

ПРОТИВОВЫБРОСОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Противовыбросовое оборудование (ОП) представляет собой комплекс, состоящий из сборки превенторов, манифольда и гидравлического управления превенторами, предназначенный для управления проявляющей скважиной с целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых фонтанов и охраны окружающей среды от загрязнения в умеренном и холодном макроклиматических районах.

Область применения противовыбросового оборудования – строительство и капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин.

Основная задача комплекса: сохранение находящегося в скважине бурового раствора и проведение операций по его замещению (глушение скважины) другим с требуемыми параметрами.

Комплекс противовыбросового оборудования обеспечивает проведение следующих работ:

- герметизацию скважины, включающую закрывание – открывание плашек (уплотнителя) без давления и под давлением;

- спуск – подъем колонны буровых труб при герметизированном устье, включая протаскивание замковых соединений, расхаживание труб, подвеску колонны труб на плашки и удержание ее в скважине плашками при выбросе;

- циркуляцию бурового раствора с созданием регулируемого противодавления на забой и его дегазацию;

- оперативное управление гидроприводными составными частями оборудования.

Основные параметры ОП и его составных частей соответствуют требованиям ГОСТ 13862–90 и данным, приведенным в табл. 8.1.

В соответствии с указанным ГОСТом предусмотрено 10 типовых схем обвязки ОП:

- схемы 1 и 2 – с механическим (ручным) приводом превенторов;

- схемы 3–10 – с гидравлическим приводом превенторов.

На рис. 8.1 приведены схемы 1, 3, 7 и 10. Схема включает блок превенторов (плашечные с ручным или гидравлическим управлением, кольцевой, соединительные катушки и крестовина), станцию гидроуправления превенторами и гидроуправляемыми задвижками и манифольд противо –

выбросового оборудования, состоящий из блока глушения, блока дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорных трубопроводов и блока сепаратора бурового раствора.

Типовые схемы обвязки ОП по ГОСТ 13862–90 устанавливают минимальное количество необходимых составных частей блока превенторов и манифольда, которые могут дополняться в зависимости от конкретных условий строящейся или ремонтируемой скважины.

Таблица 8.1

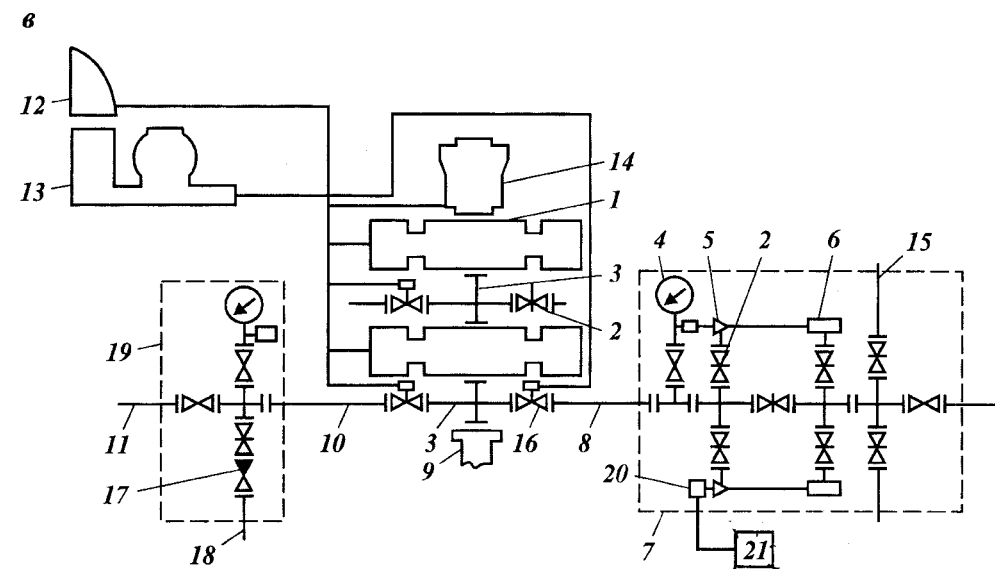
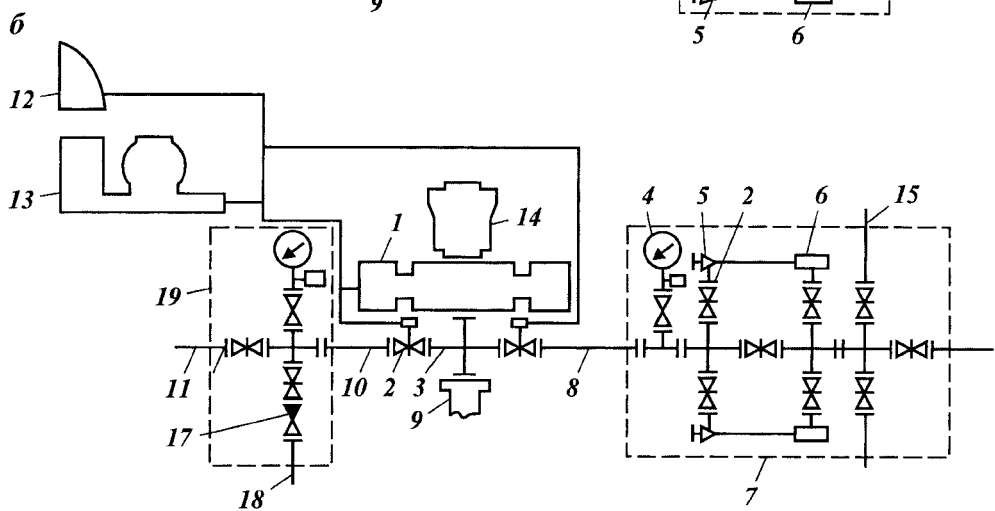
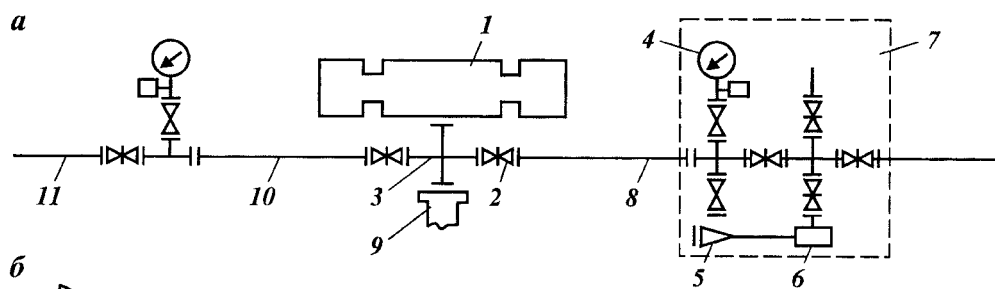
Основные параметры противобросового оборудования

Диаметр условный прохода ОП, мм	Рабочее давление, МПа	Диаметр условный про – хода манифольда, мм		Номинальное давление станции гидропривода (для схем 3–10), МПа	Максимальный диаметр трубы, проходящей с трубодержателем (подвеской) через ОП, мм
		для бурения	для ремонта		
100	14 21 35 70*	80	50; 65; 80	10, 5; 14; 21; 35	–
180	14 21** 35** 70 105				127
230	35*** 70***				146
280	21 35 70**** 105				194
350	21 35*** 70				273
425	21 35				340
476	35 70				377
540	14 21				426
680	7 14				560
* Изготовитель – МНПЭК. ** Изготовитель – ПО “Баррикады”. *** Изготовитель – ОАО ВЗБТ. **** Изготовитель – Пермский машиностроительный завод.					

В ОП для бурения допускается уменьшение условного диаметра прохода линий, соединяемых с дросселем, и линий глушения до 50 мм, увеличение условного диаметра прохода линий дросселирования до 100 мм. При этом условный диаметр прохода боковых отводов устьевой крестовины должен быть не более условного диаметра прохода подсоединяемой линии манифольда.

Допускается также применять станции гидропривода с номинальным давлением из следующего ряда: 16; 25; 32; 40 МПа.

Условное обозначение ОП по ГОСТ 13862–90 состоит из слова “оборудование”, шифра, построенного по приведенной ниже схеме, и наименования нормативно – технического документа на поставку или стандарта:



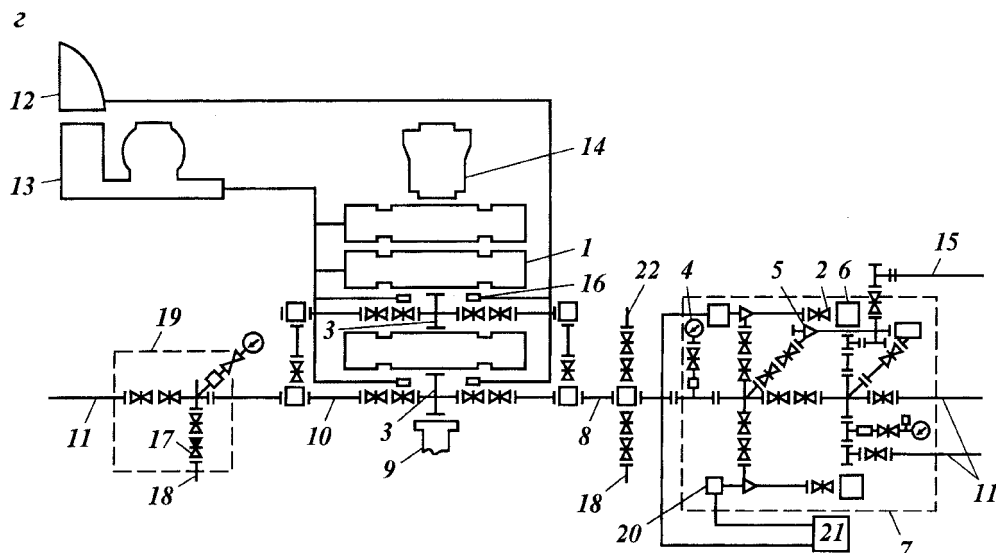


Рис. 8.1. Типовые схемы обвязки противовибросового оборудования по ГОСТ 13862–90:
а – схема 1; б – схема 3; в – схема 7; г – схема 10; 1 – превентор плащечный; 2 – задвижка с ручным управлением; 3 – крестовина; 4 – манометр с запорным и разрядным устройствами; 5 – регулируемый дроссель с ручным управлением; 6 – гаситель потока; 7 – блок дросселирования; 8 – линия дросселирования; 9 – устье скважины; 10 – линия глушения; 11 – прямой сброс; 12 – вспомогательный пульт; 13 – гидроуправление превенторами с основным пультом; 14 – кольцевой превентор; 15 – отвод к сепаратору; 16 – задвижка с гидроуправлением; 17 – обратный клапан; 18 – отвод к буровым насосам; 19 – блок глушения; 20 – регулируемый дроссель с гидроуправлением; 21 – пульт управления дросселем; 22 – к системе опробывания скважины

диаметр условный прохода манифольда, мм;

рабочее давление, МПа;

тип исполнения изделия по коррозионной стойкости – в зависимости от скважинной среды (табл. 8.2); обозначение модификации, модернизации (при необходимости).

обозначение модификации, модернизации (при необходимости).

Пример условного обозначения ОП по схеме 6 на рабочее давление 35 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 280 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм: *оборудование ОП6–280/80×35, ГОСТ 13862–90.*

То же для ОП по схеме 9 на рабочее давление 70 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 280 мм, превентором с перере- зывающими плашками и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм: *оборудование ОП9с–280/80×70 ГОСТ 13862–90.*

Таблица 8.2

Коррозионное исполнение ОП

Обозначение коррозионно- стойкого исполнения	Скважинная среда
K1	С объемным содержанием CO ₂ до 6%
K2	С объемным содержанием CO ₂ и H ₂ S до 6 % каждого
K3	С объемным содержанием CO ₂ и H ₂ S до 25 % каждого

Таблица 8.3

Технические характеристики ОП

Показатели	Типоразмер оборудования			
	ОП5 – 230×35 – А (ТУЗ – 2451– 91)	ОП – 230×70 – А (ТУЗ – 2533– 94)	ОП – 280×70 (ТУЗ – 2496– 92)	ОП – 350×35 (ТУЗ661 – 006 – 07500846–96)
Номер схемы обвязки оборудования по ГОСТ 13862–90	5 и 6	5, 6 и 7	5, 6 и 7	5, 6, 7 и 8
Условный диаметр прохода, мм:				
блока превенторов	230	230	280	350
манифольда	80	80	80	80
Рабочее давление, МПа:				
плашечных превенторов и манифольда	35	70	70	35
кольцевого превентора	35	35	35	35
Условный диаметр труб, уплотняемый плашками превентора, мм	73–168	73–168	60,3–194,0	73–273
Номинальное рабочее давление гидроуправления превенторами, МПа	14	14	21,0	14 и 21
Температура скважинной среды, °С	150	150	150	150
Состав комплекта ОП (шифр):				
кольцевой превентор	ПУ1 – 230×35	ПУ1 – 30×35А	ПУ2 – 280×35	ПУ2 – 50×35
плашечный превентор	ППГ – 230×35	ППГ – 230×70	ППГ – 280×70	ППГ – 50×35
манифольд	МПБ5 – 0×35	МПБ6 – 0×70	МПБ6 – 0×70	МПБ5 – 0×35
гидроуправление превенторами	ГУП14	ГУП14	СУ21 – 65	СУ14 – 916
Габаритные размеры блока превенторов (длина, ширина, высота), мм	2762×880× ×2530	2950×880× ×3535	3100×1062× ×3222	2900×1250× ×3490
Масса полного комплекта, кг	17 094	23 278	37 565	39 900
Завод – изготовитель	ОАО ВЗБТ	ОАО ВЗБТ	Пермский машзавод им. Ленина	ОАО ВЗБТ

В табл. 8.3 приведена краткая техническая характеристика ОП, поставляемого заводами России.

8.1. ПЛАШЕЧНЫЕ ПРЕВЕНТОРЫ

Плашечные превенторы предназначены для герметизации устья при наличии или отсутствии в скважине труб. Применяются для эксплуатации в умеренном и холодном макроклиматических районах.

Плашечные превенторы обеспечивают возможность расхаживания колонны труб при герметизированном устье в пределах длины между замковыми или муфтовыми соединениями, подвеску колонны труб на плашки и ее удержание от выталкивания под действием скважинного давления.

Установлена следующая система обозначения плашечного превентора:

тип превентора и вид привода – ППГ (плашечный с гидроприводом), ППР (плашечный с ручным приводом), ППС (плашечный с перерезывающими плашками);

конструктивное исполнение – с трубными или глухими плашками – не обозначается;

диаметр условный прохода, мм;

рабочее давление, МПа;

тип исполнения – в зависимости от скважинной среды (К1, К2, К3).

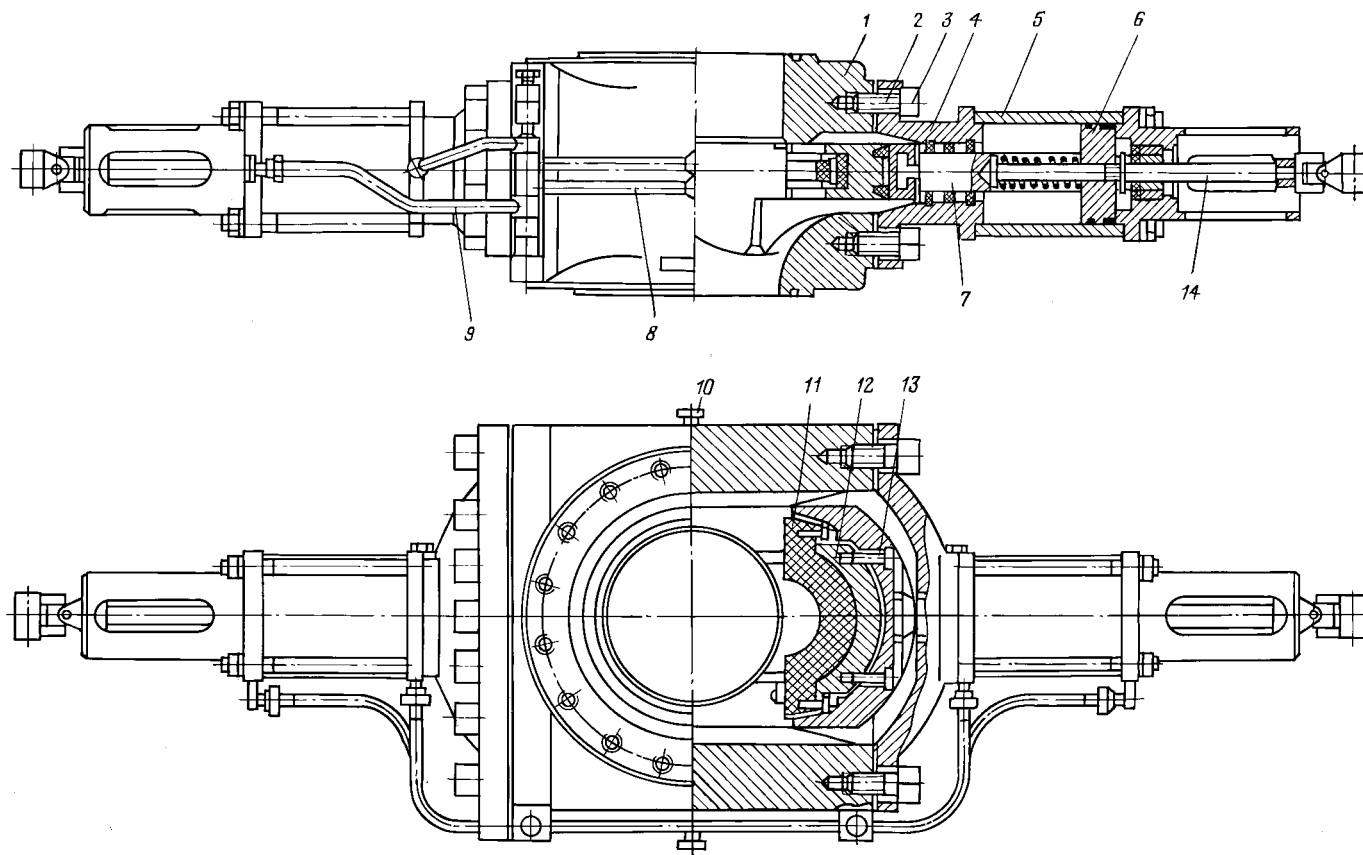
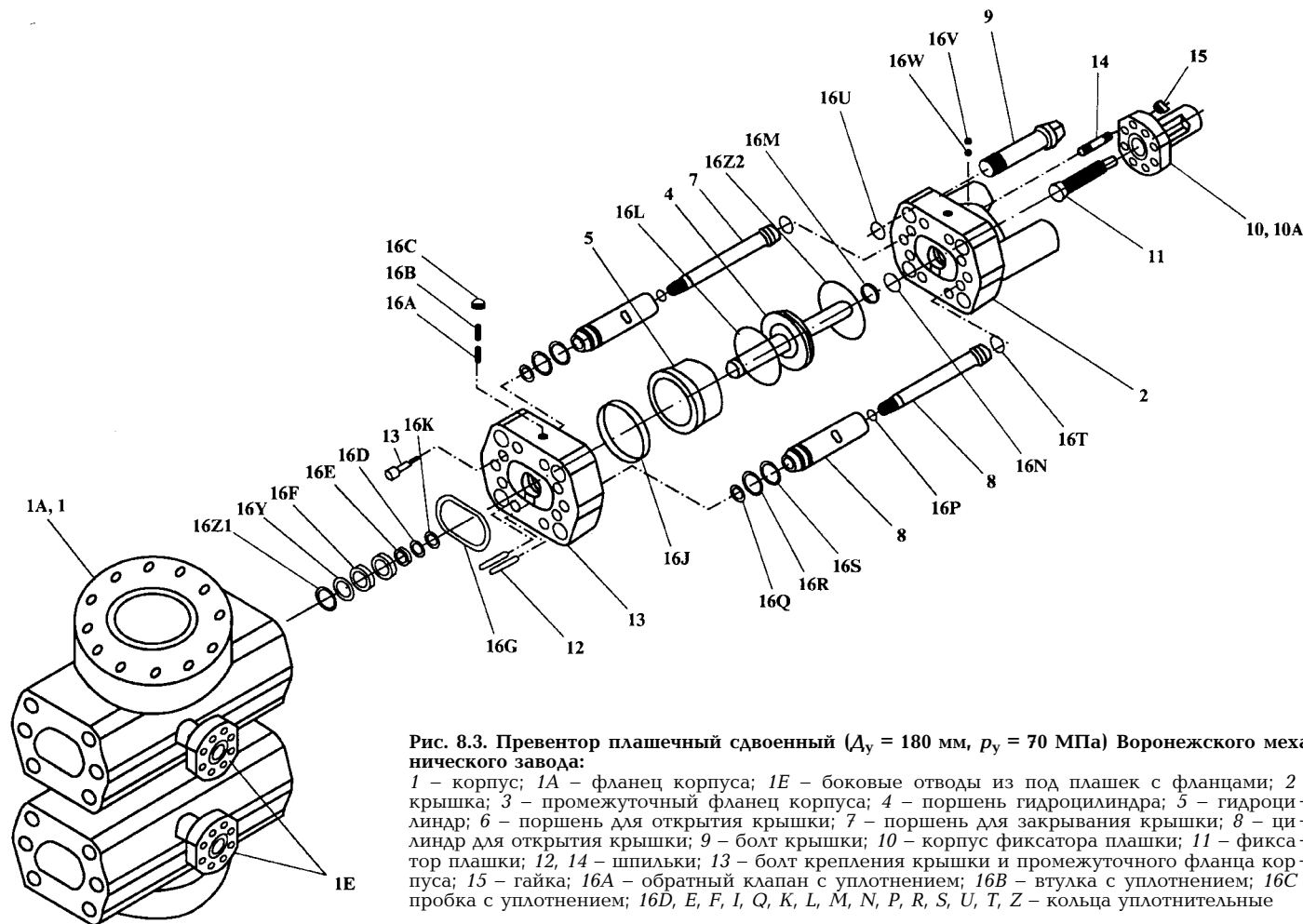


Рис. 8.2. Плащечный превентор с гидроуправлением ОАО ВЗБТ:

1 – корпус; 2 – резиновые прокладки; 3 – винты; 4 – откидные крышки; 5 – гидроцилиндр; 6 – поршень; 7 – шток; 8 – коллектор; 9 – трубопровод; 10 – паропроводы; 11 – резиновые уплотнения плашек; 12 – сменные вкладыши; 13 – корпус плашки; 14 – фиксирующий винт



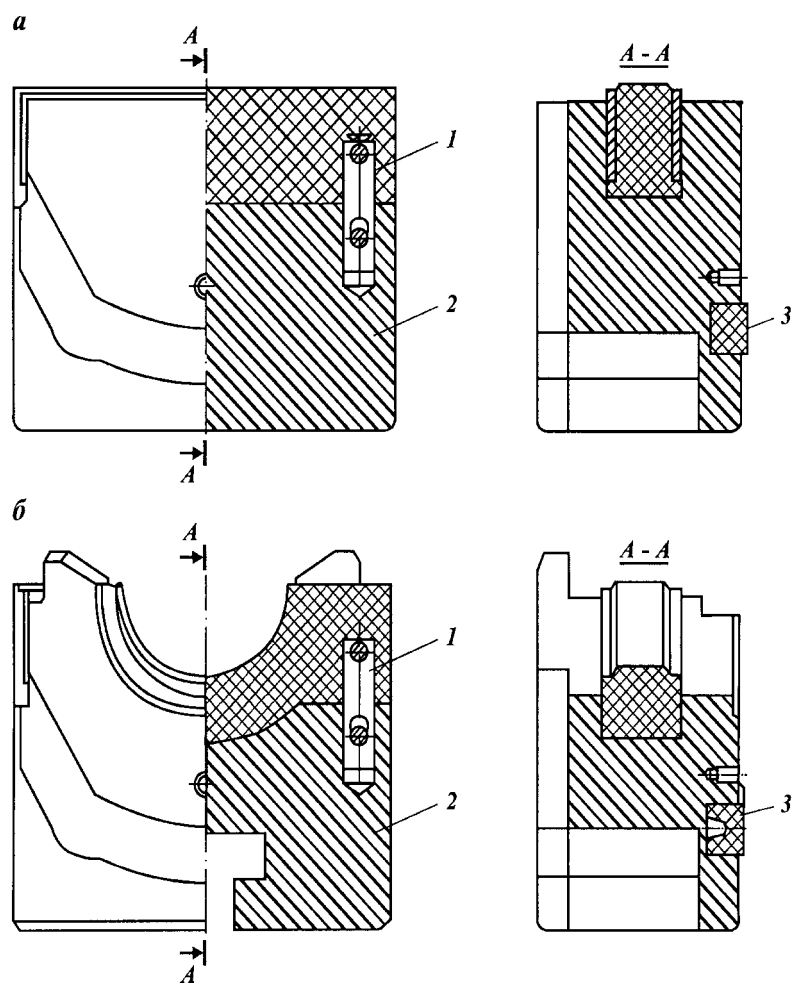


Рис. 8.4. Плашки превенторов ОАО ВЗБТ:
а – глухая; б – трубная; 1, 3 – уплотнения плашки; 2 – корпус плашки

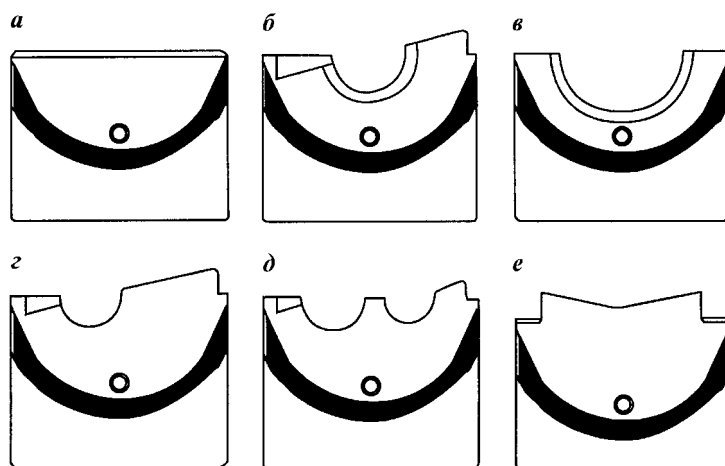


Рис. 8.5. Плашки превенторов Воронежского МЗ:
а – глухая; б – трубная для буровых труб; в – трубная для обсадных труб; г – эксцентричная трубная; д – для двухрядов труб; е – перевернутая

Таблица 8.4

Технические характеристики плашечных превенторов

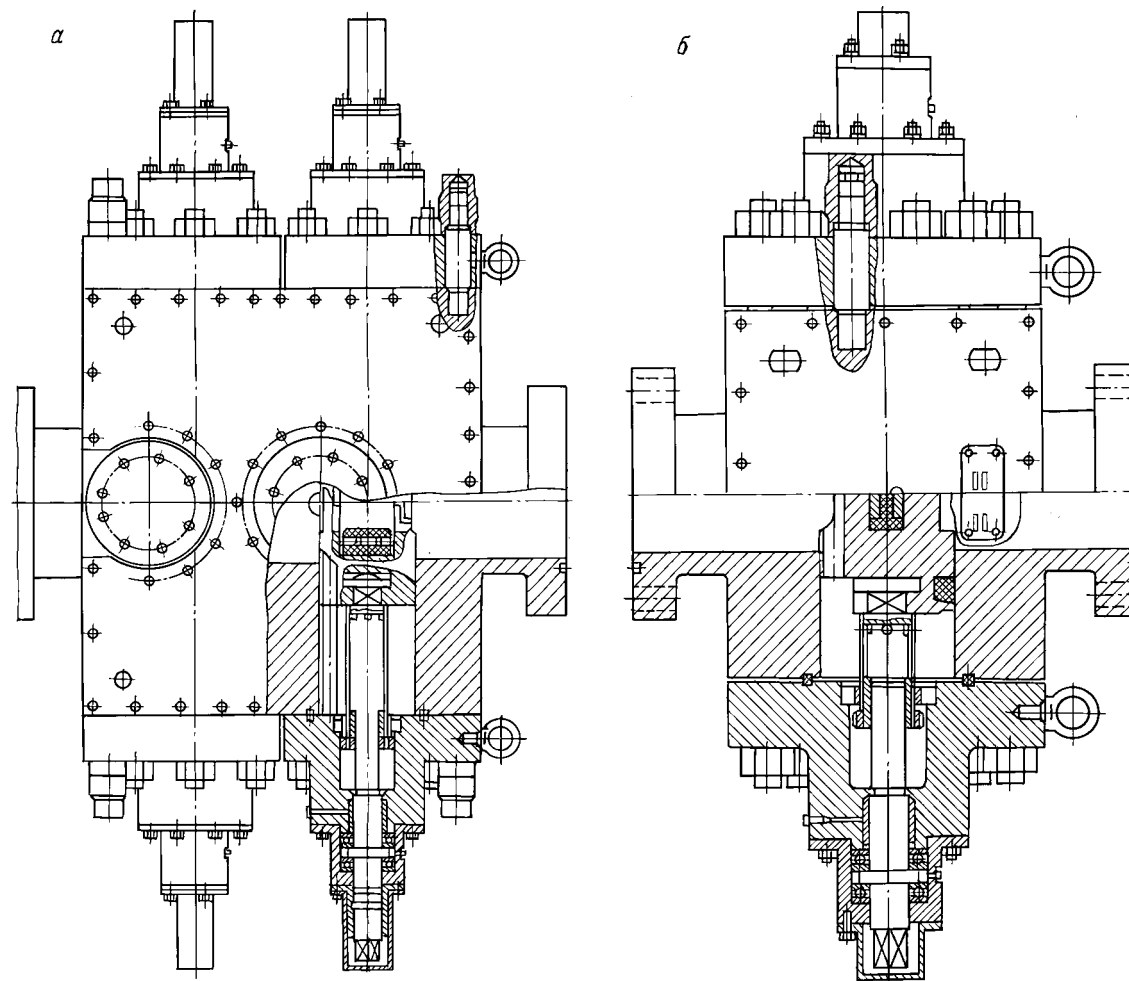
Показатели	Типоразмер превентора						
	ППР – 180×21(35)	ППГ – 230×35	ППГ – 230×70	ППГ – 280×70*	ППГ – 350×35	ППГ – 180×70КЗ	ППГ2 – 180×70КЗ
Диаметр условный проходного отверс – тия, мм	180	230	230	280	350	180	180
Рабочее давление МПа:	21 (35)	35	70	70	35	70	70
пробное	42 (70)	70	105	105	70	105	105
в системе гидроуправления	–	10,0	10,0	10,5	14,0	21	21
Тип управления	Ручной	73–168		Гидравлический 60–194		33–127	
Диаметр условных труб, уплотняемый плашками, мм	42–140						
Нагрузка на плашки, кН (тс):	560 (56)	1100 (110)	2700 (270)	2500 (250)	1600 (160)	Воронежский механический завод	
от массы колонны труб	160 (16)	450(45)	800 (80)	1100 (110)	560 (56)		
выталкивающая	1800×540×	2085×670×	2630×790×	310×660×	2900×1250×		
Габаритные размеры (длина, ширина, высота), мм	540	310	405	950	450		
Масса, кг	1315	840	1660	5900	2700		
Завод – изготовитель	ПО “Баррикады”	ОАО ВЗБТ		Пермский машино – строитель – ный завод	ОАО ВЗБТ		

Таблица 8.5

Технические характеристики плашечных превенторов, изготавливаемых НПП “Сиббурмаш”

Показатели	Типоразмер превентора					
	ПМТ – 125×21	ПМТК – 125×21	ПМТ – 156×21	ПМТК – 156×21	ПМТР – 156×35	ПМТ2 – 156×21
Диаметр прохода, мм	125	125	156	156	156	156
Рабочее давление, МПа	21	21	21	21	35	21
Диаметр уплотняемых труб, мм	0, 33, 42, 48, 60, 73, 89		0, 33, 42, 48, 60, 73, 89, 102, 114			
Диаметр уплотняемого геофизического кабе – ля, мм						
Привод плашек	0, 6, 9, 11, 16		0, 6, 9, 11, 16			
Центратор трубы						
Диаметр присоединительного фланца, мм	180×21	180×21	180×21	180×21	180×35	180×21
Габаритные размеры, мм:	Ручной Сменный					
длина						
ширина						
высота						
Масса, кг	1040	1040	1185	1185	1240	1185
	380	380	380	380	395	380
	480	560	480	590	576	590
	260	280	290	310	320	520

Рис. 8.6. Плассечные превенторы с ручным управлением
ОАО "Станкотехника":
а – одинарный типа ППР –
180×21 (135); б – двойной
типа ППР2–230×21



Пример условного обозначения плашечного превентора с гидропри – водом, условным диаметром прохода 350 мм на рабочее давление 35 МПа для сред типа К2: ППГ – 350×35К2.

Плашечные превенторы (рис. 8.2, 8.3) поставляются в комплекте про – тивовыбросового оборудования или “россыпью”.

Превентор состоит из корпуса, боковых крышек с гидроцилиндрами и плашек. Плашки – разъемные. В корпусе плашки установлены сменные вкладыши и резинометаллические уплотнения. Общий вид плашек показан на рис. 8.4, 8.5. Привод плашек в основном дистанционный гидравлический, реже ручной. На рис. 8.6 приведены превенторы с ручным управлением: одинарный типа ПП – 180×21(35) и сдвоенный типа ППР2 – 230×21 ОАО “Станкотехника”.

Технические характеристики плашечных превенторов даны в табл. 8.4–8.6.

Основные показатели надежности плашечного превентора обеспечи – вают периодическую проверку его на функционирование путем закрытия на трубе, опрессовкой буровым раствором или водой и открытия, а также возможностью расхаживания бурильной колонны на длине трубы под из – быточным давлением. Показатели надежности плашечных превенторов установлены ГОСТ 27743–88.

Таблица 8.6

Технические характеристики плашечных превенторов выпускаемых Воронежским механическим заводом и ОАО “Станкотехника”

Показатели	Типоразмер превентора				
	ППР – 103×21*	ПП – 180×21	ПП – 180×35	ПП2 – 230×21	ППГ2 – 230×21
Диаметр прохода, мм	103	180	180	230	230
Рабочее давление, МПа	21	21	35	21	21
Диаметр уплотняемых труб, мм	–	60, 73, 89, 102, 114	–	0,48, 60, 73, 89, 102, 114, 168	48, 60, 73, 89, 102, 114, 127, 140, 146, 168
Диаметр уплотняемого кабеля, мм	2, 5 (4, 6)	6, 9, 11, 16	–	–	–
Привод плашек	Ручной	Ручной	–	Ручной	Гидравли – ческий
Давление пара в каме – ре обогрева, МПа, не более	–	–	–	0,1	–
Тип соединения с другим оборудованием	На резьбе	Фланец 180×21	Фланец 180×35	Фланец 230×21	Фланец 230×21
Габаритные размеры, мм:					
длина	915	1500	1518	1984	2210
ширина	292	636	662	722	790
высота (с фланцами)	1070	744	824	1000	1035
Масса, кг, не более	270	1150	1300	1750	4670

8.2. КОЛЬЦЕВЫЕ ПРЕВЕНТОРЫ

Кольцевые превенторы предназначены для герметизации устья сква – жины при наличии или отсутствии колонны труб.

Установлена следующая система обозначения кольцевых превенторов:

ПУ – превентор кольцевой (универсальный);

конструктивное исполнение:

1- с конической наружной поверхностью уплотнителя;

2- со сферической наружной поверхностью уплотнителя;

условный диаметр прохода, мм;

рабочее давление, Мпа;

исполнение (при необходимости) в зависимости от характеристики скважинной среды.

Примеры условного обозначения кольцевого превентора: ПУ 1-230х35 - в конструктивном исполнении 1, с диаметром прохода 230 мм на рабочее давление 35 МПа. ПУ2-350х35 - то же в конструктивном исполнении 2, с условным диаметром прохода 350 мм на рабочее давление 35 МПа.

Воронежский механический завод осваивает производство кольцевых превенторов под шифром S-179х5/ЮМ на рабочее давление 35 МПа в коррозионностойком исполнении - аналог конструкции ПУ1 по лицензии одной из зарубежных фирм. Технические характеристики кольцевых превенторов приведены в табл. 8.7. Общий вид кольцевых превенторов показан на рис. 8.7.

В комплект поставки входят: превентор в сборе, запасные уплотнители и манжеты, инструмент.

Уплотнители (рис. 8.8, а, б) - массивные резиновые кольца, армированные металлическими вставками, придающими уплотнителю жесткость и предохраняющими от вытекания резины в процессе эксплуатации.

Плунжер превентора типа 1 - ступенчатой формы, с центральным конусным отверстием, в котором устанавливается кольцевой уплотнитель.

Плунжер превентора типа 2 - ступенчатой формы, с центральным цилиндрическим отверстием, в котором устанавливается уплотнитель.

Управление превентором - дистанционное гидравлическое.

Для работы в условиях отрицательной температуры превенторы оснащены камерами обогрева.

Показатели надежности кольцевых превенторов установлены в ГОСТ 27743-88.

Таблица 8.7

Технические характеристики кольцевых превенторов

Показатели	Типоразмер кольцевого превентора				
	ПУ1-230х35А	ПУ2-280х35	ПУ1-350х35	ПУ2-350х35	S-179х5/10М
Диаметр условный прохода, мм	230	280	350	350	179
Давление, МПа:					
рабочее	35	35	35	35	70
пробное	70	70	70	70	105
Требуемый объем жидкости:					
на закрытие	25		89		
на открытие	18		74		
Тип исполнения			Обычное		
Габаритные размеры (высота, наружный диаметр), мм	1185х880	1090х1062	1580х1240	1210х1250	-
Масса, кг	3000	4200	7750	6200	—
Завод-изготовитель	ОАО ВЗБТ	Пермский завод им. Ленина	ПО "Буммаш"	ОАО "ВЗБТ"	Воронежский механический завод

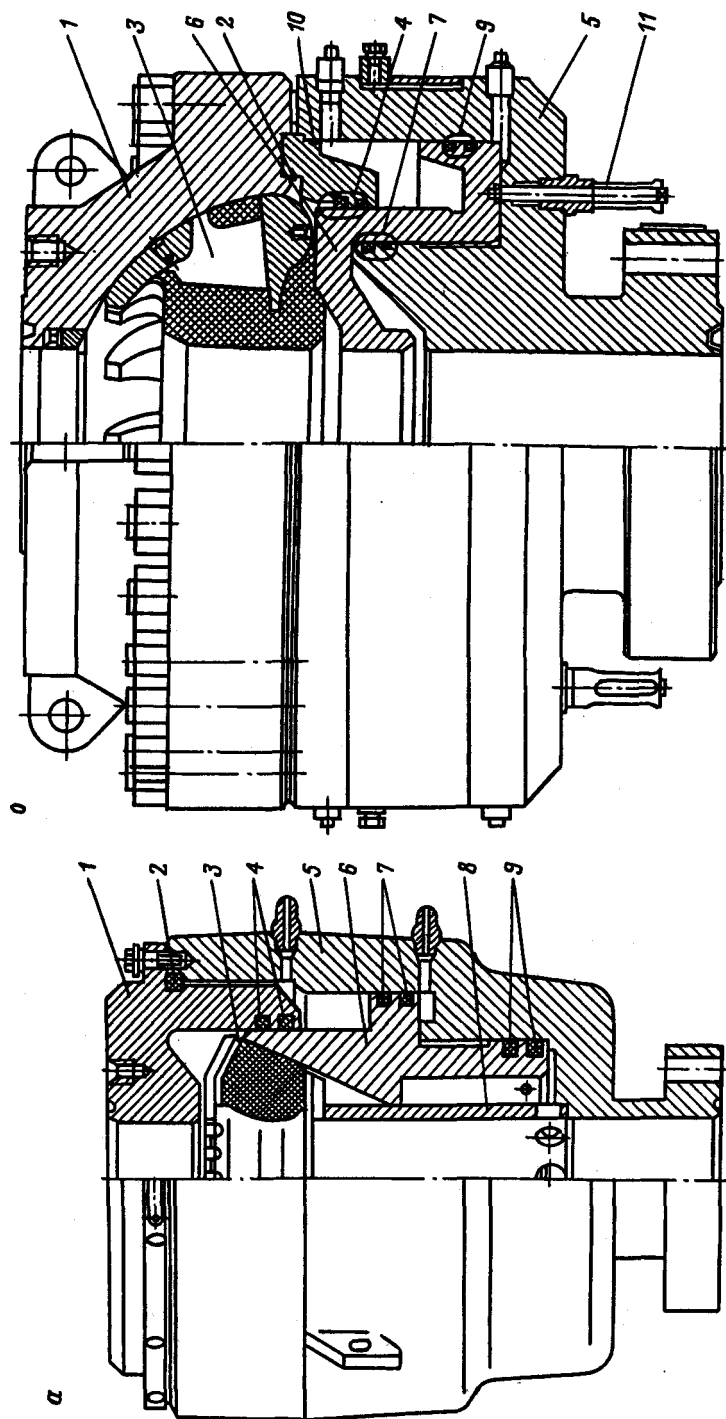


Рис. 8.7. Кольцевые превенторы ОАО "ВЗБТ":
 а – типа ПУ1; б – типа ПУ2; 1 – крышка; 2 – уплотнение крышки; 3 – уплотнитель; 4, 7, 9 – манжеты; 5 – корпус превентора; 6 – плунжер;
 8 – втулка; 10 – планшайба; 11 – указатель положения уплотнителя

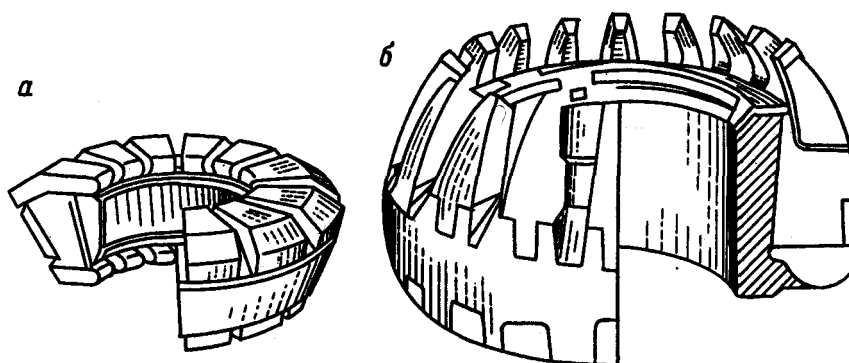


Рис. 8.8. Уплотнители кольцевых превенторов:
а – уплотнитель превентора типа ПУ1; **б** – уплотнитель превентора типа ПУ2

8.3. ВРАЩАЮЩИЕСЯ ПРЕВЕНТОРЫ

Вращающиеся превенторы (ПВ) предназначены для автоматической герметизации устья скважины вокруг любой части бурильной колонны, в том числе ведущих, утяжеленных, насосно-компрессорных, а также замковых соединений бурильных труб, при ее вращении, расхаживании, наращивании и выполнении спуско-подъемных операций. Устанавливают ПВ над блоком превенторов вместо разъемного желоба для отвода бурового раствора к блоку очистки циркуляционной системы буровой установки.

ПВ применяют при бурении с промывкой аэрированным буровым раствором, с продувкой газообразными агентами, с обратной промывкой, с регулированием дифференциального давления в системе "скважина-пласт", а также при вскрытии продуктивных пластов на "равновесии" и "с депрессией" в климатических условиях широкого диапазона зон по ГОСТ 15150-69.

Превенторы ПВ под названием "роторный герметизатор" выпускаются на опытном производстве ЦКБ "Титан" в г. Волгограде.

Основные технические характеристики роторных герметизаторов приведены в табл. 8.8, а общий вид - на рис. 8.9.

Таблица 8.8

Технические характеристики роторных герметизаторов

Показатели	Типоразмер роторного герметизатора			
	180х21	230х14	280х21	350х35
Условный диаметр прохода корпуса, мм	180	230	280	350
Условный диаметр прохода бокового отвода, мм	180	80	180	230
Диаметр прохода в съемном патроне, мм	208	208	208	208
Наружный диаметр съемного патрона, мм	442	442	442	442
Рабочее давление, МПа:				

Показатели	Типоразмер роторного герметизатора			
	180x21	230x14	280x21	350x35
при вращении патрона	3,5	3,5	3,5	3,5
на без вращения	7,0	7,0	7,0	7,0
Максимальная частота вращения съемного патрона, об/мин	100	100	100	100
Наружный диаметр уплотнителей для труб, мм	73, 89, 114, 127, 140			
Типоразмеры фланцев, мм х МПа:				
нижнего	180x21	230x14	280x21	350x35
бокового	180x21	180x21	180x21	230x14
Габаритные размеры (высота, длина, ширина), мм	1200x730x490	1200x730x490	1200x730x545	1255x730x675
Масса, кг	960	1120	1200	1350
Завод-изготовитель	ЦКБ "Титан"			

Основные технические характеристики ПВ конструкции СевКавНИ-ПИГаза и Воронежского механического завода приведены в табл. 8.9, а общий вид — на рис. 8.10.

Основные узлы и детали ПВ - корпус, съемный патрон с металлорезиновым уплотнителем и узлом из подшипников, зажимы для рабочей трубы

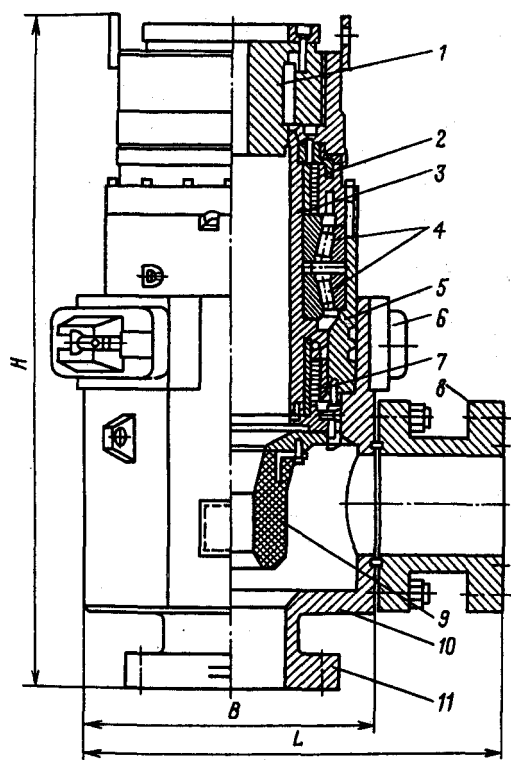


Рис. 8.9. Роторный герметизатор ЦКБ "Титан":

1 - вкладыш; 2, 7 - уплотнения; 3 - ствол; 4 - роликоподшипники радиально-упорные; 5 - корпус съемного патрона; 6 - байонетная гайка; 8 - боковой отвод с фланцем; 9 - уплотнитель герметизатора; 10 - корпус герметизатора; 11 - присоединительный фланец

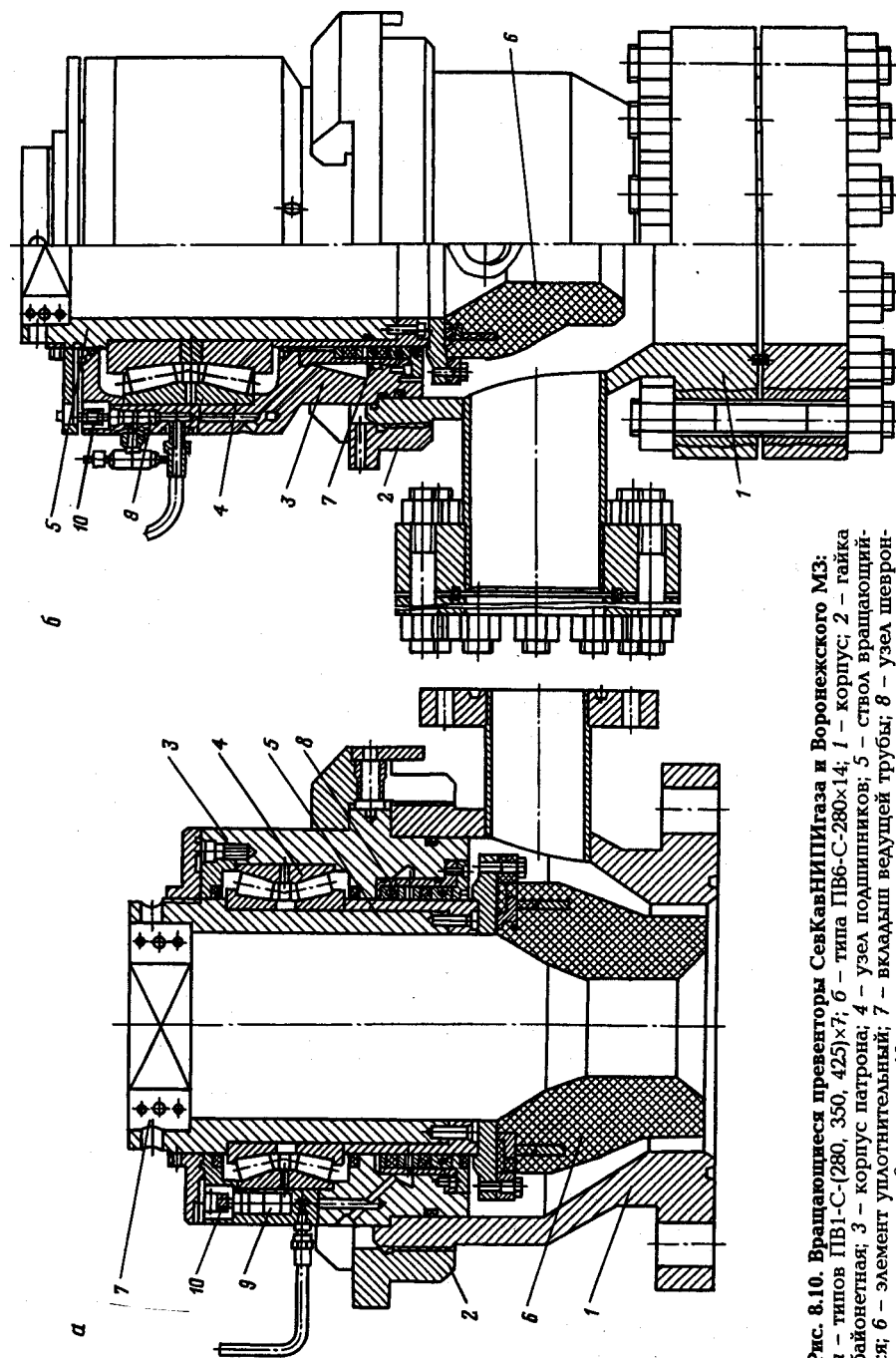


Рис. 8.10. Вращающиеся преверторы СевКавНИПИГаза и Воронежского МЗ:
 а – типов ПВ1-С-(280, 350, 425)×7; б – типа ПВ6-С-280×14; 1 – корпус; 2 – гайка байонетная; 3 – корпус патрона; 4 – узел подпунктов; 5 – ствол вращающийся; 6 – элемент уплотнительный; 7 – вкладыш ведущей трубы; 8 – узел шевронного уплотнения; 9 – насос; 10 – привод насоса

Таблица 8.9

Основные технические характеристики вращающихся превенторов

Показатели	Типоразмер вращающегося превентора			
	ПВ1-С-280х7	ПВ1-С-350х7	ПВ1-С-425х7	ПВ6-С-280х14
Диаметр проходного отверстия по фланцу, мм	280	350	425	280
Рабочее давление, МПа:				
при вращении	3,5	3,5	3,5	7,0
без вращении	7,0	7,0	7,0	14,0
Условный диаметр уплотняемых бурильных и насосно-компрессорных труб, мм	60, 73, 89, 114, 140			14, 127
Габаритные размеры (высота, длина, ширина), мм	695х775х475	695х775х475	695х775х475	1220х940х605
Масса, кг	475	610	720	1200
Завод-изготовитель	Опытное производство СевКавНИПИгаза			Воронежский механический завод

и байонетная гайка. Вращающийся ствол герметизируется с неподвижным корпусом системой резиновых манжетных уплотнений, предотвращающих проникновение промывочной жидкости в подшипниковый узел.

8.4. ФЛАНЦЕВЫЕ КАТУШКИ И КРЕСТОВИНЫ

Для соединения с колонной головкой, а также между собой плашечных, кольцевого и вращающегося превенторов используются соединительные и переходные фланцевые катушки и крестовины. Основные характеристики соединительных и переходных фланцевых катушек и крестовин приведены в табл. 8.10.

Таблица 8.10

Технические характеристики автоматических соединительных и переходных фланцевых катушек и крестовин

Условный диаметр прохода, мм	Типоразмер фланцевого соединения, мм х МПа	Высота фланцевой катушки, мм	Высота крестовины, мм
230	230х35	406	630
280	230х70	440	690
350	280х70	535	634
425	350х35	440	560
Примечание. Выше	425х21	455	525
:ота крестовины определена с отводами диаметром 80 мм.			

8.5. УСТАНОВКИ ГИДРОУПРАВЛЕНИЯ ПРОТИВОВЫБРОСОВЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ

Установки предназначены для оперативного дистанционного управления превенторами и гидроуправляемыми задвижками.

Противовыбросовое оборудование комплектуется станциями гидропри-

Таблица 8.11

Технические характеристики станций гидроуправления превенторами

Показатели	Типоразмер станции гидроуправления				
	ГУП-14	СУ21-625	СУ21-875	СУ21-1375	СУ25-1250-ОПЮс
Рабочее давление жидкости в пневмогидроаккумуляторах, МПа	14,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Количество точек управления шт	6	8	8	8	8
Вместимость масляного бака, л	402	1500	1500	1400	1400
Давление зарядки азотом пневмогидроаккумуляторов, МПа	7,5	10,0	10,0	10,0	10,0
Объем жидкости в пневмогидроаккумуляторах при номинальном рабочем давлении л	212	340	470	755	750
Тип основного насоса	Аксиально-поршневой	Плунжерный	Плунжерный	Плунжерный	Плунжерный
Тип привода вспомогательного насоса	Ручной 1	Пневматический 2	Пневматический 2	Пневматический 2	Пневматический 2
Количество регулирующих клапанов шт					
Мощность электропривода основного насоса, кВт	11,0	34,0	34,0	34,0	17,0
Производительность основного насоса, л/мин	17,1 и 50,0	Н.Д	Н.Д	Н.Д	Н.Д
Габаритные размеры (длина, ширина, высота), мм: основного пульта и на сосной аккумуляторной станции	2090х1490х1770	4500х2100х2700	4500х2100х2700	4500х2100х2700	4650х2100х2660
вспомогательного пульта	440х1030х1883	760х410х200	760х410х200	760х410х200	570х180х730
Масса, кг: основного пульта и на сосной аккумуляторной станции	1530	5450	6000	7500	5700
вспомогательного пульта	194	25	30	30	27,5
комплекта трубопроводов длиной 30 м	Н.Д	3500	3500	3500	3132
Завод-изготовитель	ОАО ВЗБТ	Воткинский завод			ЦКБ "Титан"

вода типов ГУП-14, СУ14-916, СУ21-625, СУ21-875 и СУ21-1375. Кроме того, ЦКБ "Титан" разработана СУ-25/10-1250-ОП10с.

Технические характеристики станций гидроуправления превенторами приведены в табл. 8.11, а общий вид станции ГУЛ 14 показан на рис. 8.11. Принципиальная гидравлическая схема гидроуправления превенторами дана на рис. 8.12.

Гидроуправление состоит из насосно-аккумуляторного блока с основным пультом управления, вспомогательного пульта и соединительных металлических трубопроводов с шарнирными соединениями.

Пневмогидроаккумуляторы служат для накопления гидравлической энергии за счет сжатия инертного газа с целью сокращения времени на операции дистанционного закрывания-открывания уплотнительных элементов плашечных и кольцевого превенторов и задвижек манифольда и обеспе-

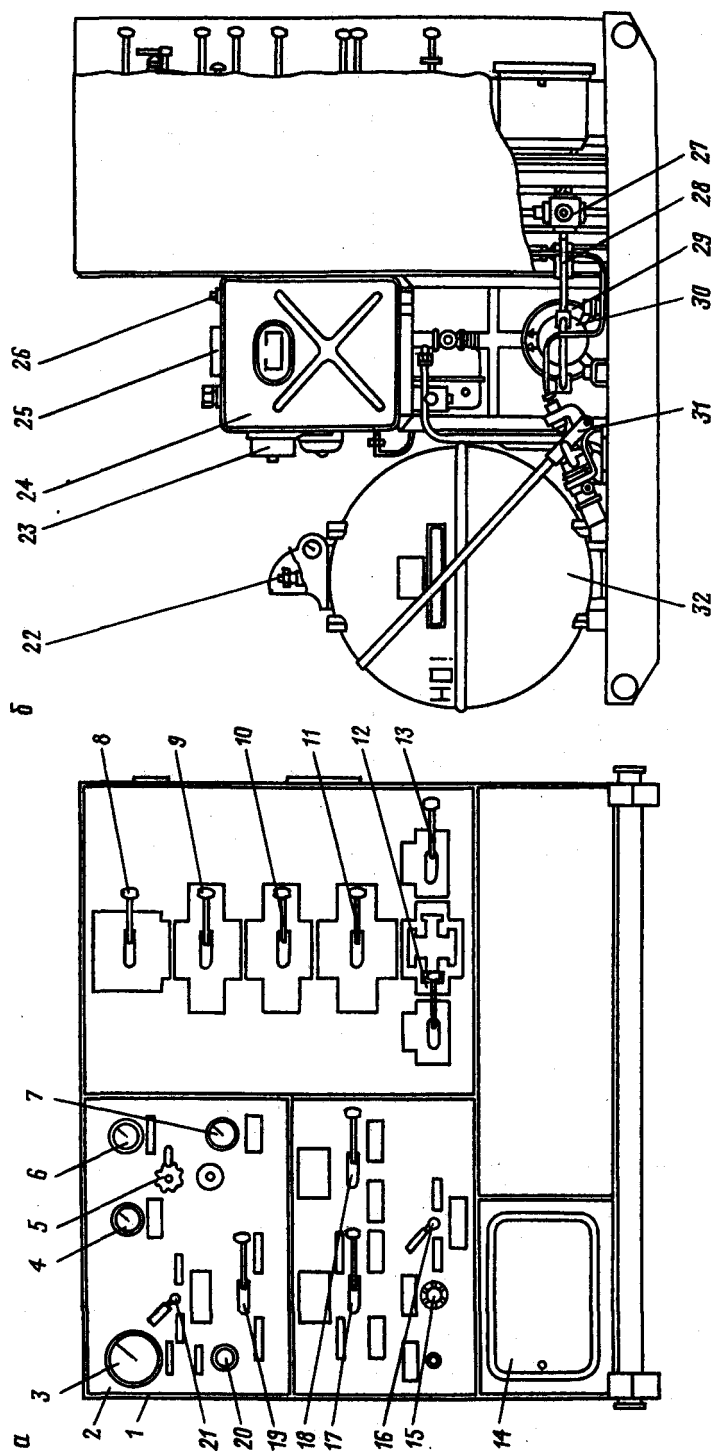


Рис. 8.11. Станция гидроуправления ГУП 14 ОАО "ВЗБТ".
а - панель основной; б - гидроаккумуляторная станция с основным пульсом; 1 - корпус; 2 - панель приборов; 3, 4, 6, 7 - манометры; 5 - клапан редукционный; 8-13; 17-19 - рукоятки управления; 14 - электрооборудование; 15 - вентиль; 16, 21 - блок кранов; 20 - выключатель; 22 - вентиль; 23 - звонок громкого боя; 24 - бак масляный; 25 - заливная горловина; 26 - шуп; 27 - клапан предохранительный; 28 - обратный клапан; 29 - электродвигатель; 30 - насос аксиально-поршневой; 31 - насос ручной; 32 - пневмогидроаккумулятор

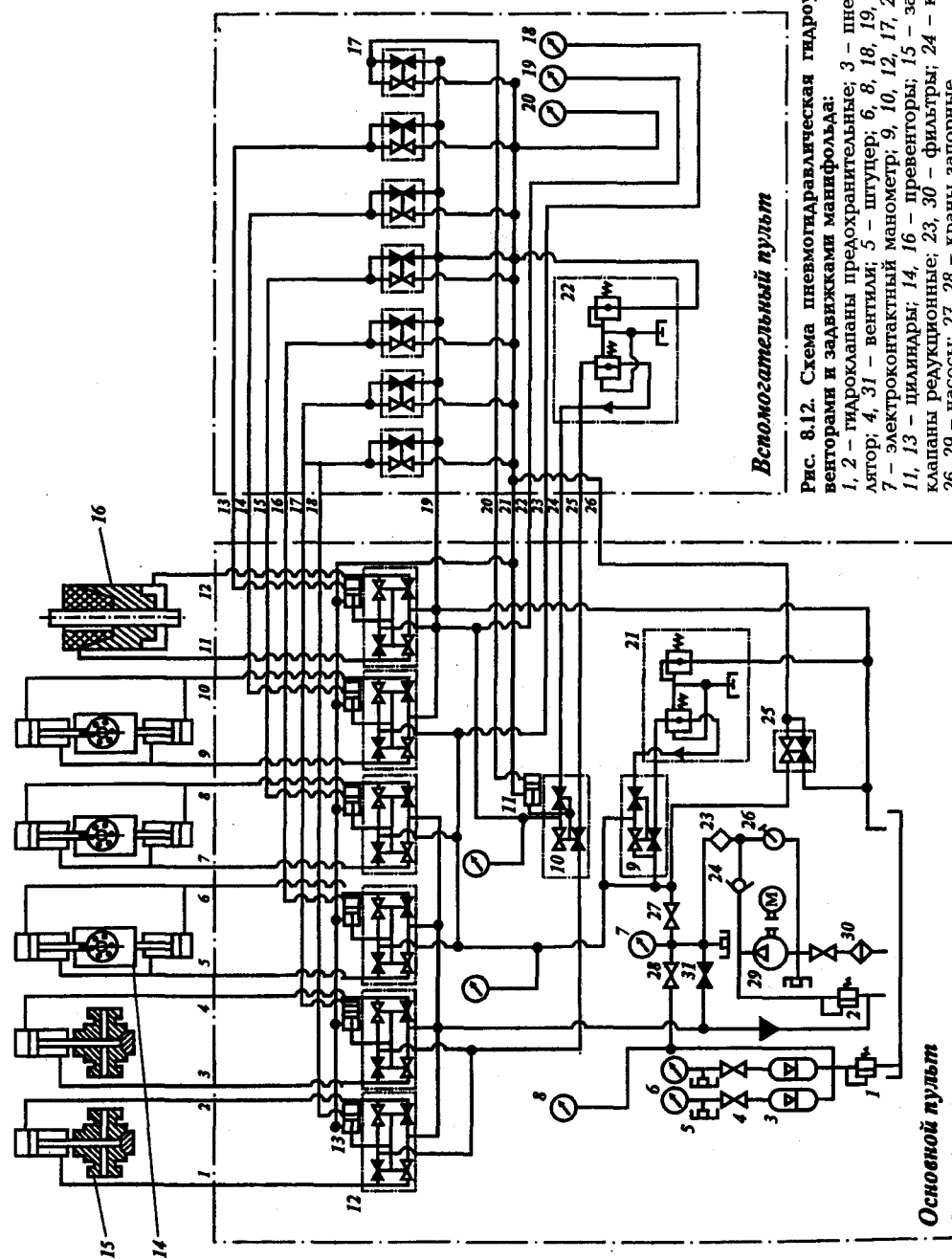


Рис. 8.12. Схема пневмогидравлическая гидроуправления пре-
венторами и задвижками манифольда: 3 – пневмогидроаккумуля-
тор; 4, 31 – вентили; 5 – штуцер; 6, 8, 18, 19, 20 – манометры;
7 – электроконтактный манометр; 9, 10, 12, 17, 25 – блок кранов;
11, 13 – цилиндры; 14, 16 – преенторы; 15 – задвижка; 21, 22 –
клапаны редукционные; 23, 30 – фильтры; 24 – клапан обратный;
26, 29 – насосы; 27, 28 – краны запорные

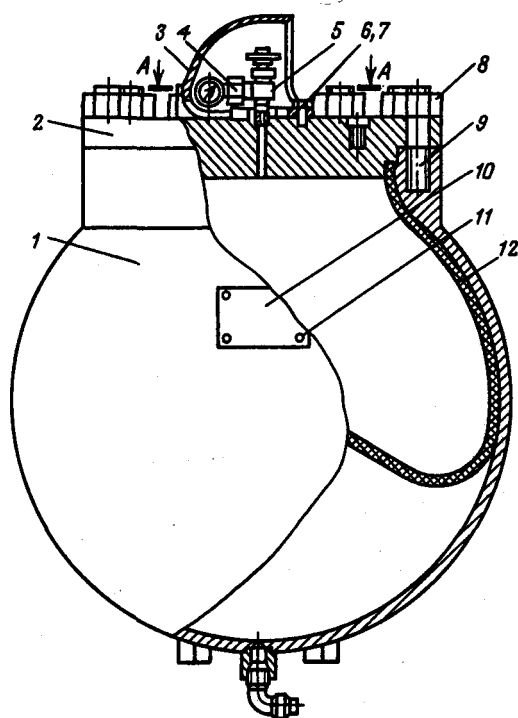


Рис. 8.13. Пневмогидроаккумулятор гидроуправления превенторами ОАО "ВЗБТ": 1 – корпус; 2 – крышка; 3 – колпак; 4 – переходник; 5 – вентиль кислородный; 6 – болт; 7 – шайба; 8 – гайка; 9 – шпилька; 10 – табличка; 11 – заклепка; 12 – диафрагма разделительная

чения ее работы при отключенной электроэнергии на буровой. Общий вид сферического пневмогидроаккумулятора приведен на рис. 8.13. Гидроуправление типа СУ21-625 и другие оснащены пневмогидроаккумуляторами цилиндрической формы.

В случае отключения электроэнергии или неполадок в насосе жидкость в аккумулятор закачивают ручным или пневмоприводным насосом.

Из аккумулятора жидкость под давлением при помощи распределителей поступает в гидрокamеры плашечного или кольцевого превенторов и задвижек, закрывая или открывая при этом превенторы и задвижки.

8.6. МАНИФОЛЬДЫ

Манифольды предназначены для обвязки блока превенторов противовыбросового оборудования с целью управления нефтяной или газовой скважиной в процессе ликвидации газонефтепроявления.

В соответствии с ГОСТ 13862-90 предусмотрено пять схем обвязки манифольдов (рис. 8.14) с условным диаметром прохода 50, 65 и 80 мм. Вариант крепления напорной линии манифольда приведен на рис. 8.15.

Манифольд противовыбросового оборудования состоит из коренных задвижек с ручным или ручным и гидравлическим управлением, двух блоков - дросселирования и глушения, включающих задвижки с ручным управлением, обратный клапан, регулируемые дроссели с ручным и дистанционным управлением, крестовины, тройники, гасители потока, показывающие манометры с разделителями сред, а также из напорных трубопроводов и пакетов трубопроводов низкого давления.

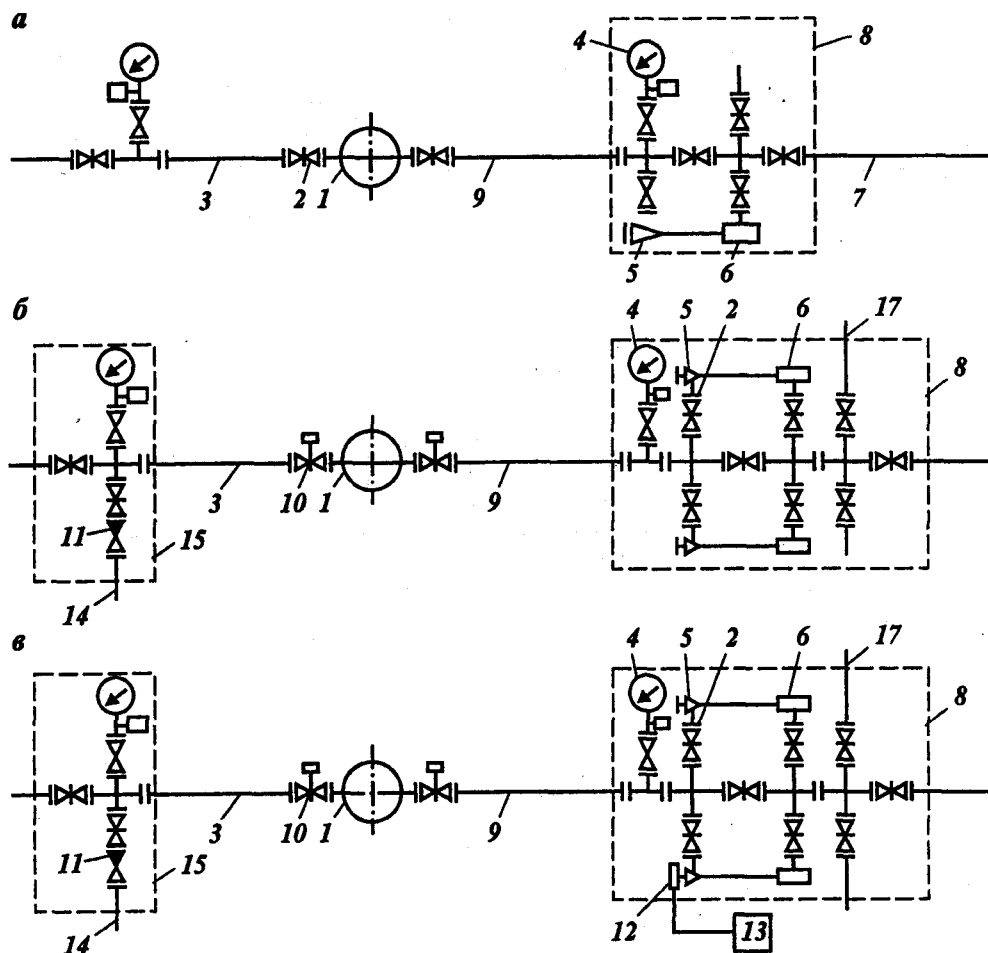


Рис. 8.14. Схемы обвязки манифольдов противовыбросового оборудования по ГОСТ 13862-90:

а - на давление до 14 МПа для ОП с ручным управлением; б - на давление до 35 МПа для ОП с гидроуправлением; в - на давление 35-70 МПа для ОП с гидроуправлением; г - на давление 35 и 70 МПа для ОП с гидроуправлением и двумя крестовинами впревенторном блоке; д - на давление 35-105 МПа для ОП с гидроуправлением и в коррозионностойком исполнении; 1 - блок превенторов (устье скважины); 2 - задвижка с ручным управлением; 3 - линия глушения; 4 - манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 5 - дроссель регулируемый с ручным управлением; 6 - гаситель потока; 7 - прямой сброс; 8 - блок дросселирования; 9 - линия дросселирования; 10 - задвижка с гидроуправлением; 11 - обратный клапан; 12 - дроссель регулируемый с гидроуправлением; 13 - пульт управления дросселем; 14 - отвод к буровому насосу или насосному агрегату; 15 - блок глушения; 16 - отвод к системе пластоиспытания в процессе бурения; 17 - отвод к сепаратору или трапно-факельной установке; 18 - кованный тройник; 19 - верхняя крестовина блока превенторов

Установлена следующая система обозначения манифольдов:

М - манифольд;

П - противовыбросовый;

Б - для бурения (буровой);

3-10 - номер схемы по ГОСТ 13862-90;

80 - условный диаметр прохода трубопроводов, запорной и регулирующей арматуры, мм;

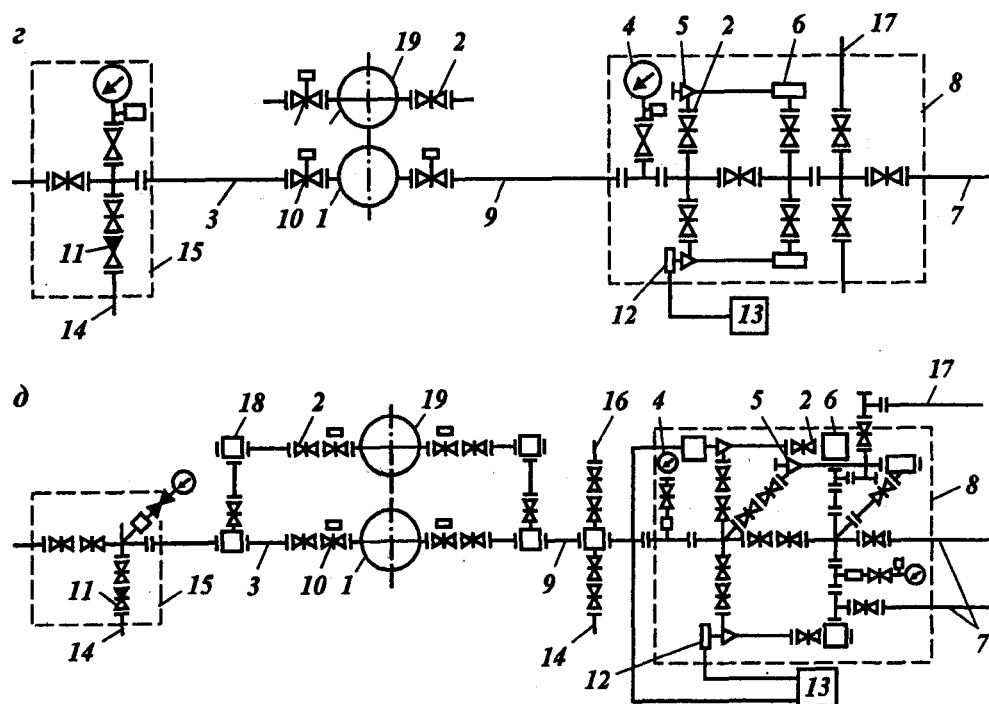


Рис. 8.14. Продолжение

Таблица 8.12 Технические характеристики манифольдов противовыбросового оборудования

Показатели	Типоразмер манифольда					
	МПБ5-80х х35	МПБ6-80х х35	МПБ7-80х х35	МПБ7-80х х70	МП105-80х х70	МП106-80х х70
Условный диаметр, мм	80	80	80	80	80	80
Давление, МПа: рабочее пробное	35 70	35 70	35 70	70 105	70 105	70 105
Скважинная среда	Нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода, буровой раствор, буровой шлам и их смеси				Газ, газоконденсат с содержанием H_2S до 6 %, механические примеси	
Максимальная температура скважинной среды, °С	100		100	100	До 90	
Тип запорного устройства	ЗМ-80х35 ЗМ-80Гх35	ЗМ-80х35 ЗМ-80Гх35	ЗМ-80х35 ЗМ-80Гх35	ЗМ-80х70 ЗМ-80Гх70	3 1/16"-10М с гидроприводом 31/16" ЮМ ручная	
Типы регулирующих устройств (дресселей): с ручным управлением с гидроуправлением (с пульта ПДР1 или ПЛР2)	ДР-80х35 -	ДР-80х35 -	ДР-80х35 ДРГ-80х35	ДР-80х70 ДРГ-80х70	31/16"-10М -	31/16"-10М 3 1/16"-10М
Масса (без сепаратора), кг	8628	9003	9650	14250		
Завод-изготовитель	ОАО "ВЗБТ"				Воронежский механический завод	

Рис. 8.15. Схема крепления напорных линий манифольда:
1 – манифольд; 2 – стойка; 3 – хомут; 4 – косынка; 5 – планка

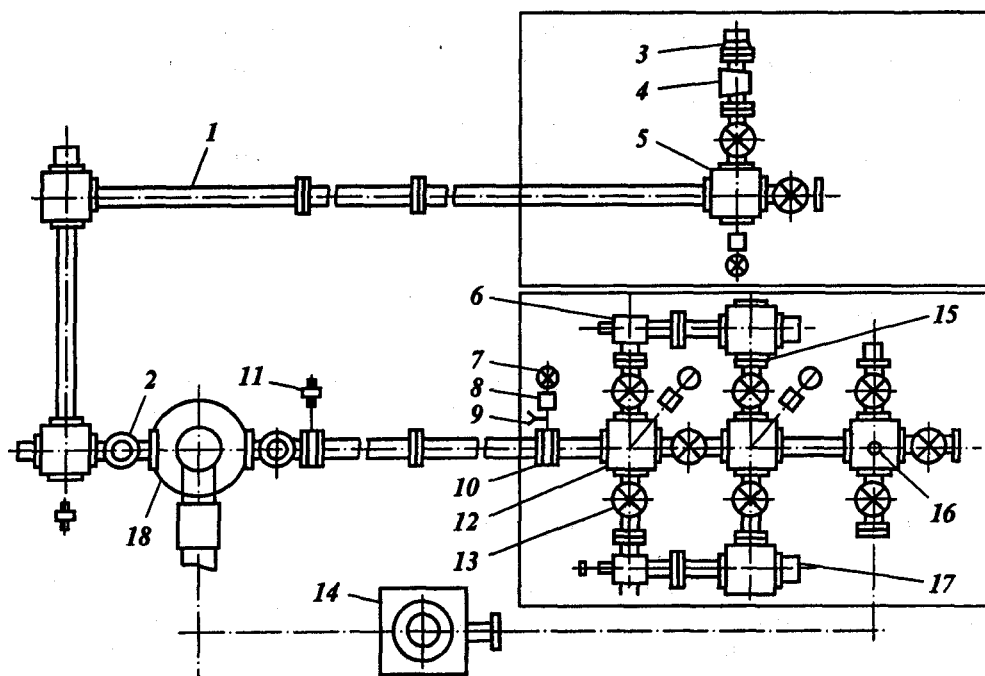
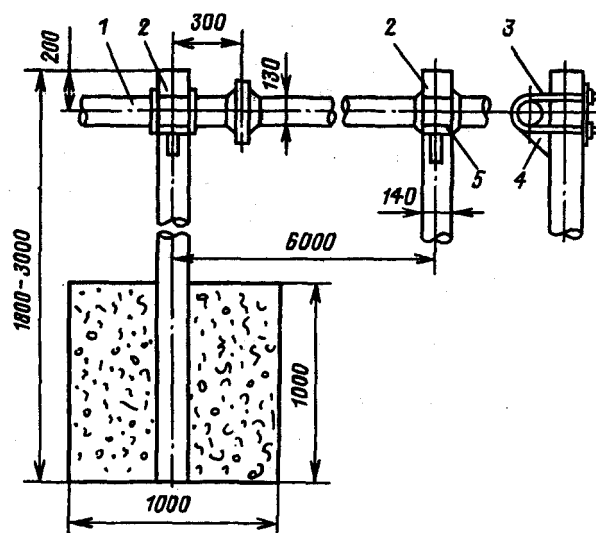


Рис. 8.16. Манифольд МПОв.80х70 Воронежского механического завода:

1 – линия глушения; 2 – задвижка с гидроприводом; 3 – фланец ответный; 4 – клапан обратный; 5 – тройник с манометром; 6 – дроссель с ручным приводом; 7 – манометр показывающий; 8 – разделитель сред; 9 – вентиль игольчатый; 10 – фланец инструментальный; 11 – датчик давления; 12 – крестовина; 13 – задвижка с ручным приводом; 14 – сепаратор бурового раствора; 15 – фланец адаптерный; 16 – пробка; 17 – гаситель потока; 18 – блок превенторов

35, 70 - рабочее давление напорных трубопроводов, запорной и регулирующей арматуры, фитингов для их обвязки в блоках, МПа;

К2, К3 - тип коррозионностойкого исполнения (в обычном исполнении знак не указывается).

Манифольды выпускаются под шифрами МПБ5-80х35, МПБ6-80х35, МПБ5-80х70, МПБ6-80х70, МПБ7-80х70 и МПО.80-70. Общий вид мани-фольда МПОб.80-70 Воронежского механического завода приведен на рис. 8.16.

Отличительной особенностью этого манифольда является то, что корпуса крестовин, тройников, приварных фланцев, демпферов, угловиков, задвижек и обратных клапанов выполнены из кованных заготовок.

По требованию потребителя в состав манифольда может быть включен сепаратор бурового раствора с требуемой характеристикой или трапно-факельная установка.

Технические характеристики манифольдов, серийно выпускаемых заводами России, приведены в табл. 8.12.

8.6.1. БЛОК ДРОССЕЛИРОВАНИЯ

Состоит из смонтированных на транспортной раме двух или трех регулируемых дросселей, один или два из которых - с гидравлическим управлением (кроме манифольдов по схемам 1-5, в которых оба дросселя имеют ручное управление), задвижек с ручным управлением, крестовин, тройников, гасителей потока, монтажных узлов, датчиков давления, манометров показывающих с разделителями сред (предохранителей манометра от засорения).

8.6.2. БЛОК ГЛУШЕНИЯ

Включает в себя смонтированные на транспортной раме тройник, задвижки с ручным управлением, обратный клапан, показывающий манометр с разделителем сред и запорным устройством.

8.6.3. ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ МАНОМЕТРА

Предназначен для защиты от зашламления твердой фазой бурового раствора. Общий вид предохранителей манометра показан на рис. 8.17.

Предохранитель оснащен игольчатым вентилем и разрядным клапаном.

8.6.4. ОБРАТНЫЙ КЛАПАН

Служит для предотвращения попадания в обвязку насосов или насосных агрегатов пластового флюида при их остановке в процессе глушения скважины. Общий вид обратного клапана ОАО «ВЗБТ» приведен на рис. 8.18.

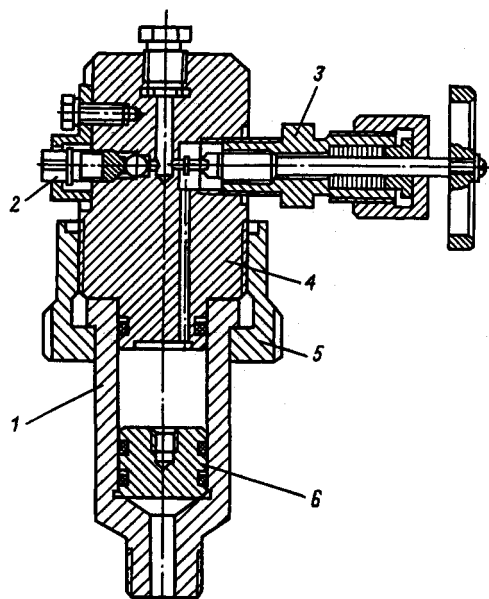


Рис. 8.17. Предохранитель манометра с разделителем сред ОАО «ВЗБТ»:
1 - корпус; 2 - разрядный клапан; 3-игольчатый вентиль; 4 - крышка; 5 - гайка; 6 - поршень

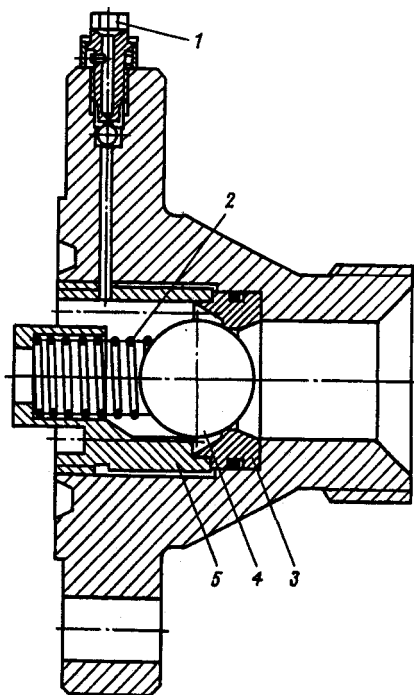


Рис. 8.18. Обратный клапан блока глушения манифольда ОАО «ВЗБТ»:
1 - корпус; 2 - пружина; 3 - седло клапана; 4 - шар; 5 - крышка

8.6.5. БЛОК СЕПАРАТОРА

Предназначен для разделения на фазы газожидкостной смеси бурового раствора с пластовым флюидом, направления потока газовой фазы на рассеивание в атмосферу или на факельный стояк для сжигания, возврата бурового раствора в циркуляционную систему буровой установки в процессе ликвидации газонефтепроявления при строительстве глубоких скважин на нефть и газ. На рис. 8.19 и 8.20 показан общий вид сепараторов бурового раствора конструкции НПО "Бурение" (ВНИИКрнефть) под шифром СРБ-1 и конструкции ОАО ВЗБТ под шифром П12.10. Технические характеристики сепараторов приведены в табл. 8.13.

Сепараторы подразделяются на две категории - низкого (СРБ-1) и высокого (П12.10) давления. В сепараторах низкого давления (до 0,04 МПа) имеется внутренний гидрозатвор, высота которого определяет величину максимального рабочего давления. В сепараторах высокого давления (более 0,04 МПа) имеется регулятор уровня жидкости, обеспечивающий нормальную его работу независимо от давления.

При строительстве скважин на месторождениях, в продукции которых содержится значительное количество (более 6 %) сероводорода и углекислого газа, используются трапно-факельные установки, состоящие из сепарато-

Выход газа
на рассеивание

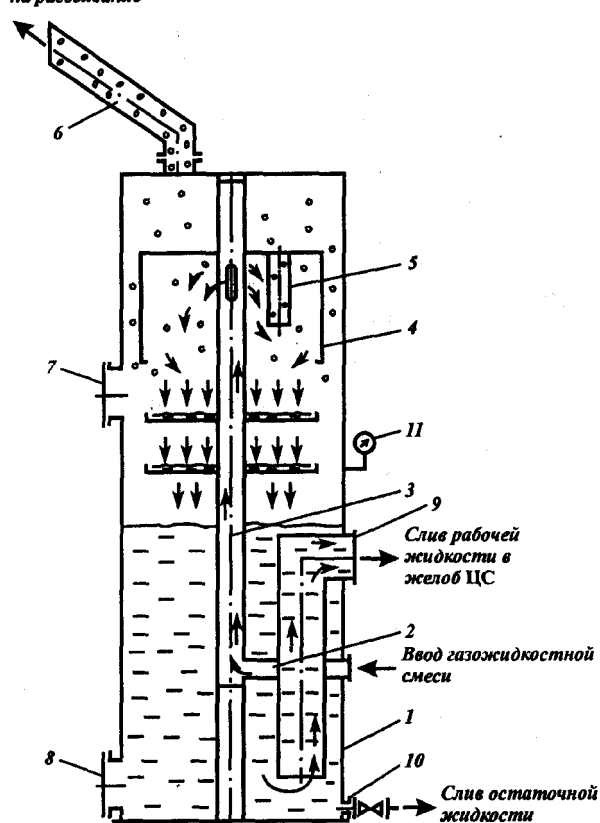


Рис. 8.19. Схема сепаратора бурового раствора СРБ-1 конструкции ВНИИКрнефти:
1 – корпус; 2 – патрубок для ввода смеси; 3 – труба несущая; 4 – камера первичной сепарации; 5 – патрубок газовый; 6 – патрубок для рассеивания газа; 7 – люк верхний; 8 – люк нижний; 9 – патрубок слива рабочей жидкости – гидрозатвор; 10 – патрубок для слива остаточной жидкости; 11 – манометр

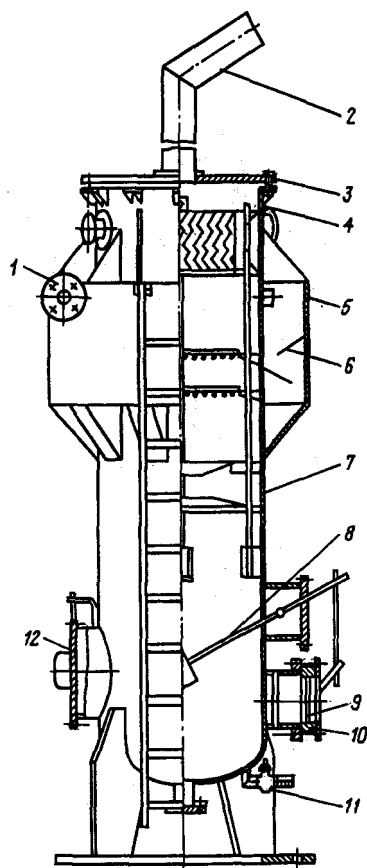


Рис. 8.20. Сепаратор П12.10 конструкции ОАО «ВЗБТ»:
1 – патрубок для ввода газожидкостной смеси; 2 – патрубок для сброса газа; 3 – крышка; 4 – блок решеток; 5 – обечайка; 6 – тарелка; 7 – корпус; 8 – поплавок; 9 – затвор шиберный; 10 – фланец; 11 – запорный кран; 12 – люк нижний

Таблица 8.13

Технические характеристики сепараторов

Параметры	Сепаратор	
	конструкции ВНИИКрнефти	конструкции ОАО "ВЗБТ"
Диаметр корпуса, мм	1020	1020
Рабочее давление (максимальное), МПа, не более	0,04	0,07
Высота гидрозатвора, мм, не более	1800	-
Тип регулятора уровня жидкости в сепараторе	-	Механический с поплавком
Пропускная способность; по жидкости, м³/ч (л/с) по газу, нм³ /ч (нм /с)	200(56)	108(30)
	10 000 (2,77)	6000 (1,67)

Параметры	Сепаратор	
	конструкции ВНИИКрнефти	конструкции ОАО "ВЗБТ"
Диаметр патрубка ввода газожидкостной смеси, мм	100	100
Диаметр газоотводного патрубка, мм	150	200
Диаметр патрубка для слива жидкости, мм	280	280
Габаритные размеры блока сепаратора; мм:		
длина	1020	1840
ширина	1020	1720
высота	5700	4050
Масса сепаратора, кг	2300	2260
Завод-изготовитель	Хадыженский и Краснодарский машинострои тельные заводы	ОАО "ВЗБТ"

ра, вакуумного дегазатора, вакуумных компрессоров, шламовых насосов, эжекторного насоса, факельного стояка, обвязанных вместе трубопроводами с запорной и предохранительной арматурой и показывающими приборами.

8.6.6. ПАКЕТ НАПОРНЫХ ТРУБ И ТРУБНЫХ СЕКЦИЙ

Включает в себя четыре напорные трубы длиной 8 м, воспринимающие рабочее давление манифольда 35 и 70 МПа и спрессованные соответственно на 70 и 105 МПа, и 10 трубных секций, спрессованных на давление 21 МПа. Общая длина трубной обвязки составляет 112 м.

8.6.7. ЗАДВИЖКИ ШИБЕРНЫЕ ПРЯМОТОЧНЫЕ ТИПА ЗМ

Предназначены для перекрытия линий глушения и дросселирования манифольда противовыбросового оборудования.

Задвижки выпускаются с ручным и гидравлическим управлением следующих типоразмеров:

ЗМ-80х35 и ЗМ-80Гх35 по ТУ 3-2451-91 "Оборудование противовыбросовое ОП5-230/80х35-А ОАО "ВЗБТ";

ЗМ-80х70 и ЗМ-80Гх70 по ТУ 3-2533-94 "Оборудование противовыбросовое ОП-230/80х70-А ОАО "ВЗБТ" и ТУ 3-2496-92 "Оборудование противовыбросовое ОП-280/80х70 Пермского машиностроительного завода им. Ленина".

Воронежским механическим заводом выпускаются шиберные задвижки по стандарту API 6A (17-е издание) из низколегированных и нержавеющей сталей, рассчитанные на давление от 14 до 105 МПа, для применения в обычных и коррозионных средах, содержащих сероводород и углекислый газ до 25 % по объему каждого в различных климатических зонах с температурой окружающей среды от -60 до +60 °С. Запорным устройством задвижки служит шибер с уплотнением типа "металл-металл". Для повыше-

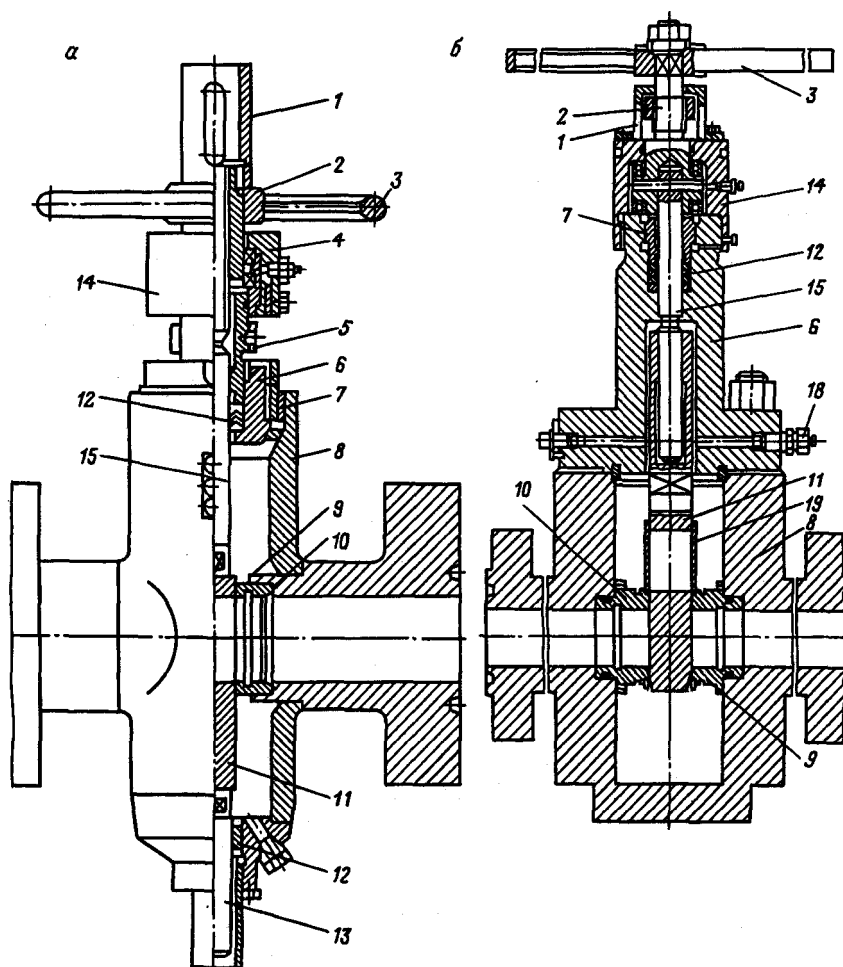


Рис. 8.21. Затворы с ручным управлением:

а - затворка 3М-80х35 (ВЗБТ); б - затворка 3М-80х70 (ВЗБТ); в - затворка 3М-80х35 (ЦКБ "Титан"); г - затворка шиберная (ру до 70 МПа) Воронежского мехзавода; 1 - кожух; 2 - ходовая втулка; 3 - маховик; 4 - упорный подшипник; 5 - нажимная втулка; 6 - крышка корпуса; 7 - шлицевая втулка; 8 - корпус; 9 - седло; 10 - тарель; 11 - шибер; 12 - пакет манжет; 13 - шток; 14 - крышка подшипника; 15 - шпindel; 16 - уплотнение седла; 17 - нижняя крышка; 18 - масленка; 19 - щиток

Таблица 8.14

Технические характеристики затворов

Показатели	Типоразмер затворки			
	3М-80х35	3М-80Гх35	3М-80х70	3М-80Гх70
Условный диаметр прохода, мм	80	80	80	80
Давление, МПа;				
рабочее	35	35	70	70
пробное	70	70	105	105
Управление затворкой	Ручное	Гидравлическое	Ручное	Гидравлическое

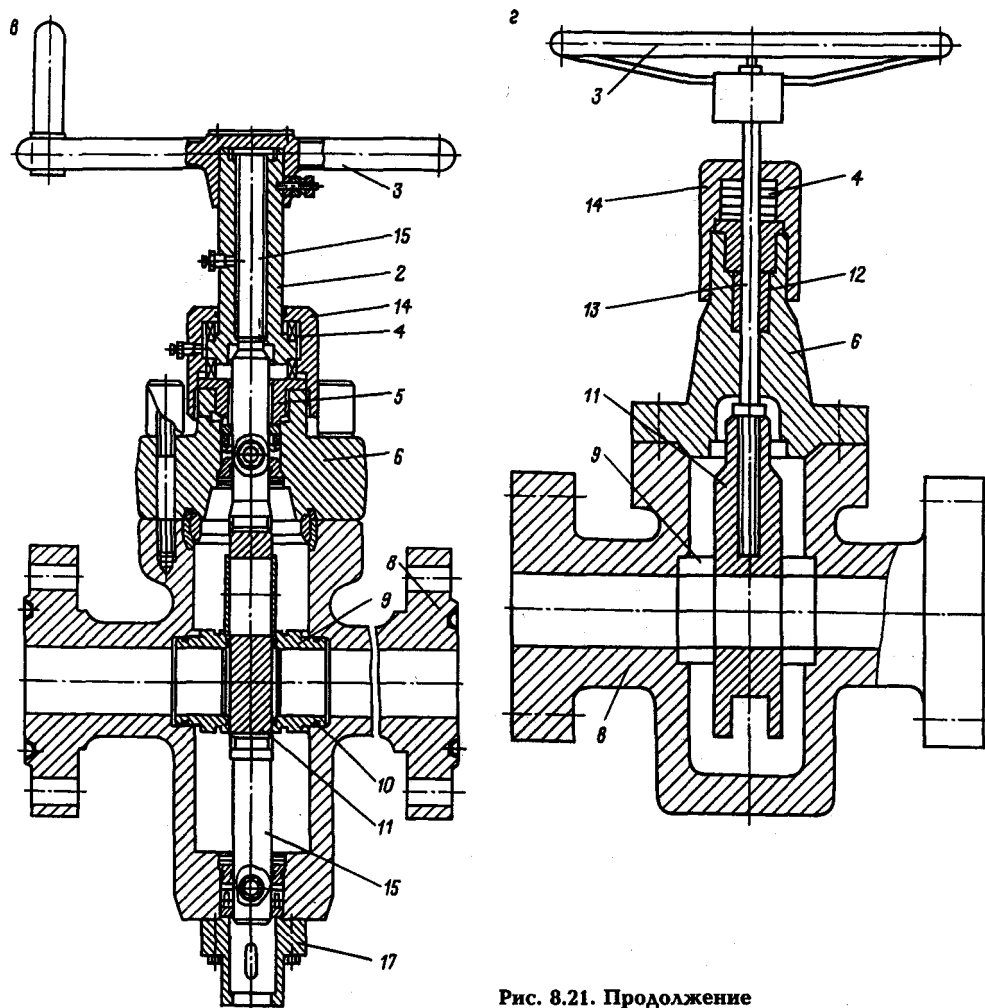


Рис. 8.21. Продолжение

Продолжение табл. 8.14

Показатели	Типоразмер задвижки			
	ЗМ-80х35	ЗМ-80Гх35	ЗМ-80х70	ЗМ-80Гх70
Максимальная температура скважинной среды, °С	120		120	
Характеристика скважинной среды	Буровой раствор, буровой шлам, нефть, газ, газоконденсат, пластовая вода и их смеси			
Диаметр гидроцилиндра, мм	-	105	-	150
Давление управления, МПа	-	10,0	-	14,0
Габаритные размеры, мм:				
длина	470	470	620	620
ширина	360	360	300	300
высота	900	1285	1000	1175
Масса, кг	129	155	339	377
Завод-изготовитель	ОАО "ВЗБТ"		ОАО "ВЗБТ" и Пермский машзавод им. Ленина	
Примечание. Перед сдачей в эксплуатацию внутреннюю полость всех задвижекзаполняют смазкой "Арматол-238" по ТУ 38-101812-83.				

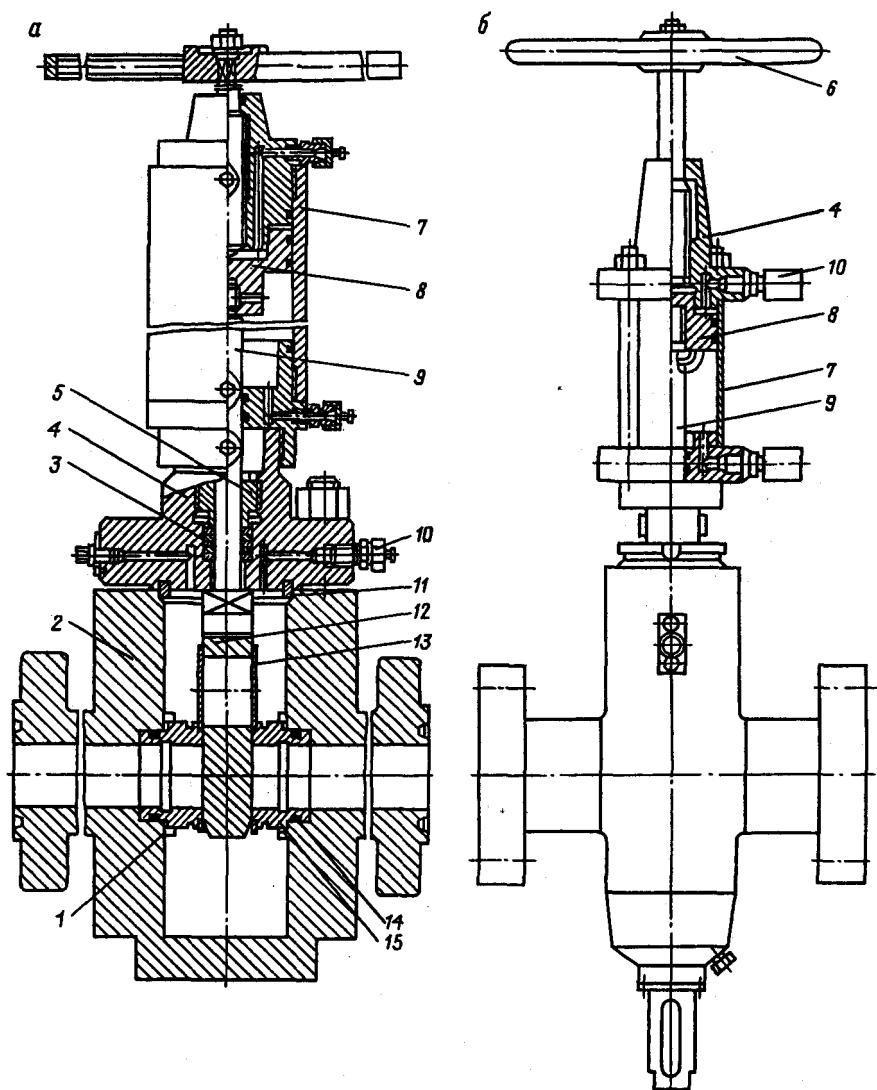


Рис. 8.22. Задвижки с гидроуправлением:

а - 3М-80Гx70 (ВЗБТ); б - 3МГ-80x35 (ВЗБТ); в - 3М-80x70КЗ (ЦКБ "Титан"); г - 3МС-80Гx70К1 (Воронежского мехзавода); д - 80б35 с гидроуправлением и пружинным возвратом (ЦКБ "Титан"); ^ - седло; 2 - корпус; 3 - пакет манжет; 4 - крышка корпуса; 5 - нажимная втулка; 6 - маховик; 7 - гидроцилиндр; 8 - поршень; 9 - шток; 10 - масленка; 11 - кольцевая прокладка; 12 - шибер; 13 - щиток; 14 - уплотнение седла; ^5 - пружина; 16 - указатель положения шибера; 17 - пружина цилиндра; 18 - гайка ограничительная; 19 - датчики положения шибера

ния работоспособности рабочих уплотнительных поверхностей деталей задвижек используется плазменно-порошковая наплавка. Общий вид задвижек показан на рис. 8.21 и 8.22, а технические характеристики приведены в табл. 8.14 и 8.15.

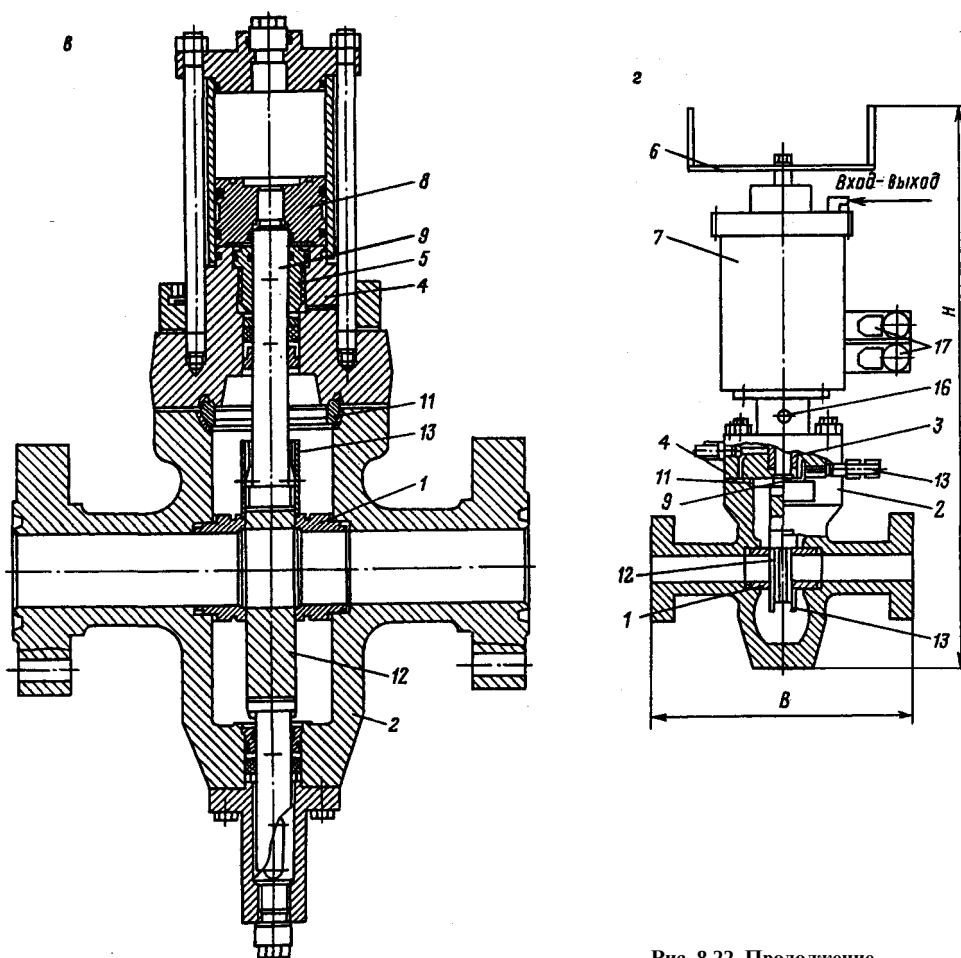
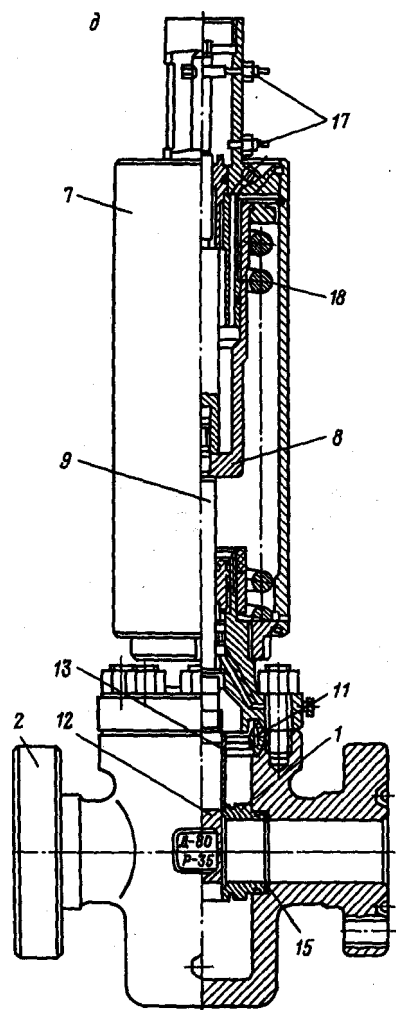


Рис. 8.22. Продолжение

Таблица 8.15 Задвижки шиберные Воронежского механического завода

Тип	Dy, мм	Давление		Класс материала по стандарту API
		PSI	МПа	
2 1/16	50	3000	21	От AA до FF
		5000	35	
		10000	70	
29/16	65	3000	21	От AA до FF
		5000	35	
		10000	70	
3 1/8	80	15000	105	От AA до FF
		3000	21	
		5000	35	
3 1/16	77	10000	70	От AA до FF
4 1/16	100	3000	21	От AA до FF
		5000	35	
		10000	70	
7 1/16	150	3000	21	От AA до FF

Примечание. Температура рабочей среды для задвижек указанных типов - до 100 °С.



8.6.8. РЕГУЛИРУЕМЫЕ ДРОССЕЛИ

Предназначены для установки в блоках дросселирования манифольдов противовибросового оборудования для осуществления бесступенчатого регулирования давления на устье скважины (перед дросселем).

Регулируемые дроссели выпускаются с ручным и гидравлическим управлением следующих типоразмеров:

ДР-80х35 и ДР-80Гх35 по ТУ 3-2451-91 "Оборудование противовибро-совое ОП5-230/80х35-А ОАО ВЗБТ";

ДР-80х70 и ДДР-80Гх70 по ТУ 3-2533-94 "Оборудование противовибро-совое ОП-230/80х70-А ОАО ВЗБТ и ТУ 3-2496-92 Пермского машиностроительного завода им. Ленина¹¹

Воронежским механическим заводом выпускаются регулируемые дроссели в обычном и коррозионностойком исполнении с ручным управлением, рассчитанным на рабочее давление от 21 до 105 МПа с условным

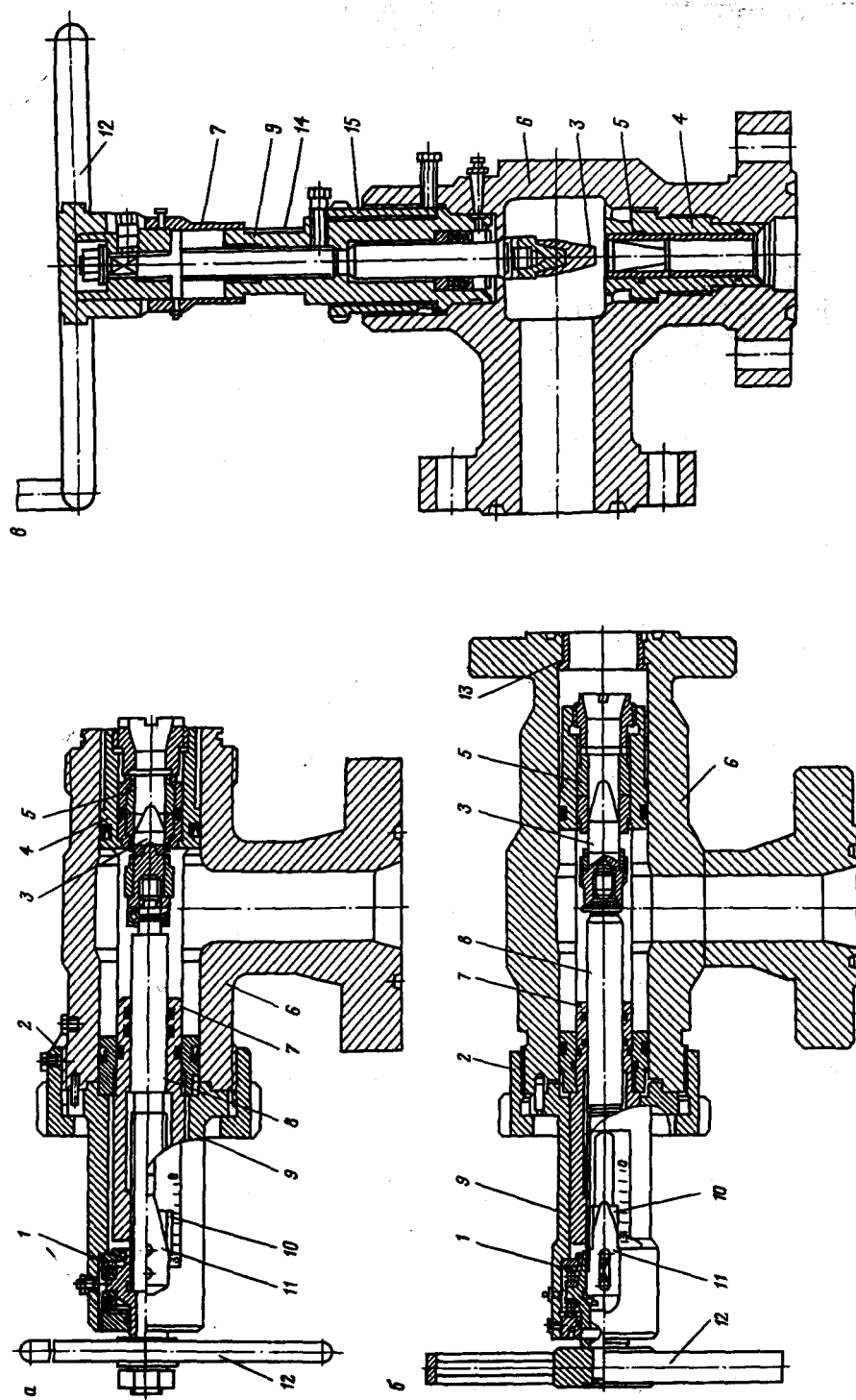


Рис. 8.23. Регулируемые дроссели с ручным управлением:
 а – ДР-80×35 (ВЗБТ); б – ДР-80×70 (ВЗБТ); в – ДР-80×70 (ЦКБ "Титан"); 1 – упорный подшипник; 2 – накидная гайка; 3 – твердосплавный наконечник; 4 – корпус насадки; 5 – твердосплавная насадка; 6 – корпус; 7 – стакан; 8 – упорная гайка; 9 – упорная гайка; 10 – имитатор насадки; 11 – имитатор наконечника; 12 – маховик; 13 – защитная втулка; 14 – указатель положения; 15 – упорная гайка

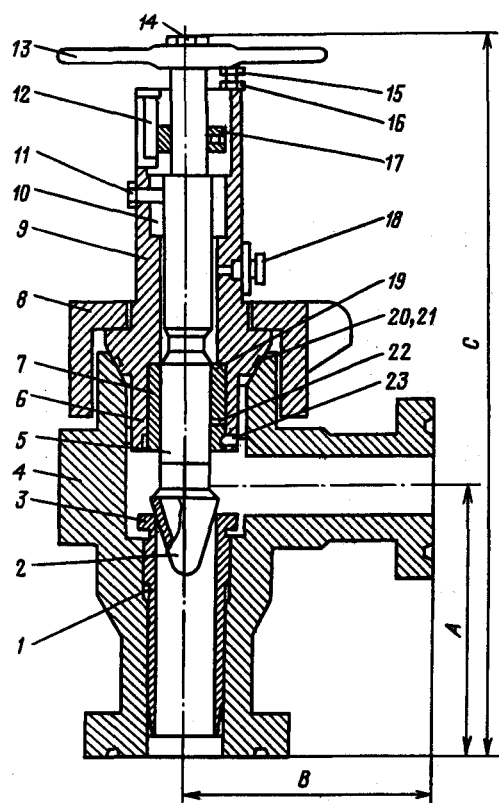


Рис. 8.24. Дроссель типа ДРТ-80х70 Воронежского мехзавода:

1 – седло; 2 – наконечник; 3, 6, 10 – втулка; 4 – корпус; 5 – шток; 7 – пакет уплотнений; 8, 14, 15 – гайка; 9 – корпус привода; 11, 16 – болт; 12 – планка указателя; 13 – ручка; 17 – указатель; 18 – масленка; 19, 22 – шайба; 20, 21 – кольцо уплотнительное; 23 – винт

диаметром от 52 до 150 мм, в том числе для бурения под шифром ДРТ-80х70К1.

Общий вид дросселей с ручным управлением, выпускаемых различными заводами России, показан на рис. 8.23 и 8.24, а технические характеристики приведены в табл. 8.16 и 8.17.

Дроссели с гидроуправлением типов ДР-80Гх35 и ДР-80Гх70 ОАО "ВЗБТ" и ЦКБ "Титан" показаны на рис. 8.25.

Общий вид дросселирующих пар дросселей с ручным и дистанционным управлением - на рис. 8.26.

Управление дросселями с гидроприводом осуществляется с помощью пульта управления дросселями (ПДР). Техническая характеристика пульта дистанционного управления дросселями типа ПДР-2 Краснодарского СПКБ "Промавтоматика" приведена ниже.

Техническая характеристика пульта управления дросселями ПДР-2

Количество дросселей, управляемых с одного пульта, шт..	2
Расстояние до дросселей, м.....	До 30
Время полного открытия дросселя, с.....	4-50
Рабочая жидкость в системе управления.....	Масло всесезонное ВМГЗ ТУ 38.10.1479-74 или масло МГЕ-10Е ТУ 38.101572-75
Количество жидкости в системе управления, дм ³ , не более.....	45

Таблица 8.16

Технические характеристики регулируемых дросселей

Показатели	Типоразмер дросселя			
	ДР-80х35	ДР-80Гх35	ДР-80х70	ДР-80Гх70
Условный диаметр прохода, мм	80	80	80	80
Давление, МПа:				
рабочее	35	35	70	70
пробное	70	70	105	105
Диапазон регулирования давления, МПа	0-35	0-35	2-63	2-63
Рабочее давление при определении наработки по прокачке бурового раствора плотностью 1600 кг/м³ МПа	25	25	38	38
Управление дросселем	Ручное	Гидравлическое дистанционное	Ручное	Гидравлическое дистанционное
Характеристика скважинкой среды	Буровой раствор, буровой шлам, несгазоконденсат, пластовая вода и их смеси			угь, газ,
Диаметр наконечника дросселя	31,2	45,0	31,2	45,0
Диаметр поршня, мм	—	145	—	145
Максимальная температура скважинной среды, °С	120	120	120	120
Габаритные размеры, мм:				
длина	670	748	768	844
ширина	320	265	560	270
высота	395	360	510	385
Масса, кг	110	206	167	212
Завод-изготовитель	ОАО «ВЗБТ»			Пермский машиностроительный завод им. Ленина и ОАО "ВЗБТ"

Таблица 8.17

Технические характеристики дросселей Воронежского механического завода

Типоразмер	Условный диаметр, мм	Рабочее давление, МПа	Класс материала по API	Габаритные размеры, мм
ДР-50х21К2	50	21,0	BB	298х225х805
ДР-50х35К2	50	35,0	AA	298х225х805
ДР-50х70К2	50	70,0	AA	298х225х805
ДР-50х105К3	50	105,0	FF	298х225х852
ДР-65х35К2	65	35,0	FF	298х225х790
ДР-65х35К3	65	35,0	DD	298х225х790
ДР-65х70К2	65	70,0	AA	298х225х790
ДР-65х70К1	65	70,0	AA	298х225х790
ДР-65х105К1	65	105,0	AA	298х225х790
ДР-80х21К2	80	21,0	BB	298х225х790
ДР-80х35К2	80	35,0	BB	298х225х790
ДР-80х105К3	80	105,0	FF	298х263х652
ДР-100х21К1	100	21,0	AA	296х264х885
ДР-100х35К1	100	35,0	AA	296х264х885
ДРП-50х105К3	50	105,0	FF	298х225х880
ДРП-65х70К3	65	70,0	FF	298х225х885
ДРП-80х105К3	80	105,0	PF	298х263х885
ДРТ-80х70К1	80	70,0	BB	298х263х800
ДРП-150х21К1	150	21,0	AA	320х290х880

Примечание. Температура рабочей среды для дросселей ДР-65х70К1, ДР-100х21К1, ДР-100х35К1 и ДРТ-80х70К1 от -46 до +100 °С, для остальных указанных в таблице от -60 до +90 °С.

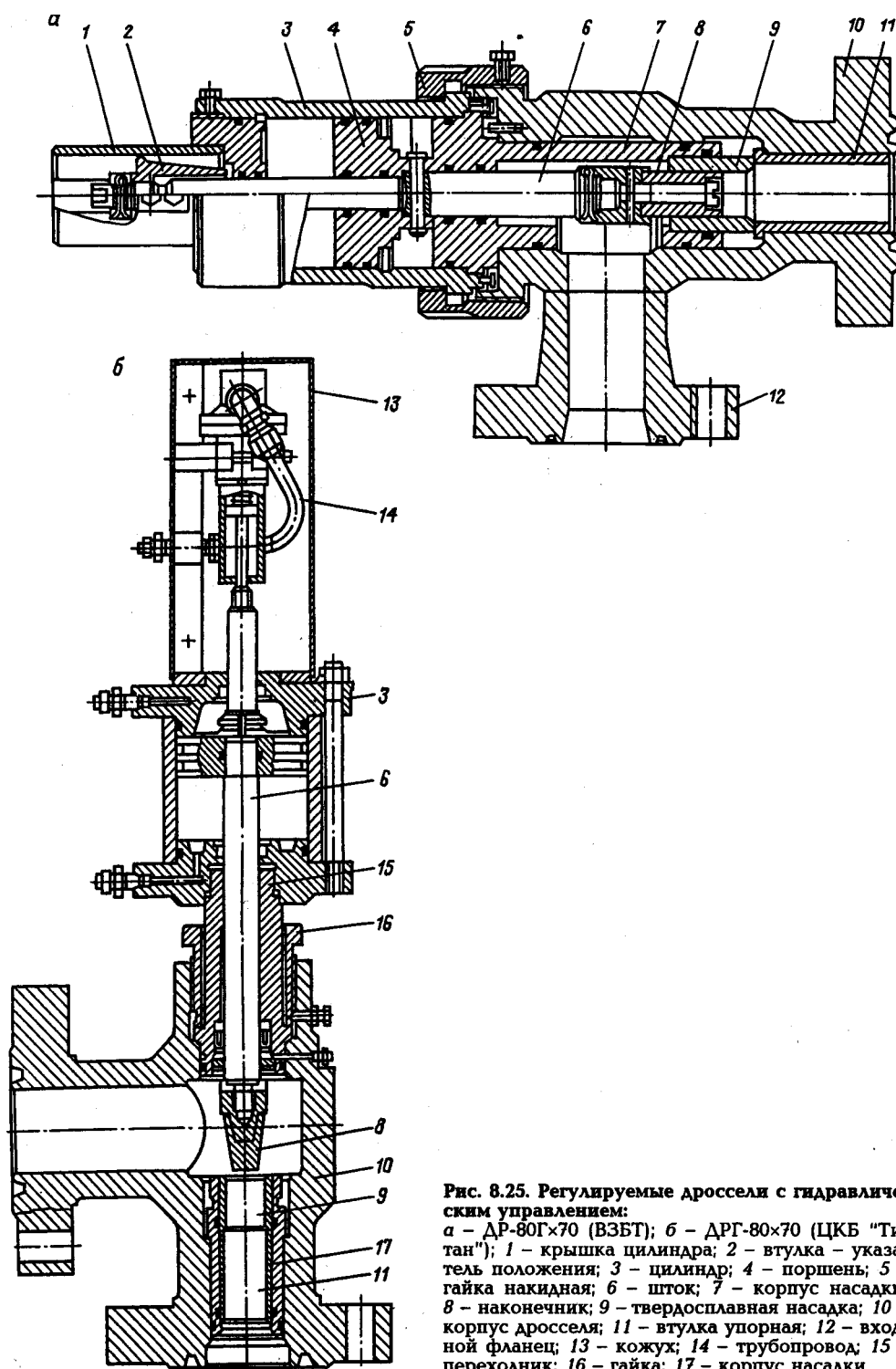


Рис. 8.25. Регулируемые дроссели с гидравлическим управлением:
 а – ДР-80Г×70 (ВЗБТ); б – ДРГ-80×70 (ЦКБ "Титан"); 1 – крышка цилиндра; 2 – втулка – указатель положения; 3 – цилиндр; 4 – поршень; 5 – гайка накидная; 6 – шток; 7 – корпус насадки; 8 – наконечник; 9 – твердосплавная насадка; 10 – корпус дросселя; 11 – втулка упорная; 12 – входной фланец; 13 – кожух; 14 – трубопровода; 15 – переходник; 16 – гайка; 17 – корпус насадки

Диапазон показаний давления перед дросселем, МПа..	0-50
	0-100
	0-150
Давление жидкости в системе управления, МПа.....	8-10,5
Диапазон отсчета числа двойных ходов насоса в минуту.....	0-200
Емкость сумматора счетчика СХН-1.....	9999
Управляющая среда.....	Воздух
Давление воздуха питания, МПа.....	0,6-0,8
Максимальный расход воздуха питания при 20 °С и давлении 0,1 МПа, мУмин, не более.....	1 220
Напряжение питания электропитания с частотой 50 Гц, В	От -50 до +50 95-
Условия эксплуатации;	
температура окружающего воздуха, °С.....	3
относительная влажность при температуре от + 35 °С и ниже, %.....	
Габаритные размеры пульта, мм:	1100
длина.....	800
ширина.....	1465
высота.....	370
Масса пульта, кг.....	600
Масса комплекта пульта, кг.....	ОАО «ВЗБТ»
Завод-изготовитель.....	

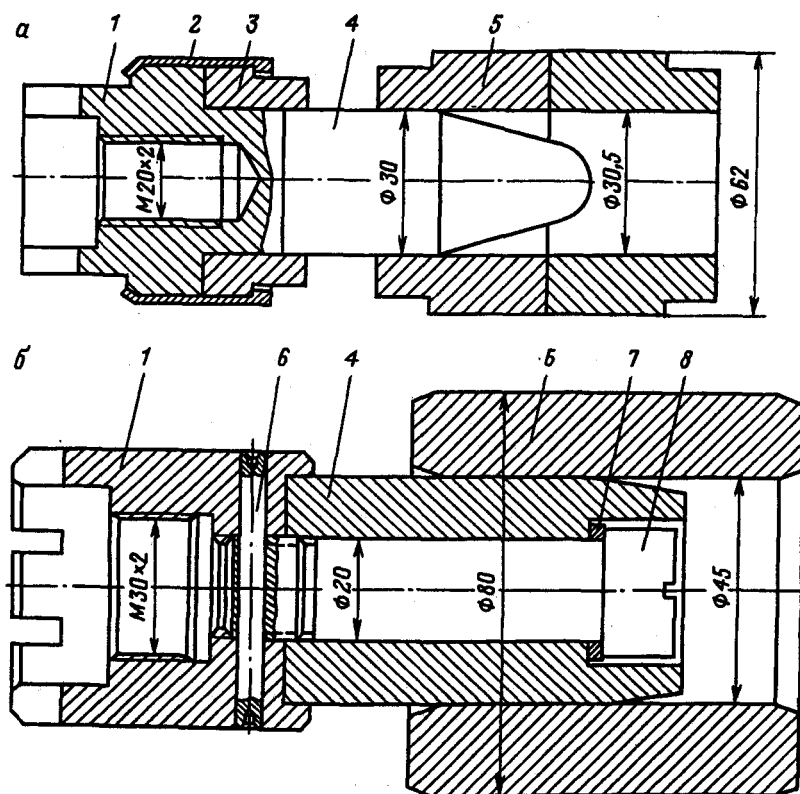


Рис. 8.26. Твердосплавные дросселирующие пары дросселей:
 а – ДР-80×35 и ДР-80×70; б – ДР-80Г×35 и ДР-80Г×70; 1 – втулка; 2 – обжимной держатель;
 3 – втулка направляющая; 4 – наконечник; 5 – насадка; 6 – штифт; 7 – прокладка; 8 – винт
 М20

Техническая характеристика испытательного стенда

Давление в испытательных каналах, МПа:	
в первом.....	0-25
во втором.....	0-70
Количество испытательных каналов.....	2
Тип привода.....	Пневматический
Количество насосов.....	2
Суммарный расход воздуха при работе двух насосов, м ³ /мин ...	8
Максимальное давление воздуха, подаваемого к стенду для привода насосов, МПа.....	0,8
Номинальная производительность при давлении воздуха 0,63, МПа, м ³ /ч:	
на выходе первого канала.....	0,63
на выходе второго канала.....	0,05
Объем бака, л.....	150
Рабочая жидкость.....	Гликвол-Л" (летом), «Гликвол-3" (зимой)
Габаритные размеры (длина, ширина, высота), мм.....	1330x740x1315
Масса, кг.....	330
Завод-изготовитель.....	ЦКБ "Титан"

Показатели надежности регулируемых дросселей в соответствии с ГОСТ 27743-88 определяются суммарной прокачкой бурового раствора плотностью 1600 кг/м³, содержащего до 3 % песка, с расходом от 6 до 15 л/с при соответствующем давлении. Критерием отказа служит потеря способности поддерживать дросселем номинальное рабочее давление при расходе жидкости от 12 до 15 л/с.

8.7. ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ СТЕНД

Испытательный стенд предназначен для проведения испытаний на герметичность и прочность противовыбросового и устьевого оборудования как после монтажа, так и в процессе эксплуатации при температуре от -30 до +40 °С. Техническая характеристика стенда ЦКБ "Титан" приведена ниже, общий вид - на рис. 8.27. Аналогичные по конструкции испытательные стенды могут быть изготовлены ОАО "ВЗБТ" и МНПЭК. Расположение приборов контроля системы дистанционного управления и раннего обнаружения ГНВП и системы управления скважиной при ее глушении показано на рис. 8.28.

Кроме того, для раннего обнаружения ГНВП используют сигнализатор газопроявления типа СГП (рис. 8.29).

СГП состоит из индикатора 1, соединенного с помощью кабелей 5 и 7 с датчиками давления 4 и 9 на стояке 2 буровой установки и на отводе блока превентора 11 для сравнения скоростей прохождения импульсов в трубах и в затрубье скважины в процессе бурения. Датчики установлены на тройнике 3 и инструментальном фланце 6. Электропитание подается по сетевому шнуру 12. К регистратору информация подается через кабель 10.

Поставщик сигнализатора СГП - ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИ-ИБТ (г. Москва).

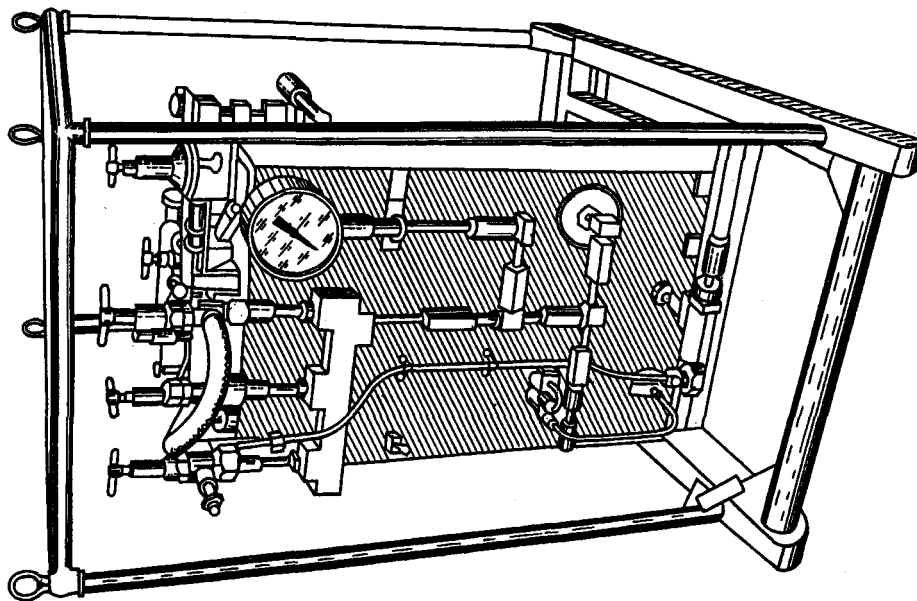


Рис. 8.27. Стенд испытательный ЦКБ "Титан" для опрессовки противовыбросового и устьевого оборудования

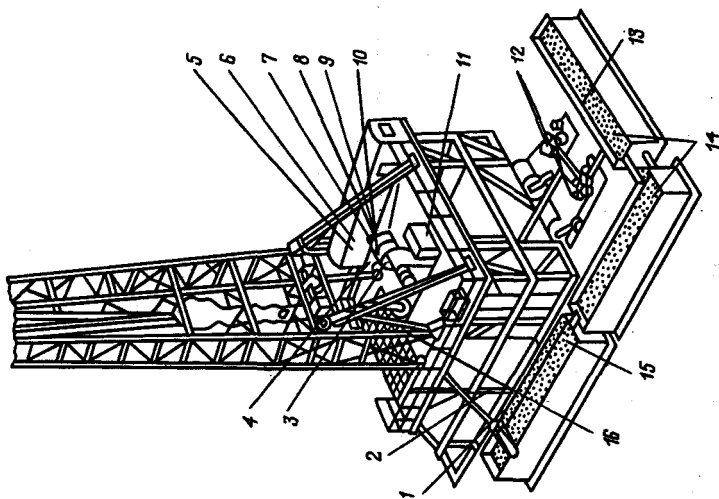


Рис. 8.28. Схема расположения приборов контроля системы дистанционного управления и раннего обнаружения: 1 – расход бурового раствора на выходе; 2 – содержания газа в буровом растворе; 3 – частоты вращения ротора; 4 – момента на машинном ключе; 5 – механической скорости бурения; 6 – веса на крюке; 7 – момента на роторе; 8 – степени открытия дросселя; 9 – давления в затрубном прострэнстве; 10 – длины буровой колонны и количества свечей; 11 – системы долива скважины; 12 – числа ходов насоса в минуту; 13 – плотности раствора; 14 – изменения объема бурового раствора в мерниках; 15 – температуры бурового раствора; 16 – давления на стояке

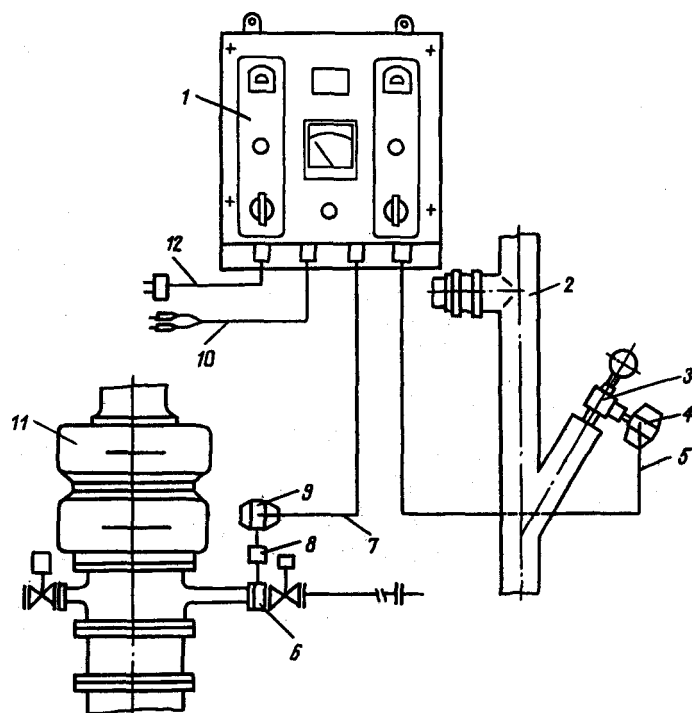


Рис. 8.29. Схема монтажа сигнализатора газопроявления (СГП):

1 - индикатор; 2 - стояк буровой установки; 3 - тройник; 4, 9 - датчики давления первого и второго каналов; 5, 7 - соединительный кабель; 6 - инструментальный фланец; 8 - вентиль высокого давления; 10 - кабель соединительный к регистратору; 11 - блок превенторов (устье скважины); 12 - шнур сетевой