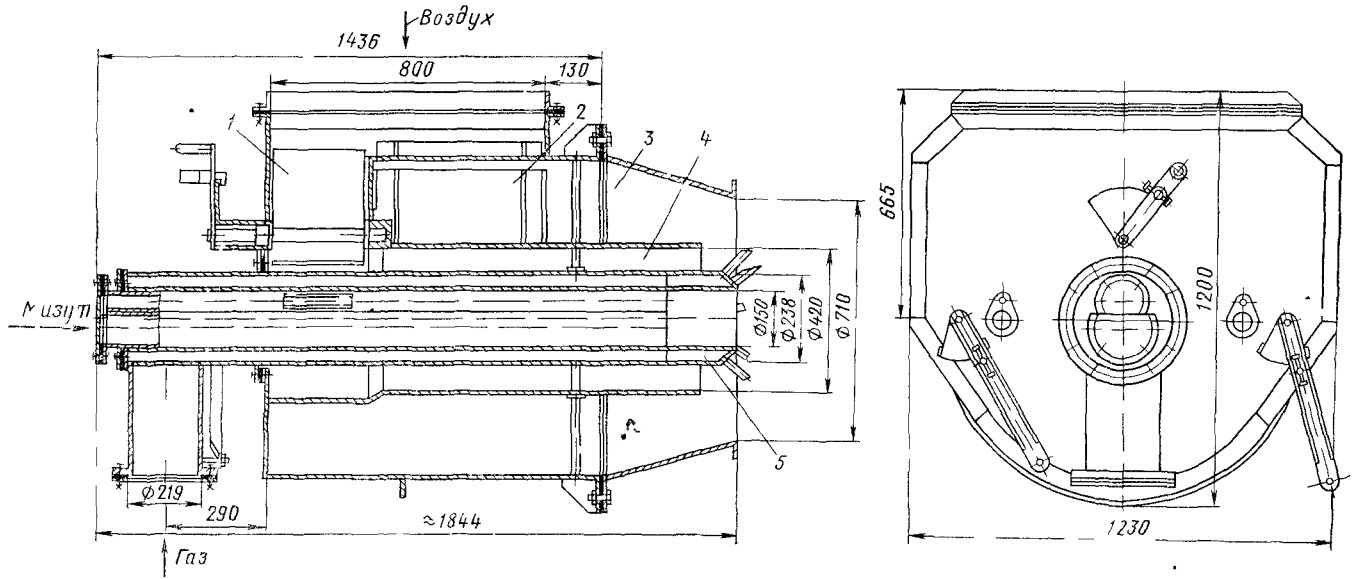


Рис 9 29. **Газомазутная горелка с регулируемым факелом типа РТС-5/РТС-Л:**
1, 2 — завихритель *3* — периферийный воздушный канал *4* — центральный воздушный канал, *5* — газовый канал

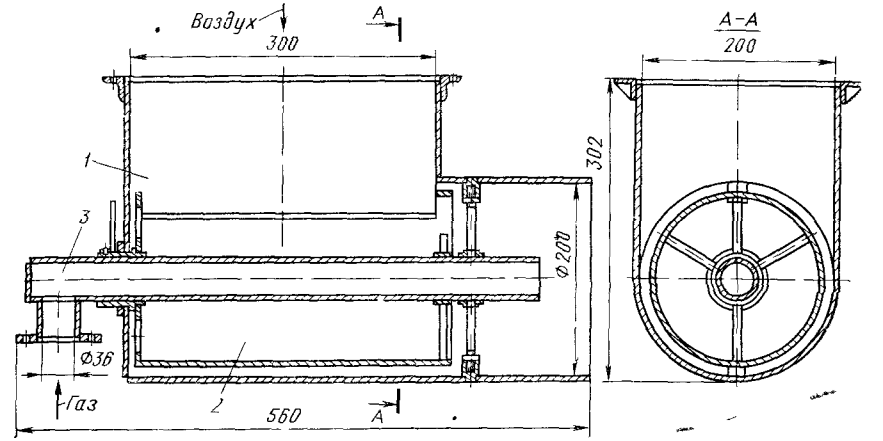


Рис 9.30 Горелка газомазутная типа РТСК:
1 — воздушная камера, *2* — завихритель, *3* — газовая камера

Горелка газомазутная типа РТСК предназначена для раздельного сжигания природного газа и мазута и устанавливается в котельных агрегатах, промышленных печах и других теплоиспользующих установках в энергетической, металлургической, нефтеперерабатывающей и химической отраслях промышленности (рис 9 30, табл 9 33) Устройство горелки предусматривает многоструйную или одноструйную подачу газа в закрученный или прямоточный поток воздуха в зависимости от положения завихрителя Для получения правого или левого вращения воздушный поток вводится в завихритель справа и слева от оси горелки Для получения прямоточного потока направляющее окно завихрителя располагается перпендикулярно к входящему потоку воздуха При изменении угла поворота завихрителя изменяются интенсивность крутки воздушного потока и угол раскрытия факела

РАДИАЦИОННЫЕ ТУПИКОВЫЕ ТРУБЫ

Для обогрева термических печей, работающих с контролируемой атмосферой, применяются радиационные трубы, назначение которых заключается в муфелировании пламени в печах и обеспечении равномерного теплообмена в рабочем пространстве печей В настоящее время для широкого применения в терми-

Таблица 9.33

Технические характеристики и основные размеры (в мм) газомазутных горелок типа РТСК (номинальное давление газа — 10 кПа, воздуха — 0,6 кПа, коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме — 1,02, номинальная длина факела — 3500 мм, диапазон регулирования факела — 3500—10 000 мм, коэффициент рабочего регулирования — 3)

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность кВт	Номинальный расход газа м³/ч	Масса кг
188Г000	1 860	188,2	13 7
322Г000	6 270	635,2	145
267Г000	11 200	1129 4	235
140Г000	13 950	1412	330
170Г000	18 500	1882,4	530

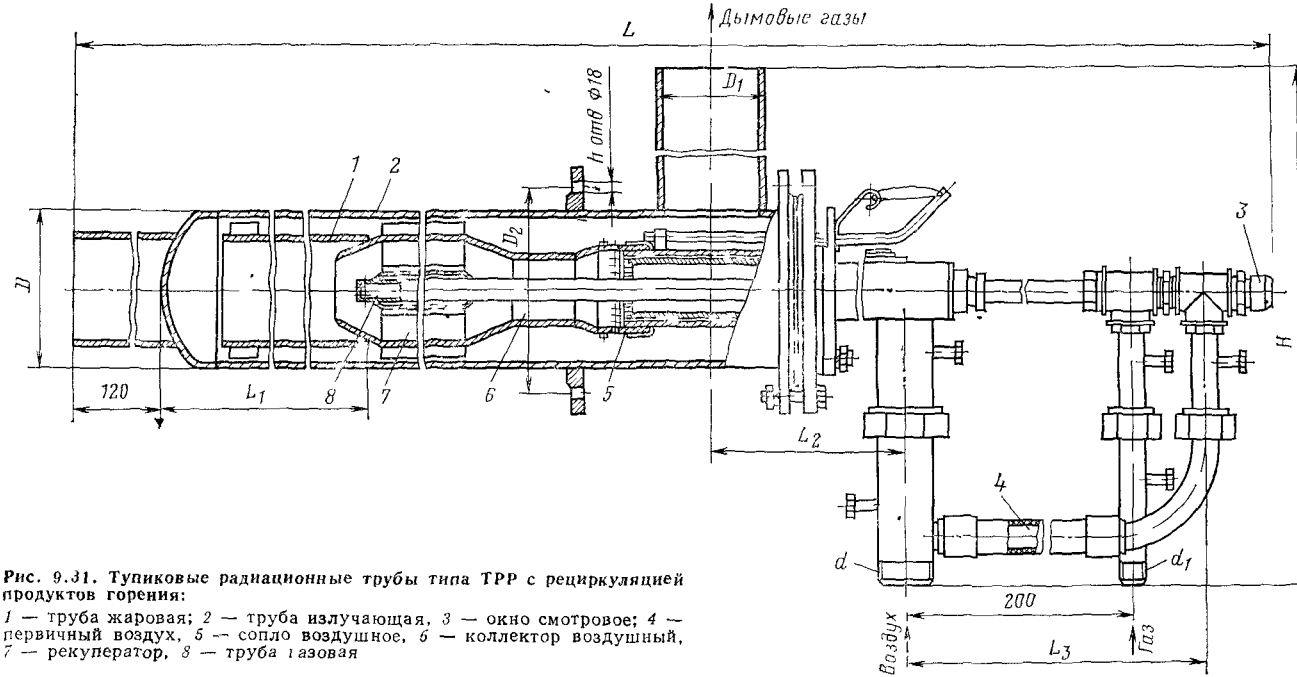


Рис. 9.31. Тупиковые радиационные трубы типа ТРР с рециркуляцией продуктов горения:

1 — труба жаровая; *2* — труба излучающая, *3* — окно смотровое; *4* — первичный воздух, *5* — сопло воздушное, *6* — коллектор воздушный, *7* — рекуператор, *8* — труба газовая

Таблица 9.34

Техническая характеристика и основные размеры (в мм) тупиковых радиационных труб типа ТРР с рециркуляцией продуктов сгорания (номинальное давление газа — 3,5 кПа, коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме — 1,05, коэффициент рабочего регулирования — 5, диапазон изменения коэффициента избытка воздуха в диапазоне рабочего регулирования — 1,05—1,15)

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность, кВт	Номинальный расход газа, м³/ч	Номинальное давление, МПа		D	D_1	D_2	H	L	L_1	L_2	L_3	d*	d_1*	n	Масса, кг
			первичной газовоздушной смеси	вторичного воздуха												
ТРР-11-102/1100	11	1,1	1,65	3,15	102	102	170	470	2690	1100	365	270	1 1/4	1/2	4	75
ТРР-11,6-121/1050	11,6	1,18	1,2	3	121	83	170	460	2695	1050	193	270	1 1/4	1/2	4	85
ТРР-12,5-121/1230	12,5	1,26	1,6	3,05	121	83	170	460	2875	1230	193	270	1 1/4	1/2	4	90
ТРР-14,6/121/1450	14,6	1,48	0,8	2,8	121	83	170	460	3095	1450	193	270	1 1/4	1/2	4	95
ТРР-17,3-121/1650	17,3	1,75	1,05	2,9	121	83	170	460	3295	1650	193	270	1 1/4	1/2	4	100
ТРР-12,8-152/910	12,8	1,3	1,45	3	152	108	225	476	2305	910	200	270	1 1/4	1/2	8	130
ТРР-14,0-152/1050	14	1,4	1,8	3,1	152	108	225	476	2445	1050	200	270	1 1/4	1/2	8	135
ТРР-15,4-152/1150	15,4	1,55	2,2	3,05	152	108	225	476	2535	1150	200	270	1 1/4	1/2	8	140
ТРР-16,7-152/1240	16,7	1,7	0,86	3,2	152	108	225	476	2635	1240	200	270	1 1/4	1/2	8	150
ТРР-17,3-152/1360	17,3	1,75	0,9	3,1	152	108	225	476	2755	1360	200	270	1 1/4	1/2	8	160
ТРР-18,7-152/1450	18,7	1,9	1,05	3,2	152	108	225	476	2845	1450	200	270	1 1/4	1/2	8	165
ТРР-22,2-152/1650	22,2	2,24	1,5	3,2	152	108	225	476	3045	1650	200	270	1 1/4	1/2	8	175
ТРР-24,9-152/2000	24,9	2,52	2,9	3,2	152	108	225	476	3195	2000	200	270	1 1/4	1/2	8	185
ТРР-15,4/168/1050	15,4	1,55	0,7	3,1	168	121	225	560	2510	1050	243	280	2	3/4	8	160
ТРР-23,3-168/1650	23,3	2,35	1,65	2,9	168	121	225	560	3110	1650	243	280	2	3/4	8	200
ТРР-27,6-168/2000	27,6	2,8	2,4	3	168	121	225	560	3460	2000	243	280	2	3/4	8	240
ТРР-25,6-190/1650	25,6	2,59	1,2	3,1	190		280	650	3110	1650	243	280	2	3/4	8	330
ТРР-30,2-190/2000	30,2	3,06	1,8	3,25	190		280	650	3460	2000	243	280	2	3/4	8	350

* Резьба трубная дана в дюймах (ГОСТ 6357—81)

Таблица 9 35

Техническая характеристика и основные размеры (в мм) тупиковых радиационных труб типа ТРТ (номинальное давление газа — 3 кПа, воздуха — 2 кПа, коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме — 1,1)

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность, кВт	Номинальный расход газа, м³/ч	Коэффициент рабочего регулирования	L	L_1	Масса кг
ТРТ П А4 190 2080	29,5	3	3	2950	1458	330
ТРТ П-4А-190/2315	29,5	3	3	3185	1690	350
ТРТ-П А4 190/2535	29,5	3	3	3405	1912	380
ТРТ-П-А4 190/2870	29,5	3	3	3740	2250	430
ТРТ-П А5-190/2080	49,5	5	5	2950	1458	330
ТРТ-П-А5-190/2315	49,5	5	5	3185	1690	350
ТРТ-П А5-190/2535	49,5	5	5	3405	1912	380
ТРТ-П-А5 190/2870	49 5	5	5	3740	2250	430

ческих печах можно уверенно рекомендовать только ограниченную номенклатуру радиационных труб, прошедших длительную промышленную проверку К указанным трубам относятся следующие

тупиковые радиационные трубы типа ТРР с рециркуляциеи продуктов сгорания, предназначенные для сжигания природного газа и для горизонтальной или вертикальной установки в печах с рабочей температурой до 900 °С,

тупиковые радиационные трубы типа ТРТ, предназначенные для сжигания природного газа и для горизонтальнои установки в печах с рабочей температурой до 900 °С,

тупиковые с настильным факелом типа ТРН, предназначенные для отопления природным газом нагревательных печей с контролируемой атмосферой

Устройство радиационной трубы типа ТРР предусматривает частичную рециркуляцию продуктов сгорания, которая осуществляется подсосом их струями вторичного воздуха, прошедшего через сопло (рис 9 31, табл 9 34) Смесь вторичного воздуха с продуктами сгорания проходит через рекуператор и, подогретая в спутном потоке, смешивается с газовоздушной смесью Образовавшаяся смесь сгорает в жаровой трубе Продукты сгорания поступают в кольцевой канал между жаровой и излучающей трубами, часть из них возвращается с воздухом в камеру горения, а остальные удаляются через дымоход Кроме того, в отличие от других радиационных труб с рециркуляцией продуктов сгорания в указанной трубе рециркуляция продуктов сгорания осуществляется на холодной стороне радиационной трубы Предпочтительно их применение при удельном теплосъеме с их рабочей поверхности до 30 кВт/м²

Устройство радиационной тупиковой трубы типа ТРТ предусматривает сжигание в жаровой трубе и распределение продуктов сгорания по длине излучающей трубы (рис 9 32, табл 9 35) Радиационные трубы типа ТРТ имеют диффузионные горелки улучшенного смешения и предназначены для работы при положительном давлении внутри трубы Устройство горелки предусматривает подсос первичного воздуха на горение за счет инжекции газовой струи В жаровой трубе происходит полное смешение газа с воздухом и сгорание смеси Рекуператор для подогрева воздуха типа «труба в трубе» противоточный расположен внутри излучающей трубы. Розжиг производится переносным запальником.

Радиационные тупиковые трубы с настильным факелом типа ТРН обеспечивают устойчивое горение за счет развития настильного факела на поверхности жаровой трубы (рис 9 33, табл 9 36) Первичный воздух и газ проходят рекуператор по среднему кольцевому каналу, а вторичный воздух по наружному каналу

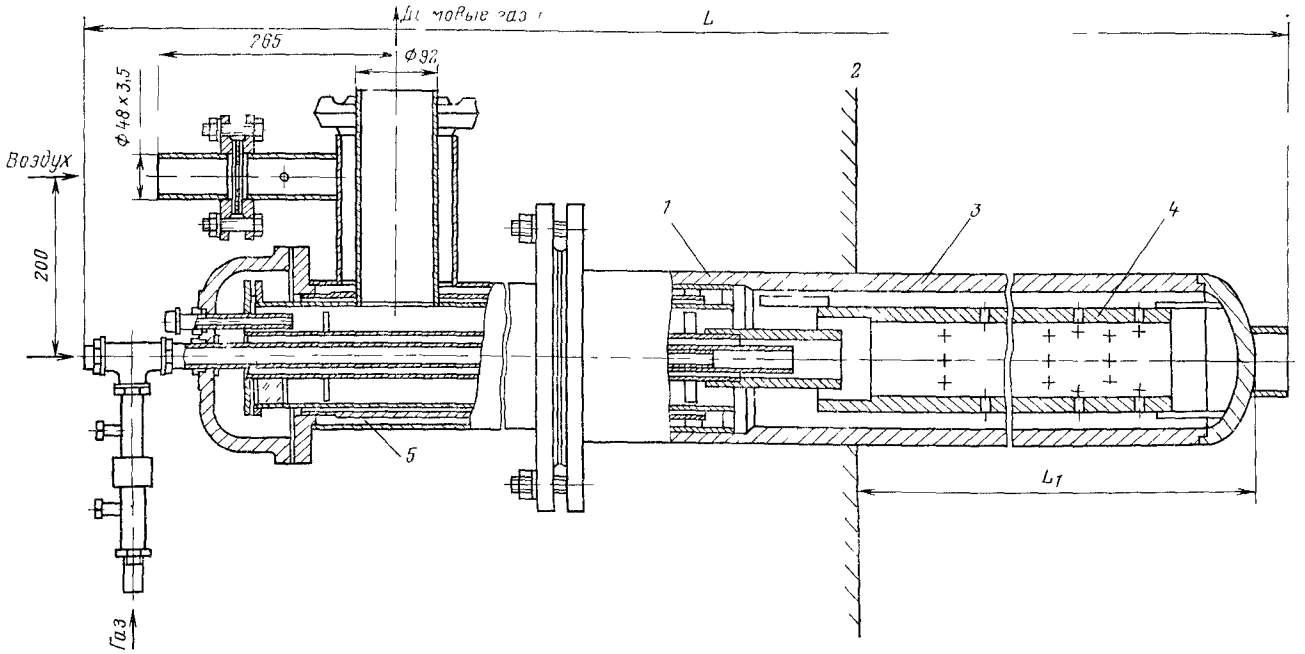


Рис. 9.32. Тупиковые радиационные трубы типа ТРТ:
1 — горелка; *2* — топка печи, *3* — труба излучающая, *4* — труба жаровая; *5* — рекуператор

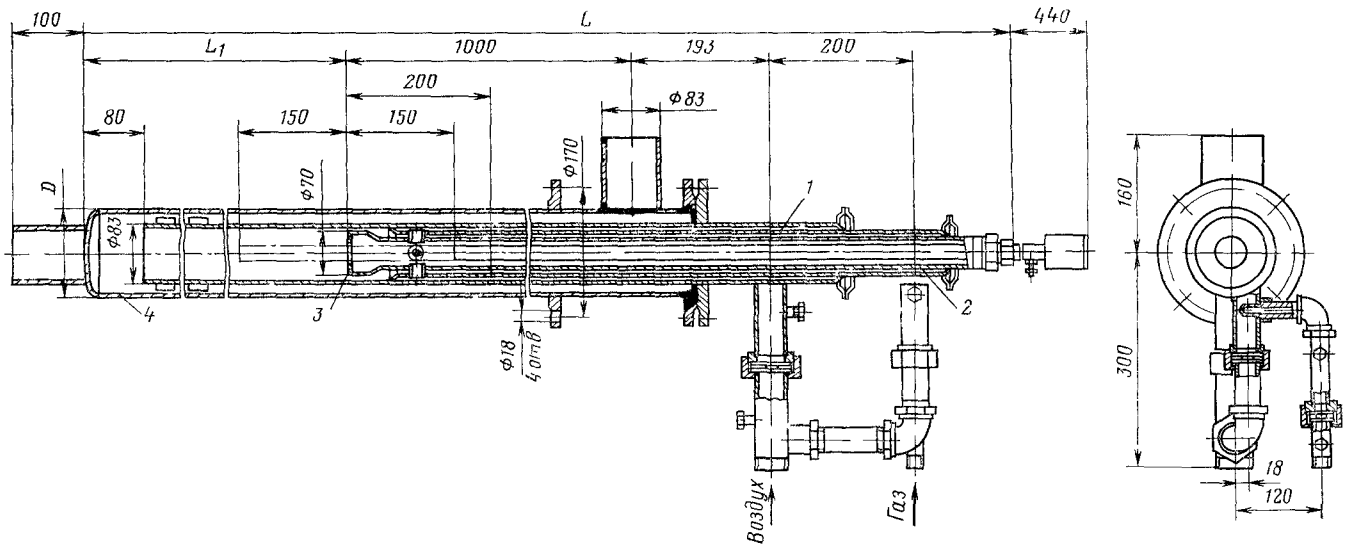


Рис. 9.33. Тупиковые радиационные трубы с настильным факелом типа ТРН:
1 — наружный канал; *2* — средний канал; *3* — сопло воздушное; *4* — труба излучающая

Таблица 9.36

Технические характеристики и основные размеры (в мм) тупиковых радиационных труб типа ТРН (номинальное давление газа — 3 кПа, воздуха — 3,5 кПа, коэффициент избытка воздуха при номинальном режиме — 1,05, диапазон изменения коэффициента избытка воздуха в диапазоне рабочего регулирования — 1,05—1,15)

Шифр горелки	Номинальная тепловая мощность, кВт	Номинальный расход газа, м³/ч	Коэффициент рабочего регулирования	D	L	L_1	Масса, кг
ТРН-11,0-102/1100	11	1,1	5	102	2698	1100	70
ТРН-10,0-121/910	10	1,01	5	121	2508	910	75
ТРН-11,6 121/1050	11,6	1,18	5	121	2648	1050	80
ТРН-12,5-121/1230	12,5	1,26	5	121	2828	1230	84
ТРН-14,6-121/1450	14,6	1,5	6	121	3048	1450	90
ТРН-17,3-121/1650	17,3	1,75	7	121	3248	1650	94
ТРН-12,8-152/910	12,8	1,3	5	152	2224	910	117
ТРН-14,0-152/1050	14	1,4	5	152	2364	1050	124
ТРН-15,4-152/1150	15,4	1,55	5	152	2464	1150	128
ТРН-16,7-152/1240	16,7	1,69	5	152	2554	1240	132
ТРН-17,3-152/1360	17,3	1,75	6	152	2674	1360	139
ТРН-18,7-152/1450	18,7	1,89	6	152	2764	1450	143
ТРН-22,2-152/1650	22,2	2,24	7	152	2964	1650	152
ТРН-24,9-152/2000	24,9	2,52	8	152	3314	2000	168
ТРН-15,4-168/1050	15,4	1,55	5	168	2815	1050	150
ТРН-23,3-168/1650	23,3	2,35	6	168	3415	1650	178
ТРН-27 6-168/2000	27,6	2,8	8	168	3765	2000	194
ТРН-26,6-190/1650	26,6	2,59	7	190	3052	1650	312
ТРН-30,2-190/2000	30,2	3,06	9	190	3402	2000	351

Перед соплом газовоздушная смесь переходит в наружный кольцевой зазор (между соплом и жаровой трубой), а вторичный воздух перетекает в центральный канал. Горение развивается на внутренней поверхности жаровой трубы. Труба оснащена устройством для электророзжига.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ВОДОГРЕЙНЫХ И ПАРОВЫХ КОТЛОВ

Положительные свойства газа как топлива создают благоприятные условия для комплексной автоматизации процесса горения Автоматическое регулирование процесса горения в целях поддержания заданного технологического режима при соблюдении высоких показателей горения и безопасности сжигания газа значительно повышает экономичность газоиспользующих установок. Экономия в основном связана с повышением к. п. д установок, с большим соответствием количества вырабатываемого тепла технологическим требованиям (например, устранение перетопов здании при автоматизации отопительных котельных) и уменьшением обслуживающего персонала. Кроме положительного экономического эффекта автоматика обеспечивает безопасность использования газа, улучшает условия труда обслуживающего персонала и способствует повышению его технического уровня

В зависимости от выполняемых функций автоматические устройства осуществляют: контроль и измерения, сигнализацию, защиту, управление, регулирование.

Автоматический контроль и измерения позволяют при помощи КИП непрерывно или дискретно (периодически) контролировать количественные и качественные показатели технологического процесса (например, давление газа, наличие факела, полноту сгорания топлива и т. п.), передавать данные на пульты диспетчера или оператора и в случае необходимости регистрировать измеряемые параметры

Автоматическая сигнализация предназначена для передачи командных, информационных и контрольных сигналов оператору или диспетчеру. Сигнализацию бывает трудно отделить от других видов автоматизации, тем не менее она имеет и самостоятельное применение в виде

предупредительной (например, сигнализация момента пуска агрегата, начала технологического процесса и т п),

исполнительной (контроль выполнения распоряжений обслуживающего персонала, например загорание сигнальной лампы «Отсечка газа»),

аварийной (извещение обслуживающего персонала о нарушении производственного процесса), эта сигнализация на газоиспользующих агрегатах применяется чаще всего

Автоматическая защита (автоматика безопасности) предотвращает возникновение аварийных режимов работы (прекращает процесс горения при предаварийном нарушении заданных параметров путем отсечки подачи газа)

Автоматические защита, контроль и сигнализация обычно сопутствуют друг другу часто сначала дается сигнал о существенном отклонении контролируемого параметра от заданного значения, а затем, когда отклонение превысит допустимый уровень, срабатывает автоматика безопасности и выдается соответствующий сигнал

Автоматика безопасности обеспечивает безаварийную работу агрегатов, прекращая немедленно подачу газа к газогорелочным устройствам при наличии различного рода нарушений работы газоиспользующей установки Контролируются в основном следующие параметры

давление газа перед горелками, при повышении или понижении давления газа перед горелками на 15—20 % против установленного максимального или минимального значений подача газа должна прекращаться,

горение факела в топке, при погасании пламени в топочном пространстве должна немедленно прекращаться подача газа, в соответствии с требованиями ГОСТ 21204—75 устройство контроля пламени должно обеспечивать время защитного отключения при погасании пламени, для горелок с тепловой мощностью до 0,092 МВт время защитного отключения должно быть не более 5 с, для горелок с тепловой мощностью в пределах от 0,092 до 2,3 МВт — не более 2 с, для горелок с тепловой мощностью свыше 2,3 МВт — не более 1 с, кроме того, необходимо иметь в виду, что устройство контроля пламени должно реагировать только на пламя контролируемой им горелки и не должно реагировать на посторонние источники тепла и света (раскаленная футеровка, освещение и т д),

давление воздуха, при падении давления газ отключается,

разрежение в топке, при понижении разрежения в топках котлов и других агрегатов до 3—5 Па подача газа должна прекращаться;

температура воды или давление пара в котлах, если эти параметры превышают максимально допустимые, то это должно приводить к прекращению подачи газа,

уровень воды в котле, при нарушении допустимых значений уровня газ отключается

Автоматика должна обладать свойствами самоконтроля, т е при прекращении подачи энергии, приводящей в действие приборы автоматики, или при прекращении работы какого-либо элемента автоматики должна прекращаться подача газа к газогорелочным устройствам

Особый вид автоматической защиты — автоблокировка, устройства которой не допускают неправильных включений и выключений оборудования, предотвращая повреждения и аварии (например запрещение пуска газа в основную горелку при отсутствии факела запальной горелки)

Под автоматическим управлением понимают автоматический пуск и остановку различных двигателей и приводов, запуск в работу и остановку отдельных узлов оборудования и агрегатов в целом Устройства автоматического управления делят на полуавтоматические и автоматические В первом случае автоматическое устройство приводят в действие нажатием кнопки или поворотом рукоятки с пульта управления (дистанционное управление) или непосредственно у агрегата (местное управление) Во втором случае импульсы посылаются датчиками, контролирующими режим работы (например, автоматическое включение подпиточного насоса котельной при убыли воды из системы отопления)

Автоматическое регулирование предназначено для поддержания без участия человека заданных режимов технологического процесса В соответствии с этим различают

систему автоматического поддержания заданного значения параметра (стабилизация),

систему автоматического программного регулирования (выполнение программы),

следящую систему (слежение),

систему оптимального регулирования (оптимизация).

При переводе котельных на газообразное топливо создаются условия, благоприятные для их комплексной автоматизации, обеспечивающей как высокую экономичность эксплуатации котельных, так и безопасность сжигания газового топлива Наиболее важными из этих условий являются способность сжатого газа перемещаться по трубам без постороннего источника энергии, возможность регулирования подачи газа в топку простейшими механическими устройствами, легкость регулирования подачи в топку воздуха, необходимого для горения топлива, простота розжига

В СССР автоматизация котельных установок достигла очень большого уровня. Котельные агрегаты в настоящее время, как правило, поставляются котлостроительными заводами комплектно с аппаратурой авторегулирования и автоматики безопасности.

По виду энергии, используемой для работы, могут применяться электрические, пневматические, гидравлические и комбинированные системы управления Объем автоматизации определяется требованиями главы СНиП II-37—76 Госстроя СССР, «Правил безопасности в газовом хозяйстве» Госгортехнадзора СССР В зависимости от степени автоматизации технологических процессов автоматизация котельных установок может быть полной, комплексной и частичной. При полной автоматизации полностью автоматизируется основное и вспомогательное оборудование и обслуживание котельной осуществляется персоналом диспетчерского пункта При комплексной автоматизации предусматривается технологическая защита и блокировка, теплотехнический контроль за работой котлов и оборудования с помощью показывающих и регистрирующих приборов, технологическая сигнализация. Осуществление комплексной автоматизации позволяет значительно уменьшить численность обслуживающего персонала. При частичной автоматизации оснащаются отдельные части оборудования и эксплуатация котельных установок должна осуществляться постоянным обслуживающим персоналом

По методу регулирования процессов различают непрерывные и позиционные системы автоматического регулирования В системах непрерывного регулирования непрерывному изменению возмущающего воздействия (температуры наружного воздуха) соответствует непрерывное изменение положения регулирующего органа и температуры горячей воды В системах позиционного регулирования непрерывному изменению возмущающего воздействия соответствует прерывистое изменение положения регулирующего органа. Критерием оценки качества регулирования процесса горения является полнота сгорания газового топлива при минимальном расходе воздуха

Любая из приведенных далее систем автоматики включает в себя приборы регулирования и безопасности процесса горения

Система автоматизации отопительных котельных типа АМКО (в дальнейшем система АМКО) предназначена для автоматического регулирования основных теплотехнических параметров (процессов) как всей котельной, так и отдельных котлов и предусматривает защиту, сигнализацию, пуск и останов котлов Приборы и устройства системы АМКО применяются для автоматизации котельных предприятий коммунального бытового обслуживания, а также промышленных котельных, оборудованных паровыми и водогрейными чугунно-секционными котлами типов «Универсал», «Энергия», «Минск» с номинальной тепловой мощностью до 1,16 МДж, работающими на газовом топливе Система АМКО устойчиво работает в диапазоне температур окружающей среды от 5 до 50 °С при относительной влажности воздуха в пределах 30—80 %

Технические данные номинальное напряжение питания при основной частоте 50 Гц — 220 В, потребляемая мощность системы — не более 500 В А, точность

поддержания давления пара при номинальном значении 0,07 МПа — ± ±0,008 МПа, точность поддержания температуры горячей воды при номинальном значении 95—115 °С — ±3 °С; точность поддержания уровня воды — до ±60 мм; точность поддержания разрежения в топке при номинальном значении от (—15) до 20 Па — 5 Па, диапазоны настроек срабатывания датчика защиты— по температуре воды от 30 до 160 °С, по давлению пара от 0,04 до 0,25 МПа, по разрежению от 0 до 0,1 кПа, по давлению воздуха от 0 до 1 кПа, по повышению давления воды за котлом от 0,2 до 0,8 МПа, по повышению и понижению уровня воды от среднего значения от ±30 до ±130 мм, тянущее усилие исполнительных механизмов — 3 кг.

Система АМКО предусматривает полуавтоматический пуск теплоагрегата, поддержание в заданных пределах давления пара, уровня воды в котле, регулирование подачи воздуха и тяги в соответствии с подачей топлива, защиту котлоагрегата при следующих аварийных режимах повышения температуры воды за котлом (водогрейный котел) или давления пара в паросборнике (паровой котел) выше допустимого установочного значения, падения разрежения в топке, повышения давления воды за котлом (водогрейный котел) или упуск уровня воды в паросборнике (паровой котел) ниже допустимого установленного значения, погасании пламени горелочного устройства, исчезновении напряжения в цепях автоматики, падения давления воздуха перед горелками (при наличии дутьевого вентилятора) Система АМКО фиксирует первопричину аварийной ситуации.

Регулирование общекотельных параметров осуществляется с помощью общекотельного регулятора (позиционного регулирующего прибора), который осуществляет поддержание в заданных пределах основного параметра котельной — соотношения температуры горячей воды на выходе из котельной и температуры наружного воздуха по отопительному графику (либо только температуры горячей воды при работе котельной на горячее водоснабжение) или давления в общей паровой магистрали при параллельной работе паровых котлов Первичными приборами являются термометры сопротивления типа ТСМ (либо манометр электрический дистанционный типа МЭД)

В общекотельном регуляторе — позиционном регулирующем приборе происходит алгебраическое суммирование сигналов от первичных приборов, сравнение суммирующего сигнала с сигналом задатчика, усиление результирующего сигнала до величины, необходимой для пуска электродвигателя, на валу которого жестко закреплены кулачки.

Поворачиваясь вокруг своей оси, кулачок воздействует поочередно на шесть микропереключателей и на дифтрансформаторный датчик обратной связи Принцип регулирования, принятый в системе, — позиционный Контакты микропереключателей управляют соленоидными клапанами СКБГ и СКМГ Порядок регулирования в котельной при снижении нагрузки следующий (при управлении тремя котлами) а) отключается 60 % топлива на первом котле; б) отключается 60 % топлива на втором котле, в) отключается 100 % топлива на первом котле, г) отключается 60 % топлива на третьем котле, д) отключается 100 % топлива на втором котле, е) отключается 100 % топлива на третьем котле При наличии четвертого котла последний находится в базовом режиме и работает без главного регулятора При увеличении нагрузки котельной любой котел переводится автоматически на полную мощность, если перед этим он работал на сниженной нагрузке

Регулирование питания паровых котлов, а также чугунно-секционных котлов с паросборниками сводится к поддержанию уровня воды в них в заданных пределах. В системе АМКО автоматическое регулирование уровня воды осуществляется с помощью двухпозиционного регулятора

Пропорционирование соотношения «топливо—воздух», а также регулирование разрежения осуществляется путем электрической блокировки управления соленоидным клапаном «большого горения» СКБГ и электромагнитными исполнительными механизмами, осуществляющими открытие воздушных заслонок вентилятора и дымососа.

Схема защиты обеспечивает надежную и безаварийную работу котлоагрегата Система АМКО предусматривает защиту каждого котлоагрегата котельной в аварийных режимах Кроме того, вследствие последовательного включения

датчиков аварийного режима (защиты) имеется возможность включения любого числа дополнительных датчиков защиты с контактным выходом

Сигнализация в системе АМКО предусмотрена, в основном, световая, элементы которой сосредоточены на блоке управления, розжига и сигнализации Кроме указанных элементов сигнализации на приборе ПРП с помощью специального двухцветного диска осуществляется сигнализация состояния котлов в режиме регулирования общекотельного параметра Заводом поставляется система автоматики АМКО, включающая приборы и устройства общекотельные АМКО-ОК-I для котельных с водогрейными котлами, АМКО-ОК-II для котельных с паровыми котлами, приборы защиты для водогрейных котлов, работающих на газе низкого давления, АМКО-К-I, приборы защиты для водогрейных котлов, работающих на газе среднего давления, АМКО-К-II, приборы защиты для паровых котлов, работающих на газе низкого давления АМКО-К-IV, для паровых котлов, работающих на газе среднего давления АМКО-К-V.

Унифицированная система автоматического регулирования, управления и защиты микрокотлов типа АМК предназначена в основном для комплексной автоматизации паровых и водогрейных котлов. Система АМК, аналогично системе АМКО, представляет собой комплекс приборов и устройств, различные сочетания которых позволяют решать задачи автоматизации микрокотлов независимо от тепловой схемы и вида сжигаемого топлива

Система автоматики АМК-V выпускается заводом в четырех модификациях Модификация определяется областью применения и типом микрокотла. Система АМК-V-I-Г предназначена для применения в схемах комплексной автоматизации паровых микрокотлов с естественной циркуляцией, работающих на газе низкого давления (паропроизводительностью 0,7—1 т/ч) Система АМК-V-II-Г предназначена для применения в схемах комплексной автоматизации паровых микрокотлов с естественной циркуляцией, работающих на газе низкого давления (паропроизводительностью 0,2—0,4 т/ч) Система АМК-V-III-Г предназначена для применения в схемах комплексной автоматизации паровых котлов с естественной циркуляцией производительностью 1,6 т/ч, работающих на газе низкого давления. Система АМК-V-В-Г предназначена для применения в схемах комплексной автоматизации водогрейных котлов, использующих в качестве промежуточного теплоносителя воду и работающих на газе низкого давления.

Комплект КСУ-I предназначен для управления водогрейными котлоагрегатами номинальной тепловой мощностью от 0,5 до 3 МВт, работающими на газообразном топливе, в режимах пуска, останова и установившемся режиме и в аварийных ситуациях, *комплект КСУ-2П* предназначен для управления паровыми котлоагрегатами, работающими на газовом топливе производительностью от 0,25 до 2,5 т/ч, а также в режимах пуска, останова, нормальной эксплуатации и в аварийных ситуациях Комплекты не предназначены для работы во взрывоопасных помещениях и в помещениях, содержащих в воздухе примеси агрессивных веществ Совместно с датчиками и исполнительными органами комплекты типа КСУ выполняют следующие функции пуск и останов котлоагрегатов, автоматическое регулирование основных технологических параметров, аварийная защита, аварийная светозвуковая, предупредительная и рабочая световая сигнализация Комплекты обеспечивают выдачу последовательности команд пуска и останова котлоагрегата Комплекты обеспечивают автоматическое регулирование температуры воды на выходе из котла путем воздействия на регулирующие органы топлива, воздуха и разрежения по сигналам датчика температуры воды или от общекотельного управляющего устройства или давления пара с воздействием на исполнительные органы регулирования уровня воды Закон регулирования — позиционный.

Комплекты обеспечивают автоматический останов котла (аварийную защиту) при недопустимом отклонении технологических параметров. При возникновении аварийной ситуации гарантируются запоминание первопричины и световая индикация, формируются команда на включение общекотельного аварийного звукового сигнала и сигнал для оповещения дежурного диспетчера Параметры, при аварийном состоянии которых должна срабатывать защита и включаться соответствующая световая аварийная сигнализация, следующие отсутствие пламени запальной или основной горелок, понижение разрежения в топке котла, понижение давления воздуха перед газогорелочными устройствами, понижение

давления воды на входе и выходе из котла, повышение температуры воды на выходе из котла, повышение давления пара на выходе из котла, понижение уровня воды или повышение, понижение давления газа перед горелкой, неисправность одного из основных узлов автоматики типа КСУ В комплектах предусмотрено резервирование и самоконтроль наиболее ответственных узлов При повышении температуры уходящих продуктов сгорания выше нормы и при отказе резервных каналов включается соответствующая предупредительная сигнализация Рабочая световая сигнализация оповещает о включении напряжения питания, о начале программы пуска, о выходе котлоагрегата в режим стабилизации температуры или давления пара на выходе из котла и об отключении котла общекотельным управляющим устройством Обеспечена возможность проверки исправности ламп сигнализации и источника звуковой сигнализации

Питание осуществляется от трехфазной сети с напряжением 380/220 В (с колебаниями от + 10 до —15 %) и частотой (50—60) + 1 Гц Средний срок службы — не менее 6 лет Средний ресурс — не менее 10 000 ч Вероятность безотказной работы за 2000 ч не менее 0,96 для группы устройств программного пуска и останова и 0,97 для группы устройств защиты Габаритные размеры шкафа управления 620×910×395 мм и его масса не более 70 кг

Комплект средств управления водогреиными котлоагрегатами типа КСУ-1 включает комплект средств управления для работы на газе низкого давления КСУ-1-Г-2, комплект средств управления для работы на газе среднего давления КСУ-1-Г-3, комплект запальных устройств для розжига горелок и для контроля за наличием пламени в топках котлоагрегатов КЗУ-2

Электрический унифицированный комплекс устройств автоматического регулирования в микроэлектронном исполнении «Каскад-2» предназначен для построения нижнего иерархического уровня автоматизированных систем управления технологическими процессами в различных отраслях промышленности В качестве элементной базы при построении устройств комплекса приняты интегральные микросхемы общего применения Основным сигналом связи между отдельными устройствами комплекса является электрический сигнал 0—10 В постоянного тока Для связи с источниками информации используются сигналы 0—5—20 мА, 4—20 мА, 0—10 В, (—1)—0—(+ 1) В постоянного тока Для связи с исполнительными механизмами и другими приемниками командной информации применены сигналы 0—5—20,4—20 мА, 0—10 В постоянного тока, импульсы 0, ±10 В и 0, ±24 В постоянного тока, импульсы 0,220/380 В трехфазного переменного тока, состояние контактов электромагнитных реле и состояние бесконтактных ключей

В ряде устройств предусмотрена возможность использования естественных сигналов дифференциально трансформаторных преобразователей, термопреобразователей сопротивления и преобразователей термоэлектрических. В качестве задающих устройств, блоков управления и вспомогательных устройств с новыми приборами могут использоваться серийно выпускаемые устройства ЗУ11, ЗУ05, БУ12, БУ21, В01, В12

Благодаря применению интегральных микросхем существенно повышена функциональная насыщенность новых устройств, вследствие чего в среднем каждый их них выполняет функции двух старых устройств комплекса «Каскад» Это значительно уменьшает потребное число приборов при реализации конкретных схем регулирования

В состав комплекса «Каскад 2» в микроэлектронном исполнении входят следующие устройства блоки регулирующие аналоговые с непрерывным выходным сигналом, блоки регулирующие аналоговые с импульсным выходным сигналом, блок суммирования и ограничения сигналов, блок ограничения и размножения сигналов, блок вычислительных операций, блок аналого релеиного преобразования, блоки динамических преобразований, блок динамического преобразования с автоподстройкой, блок регулирующий аналоговый с импульсным выходом и с автоподстройкой параметров, блок интегрирования, блок нелинейного преобразования, усилитель тиристорный трехпозиционный.

Конструктивное исполнение регулирующих и функциональных блоков комплекса «Каскад 2» полностью унифицировано Каждый блок содержит два укрупненных однотипных в конструктивном отношении модуля и унифицированный источник питания Каждый укрупненный модуль является законченной

функциональной единицей, выполняющей определенный набор операций. Конструкция модулей предусматривает возможность выпуска на их основе субблоков для шкафного исполнения комплекса «Каскад-2». Модули и источник питания размещены на шасси, вставляемом в унифицированный корпус, рассчитанный на щитовой утепленный монтаж. Габаритные размеры каждого блока 60×160×540 мм. Масса каждого блока — не более 5 кг.

Усилитель У23 содержит два субблока: субблок управления и субблок пускового устройства. Субблоки снабжены штепсельными разъемами и вставляются в сварной каркас, рассчитанный на навесной монтаж на вертикальной плоскости. На передней стенке каркаса размещен клеммник, имеющий 20 винтовых зажимов для подключения внешних соединений. Клеммник имеет защитную крышку. Габаритные размеры усилителя 245×220×217 мм. Масса усилителя — не более 10 кг.

Блоки регулирующие аналоговые с непрерывным выходным сигналом выполняют следующие функции: суммирование унифицированных входных сигналов постоянного тока, а для блоков модификаций Р17.1, Р17.2, Р17.3 также входных сигналов, поступающих от измерительных преобразователей с естественными электрическими сигналами; введение информации о заданном значении регулируемой величины, формирование и усиление сигнала отклонения регулируемой величины от заданного значения, формирование выходного непрерывного электрического сигнала для воздействия на управляемый процесс в соответствии с одним из следующих законов регулирования: пропорциональным (П), пропорционально-дифференциальным (ПД), пропорционально-интегральным (ПИ), пропорционально-интегрально-дифференциальным (ПИД); ручное управление нагрузкой и безударное переключение с режима ручного управления на режим автоматического управления; ограничение выходного сигнала по минимуму и по максимуму; масштабирование входных сигналов, демпфирование сигнала отклонения; для блока основной модификации (без естественных входных сигналов) — гальваническое разделение входных цепей друг от друга и от выходных цепей.

Блоки регулирующие аналоговые с импульсным выходным сигналом выполняют следующие функции: суммирование унифицированных входных сигналов постоянного тока, а для блоков модификаций Р27.1, Р27.2, Р27.3 также входных сигналов, поступающих от измерительных преобразователей с естественными электрическими сигналами; введение информации о заданном значении регулируемой величины, формирование и усиление сигнала отклонения регулируемой величины от заданного значения, формирование выходного импульсного электрического сигнала для воздействия на управляющий процесс в соответствии с одним из следующих законов регулирования: пропорциональный (П) совместно с датчиком исполнительного механизма, пропорционально-интегральный (ПИ) совместно с исполнительным механизмом, пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) совместно с исполнительным механизмом, трехпозиционный и двухпозиционный; масштабирование входных сигналов; демпфирование сигнала отклонения; гальваническое разделение выходных цепей от входных, а для блока основной модификации (без естественных входных сигналов) — также гальваническое разделение входных цепей друг от друга и от выходных цепей; световая индикация выходного импульсного сигнала; введение запрета на управление нагрузкой.

Блок суммирования и ограничения сигналов выполняет следующие функции: алгебраическое суммирование и масштабирование непрерывных входных сигналов постоянного тока; пропорциональное преобразование входных сигналов в непрерывный выходной сигнал постоянного тока; гальваническое разделение входных сигналов друг от друга и от выходного сигнала; регулируемое ограничение выходного сигнала по минимуму и максимуму.

Блок ограничения и размножения сигналов выполняет следующие функции: регулируемое ограничение сигнала постоянного тока по минимуму и максимуму; пропорциональное преобразование сигнала напряжения постоянного тока в токовые сигналы, суммирование и масштабирование входных сигналов постоянного тока; пропорциональное преобразование входных сигналов постоянного тока в три выходных сигнала постоянного тока, гальванически изолированных друг от друга и от входных сигналов (размножение сигналов постоянного тока).

Блок вычислительных операций выполняет функции по каждому из двух независимых каналов одна из вычислительных операций — умножение, деление, извлечение корня, возведение в квадрат (по выбору), суммирование сигналов с масштабированием по каждому из двух входов, гальваническое разделение одного из входов для операций умножения и деления.

Блоки аналого релейного преобразования выполняют следующие функции сравнение аналоговых входных сигналов постоянного тока по каждому из двух независимых каналов и изменение при их равенстве состояния дискретных двух позиционных выходных сигналов (аналого-релейное преобразование сигналов по каждому из двух независимых каналов); демпфирование аналоговых входных сигналов постоянного тока и введение сигнала задания при выполнении функции аналого релейного преобразования. Блок основной модификации, предназначенной для работы только с унифицированными входными сигналами постоянного тока, дополнительно выполняет следующие функции гальваническое разделение аналоговых входных сигналов постоянного тока по каждому из двух независимых каналов, суммирование и масштабирование аналоговых входных сигналов постоянного тока по третьему каналу, выделение наибольшего (наименьшего) из трех аналоговых входных сигналов постоянного тока (селектирование аналоговых сигналов)

Блоки динамических преобразований выполняют следующие функции динамическое преобразование аналоговых входных сигналов по одному из законов (по выбору) — дифференциальному (Д), пропорциональному (П), апериодическому (А), интегральному (И); демпфирование аналоговых входных сигналов при выполнении функции дифференциального преобразования

Блок динамического преобразования с автоподстройкой выполняет следующие функции· динамическое преобразование аналоговых входных сигналов по одному из законов (по выбору) — пропорциональному (П), дифференциальному (Д), апериодическому (А), интегральному (И), аналоговая или дискретная трехступенчатая автоподстройка коэффициента пропорциональности и постоянной времени; демпфирование входного сигнала, гальваническое разделение аналоговых входных сигналов постоянного тока по двум независимым каналам, суммирование и масштабирование аналоговых входных сигналов постоянного тока

Блок регулирующий аналоговый с импульсным выходом и с автоподстройкой параметров выполняет следующие функции· введение информации о заданном значении регулируемой величины; формирование сигнала отклонения регулируемой величины от заданного значения; формирование совместно с исполнительным механизмом постоянной скорости пропорционально-интегрального (ПИ) закона регулирования, аналоговая и дискретная автоподстройка коэффициента передачи и постоянной времени интегрирования; преобразование аналогового сигнала для управления цепями дискретной подстройки; масштабирование входных сигналов, гальваническое разделение; демпфирование входных сигналов

Блок интегрирования выполняет следующие функции· интегрирование аналогового сигнала или широтно-модулированного импульсного сигнала, установка минимального или максимального начального значений; введение ограничения выходного сигнала с двухпредельной сигнализацией; восстановление выходного сигнала после перерыва напряжения питания; гальваническое разделение

Блок нелинейного преобразования выполняет следующие функции: суммирование и масштабирование входных сигналов; кусочно-линейная аппроксимация нелинейных функций одной переменной.

Усилитель тиристорный трехпозиционный выполняет следующие функции усиление мощности и преобразование входных сигналов постоянного тока в управляющее асинхронным электродвигателем трехфазное напряжение с прямой или реверсивной последовательностью фаз в зависимости от комбинации входных сигналов и предыдущего состояния усилителя, а также формирует постоянный ток на выходе для торможения электродвигателя

Усилитель также обеспечивает запрет на пуск электродвигателя в одну или обе стороны одновременно, сигнализацию о перегрузке электродвигателя исполнительного механизма; периодическое отключение электродвигателя исполнительного механизма при перегрузке; защиту исполнительного механизма от мгновенного реверса; преимущественную отработку сигналов ручного управления.

Усилитель предназначен для применения в системах автоматического регулирования в качестве бесконтактного устройства управления трехфазными асинхронными электродвигателями электрических исполнительных механизмов постоянной скорости, редукторы которых обладают свойством однонаправленности передачи механических усилий (только от электродвигателя к регулирующему органу).

Система автоматики «Каскад-2» рассчитана на работу с выпускаемыми отечественной промышленностью электрическими однооборотными исполнительными механизмами МЭОБ и МЭОК.

Блоки и устройства рассчитаны на эксплуатацию во взрывобезопасных помещениях, при температуре окружающего воздуха 5—50 °С, относительной влажности 30—80 %, барометрическом давлении 84—107 кПа, отсутствии в окружающей среде агрессивных примесей, при вибрации мест крепления и коммутации амплитудой не более 0,1 мм и частотой 5—30 Гц. Допускаются воздействия постоянного или переменного промышленной частоты магнитного поля любого напряжения напряжением до 400 А/м.

КОМПЛЕКС ПРИБОРОВ КОНТРОЛЯ ПЛАМЕНИ

Комплекс состоит из датчика пламени типа ФДЧ и конструктивно-унифицированных вторичных приборов Ф34 2 и Ф34.3. В качестве источников информации наряду с датчиком ФДЧ к приборам Ф34 2 и Ф34 3 могут подключаться другие датчики, преобразующие информацию о наличии пламени в напряжение постоянного тока, например, детектирующие датчики типа КЭ, ЭЗ, ФД, фотодатчик ультрафиолетового излучения типа ФДУ. Фотодатчик ФДЧ преобразует низкочастотные (в диапазоне 4—12 Гц) пульсации видимого и инфракрасного света в напряжение постоянного тока, пропорциональное пульсациям освещенности окна датчика. Фотодатчик не реагирует на излучение раскаленных поверхностей топочной камеры. В конструкции датчика предусмотрена возможность воздушного охлаждения, которое необходимо обеспечивать при температуре в месте установки более 50 °С.

Техническая характеристика ФДЧ: *питание напряжением постоянного тока* от приборов Ф34; ток, потребляемый датчиком по цепи питания каждого знака, не более 35 мА; диапазон изменения выходного сигнала от 0 до —10 В; быстродействие датчика в комплекте с прибором Ф34 при выключении пульсирующего света не более 2 с; вероятность безотказной работы датчика за 2000 ч наработки не менее 0,98.

Прибор контроля пламени Ф34.2 осуществляет преобразование по двум независимым каналам сигналов от детектирующих датчиков пламени или датчиков с выходным сигналом постоянного тока в дискретные сигналы в виде замыкания контактов выходных реле контроля пламени, формирование выдержек времени для управления розжигом; формирование импульсов для управления искрообразующим устройством; формирование напряжений для питания датчиков пламени. В приборе предусмотрена возможность дистанционного включения розжига по каждому каналу, а также автоматического включения схемы розжига по второму каналу после окончания розжига по первому каналу.

Техническая характеристика Ф34.2: *питание от однофазной сети переменного* тока напряжением 220 В и частотой 50 Гц; мощность, потребляемая от сети, не более 20 В·А; диапазон изменения задания порога срабатывания каналов контроля пламени от —1 В до —10 В; диапазон изменения уставки времени замыкания контактов реле для управления розжигом по первому каналу $T_1 = 2 \div 10$ с, диапазон уставки времени $T_2 = (2 \div 10) + T_{2д}$, где $T_{2д} = 0 \div 8$ с — диапазон изменения уставки. Время $T_{2д}$ включается внешним переключателем вида топлива; время автоматического удержания замкнутого состояния контактов каждого реле управления розжигом после появления сигнала о наличии пламени и соответствующем канале $T_{ср} = 2 \div 3$ мин; вероятность безотказной работы по каждой функции и каждому каналу за 2000 ч наработки не менее 0,98.

Прибор Ф34.2 предназначен для замены прибора Ф24.2, выполняет большое число функций и имеет по сравнению с ним улучшенную техническую характеристику.

Прибор контроля пламени Ф34 3 осуществляет преобразование по трем независимым каналам сигналов от детектирующих датчиков пламени или датчиков с выходным сигналом постоянного тока в дискретные сигналы в виде замыкания контактов реле контроля пламени, формирование обобщенного сигнала о наличии пламени по схеме «два из трех» в виде замыкания контактов реле, формирование сигнала об отсутствии неисправности и одинаковом состоянии входов в виде размыкания контактов реле, формирование напряжений для питания трех датчиков пламени

Техническая характеристика Ф34 3: питание от однофазной сети переменного тока напряжением 220 В и частотой 50 Гц, мощность, потребляемая от сети, не более 20 В·А; диапазон изменения задания порога срабатывания каждого канала контроля пламени от —1 В до —10 В, вероятность безотказной работы по каждому каналу контроля пламени за 2000 ч не менее 0,98

ЗАПАЛЬНО-ЗАЩИТНОЕ УСТРОЙСТВО ТИПА ЗЗУ

Запально защитное устройство типа ЗЗУ (рис 9 34) предназначено для автоматического розжига горелок, работающих на жидком или газообразном топливе Входящий в комплект управляющий прибор *6* с датчиком пламени осуществляет контроль за наличием факела в топке Запально-защитное устройство включается в общую схему автоматики котлов или работает самостоятельно Управляющий импульс *1* одновременно открывает электромагнитный вентиль *8* на газовой линии запальника *7* и подает напряжение на высоковольтный трансформатор *9* Образовавшееся высокое напряжение поступает на центральный электрод запальника Между электродами появляется искра, и зажигается газ Импульс от появившегося факела передается от датчика на управляющий прибор, где сигнал усиливается, в результате срабатывает выходное реле управляющего прибора Сигнал используется как разрешение для выполнения следующей операции при растопке В процессе работы котлоагрегата фотодатчик *5* или ионизационный *10* датчик осуществляет контроль за факелом основной горелки *3* и в случае его погасания дает команду прекратить подачу топлива *2*, при этом подача воздуха *4* не отключается.

Выпускаемые серийно устройства ЗЗУ отличаются принципом получения сигнала пламени и комплектностью Так, входящие в комплект запально-защитных устройств ЗЗУ-1 управляющий прибор и фотодатчик выполняют функции одного из элементов пусковой блокировки Осуществляется также защита при погасании пламени В устройстве ЗЗУ-1 бобина соединяется со стволом запальника при помощи гибкого шланга Устройства ЗЗУ-1 и ЗЗУ 6 предназначены для дистанционного розжига горелок, работающих на жидком или газообразном топливе, и для совместного контроля основного и запального факелов при помощи фотодатчика Запально-защи ное устройство ЗЗУ-3 предназначено для дистанционного розжига горелок, работающих на жидком или газообразном топливе, и для контроля запального факела при помощи ионизационного датчика ЗЗУ-3 изготовляется и для котлов, работающих под наддувом Это устройство следует применять на котлах, где требуется контроль каждого запальника в отдельности, а факелы горелок не контролируются. Запально-защитное устройство ЗЗУ-4 предназначено для дистанционного розжига горелок, работающих на жидком или газообразном топливе, и для раздельного контроля запального и основного факелов при помощи ионизационного и фотодатчиков Запально защитное устройство ЗЗУ-7 предназначено для автоматического или дистанционного розжига газомазутных горелок типа ГМГм на котлах типа ДКВР Входящий в комплект управляющий прибор с фотодатчиками осуществляет контроль за наличием пламени в топке. Запально-защитное устройство ЗЗУ-7 включается в общую схему управления и защиты согласно серии унифицированных типовых проектов котельных с котлами типа ДКВР, которые предусматривают поочередной розжиг горелок и соответствующее переключение фотодатчиков к прибору После розжига двух горелок на котле фотодатчик одной из горелок будет контролировать всю топку При работе трех горелок на одном котле (ДКВР-20/13) запальник и фотодатчик на верхнюю горелку не устанавливают Запально-защитное устройство ЗЗУ-8 предназначено для работы в схемах устройства дистанционного и автоматического розжига горелок котлоагрегатов. ЗЗУ-8 позволяет производить

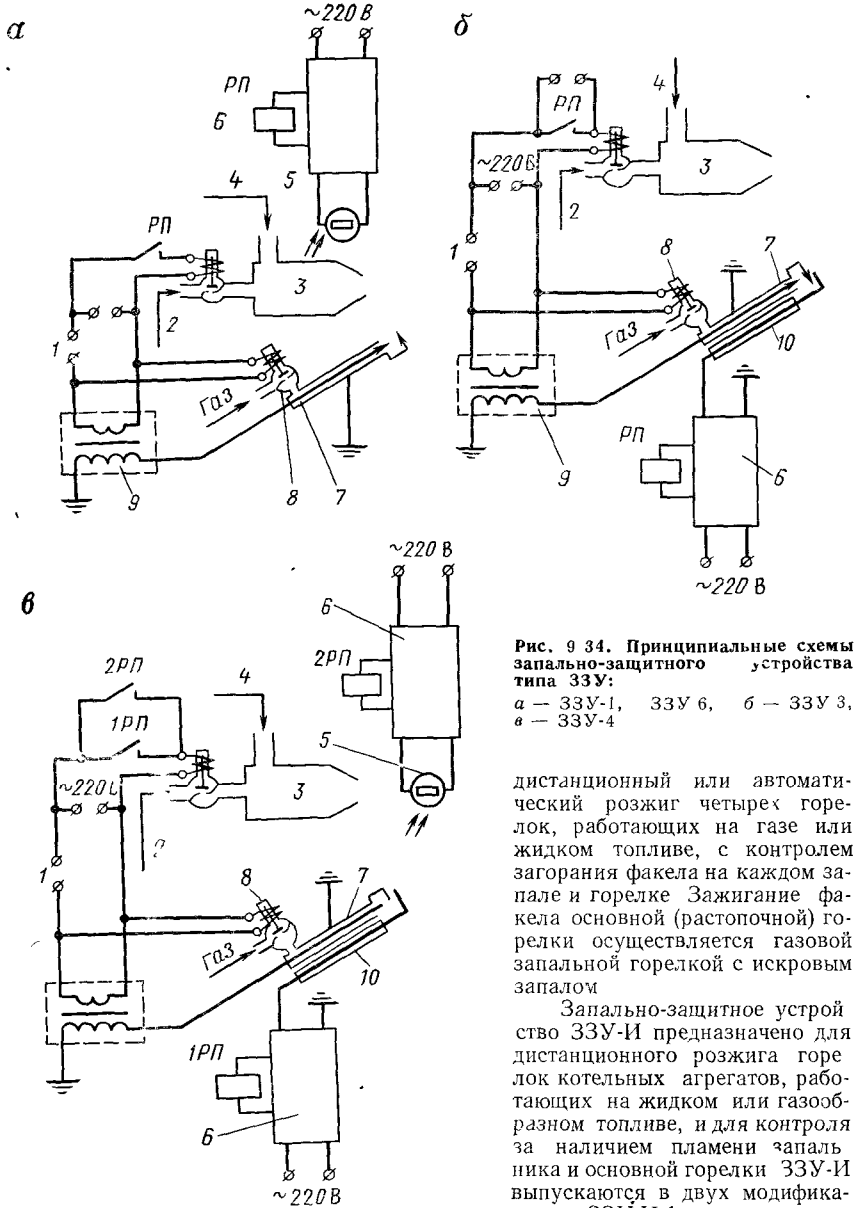


Рис. 9 34. Принципиальные схемы запально-защитного устройства типа ЗЗУ:

а — ЗЗУ-1, ЗЗУ 6, *б* — ЗЗУ 3, *в* — ЗЗУ-4

дистанционный или автоматический розжиг четырех горелок, работающих на газе или жидком топливе, с контролем загорания факела на каждом запале и горелке Зажигание факела основной (растопочной) горелки осуществляется газовой запальной горелкой с искровым запалом

Запально-защитное устройство ЗЗУ-И предназначено для дистанционного розжига горелок котельных агрегатов, работающих на жидком или газообразном топливе, и для контроля за наличием пламени запальника и основной горелки ЗЗУ-И выпускаются в двух модификациях ЗЗУ-И-1 предназначено для установки на газовых, мазутных и газомазутных (с центральным подводом газа) горелках, ЗЗУ-И-2 предназначено для установки на газомазутных горелках с периферийным подводом газа. Напряжение питания устройства 220 В, разрывная мощность выходного реле управляющего прибора не более 20 В·А, номинальная теплота сгорания газа 4,06—33,64 кДж, давление газа 0,001—1,3 МПа.

Электромагнитный клапан для основной горелки, промежуточные реле и проводка (кроме высоковольтного провода) заводом не поставляются При заказе

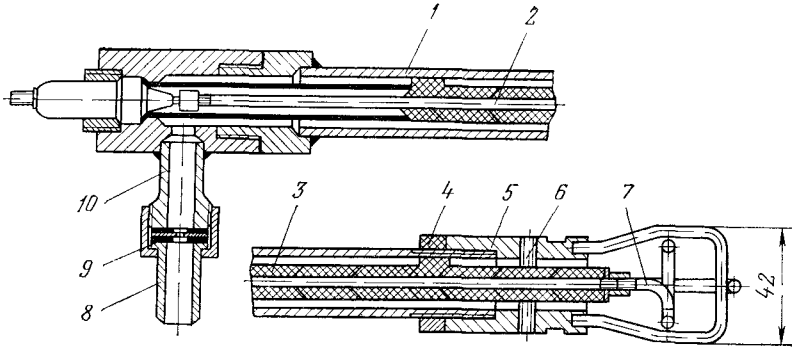


Рис. 9.35. Запальное устройство

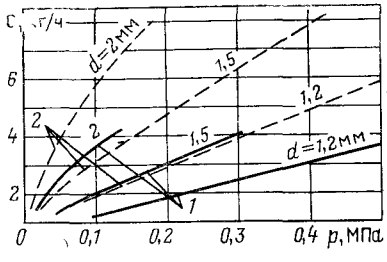


Рис. 9.36. Расходные характеристики запально-защитного устройства:
1 — природный газ, $\rho = 0{,}72$ кг/м³, *2* — пропан-бутан, $\rho = 1{,}86$ кг/м³

необходимо указать тип ЗЗУ и длину ствола *L*. Стволы ЗЗУ-1, ЗЗУ-3, ЗЗУ-4, ЗЗУ-6, ЗЗУ-8 выпускаются длиной 350, 500, 700, 1000, 1500, 2000, 2500, 3500, 4000, 4500, 5000 мм, ЗЗУ-7 — длиной 350 мм, ЗЗУ-И—длиной 700, 1000, 1500, 2000, 2500, 3000, 3500, 4000, 4500, 5000 мм.

Запальное устройство (рис 9.35) состоит из ствола *1* со штуцером *10* для подвода газа, центрального электрода *2*, заключенного в керамическую изоляцию *3*, наконечника *5* и контргайки *4*. В комплект поставки входят три дроссельных шайбы *9* с диаметром отверстий 1,2, 1,5 и 2 мм. В тыльной части выведен центральный электрод для присоединения провода высокого напряжения. В наконечнике имеются три винта *6* для центровки и регулировки положения центрального электрода и искрового промежутка. Для фиксации запальника служит наконечник *5*. Газ в запальник подается через штуцер *8* и воспламеняется на выходе от электрической искры, возникающей в искровом промежутке между хвостовиком *7* центрального электрода и кольцевым электродом наконечника. Запальники применяют для любого горючего газа с теплотой сгорания от 4,06 до 33,64 кДж Длина факела 0,8 м.

Для обеспечения устойчивого горения запальное устройство должно расположиться внутри специального канала в потоке воздуха, направленного параллельно оси запальника. Минимальный диаметр установочной трубы с ионизационным датчиком 70 мм. Скорость воздуха в трубе рекомендуется принимать в пределах 0,5—12 м/с. Для сохранения запальника наконечник его должен находиться на расстоянии 250—400 мм от торца установочной трубы. Температура в зоне наконечника не должна превышать 800 °С. Устойчивость запального факела зависит от расхода газа и скорости воздуха, которые подбираются при наладке. Расходная характеристика приведена на рис. 9.36. Оптимальный расход газа колеблется в пределах 1,5—4 кг/ч.

ГЛАВА 10

КОММУНАЛЬНО-БЫТОВЫЕ ГАЗОВЫЕ ПРИБОРЫ

Применяемые в нашей стране коммунально-бытовые газовые приборы условно могут быть разделены на следующие три группы: приборы для приготовления пищи; приборы для горячего водоснабжения; приборы для индивидуального отопления. Условность такого деления состоит в том, что каждая из названных групп может быть использована и по другому назначению: например, газовые плиты — для приготовления воды, приборы для отопления — для горячего водоснабжения и пищеприготовления.

Принятая классификация вытекает из преимущественного использования газовых приборов для тех или иных целей.

К группе приборов для приготовления пищи относятся газовые плиты различной конструкции и теплопроизводительности. Для горячего водоснабжения обычно используются проточные водонагреватели, устанавливаемые в нетеплофицированных домах. Емкостные водонагреватели, аппараты отопительные газовые бытовые с водяным контуром и аппараты отопительно-варочные, как правило, используются для отопления отдельных домов или квартир в зависимости от их теплопроизводительности. Для отопления жилых и служебных помещений малоэтажной застройки с объемом до 100 м^3 используется газовый камин с конвективной теплоотдачей, а для перевода отопительных бытовых печей на газовое топливо используются специальные газовые горелки.

ГАЗОВЫЕ БЫТОВЫЕ ПЛИТЫ

Газовые бытовые плиты в СССР изготовляются в соответствии с ГОСТ 10798—77. Согласно этому стандарту газовые плиты классифицируются:

по числу горелок стола — двухгорелочные, трехгорелочные и четырехгорелочные;

по способу установки — напольные, настольные Н;

по способу компоновки с кухонной мебелью — отдельно стоящие, встраиваемые В, блочно-встраиваемые Б;

по использованию — основные, повышенной комфортности К.

Исходя из указанных индексов газовые плиты условно обозначаются: плиты газовые (ПГ) двухгорелочные (2) настольные (Н) отдельно стоящие основного исполнения — ПГ2-Н ГОСТ 11798—77; плиты газовые (ПГ) четырехгорелочные напольные стационарные встраиваемые (В) повышенной комфортности (К) — ПГ4-ВК ГОСТ 10798—77 (рис. 10.1).

Техническая характеристика газовых бытовых плит

	Напольные	Настольные
Число горелок стола, не менее	2	2
Число горелок стола нормальной тепловой мощности для плит должно быть, не менее:		
двухгорелочных	1	1
трехгорелочных	2	2
четырехгорелочных	2	2
Тепловая мощность горелок стола, кВт:		
пониженной	0,7 ± 0,06	
нормальной	1,9 ± 0,12	
повышенной	2,8 ± 0,12	
Тепловая мощность основной горелки духовки на единицу ее объема, кВт/дм^3, не более	0,09	—
Тепловая мощность жаровочной горелки духовки, кВт, не более	3,5	—
К. п. д. горелок стола при нормальном давлении, % не менее	56	
Полезный объем духовки, дм^3, не менее:		
двух- и трехгорелочных плит	35	
четырехгорелочных плит	45	

Размеры входного проема духовки, мм, не менее:		
высота	260	
ширина	330	
Объем углубления в столе для пролитой пищи, дм³, не менее:		
двухгорелочной	0,5	
трехгорелочной	0,75	
четырехгорелочной	1	
Температура нагрева корпуса плиты (кроме стола) и поверхности под плитой, на которой она устанавливается ,°С, не более	60	
Температура нагрева стекла дверцы духовки, °С, не более	170	—
Температура встроенного баллона для сжиженного газа, °С, не более	40	—
Размеры плиты без учета выступающих элементов обслуживания и декоративных элементов (см. рис. 11.1), мм:		
высота H (±5 мм)	850	110; 125
глубина L		
отдельно стоящей L (±5 мм)	450; 600	300; 315
встраиваемой L_1 (—10 мм)	600	
ширина B		
отдельно стоящей (±5 мм)	500; 520; 800	
встраиваемой (—10 мм)	600	
расстояние b (±5 мм)		
отдельно стоящей	15	
встраиваемой	40	
условный проход входного штуцера газопровода, мм	15	
Масса плит шириной до 600 мм включительно, кг, не более:		
двухгорелочных	40	8
трехгорелочных	50	10
четырехгорелочных	60	15
Масса трехгорелочных плит шириной до 800 мм (без баллона), кг, не более	60	15

Номинальные диаметры отверстия в соплах газовых плит для природного и сжиженного газа приведены в табл. 10 1.

В соответствии с ГОСТ 15150—69 газовые плиты изготовляются в климатическом исполнении V и XV категории 4. Плиты изготовляются для работы на природном газе с номинальным давлением 1300 и 2000 Па и на сжиженном газе

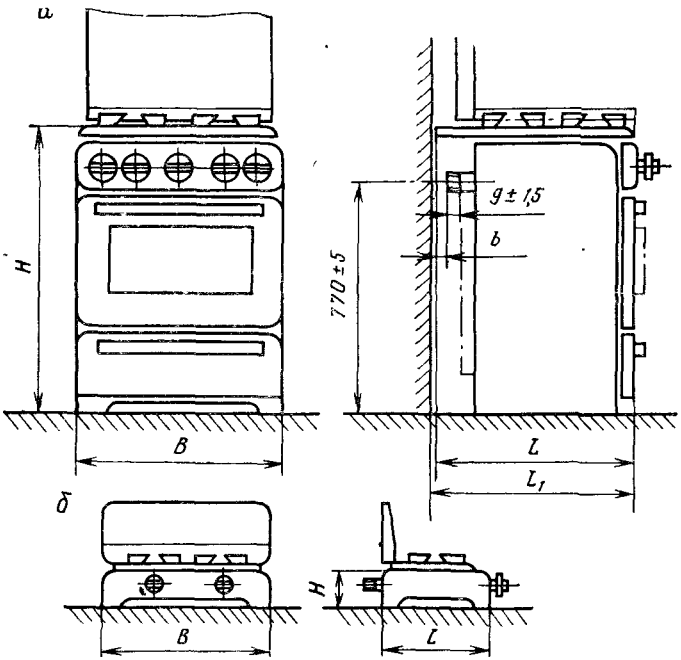


Рис. 10.1. Установочные размеры напольных (*а*) и настольных (*б*) газовых плит по ГОСТ 10798—77

Таблица 10 1

Номинальные значения диаметров сопел горелок газовых плит (в мм)

Тип горелки	Природный газ		Сжиженный газ
	Давление газа, Па		
	1300	2000	3000
Пониженной мощности, 0,7 кВт	0,73	0,65	0,48
Нормальная горелка мощностью 1,9 кВт	1,25	1,1	0,75
Повышеннои мощности, 2,8 кВт	1,48	1,33	0,93
Основная горелка духовки мощностью 3,9 кВт	1,75	1,65	1,1

с номинальным давлением 3000 Па При этом перевод работы горелок плиты с одного вида газа на другой должен осуществляться при помощи съемных сопел. Газовые плиты рассчитаны на сжигание природного газа теплотой сгорания 35 530 кДж/м^3 или сжиженного газа теплотой сгорания 96 140 кДж/м^3

Газовые плиты повышенной комфортности должны быть оснащены освещением духовки, горелкой повышенной тепловой мощности и некоторыми из следующих дополнительных устройств полуавтоматическим розжигом горелок стола, полуавтоматическим розжигом горелок духовок, жарочной горелкой духовки, вертелом духовки с электрическим приводом, вертелом духовки с ручным приводом, автоматикой контроля горения горелок стола, автоматикой контроля горения горелок духовки, терморегулятором духовки (вместо указателя температуры), программным устройством, фиксирующим положение «малое пламя»

В плитах, не оборудованных автоматикой контроля горения горелок духовок, предусматривается возможность визуально проводить контроль наличия пламени при закрытой дверце духовки

Ручки кранов и органов управления плитой располагаются на передней поверхности плиты, при этом усилие их включения не должно превышать 0,3—0,5 Н м Газовые плиты имеют съемную решетку стола, фиксируемую в установленном положении При этом как решетка, так и конфорки стола должны обеспечивать устойчивую установку посуды диаметром не менее 120 мм для всех горелок стола и 60 мм не менее чем для одной горелки Плиты имеют откидную крышку или щиток высотой не менее 150 мм В открытом положении крышка плиты не должна самопроизвольно закрываться Настольные газовые плиты допускается изготовлять без крышки и щитка Конструкцией газовой плиты предусматривается снятие и разборка каждого крана горелки в отдельности без снятия коллектора, а снятие вертела осуществляется без применения инструмента

Если плиты оборудованы автоматикой контроля горения, терморегулятором духовки и программным устройством, то плита снабжается фильтром для очистки газа от загрязнений Составные части плиты и духовки, подвергающиеся периодической чистке, конструируются с таким расчетом, что они могут быть демонтированы без применения инструмента Наружные поверхности газовой плиты и крышка стола (щиток), кроме задней стенки и дна плиты, покрываются силикатными эмалями светлого цвета, а внутренняя поверхность духовки — силикатными эмалями любого цвета

Горелки газовых плит запроектированы одинаковыми для всех типов плит с таким расчетом, чтобы обеспечивать горение газа без проскока и отрыва пламени при изменении тепловой мощности для горелок стола от 0,25 до 1,2, а для горелок духовки — от 0,3 до 1,2 номинальной величины Пламя горелок стола не должно гаснуть под воздействием потока воздуха, движущегося со скоростью 2 м/с, а также при давлении газа в газопроводе перед плитой, равным 0,5 номинальной величины В ГОСТе также оговорено, что горелки стола плиты должны

разжигаться и работать без проскока и отрыва пламени и в том случае, если включена горелка духового шкафа В местах соединения горелки не должны давать утечки газовоздушной смеси При этом крепление горелки должно обеспечивать возможность самопроизвольного изменения положения горелки, а огневые отверстия их должны быть расположены так, чтобы при выкипании пищи горелки не подвергались вчутреннему загрязнению.

Расстояние между осями смежных горелок газовой плиты, в зависимости от тепловой мощности, составляет не менее между горелками нормальной и повышенной мощности — 230 мм, между горелками нормальной и нормальной мощности — 210 мм, между горелками повышенной и пониженной мощности — 190 мм, между горелками нормальной и пониженной мощности — 180 мм

Краны горелок обеспечивают плавное регулирование расхода газа как в холодном, так и в нагретом состоянии и имеют ограничители хода в крайних положениях, т е закрытом и открытом положениях Указатели на ручках или захваты на ручках кранов в закрытом положении располагаются в горизонтальном положении, при этом конструкция этих ручек такова, что исключается их монтаж в неправильное положение Открытие кранов и терморегулятора осуществляется против хода часовой стрелки, а открытие общего крана для основной и жарочной горелки духового шкафа — по ходу часовой стрелки Ручки горелок стола плиты отличаются от ручек крана духовки по форме или по цвету

Мощность основной горелки духового шкафа газовой плиты и сама конструкция духовки рассчитаны так, что в середине духовки достигается температура в 250—290 °С за 20—30 мин Это позволяет обжаривать ломти хлеба за 6 мин, приготовлять шашлык за 30 мин и курицу за 120 мин

Дверца духового шкафа застекляется термически стойким и механически прочным стеклом Дверца духовки открывается вниз на 90° Духовка снабжена указателем температуры, надежно работающим в интервале температур 150—290 °С, а для автоматического поддержания заданного температурного режима духовка снабжена терморегулятором.

Газовые плиты повышенной комфортности снабжаются также автоматикой контроля горения, обеспечивающей отключение подачи газа при погасании пламени горелки и возможности повторного ее розжига Эта автоматика также срабатывает при выходе из строя чувствительного элемента

Газовая плита должна быть укомплектована съемными составными частями в соответствии с руководством по эксплуатации противнем для жарения, противнем для выпечки, решеткой для плит, имеющих духовки, соплами для перевода плит с одного вида газа на другой

Плиты со встроенными баллонами для сжиженного газа запасными соплами не обеспечиваются

К газовой плите также должно быть приложено руководство по ее эксплуатации

В соответствии с ГОСТ 10798—77 на каждой плите, на ручках или у ручек кранов и органов управления устройств должны быть нанесены знаки, обозначающие назначение органа управления, положение ручек кранов (закрытое, «полное пламя», «малое пламя»)

В соответствии с ГОСТ 12971—67 на каждой плите, исключая переднюю ее поверхность, должна быть прикреплена табличка, содержащая товарный знак или наименование предприятия-изготовителя, обозначение плиты, теплоту сгорания газа, номинальное давление газа, порядковый номер по системе нумерации предприятия-изготовителя, месяц и год выпуска, обозначения стандарта 10798—77, розничную цену для плит, поступающих в розничную торговлю

Если газовые плиты оснащаются электрооборудованием, то дополнительно должно быть нанесено номинальное напряжение, символ рода электротока, номинальная потребляемая мощность

В соответствии с указанным стандартом срок службы газовой плиты и средний срок службы автоматики контроля горения и устройств розжига установлен в 12 лет, а гарантийный срок эксплуатации в 3 года Средний ресурс до списания терморегулятора духового шкафа установлен в 10 000 ч

Газовые бытовые плиты устанавливаются у потребителя с соблюдением Правил безопасности в газовом хозяйстве, утвержденных Госгортехнадзором и СНиПП-В—75, утвержденных Госстроем СССР.

Четырехгорелочные газовые плиты

Наиболее распространенной газовой плитой является *плита ПГ4* (*модель 1421*), которую выпускают семь заводов газовой аппаратуры — Бакинский, Воткинский, Днепропетровский, Ленинградский, Орджоникидзевский, Ферганский и Целиноградский Она предназначена для приготовления широкого ассортимента блюд, сушки продуктов, посуды и кухонных принадлежностей Полезный объем духового шкафа 49 дм^3, масса всей газовой плиты не более 49 кг. Газовая плита ПГ4 (рис 10 2) выполнена из листовой стали в виде тумбы, в которую встроены духовка *11* и сушильный шкаф *8* Плита имеет штампованный стальной стол *2*, снабженный четырьмя отверстиями для размещения горелок. Для предохранения от забрызгивания стены стол плиты снабжен щитком *1* Посуда при варке пищи устанавливается на решетку *15*, помещаемую на стол плиты. Духовка *11* снабжена противнем для сушки *5*, противнем для жарения *6* и решеткой *4*. В центре духовки смонтирована горелка *7* Как эта горелка, так и конфорочные горелки инжекционного типа Сушильный шкаф *8* снабжен дверкой сушильного шкафа *9*, а духовой шкаф — своей дверкой В этой дверке вмонтиро-

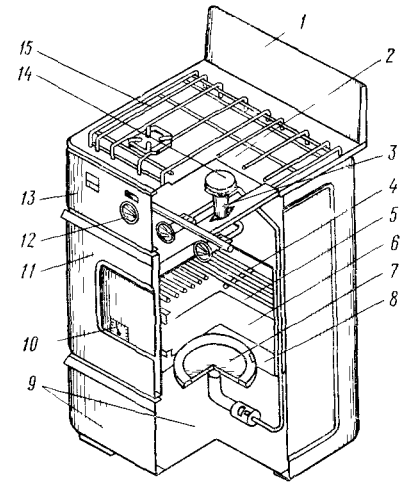


Рис. 10.2. Газовая плита ПГ4 (модель 1421)

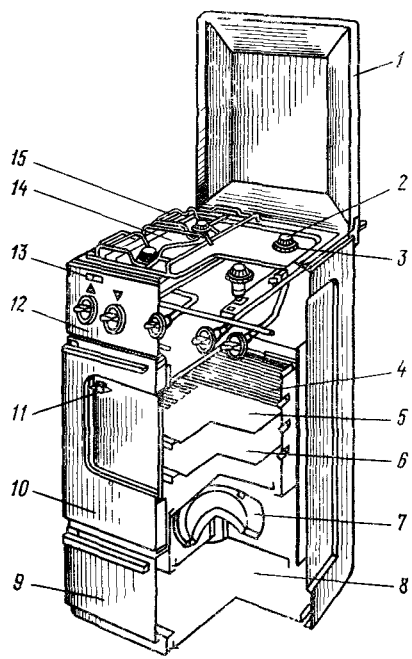
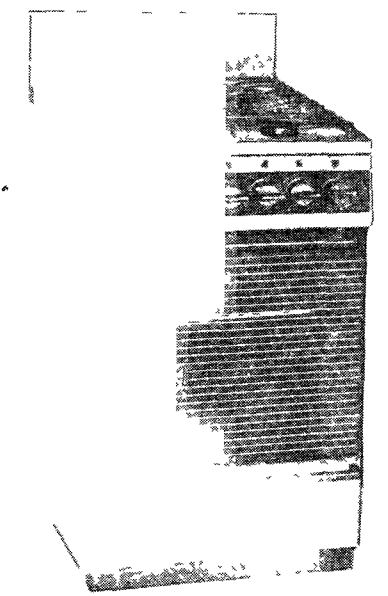


Рис. 10.3. Газовая плита ПГ4 (модель ЛГ1419)

Рис. 10.4. Газовая плита ПГ4 (модель 1414)

Рис. 10.5. Газовая плита ПГ4 (модель 1447) «Электа»:

1 — дно духовки; *2* — теплоизоляция; *3* — горелка духовки; *4* — кожух теплоизоляции; *5* — дно духовки; *6* — экран задней стенки плиты; *7* — плафон подсветки духовки; *8* — теплоизоляция; *9* — заглушка коллектора; *10* — предохранительный щиток; *11* — стол плиты; *12* — экран горелки; *13* — крышка (рассекатель) горелки; *14* — насадка горелки; *15* — решетка стола; *16* — растяжки; *17* — коллектор; *18* — противень духовки; *19* — решетка духовки; *20* — жаровня; *21* — дверка духовки; *22* — дверка сушильного шкафа; *23* — каркас



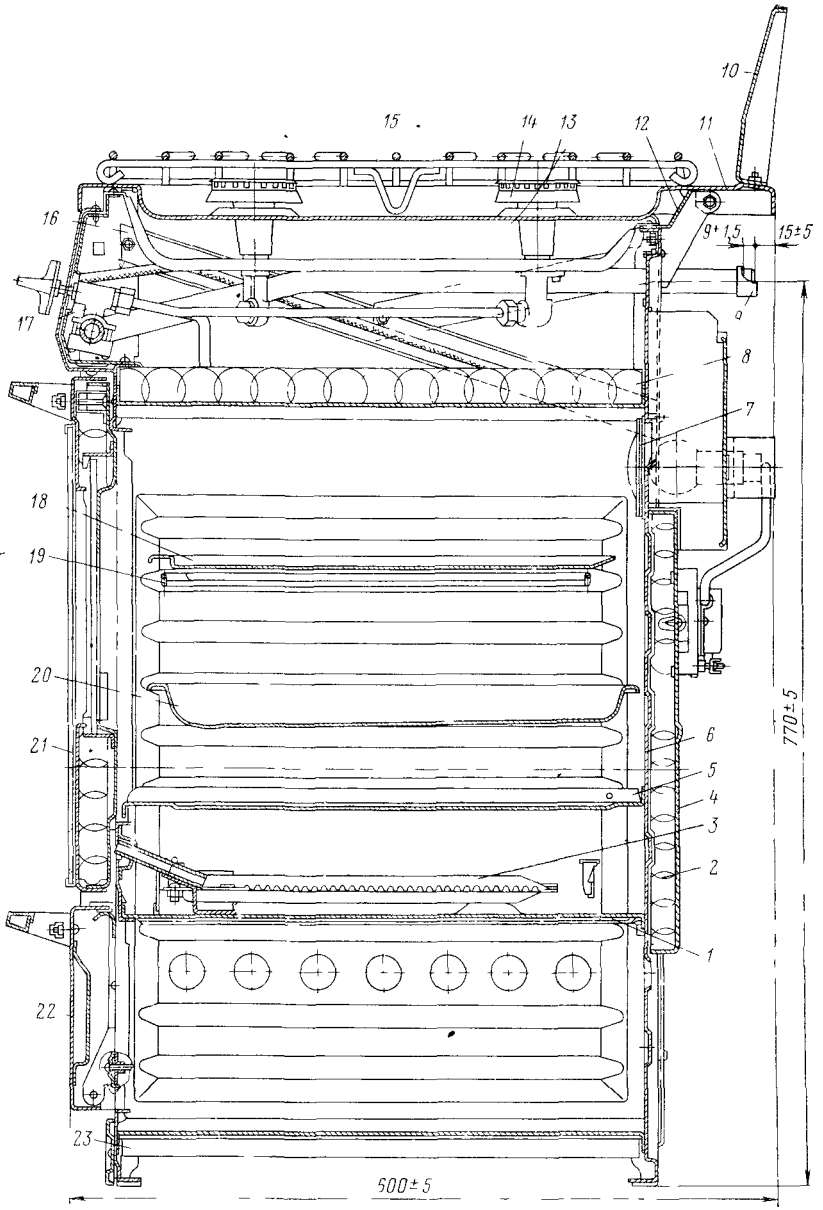
вано жаропрочное стекло для наблюдения за ходом жарения или выпечки в духовке. К внутренней стенке дверки духовки прикреплен терморегулятор *10*. Сверху передней части газовой плиты закреплен щиток управления *13*, в котором помещены пять ручек *12* кранов горелок, вмонтированных в обойму *14*. К каркасу газовой плиты с помощью винта крепится стол *2* газовой плиты, в котором имеется четыре отверстия для размещения горелок *3*, прикрытых крышкой (рассекателем пламени).

При работе духовки тепло ее может быть использовано для сушки посуды и других кухонных принадлежностей в сушильном шкафу. Ленинградский завод газовой аппаратуры выпускает также газовую плиту повышенного класса *ПГ4* (*модель ЛГ1419*) Эта плита (рис. 10.3) выполнена, как и другие четырехгорелочные плиты в виде тумбы, в которую вмонтирована духовка с горелкой *7*. Духовка снабжена решеткой духовки *4*, противнями *5* и *6*. Под духовкой находится сушильный шкаф, нижняя часть которого является дном газовой плиты *8* Как сушильный шкаф, так и духовка снабжены дверками *9* и *10*. При этом в дверке духовки вмонтировано окно из жаростойкого стекла, в верхней части которого помещен указатель температуры *11* В верхней части плиты находится распределительный щиток *12*, в котором имеется пять отверстий для размещения четырех кранов для верхних горелок плиты и один кран для горелки духового шкафа В этом же щитке помещена кнопка включения подсветки *13* духовки Для предотвращения попадания загрязнений во внутреннюю полость плиты она прикрыта штампованным и эмалированным столом *14*, а для установки посуды над горелками помещаются решетки стола *15*. Если плита не эксплуатируется, она может быть прикрыта крышкой плиты *1*. Газовая плита этого типа снабжена одной горелкой пониженной мощности, двумя горелками нормальной мощности и одной горелкой повышенной мощности Насадка горелки *3* прикрывается крышкой горелки *2*. На термоуказателе показаны восемь положений стрелки, которые соответствуют: 1 — 140 °С; 2 — 160 °С, 3 — 185 °С, 4 — 210 °С, 5 — 235 °С, 6 — 260 °С; 7 — 280 °С; 8 — 300 °С.

Все горелки газовой плиты инжекционного типа Ручки кранов выведены на лицевую часть распределительного щитка и снабжены устройствами, предохраняющими от случайного поворота из положения «закрыто».

На Семипалатинском заводе газовой аппаратуры с 1982 г. начато производство четырехгорелочной плиты *ПГ4* (*модель 1414*) повышенного качества (рис. 10 4) с тремя горелками нормальной мощности и одной горелкой повышенной мощности (ГОСТ 10798—77)

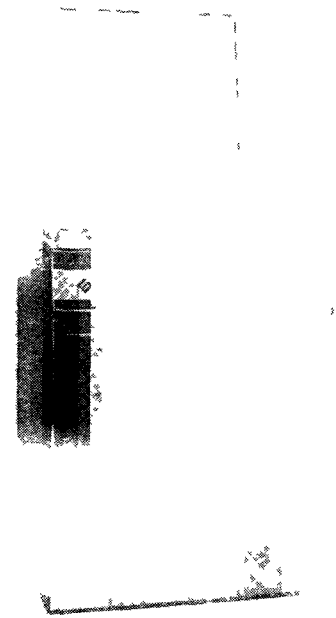
Плита ПГ4 (*модель 1447*) *«Электа»* выпускается Волгоградским заводом газовой аппаратуры. Как и описанные ранее, она имеет следующие основные узлы (рис. 10.5): каркас, откидной стол со щитком или крышкой, имеющий спе-



циальной углубление и отбортовки в местах установки горелок, исключающие попадание пролитого содержимого посуды во внутреннюю полость плиты. Стол газовой плиты снабжен тремя горелками нормальной и одной горелкой повышенной мощности. Как и все плиты, эта плита снабжена газовым коллектором с пробковыми кранами, выведенными на щиток управления. Духовка плиты снабжена горелкой в соответствии со стандартом. В дверце духовки вмонтировано окно из тугоплавкого стекла, указатель температуры; духовка также снабжена подсвет-

Рис. 10.6. Газовая плита ПГ4-К (модель 1445):

1 — экран горелок; *2* — растяжка, *3* — фильтр; *4* — отражатель; *5* — дымоход; *6* — кожух теплоизоляции; *7* — дно духового шкафа; *8* — теплоизоляция; *9, 10* — опора дверцы сушильного шкафа правая и левая; *11* — дверца сушильного шкафа; *12* — жаровня, *13* — решетка духового шкафа; *14* — дно дверки со стеклом; *15* — крышка дверки; *16* — ручка дверки; *17* — коллектор плиты; *18* — газовая горелка стола плиты; *19* — крышка (рассекатель) плиты; *20* — крышка плиты; *21* — решетка стола; *22* — стол плиты; *23, 24* — траверсы правая и левая



кой. Под духовкой находится сушильный шкаф. Решетка стола газовой плиты пруткового типа.

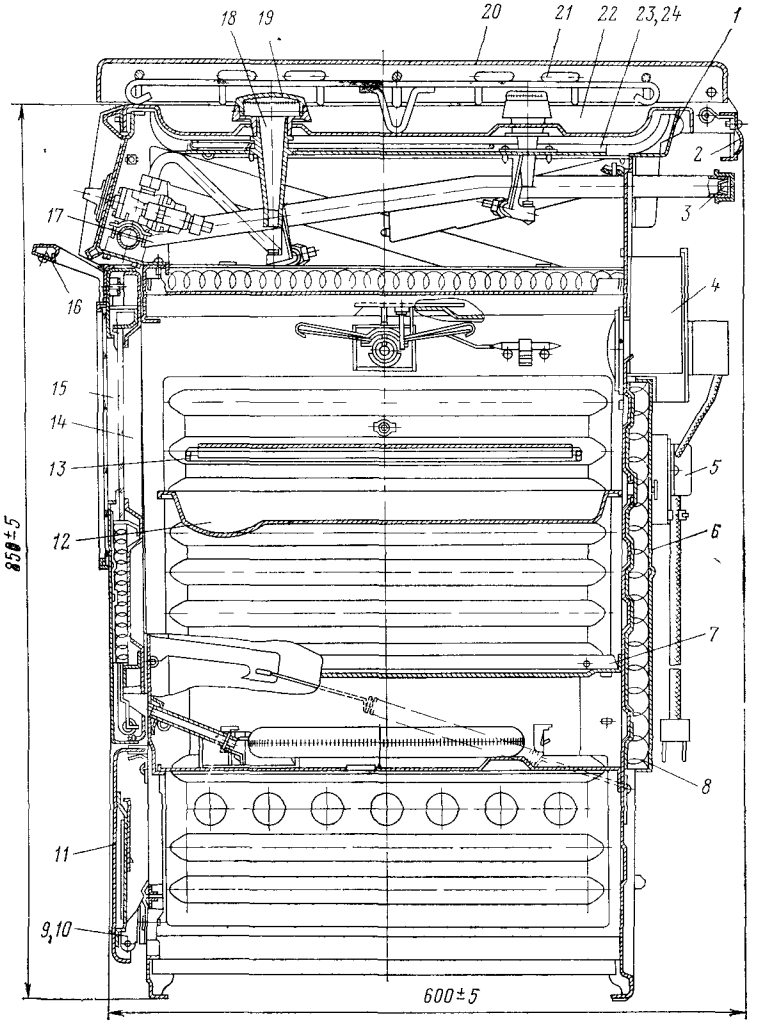
Брестский завод газовой аппаратуры выпускает четырехгорелочную *плиту повышенной комфортности ПГ4-К* (*модель 1445*) по ГОСТ 10798—77. Эта плита (рис. 10 6) снабжена откидным столом с крышкой, имеющей специальные отверстия с отбортовкой в местах установки горелок. Отбортовка отверстий исключает попадание пролитой пищи внутрь плиты. Стол газовой плиты имеет три типа горелок. одну пониженной тепловой мощности, две горелки — нормальной мощности и одну — повышенной тепловой мощности Духовка плиты, снабжена двумя горелками: основной — тепловой мощностью 3,9 кВт и жарочной — тепловой мощностью 2,92 кВт. На столе плиты располагается решетка из жаропрочной стали для установки на ней посуды. Горелки газовой плиты управляются пробковыми кранами, которые позволяют после положения «Полное пламя» устанавливать фиксированное положение «Малое пламя». Этим самым обеспечивается устойчивое горение горелки в экономном режиме Для регулирования «Малое пламя» имеется специальный винт. Горелки духовки управляются с помощью термоэлектромагнитного клапана и терморегулятора, объединенных в термостатический экран. Таким образом, термоэлектромагнитный клапан является автоматическим устройством контроля горения газа в горелках духовки и обеспечивает отключение подачи газа на горелки при их случайном погасании Надо иметь в виду, что одновременная работа горелок духовки невозможна. Духовка плиты снабжена освещением, включение и выключение которого производится выключателем, расположенным на щитке управления горелками.

Трехгорелочные газовые плиты

Из трехгорелочных плит выпускаются два типа: плита газовая трехгорелочная стационарная и плита газовая трехгорелочная переносная по ГОСТ 10798—77.

Казанский и Целиноградский заводы газовой аппаратуры выпускают *плиту трехгорелочную ПГ3* (*модель 3-Пб*) стационарную со встроенным баллоном, предназначенным для работы на сжиженном углеводородном газе теплотой сгорания 96 300 (±4600) кДж/м^3, с горелками стола нормальной мощности и тепловой мощностью основной горелки духовки на единицу объема в соответствии с ГОСТ. Плита имеет полезный объем духового шкафа 35 дм^3. Условный проход входного конца газопровода равен 7 мм, а внутренний диаметр соединительного резинотканевого рукава — 9 (±0,5) мм

Плита газовая трехгорелочная стационарная модели 3-Пб (рис 10 7), как и все газовые напольные плиты, выполнена в виде тумбочки, в которую встроены духовой шкаф *1* и шкаф *13* для размещения в нем баллона вместимостью 27 л



с регулятором давления. Духовой шкаф снабжен противнем для жарения *2*, противнем для выпечки *3* и решеткой *4*. В нижней части духовки помещена горелка духового шкафа *17*, а под духовкой — сушильный шкаф *16*. В верхней части передней стенки плиты размещен распределительный щиток *11*, а верхняя часть плиты прикрыта штампованным столом *10* с тремя отбортованными отверстиями для газовых горелок *6* Газ к горелкам поступает по коллектору *5*, который в свою очередь, соединен резиновым шлангом с регулятором давления, присоединенным к баллону. Для предохранения забрызгивания стенок плита снабжена защитным щитком *8* и для размещения посуды над столом плиты устанавливается решетка *9*. Как во всех плитах, ручки кранов *7*, *12* выведены наружу щитка управления. В самой нижней части плиты прикреплена передняя планка *14*, а в дверке духового шкафа вмонтировано жаропрочное стекло, на внутренней стенке которого находится указатель температуры *15*

Казанский завод газовой аппаратуры выпускает газовую настольную *трехгорелочную переносную плиту ПГ3-Н-П*, которая предназначена для варки и жа-

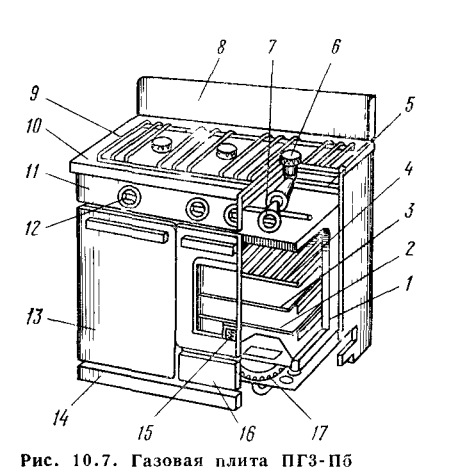


Рис. 10.7. Газовая плита ПГ3-Пб

Рис. 10 8 Газовая плита ПГ3-Н-П

рения пищи, подогрева воды и других бытовых нужд в условиях туристских лагерей, сельских, дачных и рабочих поселков, где отсутствует сетевой газ. Плита предназначена для работы на сжиженном газе с номинальным давлением 3000 Па, теплотой сгорания 96 300 ± 4600 кДж/м³ Плита имеет следующие габаритные размеры высота до верха стола — 160 ± 5 мм, ширина — 800 ± 5 мм; длина (глубина) — 425 ± 5 мм (рис 10 8).

Двухгорелочные газовые плиты

Значительное применение нашли двухгорелочные как стационарные, так и переносные газовые плиты Кратко рассмотрим основные из них

Ашхабадский, Краснодарский и Омский заводы газовой аппаратуры выпускают двухгорелочную стационарную *плиту ПГ2* (*модель 1208*), которая предназначена для тех же целей, что и четырехгорелочные плиты, но устанавливается в малогабаритных кухнях или в кухнях квартир с малым числом жителей Масса выпускаемой плиты 39 кг Как и все плиты с духовым шкафом, газовая плита ПГ2 (модель 1208) выполнена (рис. 10 9) в виде тумбы, в средней части которой встроена духовка *8*, снабженная горелкой *7*, противнем *6* для жарения, противнем для выпечки *5*, прутковой решеткой *4* и дверкой *10*, в которой вмонтировано окно из жаропрочного стекла (для наблюдения за жарением и выпечкой) В нижней части внутри духового шкафа закреплен указатель температуры *11* Под духовым шкафом находится сушильный шкаф *9*, а в верхней части плиты помещен щиток управления *12* с тремя отверстиями для вывода на его наружную поверхность ручек кранов *13*, *14* Верхняя часть плиты прикрыта столом (с винтом *15*) *16* с отбортованными отверстиями для помещения горелок *3*, прикрываемых крышкой (рассекателем пламени) *2* Посуда над горелками устанавливается на проволочную решетку *17* стола, а для защиты стенки, к которой ставится газовая плита, стол ее снабжен

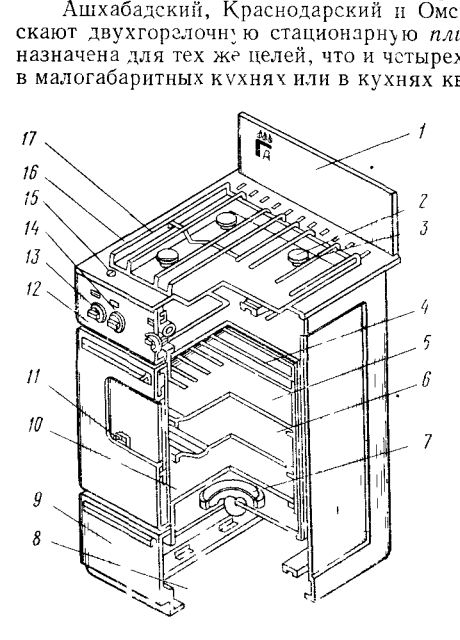


Рис. 10.9. Газовая плита ПГ2 (модель 1208)

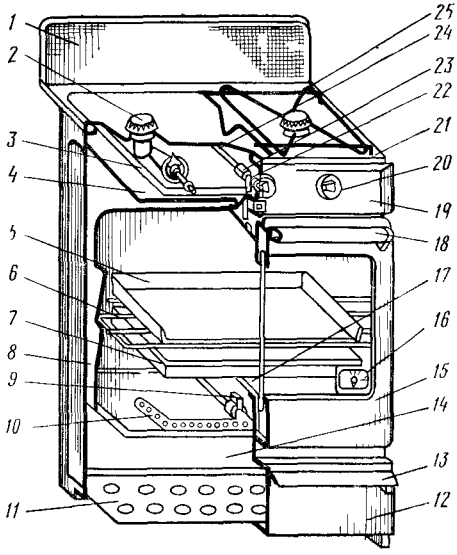


Рис 10 10 Газовая плита ПГ2 (модель ВГ06)

1 — предохранительный щиток *2* — горелка стола в сборе, *3* — коллектор *4* — лист промежуточный *5* — противень для выпечки *6* — решетка *7* — противень для жарения *8* — духовой шкаф *9* — регулятор воздуха *10* — горелка духового шкафа *11* — дно плиты *12* — нижний щиток *13* — ручка нижнего щитка *14* — сушильное отделение *15* — дверка духового шкафа *16* — указатель температуры Т5 1М1 *17* — лист надгорелочный *18* — ручка дверки духового шкафа *19* — щиток управления горелками *20* — ручка газовог крана *21* — штампованный стол плиты *22* — кран газовыи *23* — соединительная муфта *24* —газопровод горелки духового шкафа *25* — прутковая решетка стола

щитком *1* Волгоградский завод газовои аппаратуры выпускает несколько модифицированную несколько облегченную двухгорелочную *плиту ПГ2* (*модель ВГ06*) массои в 32 кг с объемом духового шкафа не менее 35 дм³ и обьемом сушильного шкафа 36,8 дм³ (рис 10 10)

Львовский завод газовой аппаратуры выпускает двухгорелочную каркасную плиту *ПГ2* (*модель 1213*) с улучшенной отделкой, с полезным объемом духового шкафа 38 дм³ массой 40 кг и размерами высота — 850 мм ширина — 500 мм и глубина — 450 мм Духовой шкаф теплоизолирован минеральной ватой и фольгои и снабжен дверкои с панорамным стеклом и термоуказателем (рис 10 11)

Брестскии и Дружковскии заводы газовой аппаратуры выпускают двухгорелочную настольную переносную газовую *плиту ПГ2 Н П*, рассчитанную на сжигание сжиженного газа теплотой сгорания в 96 140 кДж/м³ с установкой двух горелок нормальной тепловой мощностью Газовые плиты этих заводов мало отличаются друг от друга Диаметр отверстия сопла горелки 0 76 ± 0,01 мм, общая высота плиты — 150 мм, ширина — 500 мм и глубина — 315 мм (рис 10 12)

Омскии завод газовой аппаратуры выпускает двухгорелочную газовую *плиту ПГ2 Т* для туристов снабжаемую сжиженным газом от баллона вместимостью 5 л

Техническая характеристика плиты ПГ2 Т

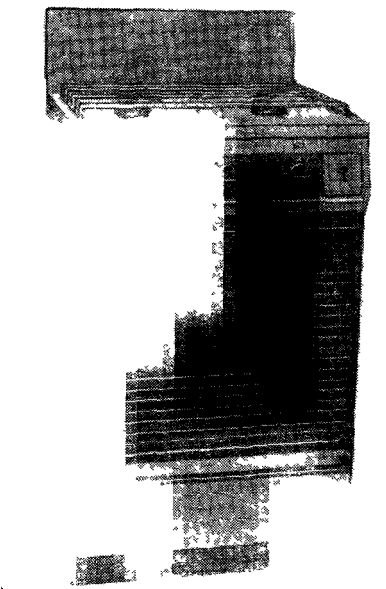
Давление сжиженного газа перед горелками Па	3000
Номинальная нагрузка каждой горелки кВт	1 9 ± 0 12
Номинальныи расход газа каждой горелкой м³/ч	0,07
Масса плиты (без баллона и шланга) кг	3 7
Габаритные размеры чемодана плиты мм	
ширина	230
длина	280
высота	130
Масса баллона с газом кг	6
Габаритные размеры баллона мм	
наружный диаметр	222
высота баллона	285

Двухгорелочная плита имеет корпус выполненныи в виде чемодана равных половинок, каждая из которых снабжена горелкои таганком и пробковым краном Газ из баллона поступает к горелкам через соединительный шланг и регулятор «Балтика ПД16 2» (рис 10 13)

Днепропетровский завод газовой аппаратуры выпускает одногорелочную туристкую газовую *плиту ПГ1 Т* (рис 10 14) снабженную горелкои номиналь-

Рис. 10.11. Газовая плита ПГ2 (модель 1213):

1 — дно духовки; *2* — горелка духового шкафа; *3* — запальник; *4* — дно духовки; *5* — решетка духовки, *6* — противень; *7* — жаровня; *8* — каркас; *9* — отбортовка теплоизоляции; *10* — теплоизоляция, *11* — коллектор; *12* — кронштейн; *13* — стол; *14* — насадка горелки; *15* — крышка (рассекатель пламени) горелки; *16* — решетка стола; *17* — щиток предохранительный; *18* — входной штуцер; *19* — плафон подсветки; *20* — экран задней стенки



ной мощности, над которой расположена решетка Горелка своей крановой частью закреплена в лицевой части корпуса плиты. В этом корпусе при переноске или перевозке находятся резиновый шланг и регулятор давления. Перед пользованием плитой необходимо открыть ее боковые стенки и собрать как это требуется в руководстве по эксплуатации. Масса плиты не более 5 кг, а габаритные размеры в закрытом положении: длина — 336 мм, ширина — 155 мм и высота — 95 мм. Масса всей установки — 7 кг.

Ферганский завод газовой аппаратуры выпускает комбинированный *отопительно-варочный аппарат* (*модель 2507*) «*Бухара*», предназначенный как для приготовления пищи, так и для обогрева нежилых помещений (кухни, веранды, отдельных хозяйственных пристроек дачного типа) Аппарат может работать на природном и сжиженном газе с отводом продуктов сгорания газа отопительной части в дымоход. В условиях Средней Азии аппарат используется для обогрева помещений при выкормке тутового шелкопряда Как видно из рис 10.15,аппарат состоит из двух частей верхней — обычной двухгорелочной газовой плиты и нижней — отопительной. Поскольку варочная часть аппарата является обычной двухгорелочной газовой плитой, то остановимся на нижней части аппарата — отопительной его части. В отопительную часть аппарата (рис. 10.16) входят инфракрасный излучатель — горелка *2* инфракрасного излучения типа ВИГ или ГИИБЛ, нижний *1* и верхний *4* отражатели, зонт для сбора продуктов сгорания *5*, откуда они направляются в теплообменник, а затем в дымоход Для зажигания газа в инфракрасной горелке служит запальная горелка *10* (см. рис. 10.15), управляемая ручкой *9*.

Газовая инфракрасная горелка расположена в нише корпуса аппарата и закреплена в центре задней стенки. Передняя и боковые стенки отопительной части аппарата выполнены в виде декоративных решеток, через отверстия которых тепло попадает в отапливаемое помещение. Верх и дно ниши, где размещена горелка, закрыты отражательными листами Управление газовой горелкой отопителя осуществляется пробковым краном, установленным на щитке управления и автоматикой безопасности с клапаном, запальной горелкой и датчиком тяги. Клапан и запальная горелка установлены на газопроводе после пробкового крана. Если запальная горелка горит, то ее клапан в тройнике открыт и газ

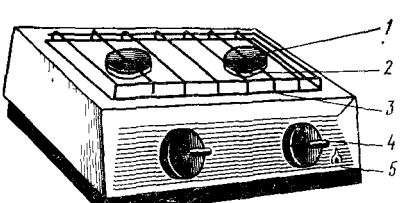
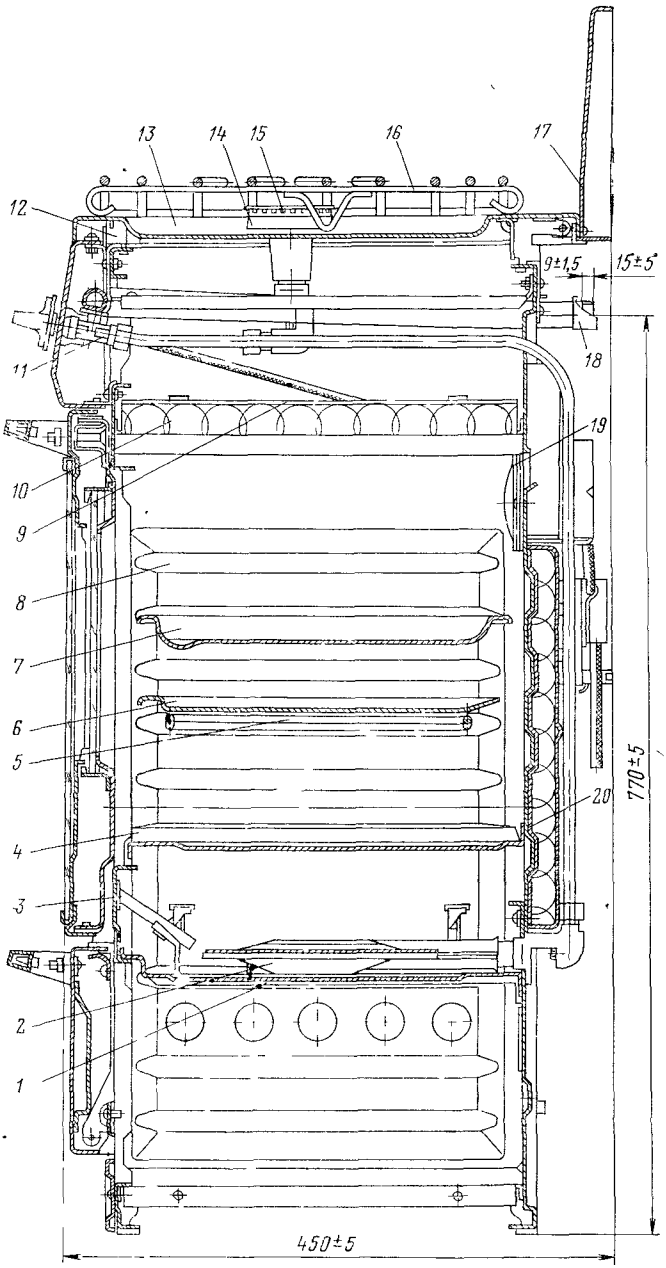


Рис. 10.12. Газовая плита ПГ2-Н-П:

1 — крышка (рассекатель пламени) горелки; *2* — горелка; *3* — прутковая решетка *4* — рукоятка крана; *5* — корпус газовой плиты


13
14
15
16
17
12
9±1,5
15±5°
11
18
19
10
9
8
7
6
5
20
770±5
4
3
2
1
450±5

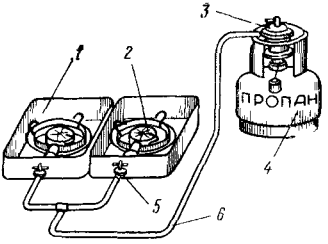


Рис. 10.13. Газовая плита ПГ2-Т

1 — корпус плиты; *2* — горелка, *3* — регулятор давления; *4* — баллон; *5* — кран; *6* — шланг резиновый

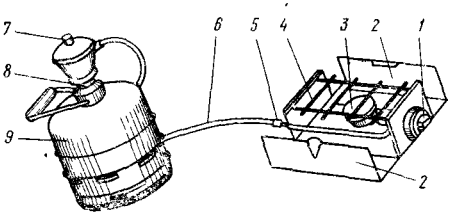


Рис. 10.14. Газовая плита ПГ1-Т:

1 — ручка крана, *2* — боковые стенки; *3* — газовая горелка; *4* — решетка для установки посуды; *5* — хомут для крепления шланга, *6* — шланг резиновый; *7* — регулятор давления; *8* — горловина баллона, *9* — баллон

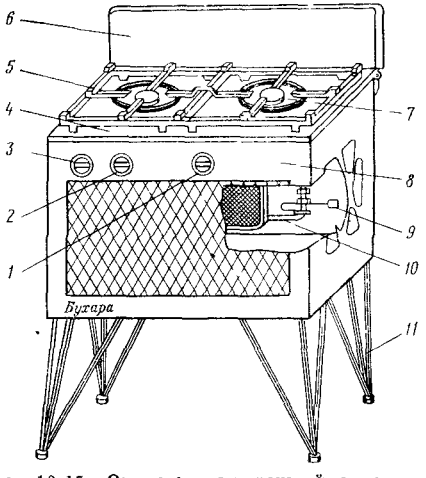


Рис. 10.15. Отопительно-варочный аппарат «Бухара»:

1, 2, 3 — ручки пробкового крана; *4* — стол; *5* — решетка стола; *6* — щиток; *7* — горелка стола; *8* — передняя стенка; *9* — ручка запальной горелки; *10* — запальная горелка; *11* — ножка аппарата

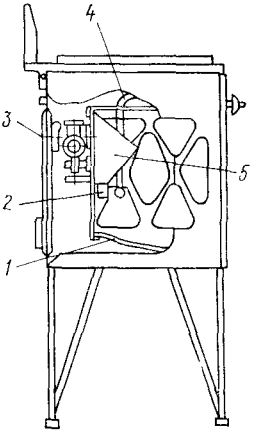


Рис. 10.16. Отопительная часть аппарата «Бухара»:

1 — отражатель нижний; *2* — инфракрасная горелка; *3* — теплообменник; *4* — отражатель верхний; *5* — зонт

свободно поступает к инфракрасной горелке. В том случае, если запальная горелка погаснет, ее биметалл охладится, запрет клапан и подача газа автоматически прекратится. Указанная автоматика связана также и с тягой в дымоходе. При наличии тяги биметалл датчика тяги в окне дымохода не нагревается; при отсутствии тяги в дымоходе газ омывает биметаллическую пластину, которая вследствие этого будет нагреваться и вызовет срабатывание пружинно-рычажной системы, которая заслонкой перекроет пламя запальной горелки и ее биметалл. Вследствие охлаждения биметалла клапан сработает и автоматически перекроет поступление газа (рис 10 17).

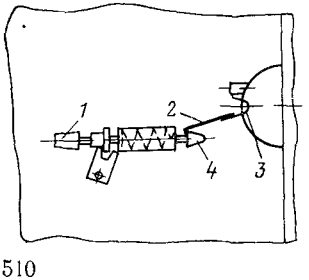


Рис. 10.17. Датчик тяги аппарата «Бухара»:

1 — ручка; *2* — защелка биметалла датчика тяги; *3* — биметалл датчика; *4* — наконечник пружины

Техническая характеристика отопительно-варочного аппарата «Бухара»

Номинальное давление газа Па	
природного	1300
сжиженного	3000
Тепловая мощность отопительной части аппарата кВт	
на природном газе	
минимальная	2
максимальная	3 8
на сжиженном газе	
минимальная	2
максимальная	3
Тепловая мощность запальной горелки кВт	0 3
Расход природного газа м³/ч не более	
горелкой стола при номинальном давлении	0 19
отопительной частью аппарата	
при минимальном давлении	0 2
при максимальном давлении	0 38
Расход сжиженного газа, м³/ч, не более	
горелкой стола при номинальном давлении	0 07
отопительной частью аппарата	
при минимальном давлении	0 08
при максимальном давлении	0 115
Коэффициент полезного действия отопительной части % не менее	80
Диаметр дымоотводящего патрубка мм	80
Расстояние от пола до оси дымоотводящего патрубка мм	485 ± 5
Габаритные размеры аппарата мм	
высота до боковых кромок стола	850
глубина (без учета ручек и присоединительного трубопровода)	460
ширина	650
Масса аппарата кг не более	30

Газовые плиты для предприятий общественного питания

Комиссаровский завод торгового оборудования выпускает секционные газовые плиты с жарочным шкафом типа ПГС 2МА, предназначенные для приготовления пищи в газифицированных предприятиях общественного питания, коммунальных, детских и лечебных учреждениях

Жарочная поверхность предназначена для наплитной варки, жарки разогрева и других операций приготовления пищи а в жаропрочном шкафу можно производить обжарку, запекание, выпечку кондитерских, хлебобулочных изделий и другие операции

По требованию заказчиков плита ПГС 2МА может поставляться с водогрейным устройством, что позволяет получать при работе газовой плиты горячую воду для технологических и санитарных нужд Кроме того по желанию заказчиков плиты могут комплектоваться в двухсекционные блоки, при этом плитные настилы образуют сплошную жарочную поверхность

Все сборочные элементы газовой плиты (рис 10 18) монтируются на каркасе *1*, сваренном из угольковой стали и профилей Снаружи каркас плиты облицован листами, покрытыми белой силикатной эмалью, и облицовочными уголками, имеющими декоративное покрытие, а со стороны топочного устройства — асбоцементными панелями Между панелями и облицовками помещена теплоизоляция, обеспечивающая поддержание допустимых температур на поверхности облицовки и уменьшающая потери тепла в окружающую среду Два плитных настила *11* отлитые из чугуна покрывают каркас плиты сверху, образуя жарочную ее поверхность Жарочный настил обрамлен съемными бортами *12* и поручнями, укрепленными на кронштейнах Дымоход плиты *15* квадратного сечения, сваренный из листовой стали, установлен в середине верхней части каркаса, разделен на три канала, обеспечивающих раздельную вытяжку продуктов сгорания от горелок настилов *11* и жарочного шкафа *8* Дымоход *15* на верхнем своем листе имеет прямоугольные окна (по два с каждой стороны) перекрываемые подвижными заслонками, позволяющими регулировать размер щелей, а следовательно, тягу по длине дымохода Для удаления продуктов горения из дымохода плиты к боковой стенке каркаса болтами прикреплен патрубок газохода *18*, служащий продолжением центрального газохода Этот патрубок сварен из листовой стали а выходная часть расположена вертикально, что позволяет подсоединить плиту к вертикальному дымоходу Под каждым настилом расположены инжекционные горелки *10*, состоящие из конфузора, форсунки *14*, регуля

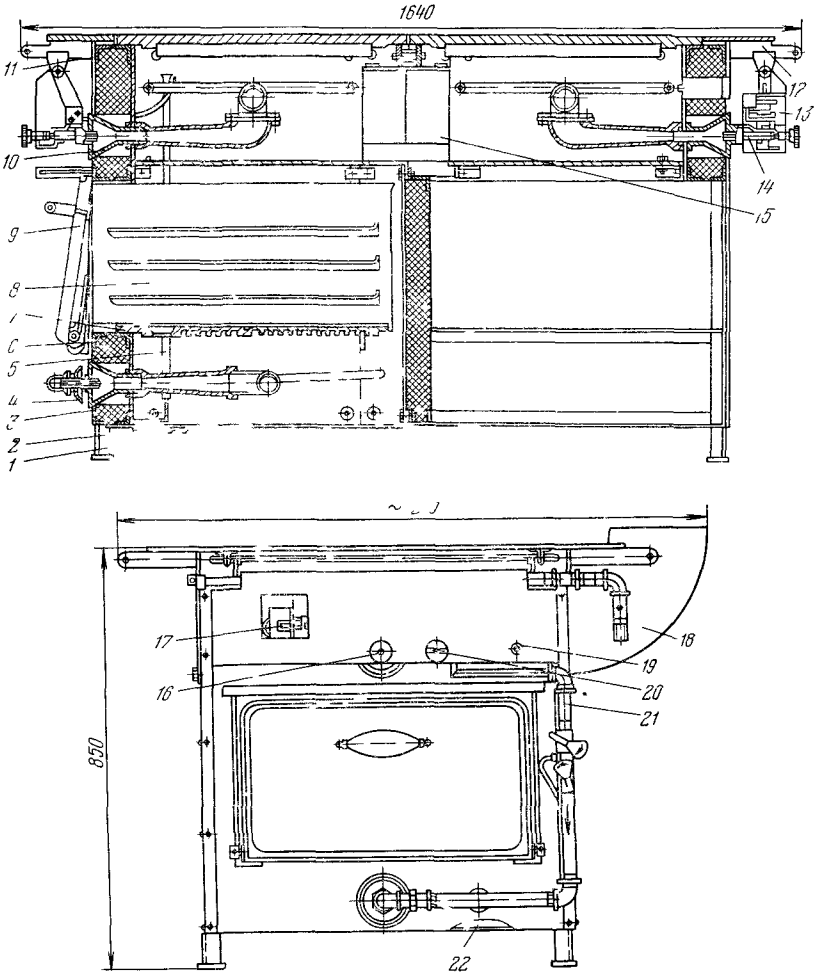


Рис 10 18 Газовая плита секционная с жарочным шкафом ПГС 2МА

ровочной шайбы первичного воздуха, смесителя и насадки горелки, сваренной из стальных труб, имеющих отверстия для выхода газовоздушной смеси В жарочном шкафу *8*, закрываемом дверкой *9* под подом этого шкафа *7* помещена инжекционная горелка *3* жарочного шкафа, снабженная заслонкой *2* для регулирования вторичного воздуха и шайбой *4* для регулирования первичного воздуха Горелка жарочного шкафа приводится в работу запальной горелкой *5* и краном, установленным на подводящем газопроводе Люк, в котором установлена горелка жарочного шкафа, закрывается крышкой люка *6*, а подводящий газопровод горелок настила защищен щитком *13*, на наружной поверхности которого выведена ручка управления запорным устройством На торцовой части газовой плиты над жарочным шкафом помещен маховичок *16* для регулирования первичного воздуха горелки настила и маховичок крана *20* горелки настила, в верхней левой части этой панели помещен также датчик пламени *17*, а в нижней правой ее части — пусковая кнопка *19* клапана отсекателя Газ к горелкам настила и жарочного шкафа подается по газопроводу *21* В нижней части жарочного шкафа установлен чугунный под *22*, состоящий из двух частей В поде имеется люк для

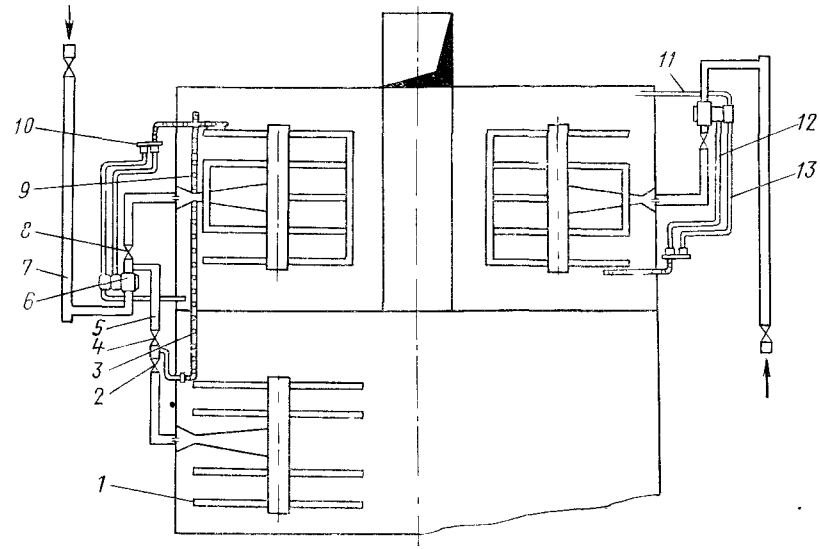


Рис. 10.19. Газовые коммуникации плиты ПГС-2МА

наблюдения за зажиганием горелки жарочного шкафа На боковых стенках этого шкафа имеются направляющие для противней. Дверка шкафа пружинами поджата к рамке При открывании ее на угол более 45° дверка занимает горизонтальное положение.

Газовая коммуникация плиты (рис. 10.19) состоит из двух самостоятельных коллекторов, каждый из которых подводит газ к одной стороне плиты. Как уже указывалось, газовые коллекторы и газопроводы *7* закрыты легко снимаемыми щитками. На каждом из коллекторов установлен пробковый кран, с помощью которого осуществляется перекрытие подачи газа к плите. Из коллектора газ поступает в клапан-отсекатель *6* автоматики безопасности типа АБ (АРБ-18) и далее через пробковый кран *8* к горелке настила *9* и по трубопроводу *5*, через два установленных последовательно и сблокированных между собой пробковых кранов *2* и *4* — к горелке жарочного шкафа *1*. Между кранами *2* и *4* на трубопроводе имеется отводной штуцер, от которого газ подается к запальной горелке *3* жарочного шкафа. Эта запальная горелка *3* соединяет горелку шкафа *1* и горелку настила *9* и подходит вплотную к запальной горелке датчика пламени *10*. Клапан-отсекатель *6* обеспечивает работу газогорелочных устройств и отключает подачу газа к горелкам при прекращении поступления газа или погасании пламени запальника. Датчик пламени *10* соединен с клапаном-отсекателем *6* импульсной трубкой *13* подачи газа к запальнику и трубкой запальника *12* датчика пламени, запальная трубка датчика пламени является одновременно запальником для зажигания горелки настила. Запальная горелка изготовлена из трубки нержавеющей стали, по всей длине которой просверлены отверстия для выхода газа, вследствие чего при зажигании ее образуется огневая дорожка, соединяющая топочные объемы горелки настила и горелки шкафа. От клапана-отсекателя внутрь топочного объема горелки входит трубка *11* линии эвакуации.

Система получения горячей воды (рис. 10.20) состоит из змеевикового водонагревателя, сваренного из стабельных труб с условным проходом 25 мм, и газохода с водяной рубашкой Водонагреватель прикреплен к фланцу дымохода плиты. Змеевик водонагревателя приварен к разделительному листу и вместе с ним заведен в дымоход плиты, разделяя его на две половины. С одной стороны трубы водонагревателя закрыты навинчивающимися крышками, что позволяет очищать трубки от накипи. Змеевик с помощью фитингов и штуцеров соединен с водяной рубашкой вертикального дымохода, в верхнюю часть которого вва-

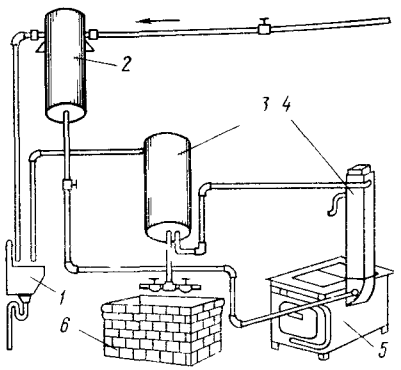


Рис 10 20 Схема водогрейного устройства плиты ПГС-2МА

1 — раковина *2* — бак холодной воды *3* — бак горячей воды *4* — водонагреватель *5* — плита ПГС 2МА *6* — мойка посуды

рены два штуцера один для подачи горячей воды в сборник горячей воды и другой — для крепления водоразборной трубки

Таким образом, если стационарная плита оборудована водогрейным устройством, то продукты сгорания плиты проходя через центральный дымоход отдают часть тепла расположенным здесь трубам змеевикового водонагревателя, а затем, проходя внутрь дымохода с водяной рубашкой также отдают часть внутренним стенкам дымохода Следовательно, вода, подведенная к змеевику плиты, последовательно нагревается в змеевике, в водяной рубашке до температуры 70—80 °С и затем направляется в сборник горячей воды

Техническая характеристика газовой плиты ПГС-2МА

Площадь жарочного настила м²	0 84
Число жарочных шкафов	1
Число горелок жарочного настила	2
Число горелок жарочного шкафа	1
Номинальное давление перед горелкой Па	
природного газа	1300
сжиженного газа	3000
Тепловая мощность газовых горелок кВт	
одной горелки жарочного настила	18 2
одной горелки жарочного шкафа	15
Среднечасовая мощность горелки жарочного шкафа с учетом регулирования при нормальных условиях кВт	8
Средняя номинальная температура плитных настилов °С	400
Время разогрева настила до номинальной температуры мин	60
Средняя температура жарочного шкафа при нормальном расходе газа °С	350
Требуемое разрежение в дымоходе Па	10
Внутренние размеры жарочного шкафа мм	
длина (глубина)	620
ширина	550
высота	850
Габаритные размеры плиты (без газохода) мм	
длина (глубина)	1640
ширина	1130
высота	850
Масса (без водогрейного устройства) кг	460

АППАРАТЫ ДЛЯ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Как уже указывалось, к аппаратам предназначенным, собственно, для горячего водоснабжения относятся водонагревательные проточные бытовые аппараты производство которых в нашей стране осуществляется в соответствии с ГОСТ 19910—74 «Аппараты водонагревательные проточные газовые бытовые», с внесенными в них последующими изменениями В соответствии с указанным ГОСТом проточные газовые водонагреватели подразделяются по номинальной тепловой мощности 9300 Вт 20 930 Вт, 23 260 Вт, 29 075 Вт

По виду применяемых газов аппараты подразделяются на категории 1 — аппараты работающие на природном газе с числом Воббе от 41 460 до 57 780 кДж/м³, 2 — аппараты, работающие на пропане, бутане и на смесях с числом Воббе от 77 460 до 92 420 кДж/м³, 3 — аппараты, работающие на природном газе с числом Воббе от 41 460 до 57 780 кДж/м³ и пропане бутане, пропан бутановых смесях с числом Воббе от 77 460 до 92 420 кДж/м³

Габаритные и присоединительные размеры проточных газовых водонагревателей в соответствии с ГОСТ должны соответствовать значениям указанным на рис 10 21 и в табл 10 2

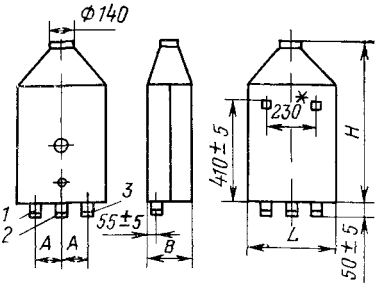


Рис. 10.21. Габаритные и присоединительные размеры проточных газовых водонагревателей типа ВПГ:
1 — штуцер для подвода холодной воды; *2* — штуцер для отвода горячей воды; *3* — штуцер для подачи газа

Первый тип аппаратов работает с отводом продуктов сгорания в дымоход. Условное обозначение аппарата водонагревательного (В) проточного (П) газового (Г) с номинальной тепловой мощностью 20930 Вт (18000 ккал/ч) с отводом продуктов сгорания в дымоход (1), 3-й категории, первого класса (П) будет иметь вид: ВПГ-18-1-3-П Проточные газовые водонагреватели снабжаются автоматикой безопасности, обеспечивающей доступ газа к запальной и основной горелкам при наличии запального пламени и протока воды; отключение запальной и основной горелок при отсутствии разрежения в дымоходе.

Водонагреватель ВПГ-20-1-3-П (*модель 3109*) выпускается Ленинградским заводом газовой аппаратуры (рис. 10 22). Он имеет прямоугольный облицовочный кожух, изготовленный из листовой стали, покрытой белой силикатной эмалью. Все основные элементы аппарата смонтированы в указанном разъемном кожухе, что обеспечивает удобство и легкость доступа к ним как в процессе профилактического обслуживания, так и при капитальном ремонте без снятия всего аппарата со стены. На лицевой части аппарата находится ручка управления газовым блокировочным краном *4*, кнопка включения электромагнитного клапана *11* и смотровое окно для наблюдения за пламенем запальной *9* и основной *5* горелок Сверху аппарата размещено газоотводящее устройство *8*, через которое продукты сгорания направляются в дымоход. Внизу аппарата размещены три патрубка: патрубок *1* — для подвода газа, патрубок *2* — для отвода горячей воды и патрубок *3* — для подвода холодной воды Над основной горелкой размещен теплообменник *6*, а под газоотводящим устройством — датчик тяги *7* Совместно с запальной горелкой работает термопара *10* Блокировочный клапан *4* через втулку *12* крепится к задней стенке аппарата.

Таблица 10.2

Габаритные и присоединительные размеры проточных газовых водонагревателей

Обозначение типа	Номинальная тепловая мощность, Вт	Размер штуцера для подвода холодной воды		Размер штуцера для отвода горячей воды		Размер штуцера для подвода газа		Расстояние между осями штуцеров *A*, мм	Габаритные размеры, мм, не более			Масса аппарата, кг, не более
		Присоединительная резьба, дюймы	Условный проход, мм	Присоединительная резьба, дюймы	Условный проход, мм	Присоединительная резьба, дюймы	Условный проход, мм		ширина *L*	глубина *B*	высота *H*	
1	20 930	1/2	15	1/2	15	1/2	15	120	390	315	860	20
	23 260											22
	29 075					3/4	20		420		950	25
2	9 300					1 2	15	70	290	215	550	15

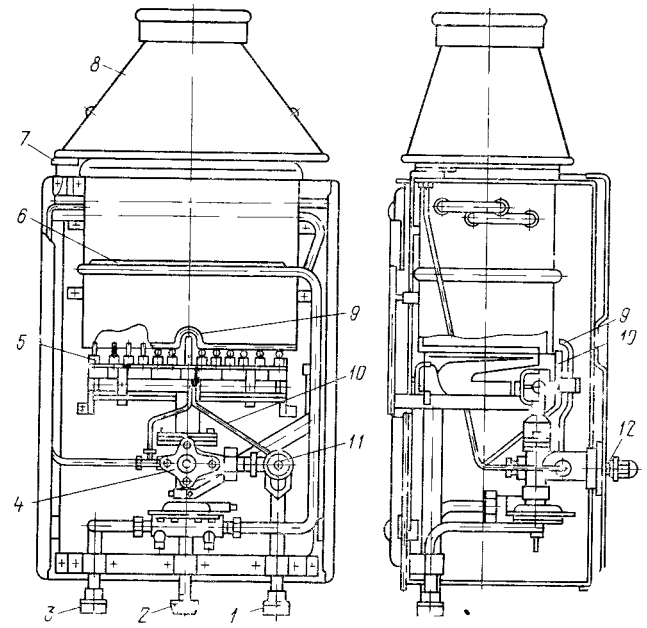


Рис. 10.22. Аппарат водонагревательный проточный газовой бытовой ВПГ-20-1-3-П (модель 3109)

Принцип работы проточного газового водонагревателя сводится к следующему: газ через патрубок *1* поступает в электромагнитный клапан *11*, кнопка включения которого находится справа от ручки включения газового крана Газовый блокировочный кран *4* осуществляет принудительную последовательность включения запальной горелки *9* и подачу газа к основной горелке *5* Блокировочный газовый кран снабжен одной ручкой, которой, поворачивая слева направо, можно фиксировать следующие три положения крайнее левое положение, обеспечивает закрытие подачи газа на запальную и основную горелки, среднее фиксированное положение, достигаемое поворотом ручки вправо до упора, обеспечивает полное открытие крана для поступления газа на запальную горелку и закрытие крана для поступления газа на основную горелку, третье фиксированное положение достигается нажимом на ручку крана в осевом направлении до упора с последующим поворотом до конца вправо, что обеспечит полное открытие крана для поступления газа на основную и запальную горелки Регулировка горения основной горелки осуществляется поворотом ручки в пределах между второй и третьей точками, нанесенными на кожух аппарата.

Кроме описанной ручной регулировки крана на пути газа к основной горелке имеются два автоматических блокирующих устройства Блокировка поступления газа в основную горелку *5* при обязательной работе запальной горелки *9* обеспечивается электромагнитным клапаном *11*, открытым при наличии э. д. с. от термопары *10*, находящейся в зоне горения запальной горелки Блокировка подачи в горелку газа в зависимости от наличия протока воды обеспечивается с помощью находящихся в блокировочном газовом кране клапанов, имеющих привод через шток от мембраны, расположенной в водогазогорелочном блоке *4*. При открытом положении блокировочного газового крана на запальную горелку и нажатой кнопке электромагнитного клапана газ через электромагнитный клапан поступит в блокировочный кран, а далее через тройник по газопроводу к запальной горелке Если в дымоходе аппарата нормальная тяга, то термопара, нагреваемая пламенем запальной горелки, передает импульс электромагнитному клапану, который автоматически откроет доступ газа к блокировочному крану.

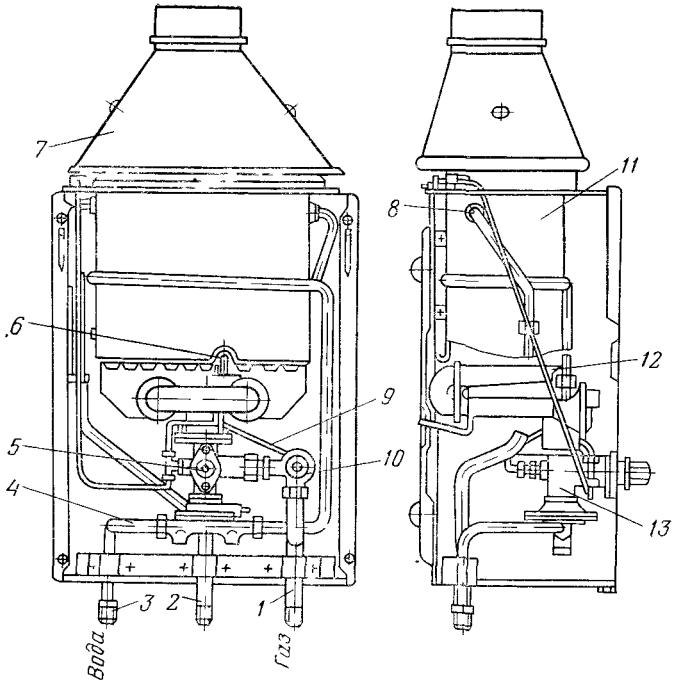


Рис. 10.23. Аппарат водонагревательный проточный бытовой ВПГ-18-1-3-П (модель 3106):
1 — штуцер для подвода газа; *2* — штуцер для отвода горячей воды, *3* — штуцер для подвода холодной воды; *4* — патрубок холодной воды, *5* — кран блокировочный газовый; *6* — запальная горелка, *7* — газоотводящее устройство, *8* — датчик тяги; *9* — термопара, *10* — электромагнитный клапан; *11* — теплообменник; *12* — основная горелка, *13* — блок водогазовый с тройником

Если же в дымоходе нарушена тяга или она отсутствует, то биметаллическая пластинка датчика тяги *7* нагревается отходящими продуктами сгорания, открывая сопло датчика тяги, и газ, поступающий во время нормальной работы аппарата на запальную горелку, уходит через сопло датчика тяги. Вследствие этого пламя запальной горелки гаснет, термопара охлаждается и электромагнитный клапан отключается, т. е. перекрывает подачу газа к аппарату.

Чтобы плавно зажечь основную горелку аппарата, предусмотрен замедлитель зажигания, работающий при вытекании воды из надмембранной полости как обратный клапан, частично перекрывающий сечение канала и тем самым замедляющий движение мембраны вверх и, таким образом, и скорость зажигания основной горелки.

Водочагреватель ВПГ-18-1-3 П (*модель 3106*) практически мало отличается от описанного. Приведем его разрез на рис. 10.23.

Техническая характеристика проточных газовых водонагревателей

	ВПГ-18-1-3-П	ВПГ-20-1-3-П	ВПГ-25-1-3-В
Тепловая мощность основной горелки, кВт	20,93	23,26	29,075
Номинальный расход газа, м³/ч			
природного	2,34—1,81	2,58—2,12	Не более 2,94
сжиженного	0,87—0,67	0,96—0,78	Не более 1,19
Коэффициент полезного действия, %, не менее	82	82	83
Расход воды при нагреве на 45 °С, л/мин, не менее	5,4	6,1	7,6

Давление воды перед аппаратом мПа			
минимальное	0 049	0 019	0 049
номинальное	0 15	0 15	0,15
максимальное	0 59	0 59	0,59
Разряжение в дымоходе для нормальной работы аппарата Па	2	2	2
Габаритные размеры аппарата мм			
высота	780	860	780
ширина	390	390	420
глубина	295	315	315
Масса аппарата кг, не более	20	22	25

ПРИБОРЫ ДЛЯ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ОТОПЛЕНИЯ

Аппараты водонагревательные емкостные газовые бытовые

Емкостные газовые водонагреватели предназначенные для местного водяного отопления помещений и горячего водоснабжения, изготовляются в соответствии с ГОСТ 11032—80 при этом выпускается два их типоразмера АГВ 80 и АГВ 120

Аппарат АГВ 80 серийно выпускается Ростовским заводом газовой аппаратуры Как видно из рис 10 24, аппарат состоит из вертикально цилиндрического резервуара *18* помещенного в другой цилиндр (кожух) *20*, внутри между которыми помещена изоляция (шлаковая вата) *19* Согласно указанному ГОСТу температура наружной поверхности кожуха по высоте бака, деталей управления

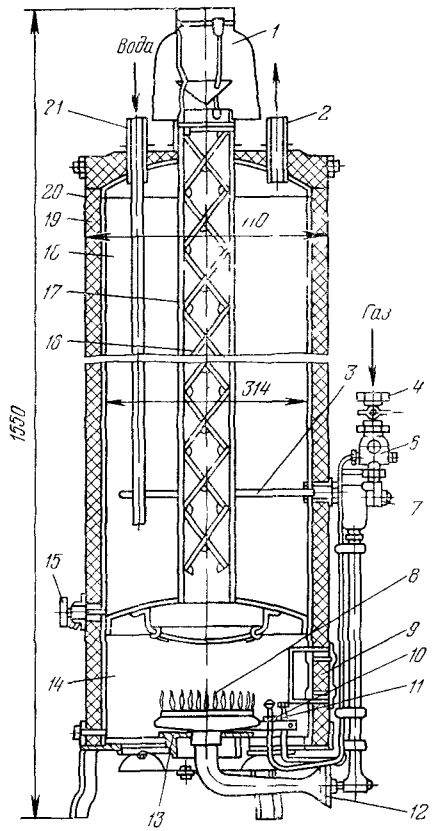


Рис 10 24 Аппарат водонагревательный емкостной газовый бытовой АГВ 80

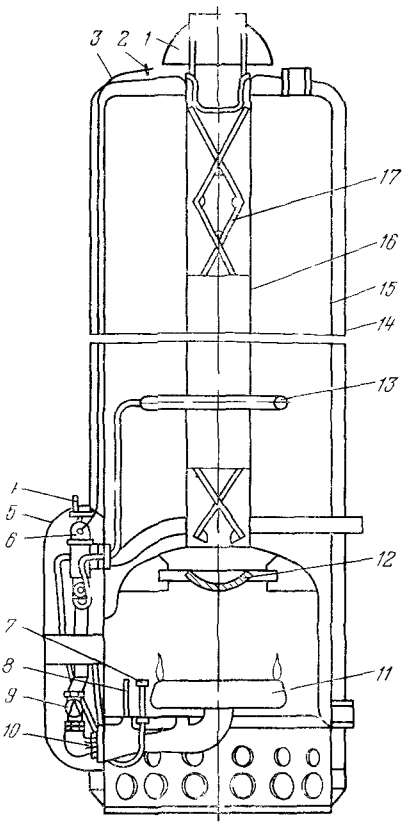


Рис 10 25 Аппарат водонагревательный емкостной газовый бытовой АГВ-120

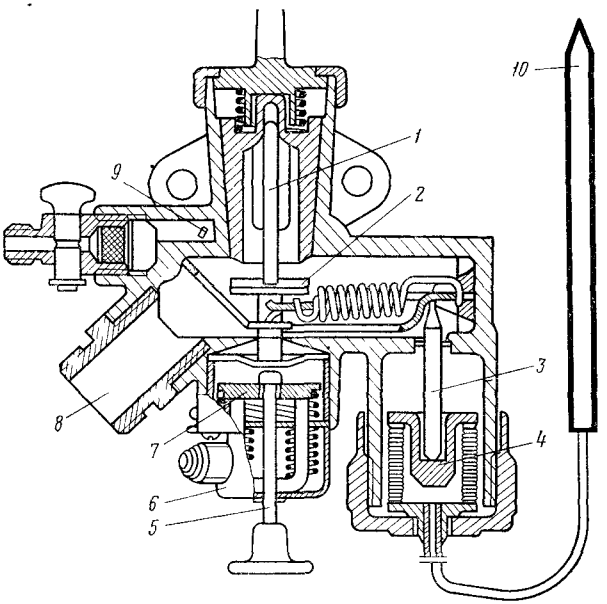


Рис. 10 26 Блок автоматики емкостного водонагревателя АГВ-120

1, 3, 5 — штоки, *2* — газовый клапан, *4* — сильфон, *6* — электромагнитная коробка, *7* — якорь, *8* — выход газа на основную горелку, *9* — отверстия газа для запальной горелки, *10* — термобаллон

и пола под аппаратом не должна превышать 50 °С и по высоте топки 90 °С В нижней части резервуара находится топка *14*, а в центре помещена дымовая труба *17*, внутри которой расположен удлинитель потока газа *16* В верхней части аппарата помещен прерыватель тяги *1*, штуцер для подачи холодной воды *21* и штуцер *2* для отбора горячей воды В нижней части бака помещен спускной кран *15*, а в топочной части *14* бака установлены дверцы топки *9* и радиальная (основная) инжекционная горелка *8* низкого давления, к которой прикреплены запальник *10* с термопарой *11* Впереди топки расположен блок автоматики аппарата, чувствительный элемент терморегулятора— термобаллон *3*, штуцер *4* для подвода газа с газовым краном *5*, электромагнитный клапан *6* и терморегулятор *7* Топка и блок автоматики прикрываются общей дверцей Первичный воздух *12* инжектируется горелкой, а вторичный *13* поступает к горелке снизу

Аппарат АГВ-120 принципиально мало отличается от описанного Рассмотрим его с точки зрения взаимодействия отдельных элементов автоматики

Аппарат АГВ-120 выпускается Жуковским машиностроительным заводом Московской области Аппарат АГВ-120 (рис 10 25) состоит из внутреннего вертикального цилиндрического резервуара *15*, помещенного в кожух *14*, воздушная прослойка между которыми предохраняет кожух от перегрева В верхней части аппарата помещены прерыватель тяги *1*, датчик тяги *2* и экранизированный провод *3*, проходящий между кожухом и резервуаром и соединенный с блоком автоматики *6* В центре вертикального резервуара *15* имеется дымовая труба *16* внутри которой помещен удлинитель потока газа *12*, *17* В нижней части вертикального резервуара *15* находится топка, в которой смонтирована основная радиационная инжекционная горелка *11* низкого давления К основной горелке прикреплена запальная горелка *7* с термопарой *8* Впереди топки расположен блок автоматики *6* Блок автоматики и топка прикрываются общей дверцей *5* Здесь же внизу находится пробковый кран *9*, регулирующая шайба первичного воздуха *10* Частью блока автоматики является термобаллон *13* и кнопка электромагнитного клапана *4* Терморегулятор, электромагнитный клапан а также датчик тяги обеспечивают управление клапаном и перекрывают доступ газа как к запальной, так и к основной горелкам Терморегулятор предназначен для поддержания температуры воды в водонагревателях в заданных пределах На АГВ-120 установлен жидкостной (сильфонный) терморегулятор Блок автоматики емкостного водонагревателя АГВ-120 показан на рис. 10 26

Техническая характеристика емкостных водонагревателей

	АГВ-80	АГВ-120
Вместимость бака, л	80 ± 3	120 ± 4
Номинальная тепловая мощность основной горелки, Вт	7 ± 0,35	14 ± 0,7
Номинальная тепловая мощность запальной горелки, Вт	0,29	
Минимальное разрежение в дымоходе, Па	2	
Номинальное давление природного газа, Па	1300	2000
Максимальное избыточное давление воды перед аппаратом, МПа, не более	0,6	
Размер штуцера для подвода газа, мм	15	
Размеры штуцера для подвода и отвода воды, мм	40	
Внутренний диаметр присоединительного патрубка газоотводящего устройства, мм	80	100
Коэффициент полезного действия аппарата, %, не менее	80	
Габаритные размеры, мм:		
высота	1540	1606
диаметр	410	460
Масса аппарата (без воды), кг	76	95

Аппараты отопительные газовые бытовые с водяным контуром

Этот тип отопительных газовых аппаратов с водяным контуром выпускается заводами в соответствии с ГОСТ 20219—74. При этом аппараты изготовляются следующих трех типов: 1 — работающие на природном газе; 2 — работающие на пропане, бутане и их смесях; 3 — работающие на природном газе и пропан-бутановых смесях.

В соответствии с ГОСТ 15150—69 аппараты должны изготовляться в следующих климатических исполнениях: У — для эксплуатации в районах с умеренным климатом; УЛ — для эксплуатации в районах с холодным климатом.

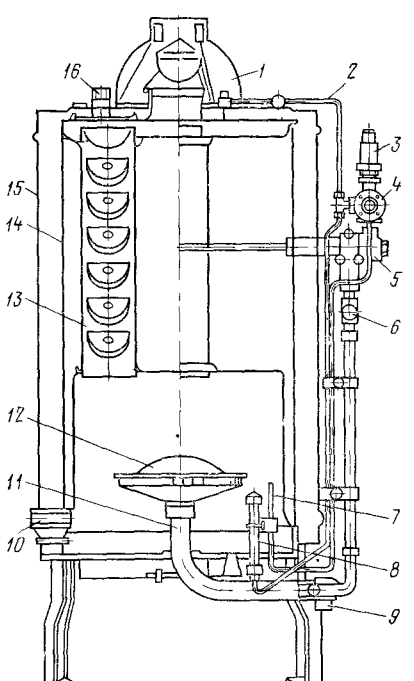


Рис. 10.27. Аппарат отопительный газовый бытовой с водяным контуром АОГВ-6-3-У

В связи с отмеченным эта группа приборов будет иметь следующее условное обозначение (пример): аппарат (А) отопительный (О) газовый бытовой (Г) с водяным (В) контуром с тепловой мощностью 20 000, работающий на пропане, бутане и их смесях (2), предназначенный для эксплуатации в районах с умеренным климатом, —АОГВ-20-2-У по ГОСТ 20219—74.

В настоящее время заводами нашей страны выпускаются три типоразмера данной группы аппаратов: АОГВ - 6-3 - У, АОГВ - 10 - 3-У и АОГВ-20-3-У. Первые два типа выпускает Ростовский завод газовой аппаратуры, а третий — Харьковский тракторный завод. Эта группа аппаратов разработана ДНПО «Газоаппарат».

Аппарат АОГВ-6-3-У состоит (рис. 10.27) из теплообменника *14* с баком, кожуха *15* и топочного устройства, где смонтирована основная горелка *12* с диффузором *11* и запальная горелка *8* с термопарой *7*. В нижней части аппарата также находится патрубок холодной воды *10*. На верхней части аппарата расположены патрубок горячей воды *16*, стабилизатор *13*, тягопрерыватель *1*, снабженный дверкой (заслонкой), обеспечивающей автоматическую регулировку разрежения в топке аппарата. Система управления и автоматики безопасности и регулирова-

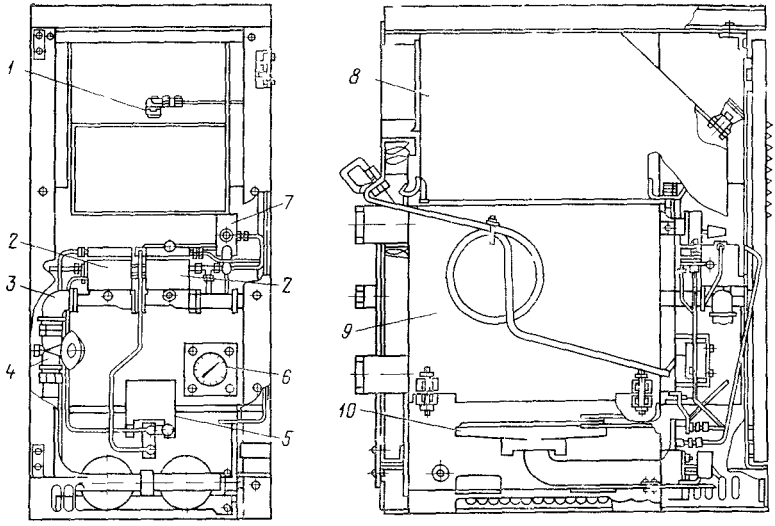


Рис. 10.28. Отопительный аппарат с водяным контуром АОГВ-20-3-У:
1 — датчик наличия тяги, *2* — блок автоматики безопасности и регулирования, *3* — газопровод, *4* — кран газовый пробковый, *5* — указатель наличия пламени, *6* — термометр, *7* — терморегулятор, *8* — тягопрерыватель, *9* — теплообменник, *10* — горелка

ния аппарата представлена автоматикой тяги *2*, фильтром на линии газа *3*, электромагнитным газовым клапаном *4*, терморегулятором *5* и пробковым газовым краном *6*

Конструкция *аппарата АОГВ-10 3 У* практически не отличается от описанной.

Конструкция отопительного аппарата с водяным контуром *АОГВ-20-3-У* несколько отличается от предыдущих двух аппаратов (рис. 10.28).

Жуковский механический завод Московской области в соответствии с ГОСТ 20219—74 разработал свою конструкцию отопительного аппарата с водяным контуром АОГВ-20-1-У. Конструктивно он отличается от предыдущих аппаратов с водяным контуром

Аппарат АОГВ 20-1 У выпускается для использования на природном газе и предназначен для отопления помещений площадью от 80 до 150 м² Применение подогретой аппаратом воды для приготовления пищи не разрешается Аппарат снабжен автоматическим прибором для регулирования температуры нагрева воды и автоматикой безопасности, отключающей подачу газа при потухании запальника в случае падения давления газа, а также в случае отсутствия тяги в дымоходе Аппарат АОГВ-20-1-У (рис 10 29) состоит из вертикального цилиндрического резервуара *8*, внутри которого помещен конусообразный теплообменник *14*. В верхней части аппарат снабжен прерывателем тяги *1* с вращающейся заслонкой, обеспечивающей автоматическую регулировку разрежения в топке аппарата в зависимости от тяги в дымоходе В нижней части резервуара *8* находится топка, в которой размещены основная радиальная инжекционная горелка *9*, запальная горелка *11* с термопарой *10* и регулятор первичного воздуха *12* горелки *9* Резервуар установлен на основании, а к этому основанию крепятся поддон и основная горелка. Ближе к верхней части аппарата размещен блок автоматики *5*, регулировочная гайка *6* и кран *7*, которые прикрываются дверкой *4* С блоком автоматики связаны датчик тяги *2*, экранированный провод *3* и термобаллон *15* Для ввода холодной воды служит штуцер *13*, а для вывода горячей воды из аппарата — штуцер *16*

Терморегулятор, электромагнитный клапан и датчик тяги управляют клапанами, перекрывающими доступ газа к запальной и основной горелкам. Термо-

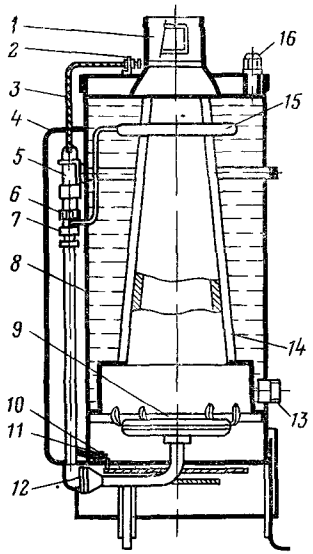


Рис. 10.29. Аппарат отопительный газовый бытовой с водяным контуром АОГВ-20-1-У

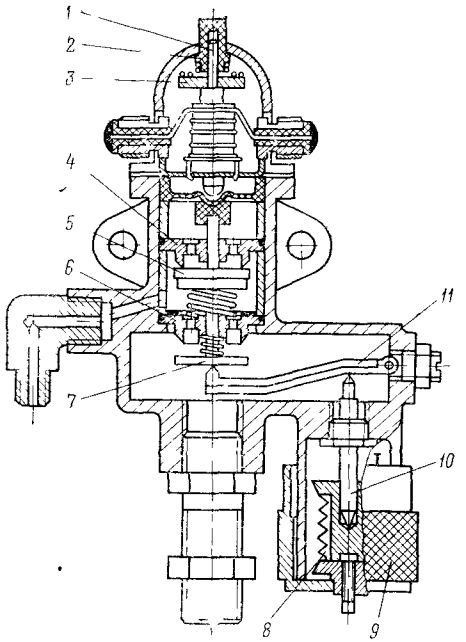


Рис. 10.30. Блок приборов автоматики аппарата АОГВ-20-1-У:

1 — шток электромагнита; *2* — кнопка электромагнита; *3* — якорь; *4* — седло верхнее; *5* — клапан верхний; *6* — седло нижнее; *7* — клапан нижний; *8* — сильфон; *9* — регулировочная гайка, *10* — шток; *11* — рычаг

регулятор закрывает нижний клапан *7* (рис. 10.30), закрывающий доступ газа к основной горелке в том случае, если температура воды достигла заданного значения. В этом случае аппарат переходит на режим «малый огонь». Если температура понизится на 5—10 °С от заданной температуры, то терморегулятор откроет путь газу через нижний клапан. В случае падения давления газа или задувания пламени запальная горелка погаснет, исчезнет э. д. с. в термопаре и электромагнит перекроет доступ газа к запальной и основной горелкам, т. е. клапан *5* закроет отверстие в седле *4*. В случае возобновления подачи газа он не в состоянии поступить ни к запальной, ни к основной горелкам. В том случае, если запальная горелка горит и ее пламя обогревает спай термопары, возникающий в ней ток поступает через обмотку электромагнита и силой его притяжения якорь *3* удерживается в нижнем положении, открывая верхний клапан *5*, и газ поступает на запальную горелку и через седло *6* к основной горелке.

Техническая характеристика газовых водонагревателей с водяным контуром

	АОГВ-6-3-У	АОГВ-10-3-У	АОГВ-20-3-У	АОГВ-20-1-У
Площадь отапливаемых помещений, м², не более	60	75	150	80—150
Номинальная тепловая мощность основной горелки, Вт	6978	11 630	23 260	23 260
Номинальная тепловая мощность запальной горелки, Вт	290	290	290	290
Температура воды на выходе из аппарат, °С	50—90	50—90	50—90	50—90
Минимальное разрежение в дымоходе, Па	3	3	3	3
Температура продуктов сгорания на выходе из аппарата, °С, не менее	110	110	110	110
Присоединительная трубная				

резьба штуцеров, дюймы				
для подвода и отвода воды	1 1/2	1 1/2	2	3
для подачи газа	1/2	1/2	3/4	3/4
Коэффициент полезного действия, %, не менее	82	80	80	82
Габаритные размеры, мм				
диаметр	410	410	—	420
высота	970	975	850	980
ширина			380	
глубина			656	

Сухумский завод газовой аппаратуры выпускает аппарат АОГВ-6-3-У не в цилиндрическом, а в прямоугольном исполнении Этот аппарат намечен выпуском Целиноградским заводом газовой аппаратуры (модель 2212) Габаритные размеры аппарата. высота — 915 мм, ширина — 415 мм и глубина — 505 мм. Масса аппарата без воды — 37 кг Все остальные параметры отвечают указанным значениям, а в его конструкции заложены основные положения описанных в этом разделе аппаратов.

Аппарат АКГВ-20 комбинированный с водяным контуром разработан ДНПО «Газоаппарат». Аппарат предназначен для отопления жилых помещений и горячего водоснабжения, т е. непрерывного нагрева протекающей через аппарат воды, потребляемой для бытовых нужд. Предназначен этот аппарат для использования в одноэтажных домах и отдельных квартирах в районах с умеренным климатом. Аппарат (рис. 10.31) состоит из внутреннего прямоугольного бака *4* и наружного бака *5*, пространство между которыми заполнено теплоизоляцией *6*. В теплообменнике *3* в верхней его части находится змеевик *7* Как и в предыдущих аппаратах, этот аппарат снабжен тягостабилизирующим устройством *8*, датчиком тяги *9*, блоком автоматики безопасности и регулирования *10* В нижней части бака размещены основная *1* и запальная горелки *2*. Аппарат облицован листовой сталью *11*, покрытой светлой силикатной эмалью. Элементы управления аппаратом, такие как ручка газового крана и кнопка электромагнитного клапана, расположены с лицевой стороны аппарата за открывающейся передней дверкой. Для наблюдения за работой основной и запальной горелок имеется окно, расположенное в нижней части передней дверки.

Техническая характеристика комбинированного газового аппарата с водяным контуром АКГВ-20

Тепловая мощность горелок, кВт	
основной	23
запальной, не более	0,41
Расход газа, м³/ч	
природного	2,36
сжиженного	0,87
Коэффициент полезного действия, %, не менее:	
в режиме отопления	80
в режиме горячего водоснабжения	75
Диаметр патрубка дымохода, мм . .	150
Диапазон регулирования температуры воды в теплообменнике, °С	50—90
Присоединительная резьба штуцеров, дюймы	
для подвода газа	3/4
для подвода и отвода воды к отопительной части	2
для отвода и подвода воды горячего водоснабжения	1/2
Расход воды в режиме горячего водоснабжения при нагреве воды до 45 °С, л/мин, не менее	5,5
Габаритные размеры, мм:	
высота	1470
ширина	550
глубина	550
Масса аппарата, кг	155

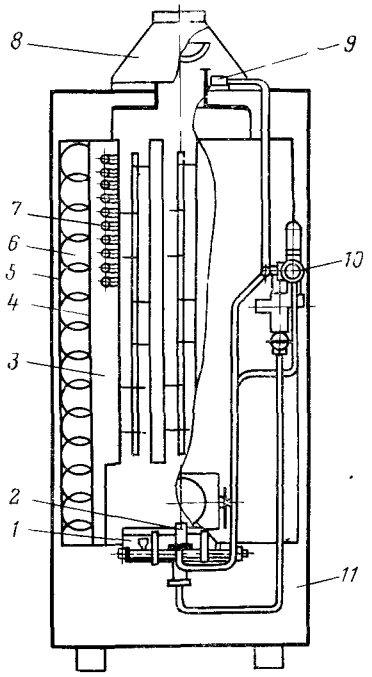


Рис. 10.31. Аппарат комбинированный газовый с водяным контуром АКГВ-20

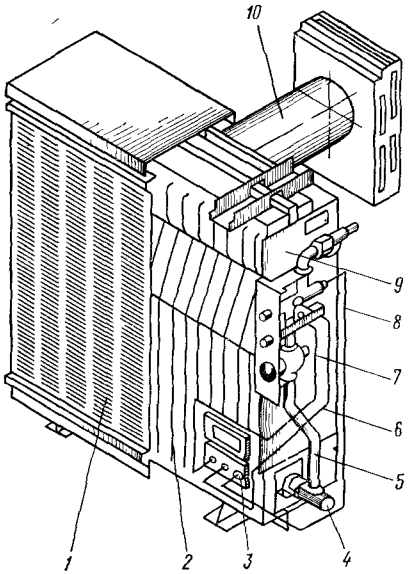
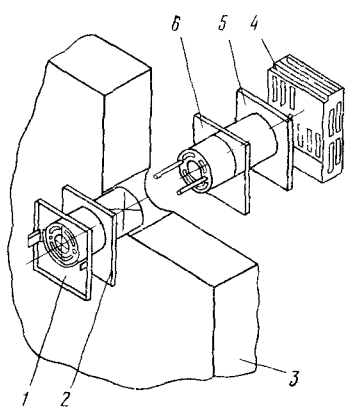


Рис. 10.32. Газовый камин АОГ-5

Аппараты отопительные газовые с конвективной теплоотдачей

В районах нашей страны с более мягким климатом нашли применение для отопления аппараты прямого действия, когда тепло, получаемое от сжигания газа, передается в отапливаемое помещение через стенки камеры сгорания. К таким аппаратам относится *газовый камин АОГ-5*, который выпускает Тбилисский завод газовой аппаратуры Газовый камин АОГ-5 с конвективной теплоотдачей характеризуется полной изоляцией камеры сгорания от атмосферы помещения и предназначен для отопления помещений площадью до 30 м². Камин выпускается с пьезоэлектрическим (магнитоэлектрическим и др) запальным устройством или без него, со сплошной защитно-декоративной облицовкой, с ручками управления, выведенными в верхний правый угол облицовки на лицевой стороне, или с защитно-декоративной облицовкой, имеющей на лицевой стороне справа дверцу, за которой расположены ручки управления Камин выпускается для работы на природном газе. Он состоит (рис. 10 32) из камеры сгорания *2*, представляющей собой сварную конструкцию, выполненную из двух штампованных стенок с ребрами жесткости, инжекционной трубчатой горелкой *4*, газового коллектора *5*, экрана *9* и стенного канала *10* Стенки камеры сгорания с наружной и внутренней сторон покрыты силикатной эмалью темного цвета. На уровне горелки *4* установлена запальная горелка *3* с термопарой, связанной трубкой *8* с электромагнитным клапаном. С электромагнитным клапаном связана запальная трубка *6* К запальной горелке проведен токопровод *7* пьезоэлектрического устройства. Как видно из рисунка, коллектор камина состоит из пробкового



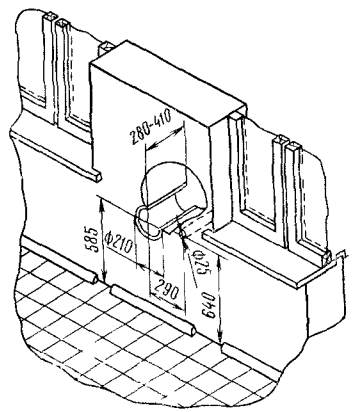


Рис. 10.33. Схема установки стенного канала газового камина АОГ-5:
1 — короб внутренний, присоединяемый к камину; *2*, *6* — прокладка; *3* — стена здания; *4* — решетка фасадная, *5* — короб наружный, соединяемый с фасадной решеткой

Рис. 10.34. Пробивка отверстия в стене здания для дымохода камина АОГ-5

крана, электромагнитного клапана, пьезоэлектрического устройства, фильтра, трубы и соединительных элементов. Пьезоэлектрическое устройство, как указывалось, может отсутствовать, как отсутствует фильтр при работе камина на сжиженном газе. Газовый камин облицован эмалированной декоративной облицовкой *1*.

Установка стенного канала камина АОГ-5 изображена на рис. 10.33, а пробивка отверстия для канала — на рис. 10.34.

Техническая характеристика газового камина АОГ-5

Теплота сгорания природного газа, кДж/м³	35 570 ± 1 780
Номинальная тепловая мощность горелок, Вт:	
основной	5 815 ± 580
запальной	290 ± 29
Расход газа основной горелкой при номинальном давлении 1274 Па, м³/ч	0,59
Коэффициент полезного действия, %, не менее	80
Диаметр стенного канала, мм	200
Расстояние от пола до оси стенного канала, мм	585
Расстояние от пола до входного конца трубы газопровода, мм	640
Диаметр подводящего газопровода к камину, дюймы	1/2
Габаритные размеры, мм:	
высота	720
ширина	720
глубина	230
Масса, кг, не более	35

ОГЛАВЛЕНИЕ

ГЛАВА 1 ТРУБОПРОВОДНАЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ АРМАТУРА (*Б П Гвоздев А И Гриценко, Л М Саркисян*) 3

Общие сведения 3
Запорная арматура 8
Арматура обратного действия 31

ГЛАВА 2 РЕГУЛИРУЮЩАЯ АРМАТУРА (*Д Я Вигдорчик*) 49

Общие сведения 49
Регуляторы давления прямого действия 50
Регуляторы давления непрямого действия 60

ГЛАВА 3 КОНТРОЛЬНО ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ (*Л И Мурейко В М Плотников*) 76

Измерители и преобразователи давления газа и жидкости 76
Измерители и преобразователи разности давления (дифманометры) 84
Преобразователи температуры 92
Приборы и средства для измерения расхода газа и жидкости 94
Ротационные счетчики газа типа РС 98
Турбинный счетчик дебита геотермальных скважин СгИ 04 99
Приборы и средства контроля режима работы и защиты газоперекачивающих агрегатов 100

ГЛАВА 4 ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ И УСТАНОВОК ПРОМЫСЛОВОЙ ОБРАБОТКИ ГАЗА (*Б П Гвоздев, А И Гриценко Л М Саркисян*) 102

Арматура для фонтанирующих и нагнетательных скважин 102
Комплекс специального подземного скважинного оборудования 105
Сепараторы разделители емкости 130
Теплообменное оборудование 151
Абсорбционно десорбционное (колонное) и сопутствующее оборудование 159
Оборудование, установки и устройства для получения холода 172
Оборудование для приготовления, дозирования распределения ПАВ ингибиторов коррозии и удаления жидкости из забоя скважин 181
Оборудование для освоения и ремонта скважин и проведения промысловых технологических работ 185

ГЛАВА 5 ОБОРУДОВАНИЕ И ПРИБОРЫ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ГАЗОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ (*Н А Петров А С Соколов*) 197

Общие сведения 197
Приборы для измерения напряжений силы токов и сопротивлений 198
Приборы контроля изоляции газопроводов 203
Приборы для обнаружения сквозных дефектов изоляционного покрытия 205
Лаборатория электрохимзащиты передвижная ПЭЛ ЭХЗ 212
Установки катодной защиты 214
Анодные заземлители 231
Установка протекторной защиты 233
Установки дренажной защиты 233
Неполяризующиеся электроды 236

ГЛАВА 6 ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ ПОДГОТОВКИ ТРАНСПОРТА И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА (*В В Дятлов О М Кокурин*) 237

Телемеханизация газовых и газоконденсатных промыслов 237
Телемеханизация объектов магистральных газопроводов 244
Телемеханизация газораспределительных систем 266

ГЛАВА 7 ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ (*Ю Н Васильев З Т Галиулин В А Щуровский*) 309

Газотурбинные газоперекачивающие агрегаты (ГГПА) 309
Электроприводные газоперекачивающие агрегаты (ЭГПА) 334
Поршневые и комбинированные газоперекачивающие агрегаты 339
Автономные мобильные поршневые газоперекачивающие агрегаты 350
Установки очистки газа 355
Системы охлаждения газа 358
Агрегаты электроснабжения КС 362

ГЛАВА 8 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ (*Н И Рябцев*) 367

Оборудование для транспортировки сжиженных газов 367
Оборудование для хранения сжиженных газов 383
Оборудование для перемещения сжиженных газов 394
Испарители для сжиженных углеводородных газов 407
Оборудование для наполнения и обслуживания баллонов сжиженных углеводородных газов 414

ГЛАВА 9 ГАЗОГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА АВТОМАТИЗАЦИЯ ВОДОГРЕЙНЫХ И ПАРОВЫХ КОТЛОВ (*Д Я Вигдорчик*) 438

Общие сведения 438
Газогорелочные устройства с подачей воздуха за счет разрежения (диффузионные) 439
Инжекционные газогорелочные устройства 441
Газогорелочные устройства с принудительной подачей воздуха 455
Комбинированные газогорелочные устройства 471
Радиационные тупиковые трубы 479
Автоматизация водогрейных и паровых котлов 485
Комплекс приборов контроля пламени 493
Запально защитное устройство типа ЗЗУ 494

ГЛАВА 10 КОММУНАЛЬНО БЫТОВЫЕ ГАЗОВЫЕ ПРИБОРЫ (*Н И Рябцев*) 497

Газовые бытовые плиты 497
Аппараты для горячего водоснабжения 514
Приборы для индивидуального отопления 518

Газовое оборудование, приборы и арматура

Справочное пособие

Редакторы издательства *В. А. Куликова, Н. В. Сергеева, С. А. Скотникова*
Технический редактор *Л. Н. Шиманова*
Корректор *Н. А. Громова*

ИБ № 4880

Сдано в набор 24.05.84. Подписано в печать 31.10.84. Т-20174.
Формат 60X90 1/16. Бумага типографская № 1. Гарнитура «Литературная».
Печать высокая. Усл. печ. л. 33,0. Усл. кр.-отт. 33,0. Уч.-изд. л. 45,78.
Тираж 13400 экз. Заказ № 166/8914—8. Цена 2 р. 80 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 103633, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19

Ленинградская типография № 6 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
193144, г. Ленинград, ул. Моисеенко, 10.