

ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

На устье скважины в процессе ее строительства устанавливают оборудование обвязки обсадных колонн, состоящее из колонных головок двух типов – однофланцевых и двухфланцевых (рис. 9.1).

Колонные головки, как и обсадные трубы, являются неотъемлемой частью конструкции скважины как инженерного сооружения. Они предназначены для подвески очередной обсадной колонны, герметизации и контроля давления в кольцевом пространстве между соседними колоннами труб. Кроме того, на колонные головки в процессе бурения скважины передается вес блока превенторов и бурильной колонны при ее подвешивании на плашки, а при заканчивании скважины – разгружается вес неза-

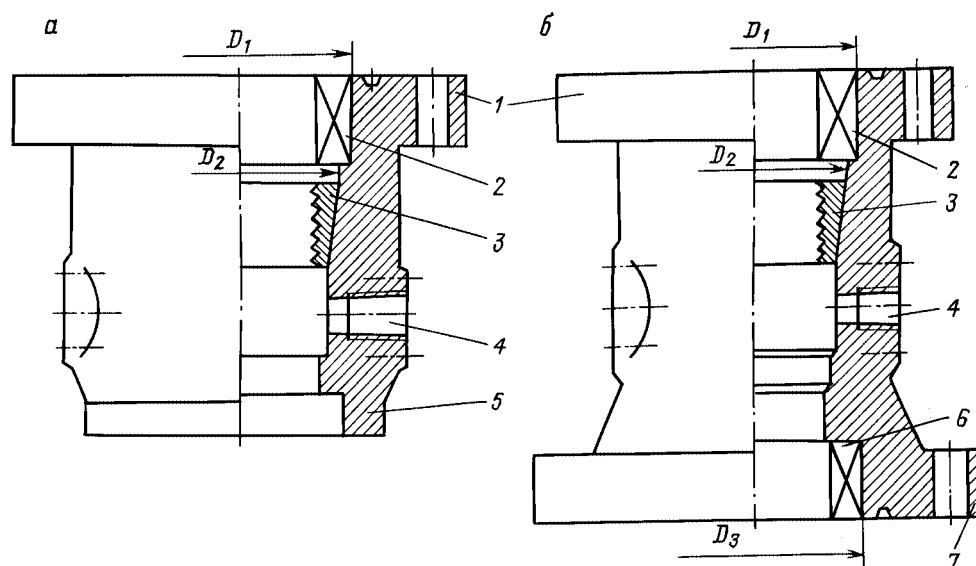


Рис. 9.1. Колонные головки по ГОСТ 30196-94:

а – однофланцевая нижняя; *б* – двухфланцевая промежуточная или верхняя; 1 – корпус с верхним фланцем; 2 – верхний уплотнитель; 3 – трубодержатель клиневой; 4 – боковой отвод; 5 – нижняя часть корпуса, соединяемая с обсадной трубой на резьбе, сваркой или другим способом; 6 – нижний уплотнитель; 7 – нижний фланец

цементи рованной части обсадных колонн и передается вес фонтанной арматуры с обвязкой.

Основные параметры однофланцевых и двухфланцевых колонных головок, установленные ГОСТ 30196–94, приведены в табл. 9.1 и 9.2.

Таблица 9.1

Основные параметры однофланцевых колонных головок

Условный диаметр прохода верхнего фланца, мм	Рабочее давление, МПа	Условный диаметр обсадных труб, на которые устанавливается колонная головка, мм	Условный диаметр обсадных труб, закрепляемых в трубодержателе, мм
180	14; 21; 35	От 168 до 194	От 114 до 127
230	14; 21; 35	От 219 до 245	От 114 до 146
280	14; 21; 35	От 219 до 273	От 114 до 194
350	14; 21; 35	От 299 до 351	От 114 до 273
425	14; 21; 35	От 377 до 426	От 194 до 340
(480)	35	От 406 до 473	От 219 до 377
540	14; 21	От 473 до 530	От 273 до 426
680	7; 14; 21	От 560 до 720	От 406 до 630

Таблица 9.2

Основные параметры двухфланцевых колонных головок

Верхний фланец		Нижний фланец		
Условный диаметр прохода, мм	Рабочее давление, МПа	Условный диаметр прохода, мм	Рабочее давление, МПа	Условный диаметр труб, закрепляемых в трубодержателе, мм
280	14; 21	280	14; 21	От 114 до 140
		350	14; 21	От 114 до 194
		425	14; 21	От 114 до 194
	35	280	21; 35	От 114 до 140
		350	21; 35	От 114 до 194
		425	21; 35	От 114 до 194
	70	280	35; 70	От 114 до 127
		350	35; 70	От 114 до 178
		425	35	От 114 до 194
350	105	280	70; 105	От 114 до 127
		350	70; 105	От 114 до 168
		425	70	От 114 до 194
	140	280	105; 140	От 114 до 127
		350	105	От 114 до 168
	21	350	14; 21	От 127 до 194
		425	14; 21	От 140 до 245
		540	14; 21	От 140 до 245
425	35	350	35	От 127 до 178
		425	21	От 140 до 245
		540	21	От 140 до 245
	70; 105	350	70; 105	От 140 до 178
		425	35; 70	От 140 до 194
		540	35	От 140 до 245
	21	540	14; 35	От 194 до 340
		680	14	От 194 до 324
480	35	540	35	От 194 до 324
		540	35	От 194 до 299
	70	540	21	От 219 до 340
		680	21	От 219 до 377
540	21	540	35	От 219 до 340
		680	35	От 219 до 340
	35	680	14	От 273 до 426
		680	21	От 273 до 426
680	14; 21	760	14	От 340 до 530
		760	14	От 340 до 530

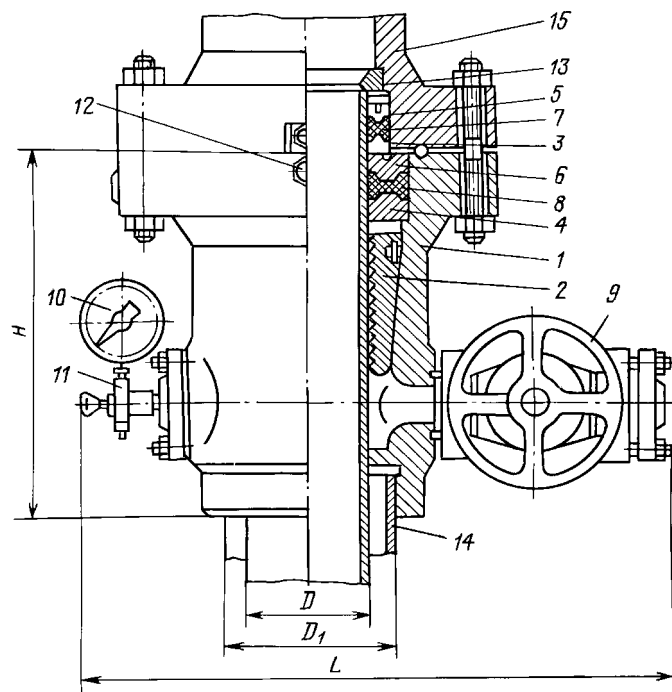


Рис. 9.2. Однофланцевая колонная головка типа ОКК1 конструкции ВНИИ-нефтемаша:

1 – корпус; 2 – клинковой трубодержатель; 3, 4 – кольцо уплотнительное опорное; 5, 6 – кольцо уплотнительное нажимное; 7, 8 – уплотнитель; 9 – за-движка; 10 – манометр; 11 – вентиль; 12 – клапан нагнетательный; 13 – втулка направляющая; 14 – направление (кондуктор); 15 – фонтанная арматура

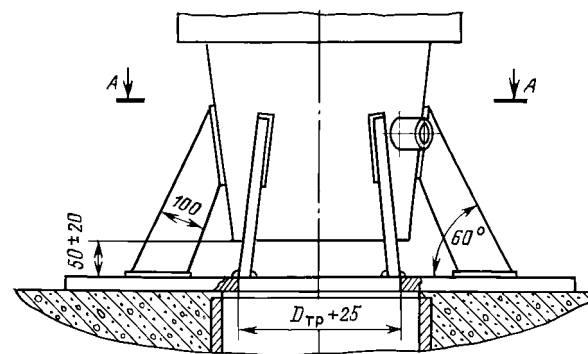
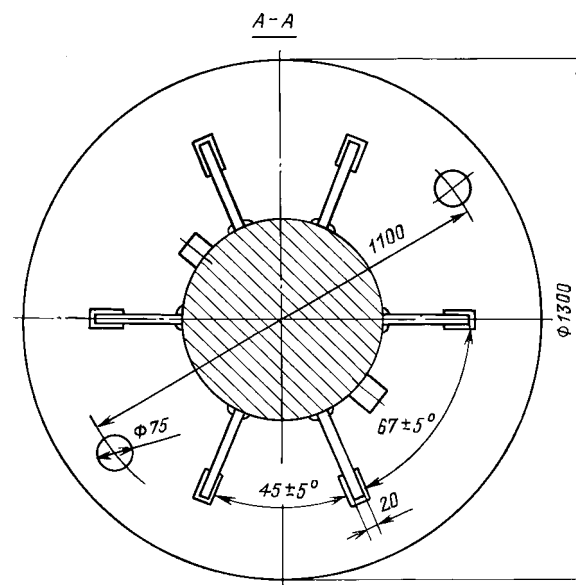


Рис. 9.3. Схема укрепления нижней части однофланцевой колонной головки опорной плитой ВНИИнефтемаша

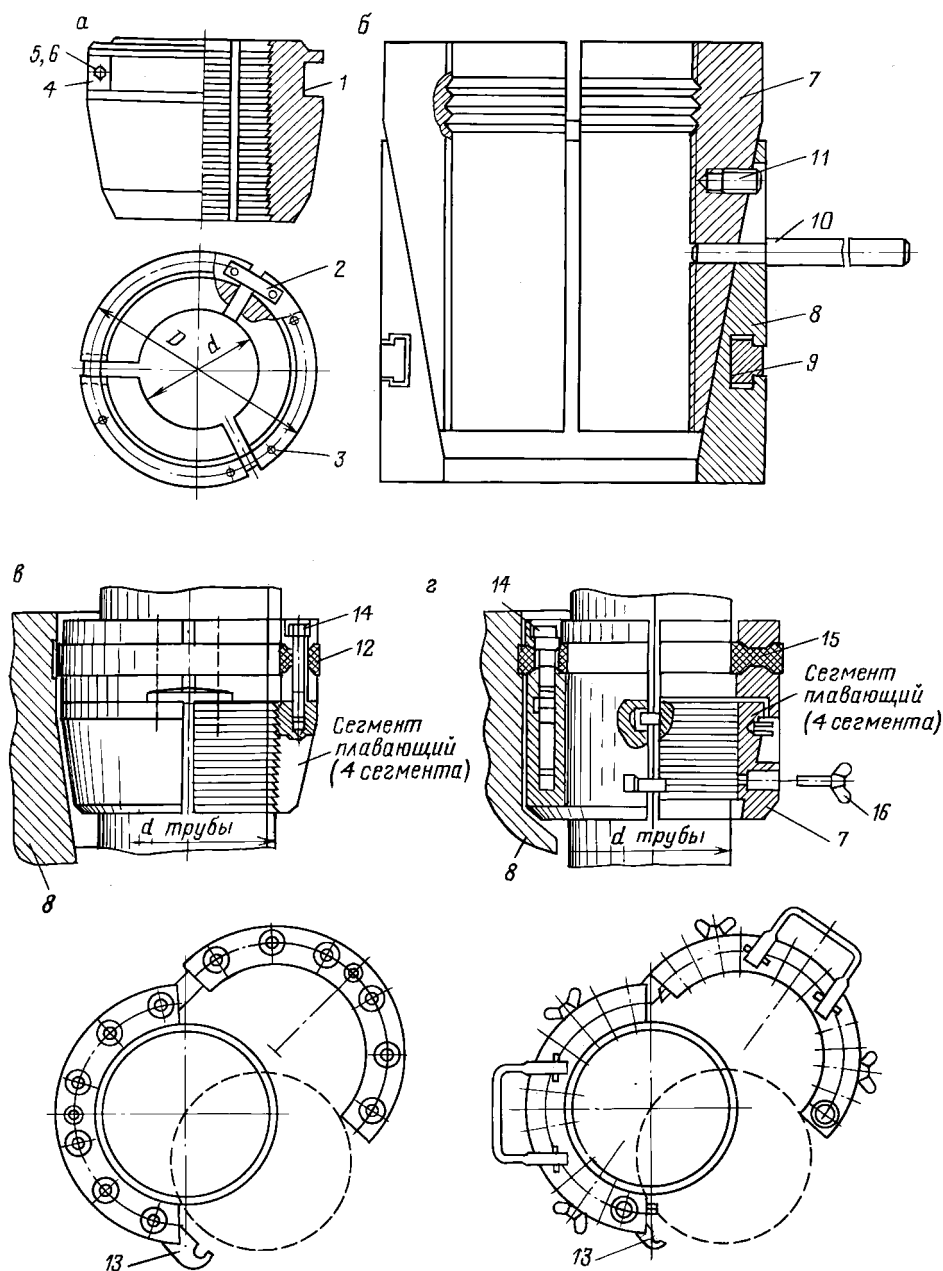
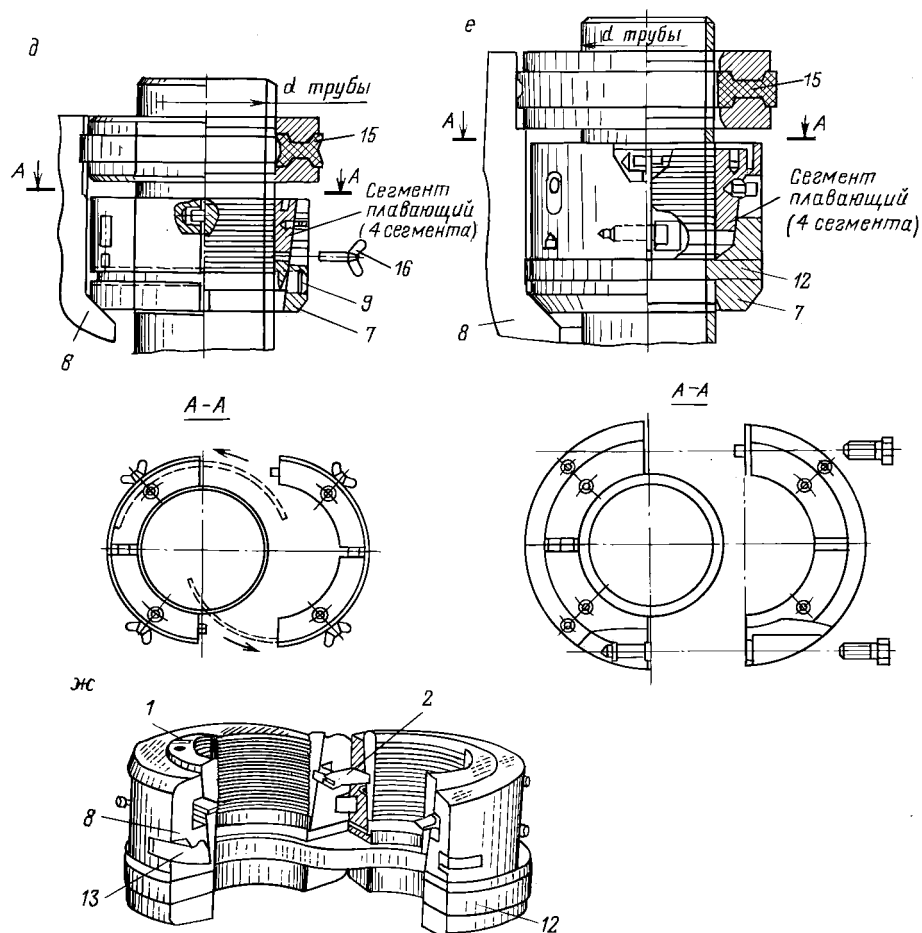


Рис. 9.4. Клиньевые трубодержатели колонных головок:

а – бескорпусный конструкции ВНИИнефтемаша; *б* – сборный конструкции ЦКБ “Титан”; *в, г, д, е* – I, II, III и IV типа соответственно конструкции Воронежского мехзавода; *ж* – конструкции ОАО “ФМС – Сибнефтегазмаш” с принудительной распаковкой; 1 – клин; 2 – су-харь; 3 – болт; 4, 5 – воротник; 6 – гайка; 7 – корпус подвески; 8 – корпус колонной головки; 9 – полукольцо; 10 – ручка; 11 – винт ограничительный; 12 – уплотнитель трубодержателя; 13 – защелка; 14 – болт распаковки; 15 – пакер; 16 – фиксатор клина



Фланцевые соединения колонных головок соответствуют требованиям ГОСТ 28919–91 и обеспечивают соединение между собой, установку блока превенторов противовыбросового оборудования или фонтанной арматуры без дополнительных переходных деталей.

При бурении скважин с двухколонной конструкцией используется однофланцевая колонная головка, которая присоединяется к кондуктору с помощью муфтовой или ниппельной резьбы обсадных труб по ГОСТ 632–80. Общий вид однофланцевой колонной головки типа ОКК1 конструкции ВНИИнефтемаша приведен на рис. 9.2.

В случаях, когда устье скважины располагается в слабых или склонных к просадке грунтах, во избежание изгиба устьевой части обсадной колонны под действием сжимающей нагрузки, нижняя часть колонной головки укрепляется стальной плитой с откосами (рис. 9.3).

Боковые отводы колонной головки должны быть оборудованы фланцевыми соединениями по ГОСТ 28919–91 на рабочее давление, соответствующее рабочему давлению верхнего фланца. При давлении до 14 МПа допускается использование резьбового соединения насосно-компрессорных труб диаметром 60,3 мм по ГОСТ 633–80.

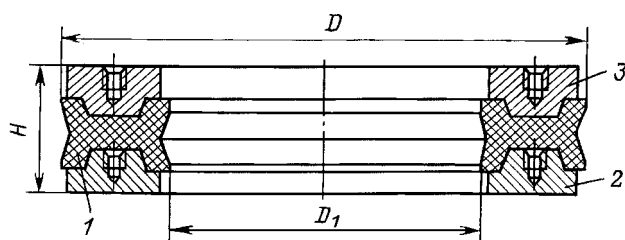


Рис. 9.5. Пакер колонных головок:

1 – уплотнитель; 2 – кольцо уплотнительное (опорное); 3 – кольцо уплотнительное (нажимное)

Для закрепления в корпусе колонной головки верхней части обсадной колонны используется клиновой (без резьбы) или муфтовый (с резьбами) трубодержатель (подвеска). Наиболее распространены клиновые трубо – держатели, показанные на рис. 9.4. Грузоподъемность клинового трубо – держателя должна быть не менее значений, приведенных в табл. 9.3.

Таблица 9.3

Максимальная грузоподъемность трубодержателя колонной головки

Условный диаметр колонной головки, мм	Осевая нагрузка, тс		
	для ОКК2	для ОКК3	для ОКК4
140	200	260	260
168	200	260	260
178	200	200	–
194	200	–	–
219	–	250	300
245	250	310	300
273	250	300	300
299	200	250	150
324	200	260	150
340	–	260	200
426	–	–	200
508	–	–	200

Примечание. Продолжительность испытания – 3 мин.

Герметизация межколонного пространства и фланцевого соединения осуществляется с помощью верхнего и нижнего пакеров из эластомеров или уплотнений различной конструкции. Наибольшее распространение получила конструкция пакера, приведенная на рис. 9.5. Основные размеры таких пакеров приведены в табл. 9.4. Для размещения пакеров в колонных головках предусмотрены проточки, диаметры которых приведены в табл. 9.5 и 9.6. Межпакерное пространство заполняется уплотнительным составом типа ЛЗ – 162 по ТУ 38–101315–77 или Арматол – 238 по ТУ 38–101812–83 через специальное отверстие в нижнем фланце и опрессовывается на расчетное давление, определяемое из условия предупреждения смятия верхней обсадной трубы, но не выше рабочего давления фланцев.

Таблица 9.4

Основные характеристики пакеров колонных головок

Шифр пакера	Обозначение	Основные размеры, мм								Масса, кг
		D	D ₁	D ₂	D ₃	D ₄	D ₅	D ₆	D ₇	
У – 140×230	ОКК.00.003–00	236	230	140	134	146	156	214	224	2,0
У – 140×280	–01	292	285					270	280	3,5
У – 146×230	–02	236	230	146	140	152	162	214	224	1,2
У – 146×280	–03	292	285					270	280	1,8

Продолжение табл. 9.4

Шифр пакера	Обозначение	Основные размеры, мм								Масса, кг
		D	D_1	D_2	D_3	D_4	D_5	D_6	D_7	
У – 168×230	–04	236	230	168	162	174	184	214	224	0,9
У – 168×280	–05	292	280					270	280	1,5
У – 178×230	–06	236	230	178	172	184	194	214	224	0,8
У – 178×280	–07	292	285					270	280	1,5
У – 219×280	–08			219	213	225	235	270	280	2,1
У – 219×350	–09	356	350					334	344	4,4
У – 245×350	–12	356	350	245	239	251	261	334	344	3,8
У – 273×350	–13	356	350	273	267	279	289	334	344	3,5
У – 273×425	–14	356	350	273	267	279	289	409	419	8,1
У – 299×390	–15	396	390	299	293	305	315	374	384	4,3
У – 299×425	–16	431	425					409	419	7,0
У – 324×390	–17	396	390	324	318	330	340	374	384	3,0
У – 324×425	–18	431	425					409	419	5,7

Примечание. D – максимальный диаметр уплотнителя; D_1 – номинальный наружный диаметр; D_2 – номинальный внутренний диаметр; D_3 – минимальный внутренний диаметр; D_4 и D_7 – минимальный и максимальный диаметры оснований опорных колец; D_5 и D_6 – максимальный и минимальный диаметры вершины опорных колец.

Таблица 9.5

Диаметры расточки верхнего фланца

Условный диаметр прохода D_y , мм	Рабочее давление, МПа	Наибольший диаметр расточки фланца D_1 , мм	Максимальный наружный диаметр трубо-держателя D_2 , мм
180	14; 21; 35	181,8	178,05
230	14; 21; 35; 70	229,4	226,90
280	14; 21; 35; 70; 105; 140	280,2	277,32
350	14; 21; 35; 70; 105	346,9	343,48
425	14; 21; 35; 70	426,2	422,28
480	35; 70	477,0	473,08
527	21	527,8	523,88
540	14; 35	540,5	536,58
680	14; 21	680,2	676,28
760	14	762,8	758,88

Таблица 9.6

Диаметры расточки нижнего фланца

Условный диаметр прохода D_y , мм	Рабочее давление, МПа	Максимальный диаметр расточки D_3 , мм
280	14; 21; 35	242,8 231,8
350	70; 105; (140) 14; 21	217,5 296,9
425	35; 70; (105) 14; 21	283,5 354,0
480	35; 70	346,1
527	(21)	425,5
540	14; 21; (35)	431,8
680	(14; 21)	443,0
760	(14)	558,8 635

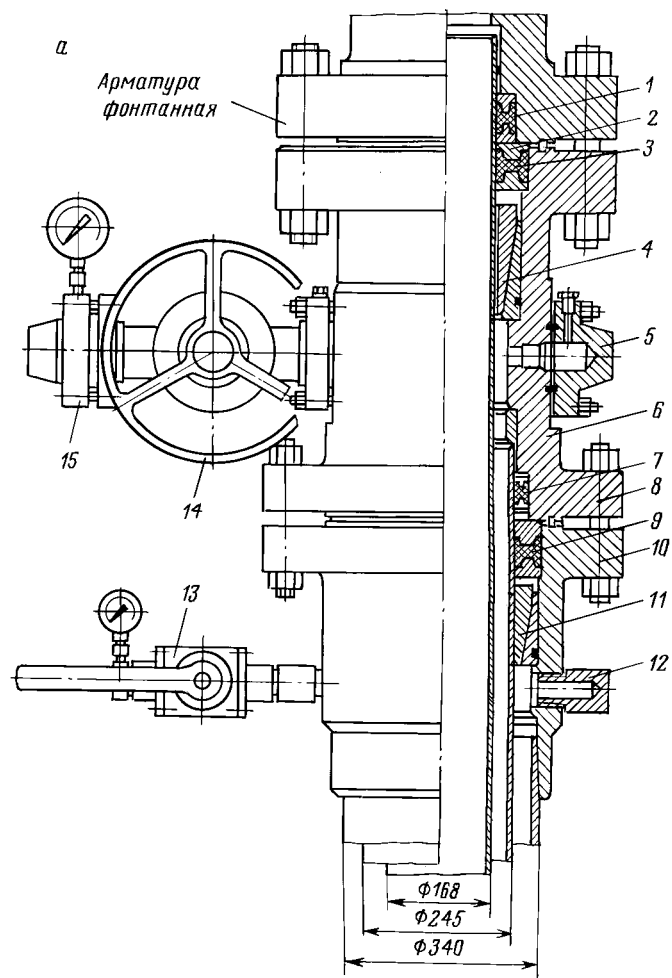
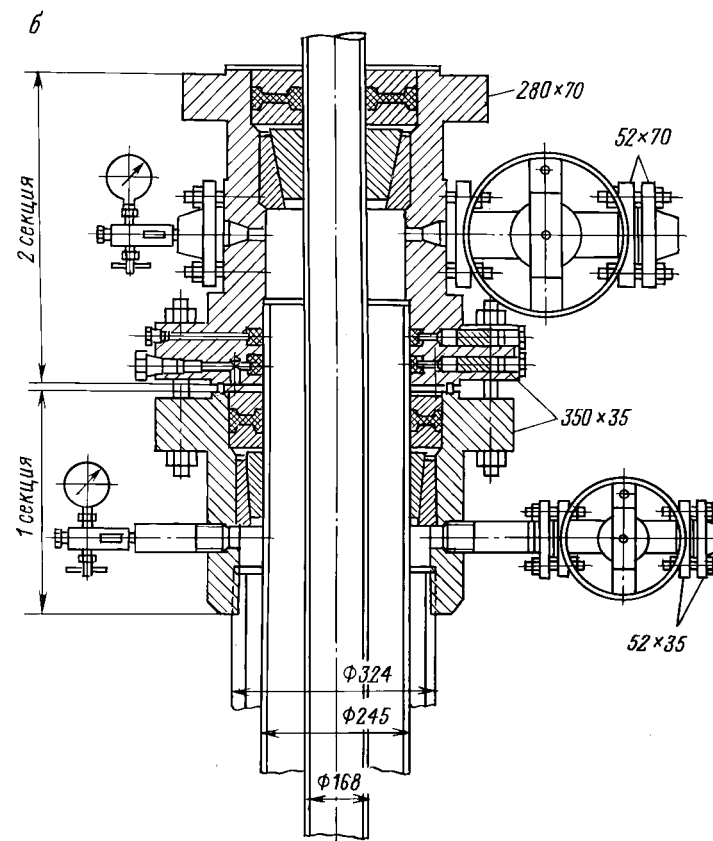


Рис. 9.6. Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОКК2:

а – ЦКБ "Титан"; б – Воронежского мехзавода; 1, 3, 7, 9 – уплотнители; 2, 8 – кольцевая прокладка; 4, 11 – подвеска клиньевая; 5 – фланец глухой; 6 – корпус двухфланцевый; 10 – корпус однофланцевый; 12 – заглушка; 13 – кран запорный; 14 – задвижка; 15 – фланец инструментальный



При бурении скважин с многоколонной конструкцией (количество колонн более двух) используется оборудование обвязки обсадных колонн, состоящее из однофланцевой и двухфланцевых колонных головок.

Ведущие заводы – изготовители устьевоего оборудования поставляют колонные головки, в которых клиновые трубодержатели совмещены с верхним пакером. Распакеровка в них может происходить автоматически под действием веса обсадной колонны или принудительно путем ввинчивания специальных болтов (см. рис. 9.4, в и др.).

Установлена система обозначения оборудования обвязки обсадных колонн с клиновым трубодержателем. Например, ОКК1–21–168×245 обозначает: О – обору-дование; К – колонны обсадных труб; К – с клиновым трубодержателем; 1 – ко-личество корпусов колонных головок; 21 – рабочее давление верхнего фланца, МПа; 168×245 – диаметры обсадных колонн, мм, по ГОСТ 632–80.

Двухкорпусное оборудование устья скважины на рабочее давление 35 МПа для обвязки обсадных колонн диаметром 168, 245 и 324 мм в обычном исполнении обозначается шифром ОКК2–35–168×245×324.

То же в коррозионноустойчивом исполнении типа К2 имеет шифр ОКК2–35–168×245×324К2.

Трехкорпусное оборудование устья скважины на рабочее давление 70 МПа для обвязки обсадных колонн диаметром 168, 245, 324 и 426 мм в коррозионно – стой – ком исполнении типа К3 (рис. 9.7) обозначается шифром ОКК3–70–168×245×324×426К3 и изготавливается на Воронежском механическом заводе.

Основные характеристики оборудования устья скважин типа ОКК на рабочее давление 21 и 35 МПа по ТУ 26–02–1146–93 для обвязки обсадных колонн по ГОСТ 632–80 приведены в табл. 9.7. По этим же Техническим условиям изготавливает устьевое оборудование ряд заводов: ПО "Севмашпредприятие (г. Северодвинск), Электромеханический завод "Буревестник" (г. Гатчина Ленинградской области), ОАО "Станкомаш" (г. Челябинск). Ниже приведены перечни типоразмеров усть – евого оборудования, выпускаемого ОАО "Станкомаш" и Чеховским заводом энер – гетического машиностроения.

Таблица 9.7

Основные технические характеристики оборудования устья скважин типов ОКК1, ОКК2 и ОКК3 на давление 21 и 35 МПа по ТУ 26–02–1146–93 конструкции ВНИИнефтемаша

Тип обо – ру – дова – ния	Типоразмер оборудования	Давление в секции, МПа			Макси – мальная темпе – ратура скваж – среды, °С	Ориен – тиро – вочная масса, кг
		ниж – ней	сред – ней	верх – ней		
ОКК1	ОКК1–21–140×219	21	–	–	100	560
	ОКК1–21–140×245	21	–	–		
	ОКК1–21–140×273	21	–	–		
	ОКК1–21–146×219	21	–	–		
	ОКК1–21–146×245	21	–	–		
	ОКК1–21–146×273	21	–	–		
	ОКК1–21–168×245	21	–	–		
	ОКК1–21–168×273	21	–	–		
	ОКК1–35–140×219	35	–	–		630
	ОКК1–35–140×245	35	–	–		

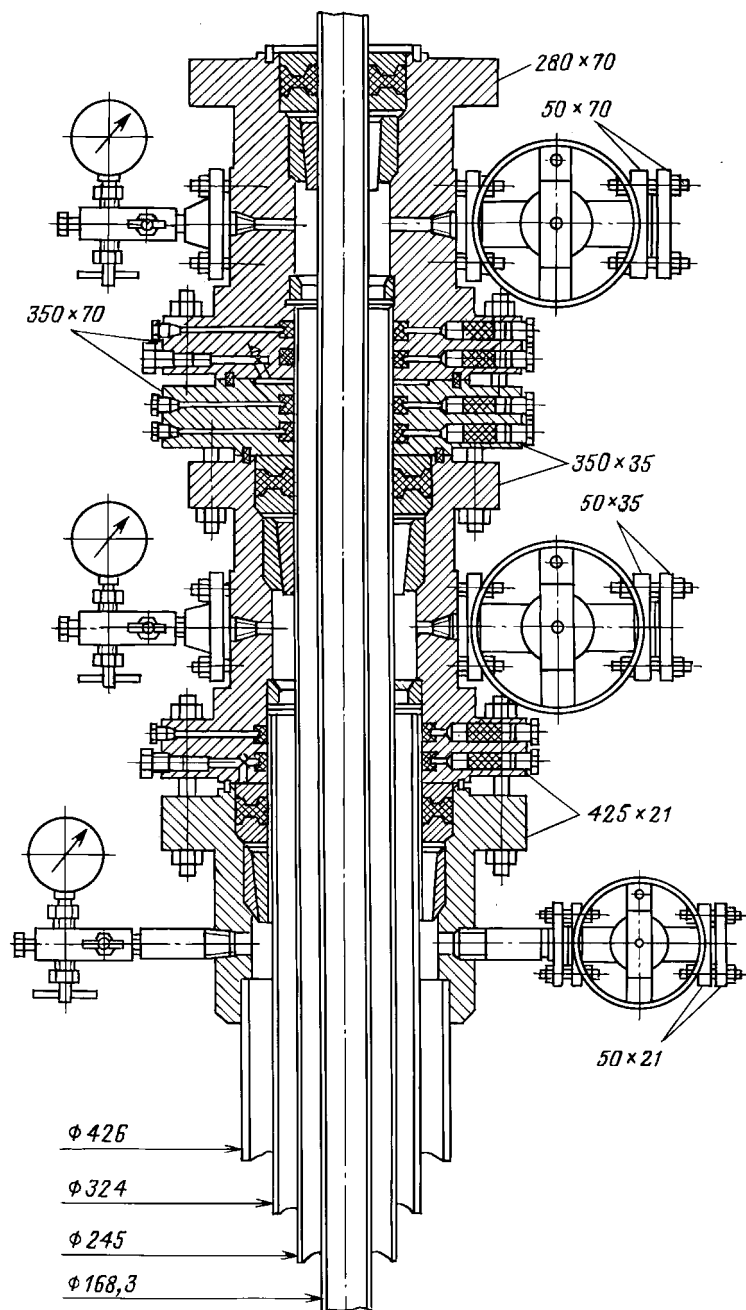


Рис. 9.7. Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОККЗ-70-168x245x324x426 КЗ на рабочее давление 70 МПа в коррозионностойком исполнении Воронежского механического завода

[illegible]

Перечень устьевого оборудования, выпускаемого Челябинским ОАО "Станкомаш"

- | | |
|----------------------------|-----------------------------------|
| 1. OKK1-21-146/168×245 | 6. OKK1-21-140/146/168×219/245 K1 |
| 2. OKK2-21-140×245×324 | 7. OKK2-21-146/168×219/245×324 K1 |
| 3. OKK2-21-146/168×245 | 8. OKK1-35-146/168×219/245 K1 |
| 4. OKK1-35-146/168×245 | 9. OKK2-35-146/168×219/245×324 K1 |
| 5. OKK2-35-140×219/245×324 | |

Перечень типоразмеров устьевое оборудования, выпускаемого Чеховским заводом энергетического машиностроения

- | | | |
|------------------------|-------------------------|-------------------------|
| 1. OKK1-21-146×245 | 6. OKK2-35-140×245×299 | 11. OKK2-35-146×245×324 |
| 2. OKK1-21-168×245 | 7. OKK2-35-140×245×324 | 12. OKK2-35-168×245×299 |
| 3. OKK1-35-168×245 | 8. OKK2-35-146×219×299 | 13. OKK2-35-168×245×324 |
| 4. OKK2-35-140×219×299 | 9. OKK2-35-146×219×324 | 14. OKK2-35-178×245×299 |
| 5. OKK2-35-140×219×324 | 10. OKK2-35-146×245×299 | 15. OKK2-35-178×245×324 |

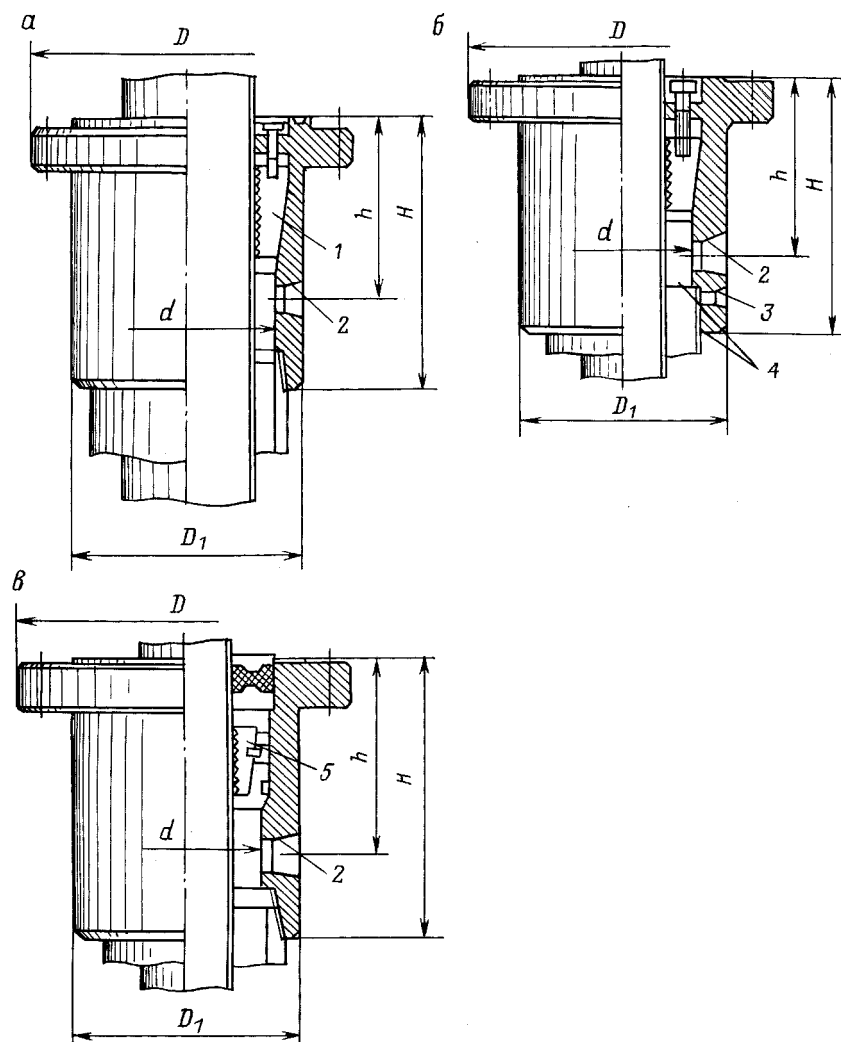


Рис. 9.8. Однофланцевые колонные головки Воронежского механического завода:
а – типа 1а; б – типа 1б; в – типа 2

Из колонных головок Воронежского механического завода (табл. 9.8, 9.9, рис. 9.8, 9.9) по заказам потребителей собирают комплекты оборудования обвязки обсадных колонн. Отличительной особенностью колонных головок этого завода является то, что они изготавливаются в соответствии с требованиями стандарта API 6A (17-я редакция) с тремя уровнями контроля качества – PSL1, PSL2 и PSL3. Колонные головки комплектуются задвижками (см. табл. 8.15), клиновыми трубодержателями и уплотнителями (см. рис. 9.4, в, г, г, е). При изготовлении деталей из поковки, штамповки, сортового проката заготовки труб после гибки подвергаются термообработке в соответствии с ГОСТ 22790–89. Каждая деталь, работающая под давлением, проходит гидравлические испытания, а затем подвергается магнитопорошковой и цветной дефектоскопии.

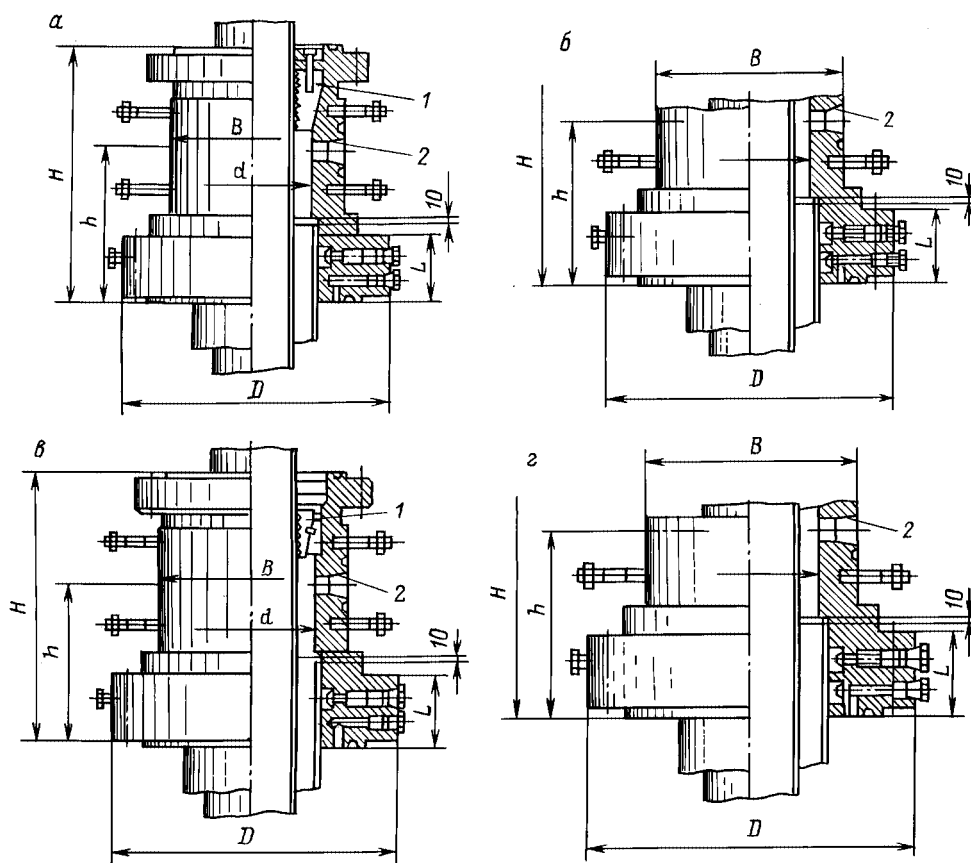


Рис. 9.9. Двухфланцевые колонные головки Воронежского механического завода:
 а – I типа (с одинарным уплотнением); б – I типа (с двойным уплотнением); в – II типа (с одинарным уплотнением); г – II типа (с двойным уплотнением); 1 – подвеска клиновья (тип I и II); 2 – резьба $K = 1,5''$ ГОСТ 6111–52

Таблица 9.8

Технические характеристики однофланцевых колонных головок (I и II типа) Воронежского механического завода

Номинальные размеры фланца	Диаметры обсадных колонн, мм		Наи — мень — ший про — ходной диаметр, мм	Размеры, мм			
	кон — дуктор	подве — ши — ваемая колонна		D	D_1	H	h
280×21—R53	219	146	210	545	368	457	320
280×21—R53	245	168	235	545	368	458	320
280×21—R53	245	178	236	545	380	560	395
350×14—R57	324	245	304	560	405	458	320
350×21—R57	324	245	304	610	432	457	317
425×21—R66	426	324	385	705	510	467	290
425×21—R66	426	299	399	705	515	500	335
280×35—R54	245	168	235	545	368	457	317
350×35—BX160	324	245	304	675	481	457	317
350×35—BX160	340	245	300	675	481	460	317
350×35—BX160	299	219	288	675	481	457	317

Продолжение табл. 9.8

Номинальные размеры фланца	Диаметры обсадных колонн, мм		Наи — мень — ший про — ходной диаметр, мм	Размеры, мм			
	кон — дук — тор	подве — ши — ваемая колонна		<i>D</i>	<i>D</i> ₁	<i>H</i>	<i>h</i>
350×35 — ВХ160	324	245	304	675	481	500	330
280×21 — R53	245	168	225	545	371	457	317
280×21 — R53	245	168	234	545	368	500	330
350×21 — R57	324	245	314	610	432	500	335
350×21 — R57	324	245	304	610	432	457	310
425×21 — R66	426	324	406	705	515	500	335
425×21 — R66	426	324	385	705	510	467	290
425×21 — R66	426	340	385	705	510	467	290
527×21 — R74	508	340	460	855	628	600	405

Таблица 9.9

Технические характеристики двухфланцевых колонных головок (I и II типа) Воронежского механического завода

Параметры фланца по ГОСТ 28919-91, мм×МПа			Размеры обвязки — ваемых колонн, мм		Наи — мень — ший про — ходной диа — метр, мм	Размеры, мм				Высота обрезки
ниж — него	верх — него	боко — вого	уп — лот — няемой	под — ве — ши — вае — мой		<i>D</i>	<i>B</i>	<i>H</i>	<i>h</i>	уплот — няемой трубы, мм
350×35	280×35	50×35	245	168	230	678	432	675	318	150
425×21	350×35	50×35	324	245	305	705	510	675	330	125
425×21	350×35	50×35	340	245	312	705	510	675	330	125
425×21	350×35	65×35	324	245	306	705	508	675	330	130
425×21	350×35	50×35	299	219	270	705	460	675	330	150*
350×21	280×35	50×35	245	168	218	610	372	675	318	165*
350×35	280×70	50×70	219	140	194	675	410	675	321	150*
350×35	230×70	50×70	245	140	194	675	410	675	321	150*
540×35	425×70	50×70	340	273	308	990	560	820	420	155*
350×21	280×21	50×21	245	168	225	610	372	675	357	165*
350×14	280×21	50×21	245	140	225	560	350	760	357	165*
				168						
				178						
350×21	280×21	50×21	245	146	225	610	372	760	357	165*
				168						
				178						
350×21	280×35	50×35	219	140	200	610	372	675	357	165*
350×21	280×35	50×35	245	140	218	610	372	675	357	165*
425×21	350×35	50×35	324	245	305	705	460	675	345	140*
350×35	230×70	50×70	219	140	200	675	390	760	345	165*
350×35	280×70	50×70	245	140	225	675	408	675	345	165*
350×35	280×70	50×70	245	140	218	675	408	675	345	165*
350×70	280×70	50×70	245	168	225	770	510	760	380	165*
				178	230	770	510	760	380	150*
350×105	280×105	50×105	245	140	225	885	522	900	440	155*
350×21	280×35	50×35	245	168	238	610	362	675	322	140
425×21	350×35	50×35	324	245	270	705	460	675	330	140
350×21	280×35	65×35	245	168	238	610	367	680	322	140
350×35	280×35	65×35	245	168	238	675	390	690	345	140

* С двумя уплотнениями.

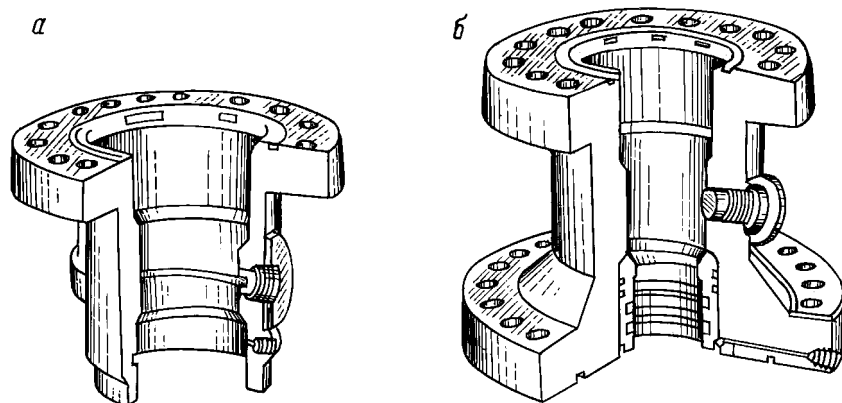


Рис. 9.10. Колонные головки завода "ФМС-Сибнефтегазмаш"
a – однофланцевая; *б* – двухфланцевая

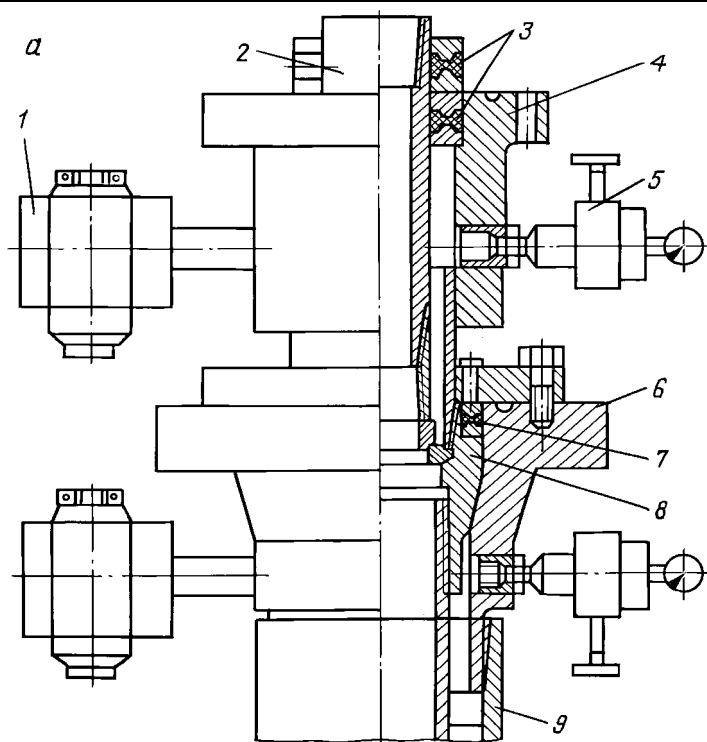


Рис. 9.11. Оборудование устья, выпускаемое региональными заводами России, с отступлениями от требований ГОСТ 30196–94:

a – типа ГУКЗ – 350×35/280×21 (ОАО ВЗБТ); *б* – КГ350 (Сибнефтегазмаш); *в* – ОКО21 – 245×168/146 (завод "Станкомаш"); *г* – ОКО21 – 324×245×168/146 (завод "Станкомаш"); 1 – кран пробковый; 2 – патрубок переходный; 3 – уплотнения; 4 – головка 280×21; 5 – манометр; 6 – головка колонная 350×35; 7 – уплотнение; 8 – муфта специальная; 9 – муфта – кондуктор; 10 – гайка стопорная; 11 – корпус колонной головки 245×21; 12 – корпус колонной головки 324×21

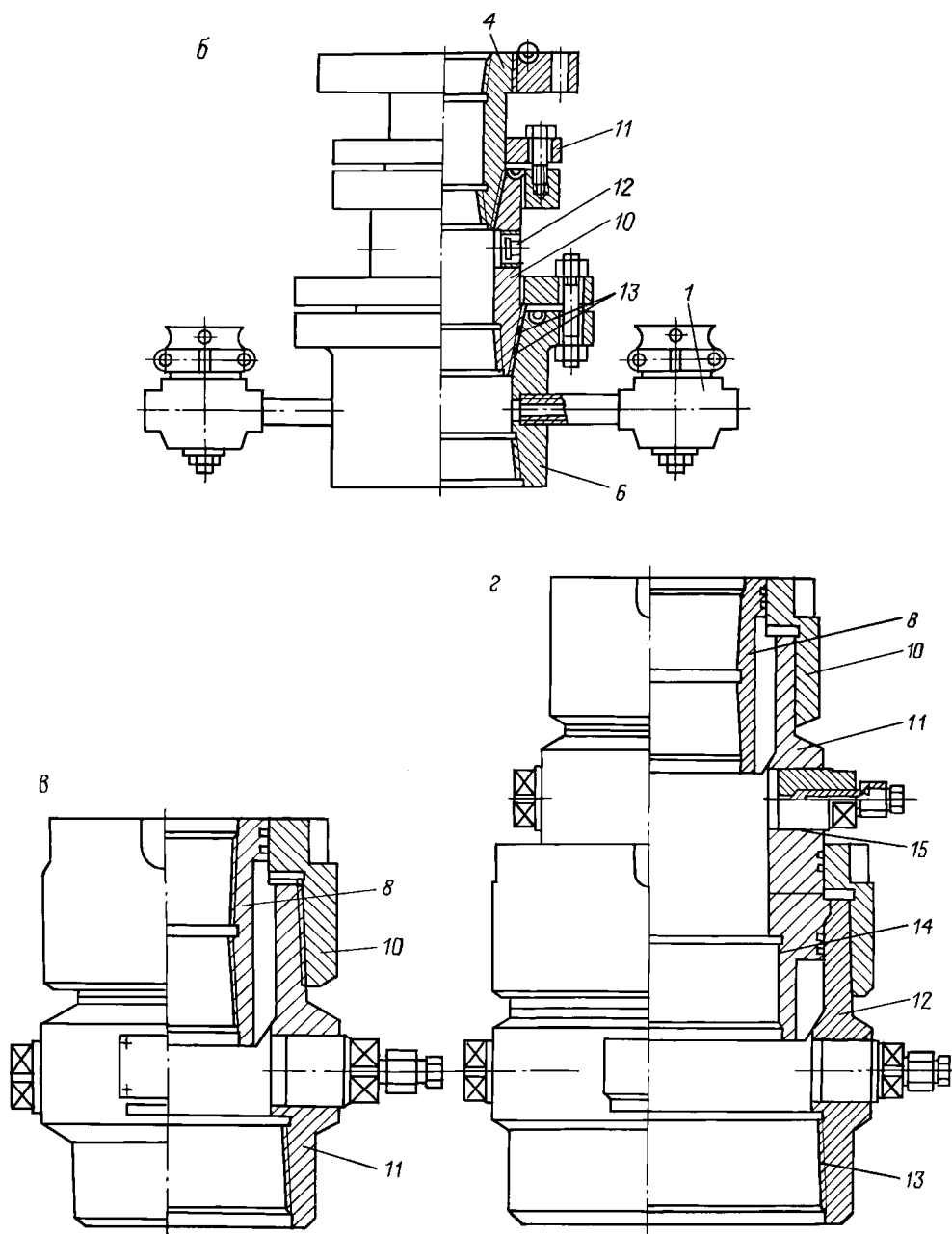


Рис. 9.11. Продолжение

ОАО "ФМСИ – Сибнефтегазмаш" изготавливает и комплектует устьевое оборудование из отдельных однофланцевых и двухфланцевых колонных головок (рис. 9.10), соответствующих требованиям стандарта API 6A (17-я редакция). Основным тип клинового трубодержателя с принудительной распакеровкой уплотнительного кольца из эластомера показан на рис. 9.4, ж.

Таблица 9.10

Параметры колонных головок АО "ФМС-Сибнефтегазмаш"

Однофланцевые колонные головки С – 22 и С – 122*		Двухфланцевые колонные головки С – 22 и С – 122*	
D_y , мм		D_y , мм	
верхнего фланца**	обсадных труб	верхнего фланца**	обсадных труб
229	114 – 140	—	—
279	114 – 219	279	114 – 219
346	140 – 273	346	140 – 273
425	245 – 299	425	245 – 299
527/540	273 – 406	527/540	273 – 406

* Колонные головки типа С – 122 рассчитаны на тяжелые условия работы (рабочее давление более 35 МПа, в том числе в средах, содержащих сероводород).

** Предусматривается изготовление колонных головок на рабочее давление от 21 до 105 МПа, которые оснащаются трубодержателями с принудительной герметизацией кольцевого пространства. Боковые отводы могут быть резьбовые, фланцевые или с приварным фланцем. Резьбы для замены задвижки под давлением — на всех отводах с фланцем.

Основные параметры колонных головок АО "ФМСИ – Сибнефтегазмаш" приведены в табл. 9.10.

При заказе следует указать тип колонной головки и фланцев, диаметры, массу и группу прочности стали обсадных колонн.

Колонные головки на рабочее давление 21 и 35 МПа в обычном исполнении, соответствующие требованиям ГОСТ 30196–94, изготавливают в России на ряде заводов.

На нефтяных месторождениях, где максимальное устьевое давление не превышает 14 МПа, используют колонные головки, изготавливаемые по техническим условиям, имеющим отступления от требований ГОСТ 30196–94. Некоторые из конструкций колонных головок приведены на рис. 9.11.