

Глава 13

КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

Успешная проводка и заканчивание скважин в значительной степени зависят от качества крепления скважин, правильного выбора конструкции, обеспечивающей разделение зон, характеризующихся несовместимыми условиями бурения, требующих различных режимов бурения и соответствующих буровых растворов, с последующим качественным цементированием.

Одной из основных задач в глубоком разведочном бурении является тщательный учет всех факторов с целью выбора наиболее рациональной конструкции скважин.

13.1. УСЛОВИЯ РАБОТЫ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Средняя глубина скважин в России и странах СНГ превысила 3000 м, отдельные скважины имеют глубину 5000–7000 м. Это привело к значительному повышению осевых нагрузок, действующих на спускаемые в скважину обсадные трубы.

На обсадные трубы в скважине действуют следующие нагрузки:

- 1) растяжение от собственного веса колонны труб;
- 2) сжатие при частичной разгрузке или установке колонны на забое скважины;
- 3) внешнее сминающее давление, создаваемое гидростатическим давлением столба жидкости в затрубном пространстве или горным давлением пород;
- 4) внутреннее избыточное давление, действующее в колонне труб при цементировании или фонтанировании скважин;
- 5) дополнительные осевые нагрузки, возникающие при спуске колонны обсадных труб и продавливании цементировочной пробки в процессе цементирования; силы трения, действующие при расхаживании колонны; нагрузки, вызванные температурными напряжениями;
- 6) температурные напряжения, возникающие в эксплуатационной колонне при работе скважины (их действие на колонну регулируется величиной натяжения при обвязке колонн на устье).

Помимо перечисленных основных усилий, действующих на обсадную колонну, величину которых можно с достаточной точностью определить, в обсадных трубах возникают еще дополнительные напряжения:

- 1) от расхаживания колонны при прихватах;
- 2) при резком торможении во время спуска колонны;
- 3) при изгибе колонны в искривленной скважине;
- 4) при цементировании колонны и т.д.

Точно определить величину этих дополнительных напряжений в на-

стоящее время не представляется возможным, поэтому их учитывают введением различных коэффициентов запаса прочности.

Величина растягивающих усилий и внешнего сминающего давления изменяется по длине эксплуатационной колонны. Страгивающие усилия в момент спуска колонны достигают наибольшего значения в самой верхней трубе (у устья скважины), а наибольшие сминающие давления бывают в нижних трубах (у забоя) в процессе эксплуатации скважины по мере снижения уровня жидкости в колонне. Одновременно на самые нижние трубы, расположенные в фильтровой зоне скважины, может действовать высокое пластовое давление, достигающее значительной величины в процессе эксплуатации (особенно при выносах песка).

Сминающее усилие, определяемое разностью гидростатических давлений столбов жидкости за трубами и в колонне, возникающее в процессе спуска последней в скважину, незначительно.

При расчете эксплуатационной колонны величину каждого усилия согласно принятой методике подсчитывают отдельно. Верхние трубы рассчитывают на полную осевую нагрузку от собственного веса колонны, а нижние — на наибольшее сминающее давление. Расчет труб, расположенных в остальных частях колонны, подвергающихся действию как осевых усилий (частично разгруженной колонны после установки ее на забой), так и сминающих, производится или на оба вида нагрузок, или же на одну из них, в зависимости от степени влияния каждого из усилий на отдельные части колонны.

При эксплуатации газовых скважин обсадные трубы по всей длине эксплуатационной колонны находятся под воздействием сравнительно постоянного внутреннего давления газа, примерно равного пластовому давлению. При этом разность между внутренним и наружным гидростатическими давлениями достигает максимального значения у устья скважины. В этом случае после определения длины отдельных секций колонну проверяют на внутреннее давление, испытываемое трубами, учитывая противодействие столба жидкости за колонной.

Расчетом проверяют верхнюю трубу секции с наименьшей толщиной стенки или с минимальным пределом текучести материала и трубу последней секции, расположенную у устья скважины.

Если обсадную колонну спускают в скважину на клиньях, то обсадные трубы проверяют на смятие, определяя удельное давление. Поверочный расчет ведут для труб всех верхних секций, рассчитываемых на страгивание.

Промежуточная колонна работает в основном на растяжение от собственного веса. Рассчитывают ее на страгивающие усилия от действия осевой нагрузки (при определении собственного веса как промежуточной, так и эксплуатационной колонн согласно принятой методике не учитывают потерю веса от погружения в жидкость, а также вероятное уменьшение веса от трения труб о стенки скважины при спуске колонны в скважину) и проверяют на сминающее усилие или на внутреннее давление в тех случаях, когда плотность промысловой жидкости за колонной больше или меньше плотности жидкости, находящейся внутри промежуточной колонны. Институт АзНИИбурнефть рекомендует учитывать для глубоких скважин потери веса колонны от погружения в жидкость. Учет сминающих давлений при полном опорожнении колонны привел бы к необходимости устанавливать трубы с повышенной толщиной стенки, в чем нет необходимости.

Увеличение толщины стенки труб, предусматриваемое иногда при проектировании промежуточных колонн для предупреждения возможного протирания их бурильными трубами, не гарантирует нужных результатов и потому не рекомендуется. Промежуточные колонны в газовых скважинах, на которых установлено противовыбросовое оборудование, на максимальное внутреннее давление при выбросе рассчитывают так же, как и эксплуатационные колонны.

13.2. ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

Для обеспечения крепления ствола скважины в него спускают обсадные колонны различного назначения. Они собираются (свинчиваются или реже свариваются) из обсадных труб, различающихся по диаметру, толщине стенки, марке стали, конструкции соединительных элементов, профилю резьбы и т.д. Обсадные трубы должны отвечать требованиям работы в соответствующих условиях, а также процессам спуска и цементирования, и поэтому их выбор определяется совместным решением целевой функции и уравнений связи — ограничений на комплекс технических, технологических, геологических и конъюнктурных условий.

Сортамент отечественных обсадных труб и основные технические характеристики приведены в табл. 13.1.

Сортамент остальных ТУ на обсадные трубы полностью соответствует ГОСТ 632—80. Отличаются: наличием ленты ФУМ, полимеризующим покрытием, упрочненными концами, толщиной цинкового покрытия. Трубы диаметрами 178, 194, 340, 408, 508 мм марки стали «Т» отечественными заводами не выпускаются. Механические свойства отечественных обсадных труб сведены в табл. 13.2.

Сортамент обсадных труб по стандартам АНИ в основном соответствует ГОСТ 632—80 по наружному диаметру, толщине стенки и весу 1 м трубы. В стандарте АНИ отсутствуют трубы следующих диаметров: 146, 324, 351, 377, 426 мм, но имеется труба диаметром 197 мм. По стандартам АНИ выпускаются обсадные трубы с треугольной короткой и длинной резьбами, резьбами «Батресс» и «Экстрем Лайн». Прочностные характеристики этих труб приведены в табл. 13.3.

В связи с тем, что резьбовые соединения обсадных труб не всегда обеспечивают надежную герметичность обсадных колонн, для повышения ее, а также с целью нормального свинчивания обсадных труб без задигов и заеданий поверхность резьб следует покрывать специальными уплотнительными составами — смазками, которые должны противостоять высоким контактным давлениям, возникающим на поверхности витков резьбы в процессе ее свинчивания и докрепления.

Свойство смазок предохранять резьбовые соединения от задигов обеспечивается за счет таких компонентов, как графит и чешуйчатая медь, а уплотняющая способность состава достигается посредством добавок свинцового порошка и цинковой пыли.

Для смазки резьбовых соединений нефтепромысловых труб отечественная нефтеперерабатывающая промышленность выпускает ряд уплотнительных составов, используемых в скважинах с широким диапазоном забойных температур (табл. 13.4).

Для резьбовых соединений, работающих в условиях высоких темпера-

Таблица 13.1

Сортамент обсадных труб

ГОСТ 632–80

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Треугольная резьба				ОТТМ	Масса 1 м трубы, кг	ОТТГ	
		короткая	Масса 1 м гладкой трубы, кг	удлиненная	Масса 1 м гладкой трубы, кг				
114	5,2	Δ	11,0	—	—	—	—	—	
	5,7	Δ	15,2	—	—	—	—	—	
	6,4	ΔКЕ	16,9	ΔЕЛМ	16,9	ΔЕЛМ	16,9	—	
	7,4	ΔКЕ	19,4	ΔЕЛМРК	19,4	ΔЕЛМРК	19,4	—	
	8,6	ΔКЕЛМРТ	22,3	ΔЕЛМРТК	22,3	ΔЕЛМРТК	22,3	ΔЕЛМРТК	
10,2	—	—	ЛМРТ	26,7	ЛМРТ	26,7	ЛМРТ		
127	5,6	Δ	16,7	—	—	—	—	—	
	6,4	ΔКЕ	19,4	ΔЕЛМ	19,1	ΔЕЛМ	19,1	—	
	7,5	ΔКЕЛ	22,1	ΔЕЛМРТК	22,4	ΔЕЛМРТК	22,1	—	
	9,2	ΔКЕЛМРТ	26,3	ΔЕЛМРТК	26,7	ΔЕЛМРТК	26,7	ΔЕЛМРТК	
	10,2	—	—	ΔЕЛМРТ	30,7	ΔЕЛМРТ	30,7	ΔЕЛМРТ	
140	6,2	ΔКЕ	20,4	—	—	Δ	20,4	—	
	7,0	ΔКЕ	22,9	ΔЕЛМК	22,9	ΔЕЛМК	22,9	—	
	7,7	ΔКЕЛ	25,1	ΔЕЛМРТК	25,1	ΔЕЛМРТК	25,1	—	
	9,2	ΔКЕЛМРТ	29,5	ΔЕЛМРТК	29,5	ΔЕЛМРТК	29,5	ΔЕЛМРТК	
	10,5	ΔКЕЛМРТ	33,6	ΔЕЛМРТК	33,6	ΔЕЛМРТК	33,6	ΔЕЛМРТК	
146	6,5	ΔКЕ	22,3	—	—	Δ	22,3	—	
	7,0	ΔКЕ	24,0	ΔЕЛМК	24,0	ΔКЕ	24,0	—	
	7,7	ΔКЕ	26,2	ΔЕЛМК	26,2	ΔЕЛМРТК	26,2	—	
	8,5	ΔКЕЛМРТ	28,8	ΔЕЛМРТК	28,8	ΔЕЛМРТК	28,8	ΔЕЛМРТ	
	9,5	ΔКЕЛМРТ	32,0	ΔЕЛМРТК	32,0	ΔЕЛМРТК	32,0	ΔЕЛМРТК	
	10,7	ΔКЕЛМРТ	35,7	ΔЕЛМРТК	35,7	ΔЕЛМРТК	35,7	ΔЕЛМРТК	
	168	7,3	ΔКЕЛ	29,0	ΔЕ	29,0	ΔЕ	29,0	—
		8,0	ΔКЕ	31,6	ΔКЕЛ	31,6	ΔКЕЛ	31,6	—
8,9		ΔКЕЛМРТ	35,1	ΔЕЛМРТК	35,1	ΔЕЛМРТК	35,1	ΔЕЛМРТК	
10,6		ΔКЕЛМРТ	41,2	ΔЕЛМРТК	41,2	ΔЕЛМРТК	41,2	ΔЕЛМРТК	
12,2		ΔКЕЛМРТ	46,5	ΔЕЛМРТК	46,5	ΔЕЛМРТК	46,5	ΔЕЛМРТК	
5,9		Δ	24,9	—	—	—	—	—	
6,9		ΔКЕ	29,1	—	—	Δ	29,1	—	
8,1		ΔКЕЛ	33,7	ΔЕЛК	33,7	ΔЕЛК	33,7	—	
9,2		ΔКЕЛМРТ	38,2	ΔЕЛМРТК	38,2	ΔЕЛМРТК	38,2	ΔЕЛМРТК	
10,4		ΔКЕЛМРТ	42,8	ΔЕЛМРТК	42,8	ΔЕЛМРТК	42,8	ΔЕЛМРТК	
11,5		ΔКЕЛМРТ	47,2	ΔЕЛМРТК	47,2	ΔЕЛМРТК	47,2	ΔЕЛМРТК	
12,7		ΔКЕЛМРТ	51,5	ΔЕЛМРТК	51,5	ΔЕЛМРТК	51,5	ΔЕЛМРТК	
13,7		—	—	ЕЛМРТ	55,5	ЕЛМРТ	55,5	ЕЛМРТ	
15,0	—	—	ЛМРТ	60,8	ЛМРТ	60,8	ЛМРТ		
194	7,6	ΔКЕ	35,0	—	—	Δ	35,0	—	
	8,3	ΔКЕ	38,1	ΔЕЛМРТК	38,1	ΔЕЛМРТ	38,1	—	
	9,5	ΔКЕЛМРТ	43,3	ΔЕЛМРТК	43,3	ΔЕЛМРТК	43,3	ΔЕЛМРТК	
	10,9	ΔКЕЛМРТ	49,2	ΔЕЛМРТК	49,2	ΔЕЛМРТК	49,2	ΔЕЛМРТК	
	12,7	ΔКЕЛМРТ	56,7	ΔЕЛМРТК	56,7	ΔЕЛМРК	56,7	ΔЕЛМРТК	
	15,1	—	—	ЛМРТ	66,5	ЛМРТ	66,5	ЛМРТ	
219	6,7	Δ	35,1	—	—	—	—	—	
	7,7	ΔКЕ	40,2	—	—	ΔКЕ	40,2	—	
	8,9	ΔКЕЛМ	46,3	ΔЕЛМК	46,3	ΔЕЛМК	46,3	ΔЕЛМ	
	10,2	ΔКЕЛМРТ	52,3	ΔЕЛМРТК	52,3	ΔЕЛМРТК	52,3	ΔЕЛМРТК	
	11,4	ΔКЕЛМРТ	58,5	ΔЕЛМРТК	58,5	ΔЕЛМРТК	58,5	ΔЕЛМРТК	
	12,7	ΔКЕЛМРТ	64,6	ΔЕЛМРТК	64,6	ΔЕЛМРТК	64,6	ΔЕЛМРТК	
	14,2	ΔКЕЛМРТ	71,5	ΔЕЛМРТК	71,5	ΔЕЛМРТК	71,5	ΔЕЛМРТК	
245	7,9	ΔКЕ	46,2	—	—	ΔКЕ	46,2	—	
	8,9	ΔКЕЛМ	51,9	ΔЕЛМК	51,9	ΔЕЛМК	51,9	ΔЕЛМ	
	10,0	ΔКЕЛМРТ	58,0	ΔЕЛМРТК	58,0	ΔЕЛМРТК	58,0	ΔЕЛМРТК	
	11,1	ΔКЕЛМРТ	63,6	ΔЕЛМРТК	63,6	ΔЕЛМРТК	63,6	ΔЕЛМРТК	

Масса 1 м тру- бы, кг	ТБО	Масса 1 м тру- бы, кг	ТУ 14-3-714–78 ТУ 14-3-1658–89		ТУ 14-3-1599–88		ТУ 14-3-1575–88	
			ОГ 1М	Масса 1 м тру- бы, кг	Электро- сварные с резьбой «Бат- ресс»	Масса 1 м тру- бы, кг	Резьба тре- угольная крупная	Масса 1 м тру- бы, кг
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
22,3	—	—	—	—	—	—	—	—
26,7	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
26,7	ДЕЛМРТК	22,0	—	—	—	—	—	—
30,7	ДЕЛМРТК	26,7	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
29,5	ДЕЛМРТК	29,5	—	—	Δ _c	22,9	—	—
33,6	ДЕЛМРТК	33,6	ДЕЛМ	—	Δ _c	25,1	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
28,8	ДЕЛМРТ	28,8	—	—	Δ _c	22,4	—	—
32,0	ДЕЛМРТК	32,0	—	—	Δ _c	24,8	—	—
35,7	ДЕЛМРТК	35,7	—	—	Δ _c	26,3	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
35,1	ДЕЛМРТК	35,1	—	—	Δ _c	26,8	—	—
41,2	ДЕЛМРТК	41,2	ДЕЛМ	41,2	Δ _c	32,0	—	—
46,5	ДЕЛМРТК	46,5	ДЕЛМ	46,5	Δ _c	35,7	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
38,2	ДЕЛМРТК	38,2	ДЕЛМР	33,7	—	—	—	—
42,8	ДЕЛМРТК	42,8	ДЕЛМР	38,2	—	—	—	—
47,2	ДЕЛМРТК	47,2	ДЕЛМР	42,8	—	—	—	—
51,5	ДЕЛМРТК	51,5	ДЕЛМР	47,2	—	—	—	—
55,5	ЕЛМРТ	55,5	ДЕЛМРТК	51,5	—	—	—	—
60,8	ЛМРТ	60,8	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
43,3	ДЕЛМРТК	43,3	ДЕЛМР	38,1	—	—	—	—
49,2	ДЕЛМРТК	49,2	ДЕЛМР	43,3	—	—	—	—
56,7	ДЕЛМРТК	56,7	ДЕЛМР	49,2	—	—	—	—
66,5	ЛМРТ	66,5	ДЕЛМР	56,7	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
46,3	—	—	ДЕЛМР	46,3	Δ _c	40,1	—	—
52,3	—	—	ДЕЛМР	52,3	Δ _c	46,1	—	—
58,5	—	—	ДЕЛМР	58,5	Δ _c	52,3	—	—
64,6	—	—	ДЕЛМР	64,6	—	—	—	—
71,5	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—
51,9	—	—	ДЕЛМР	—	Δ _c	46,1	—	—
58,0	—	—	ДЕЛМР	51,9	Δ _c	51,7	—	—
63,6	—	—	ДЕЛМР	58,0	Δ _c	57,8	—	—
—	—	—	ДЕЛМР	63,6	—	—	—	—

Условный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Треугольная резьба				ОТТМ	Масса 1 м трубы, кг	ОТТГ	
		короткая	Масса 1 м гладкой трубы, кг	удлиненная	Масса 1 м гладкой трубы, кг				
273	12,0	ДКЕЛМРТ	68,7	ДЕЛМРТК	68,7	ДЕЛМРТК	68,7	ДЕЛМРТК	
	13,8	ДКЕЛМРТ	78,7	ДЕЛМРТК	78,7	ДЕЛМРТК	78,7	ДЕЛМРТК	
	15,9	—	—	ЛМРТ	89,5	ЛМРТ	89,5	ЛМРТ	
	7,1	ДКЕ	46,5	—	—	—	—	—	
	8,9	ДЕЛМК	57,9	—	—	ДЕЛМК	57,9	ДЕЛМК	
	10,2	ДЕЛМРТК	65,9	—	—	ДЕЛМРТК	65,9	ДЕЛМРТК	
	11,4	ДЕЛМРТК	73,3	—	—	ДЕЛМРТК	73,7	ДЕЛМРТК	
	12,6	ДЕЛМРТК	80,8	—	—	ДЕЛМРТК	80,8	ДЕЛМРТК	
	13,8	ДЕЛМРТК	88,5	—	—	ДЕЛМРТК	88,5	ДЕЛМРТК	
299	15,1	ЕЛМРТ	96,5	—	—	ЕЛМРТ	96,1	ЕЛМРТ	
	16,5	ЛМРТ	104,5	—	—	ЛМРТ	104,5	ЛМРТ	
	8,5	ДКЕ	60,5	—	—	ДКЕ	60,5	—	
	9,5	ДКЕЛМРТ	67,9	—	—	ДКЕЛМ	67,9	—	
	11,1	ДЕЛМРТК	78,3	—	—	ДЕЛМК	78,3	—	
	12,4	ДЕЛМРТК	87,6	—	—	ДЕЛМРТК	87,6	—	
	14,8	ЕЛМРТДК	108,5	—	—	ЕЛМРТ	108,5	—	
	324	8,4	Д	66,1	—	—	—	—	—
		9,4	ДЕЛК	73,6	—	—	ДЕЛМК	73,6	—
11,0		ДЕЛМРТК	84,8	—	—	ДЕЛМК	84,8	—	
12,4		ДЕЛМРТК	95,2	—	—	ДЕЛМРТК	95,2	—	
14,0		ДЕЛМРТК	106,9	—	—	ДЕЛМРТ	106,9	—	
340	8,4	Д	68,5	—	—	—	—	—	
	9,4	ДЕЛК	78,6	—	—	ДЕЛК	78,6	—	
	10,9	ДЕЛК	88,6	—	—	ДЕЛК	—	—	
	12,2	ДЕЛМК	98,5	—	—	ДЕЛМК	98,5	—	
	13,1	ДЕЛМРТК	105,2	—	—	ДЕЛПМТ	105,2	—	
	14,0	ДЕЛМРТК	112,2	—	—	ДЕЛМРТ	112,2	—	
	15,4	ЛМРТ	123,5	—	—	ЛМРТ	123,5	—	
351	9,0	ДК	75,9	—	—	—	—	—	
	10,0	ДЕЛК	84,1	—	—	—	—	—	
	11,0	ДЕЛМК	92,2	—	—	—	—	—	
	12,0	ДЕЛМК	100,3	—	—	—	—	—	
377	9,0	ДК	81,7	—	—	—	—	—	
	10,0	ДЕК	90,5	—	—	—	—	—	
	11,0	ДЕЛК	99,3	—	—	—	—	—	
	12,0	ДЕЛК	108,0	—	—	—	—	—	
406	9,5	ДК	93,2	—	—	—	—	—	
	11,1	ДЕК	108,3	—	—	—	—	—	
	12,6	ДЕК	122,1	—	—	—	—	—	
	16,7	ДЕ	160,1	—	—	—	—	—	
426	10,0	ДК	102,7	—	—	—	—	—	
	11,0	ДЕК	112,6	—	—	—	—	—	
	12,0	ДЕК	122,5	—	—	—	—	—	
473	11,1	ДК	125,9	—	—	—	—		
508	11,1	ДК	136,3	—	—	—	—	—	
	12,7	Д	155,1	—	—	—	—	—	
	16,1	Д	195,6	—	—	—	—	—	

Таблица 13.2

Механические свойства обсадных труб

Показатель	Группа прочности стали								
	С	Д	Дс	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление, МПа, не менее	527	668	550	700	703	773	879	1019	1125
Предел текучести, МПа:									
не менее	387	387	320	500	562	668	773	949	1055
не более	562	562	—	—	773	879	984	1160	1265

Таблица 13.3

Прочностные характеристики импортных обсадных труб

Марка	Предел текучести, МПа	
	минимальный	максимальный
Н-40	276	552
У-55, К-55	379	552
Н-80	552	758
С-75	517	620
Л-80	552	655
С-90	620	724
С-95	655	758
Р-105	724	931
О-125	8	

тур (до 200 °С), рекомендованы смазки на силиконовой основе, которые выпускаются под шифрами Р-402 и Р-113 (ТУ 38-101-330–73).

Разработанная ВНИИГазом смазка Р-402 применяется для промежуточных и эксплуатационных колонн из обсадных труб по ГОСТ 632–80, а также труб ОТТГ1 и ТБО, спускаемых в нефтяные и газовые скважины. Силиконовая основа этой смазки позволяет наносить ее на резьбы труб и при отрицательных температурах до –30 °С.

Высокотемпературная смазка Р-113 предназначена для нанесения на резьбовые соединения левых переводников, замковых соединений и всех видов насосно-компрессорных труб.

Для скважинных условий с забойными температурами до 100 °С реко-

Таблица 13.4

Состав смазок (массовая доля, %) для резьбовых соединений обсадных труб

Тип смазки	Основа						
	Силиконовая жидкость № 6	Масло МВП или веретенное	Масло машинное	Загуститель	Эпоксидный компаунд К-150	Присадки	Итого
Р-402	22	—	9	5	—	—	36
Р-113	19,8	—	8,8	6,4	—	—	35
Р-2МВП	—	14	18,4	4,6	—	—	37
Р-416	—	24,3	3,5	6,4	—	0,8	35
УС-1	—	—	—	—	55,7	—	55,7
Лента ФУМ					Фторопластовый уплотнительный		

мендуется применять смазки типа Р-2МВП и Р-416, которые изготавливают соответственно по ТУ 38-101-332 – 73 и ТУ 38-101-385 – 73.

Состав Р-2МВП отличается от смазки Р-402 содержанием жировой основы, он характеризуется меньшей температуростойкостью и морозостойкостью. В связи с этим при температуре окружающего воздуха ниже – 5 °С перед нанесением на резьбу смазку необходимо подогревать до температуры 5–10 °С. Область использования смазки Р-2МВП охватывает промежуточные и эксплуатационные колонны, komponуемые из всех видов отечественных и импортных обсадных труб в нефтяных и газовых скважинах.

Уплотнительный состав Р-146 рекомендуется применять для смазки резьб левых переводников, замковых соединений и всех видов насосно-компрессорных труб.

Для повышения степени герметичности резьбовых соединений эксплуатационных колонн в газовых скважинах с забойными температурами до 130 °С совместно с ВНИИГазом разработан и рекомендован к промышленному применению полимеризующийся уплотнительный состав УС-1. Основные его компоненты – эпоксидный компаунд К-153, отвердитель и наполнитель, которые смешиваются в соотношении масс 1:0,2:0,6. К недостаткам этого состава следует отнести необходимость введения в него отвердителя непосредственно перед применением, что в определенной мере ограничивает сроки его использования, а присущая смазке УС-1 токсичность требует выполнения специальных правил техники безопасности при работе с ней.

Эффективное уплотнение резьбовых соединений обсадных и насосно-компрессорных труб как в заводских, так и в промысловых условиях до температур 200 °С может быть достигнуто использованием перспективного фторопластового уплотнительного материала – ленты ФУМ, разработанной ВНИИГазом (изготавливается по ТУ 6-05-1388 – 70).

Технология применения ленты ФУМ для уплотнения резьбовых соединений предусматривает намотку двух ее слоев на поверхность резьбы при условии, чтобы последняя перекрывалась лентой не менее чем на 2/3 полной длины нарезки. При этом резьбу труб, не требующую специальной подготовки (обезжиривания), перед накладыванием ленты, следует очистить от загрязнений и предохранительной смазки, а затем покрыть минеральным маслом (типа СУ или МВП).

К мероприятиям, направленным на повышение герметичности резьбо-

Наполнители							Отвердитель
Графитовый порошок	Свинцовый порошок	Цинковая пыль	Медная пудра	Свинцовый сурик	Сернистый свинец	Итого	
20	28	12	4	—	—	64	—
—	58	—	—	2	5	65	—
18	29	12	4	—	—	63	—
—	18	—	—	2	5	65	—
10,35	14,4	6,22	2,13	—	—	33,1	11,2

материал – из фторопласта 4Д

вых соединений, следует отнести металлизацию резьб напылением цинка, которая рекомендуется для обсадных колонн диаметром 146 мм, спускаемых в нефтяные скважины. При этом цинковое покрытие наносят на резьбу муфты, которую перед свинчиванием дополнительно покрывают одной из смазок (Р-2МВП или Р-402).

13.3. ПРИНЦИПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

Все обсадные колонны по своему назначению разделяются следующим образом.

Направление — первая колонна труб или одна труба, предназначенная для закрепления приустьевой части скважин от размыва буровым раствором и обрушения, а также для обеспечения циркуляции жидкости. Направление, как правило, одно. Однако могут быть случаи крепления скважин двумя направлениями, когда верхняя часть разреза представлена лессовыми почвами, насыпным песком или имеет другие специфические особенности. Обычно направление спускают в заблаговременно подготовленную шахту или скважину и бетонируют на всю длину. Иногда направления забивают в породу, как сваю.

Кондуктор — колонна обсадных труб, предназначенная для разобщения верхнего интервала разреза горных пород, изоляции пресноводных горизонтов от загрязнения, монтажа противовибросового оборудования и подвески последующих обсадных колонн.

Промежуточная обсадная колонна служит для разобщения несовместимых по условиям бурения зон при углублении скважины до намеченных глубин.

Промежуточные обсадные колонны бывают следующих видов:

сплошные — перекрывающие весь ствол скважины от забоя до ее устья независимо от крепления предыдущего интервала;

хвостовики — для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину;

летучки — специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

Секционный спуск обсадных колонн и крепление скважин хвостовиками являются, во-первых, практическим решением проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и, во-вторых, решением задачи по упрощению конструкции скважин, уменьшению диаметра обсадных труб, а также зазоров между колоннами и стенками скважины, сокращению расхода металла и тампонирующих материалов, увеличению скорости бурения и снижению стоимости буровых работ.

Для тяжелых условий бурения (искривление ствола, большое количество долблений) и конструкции скважины предусматриваются специальные виды промежуточных обсадных колонн — поворотные или сменные.

Эксплуатационная колонна — последняя колонна обсадных труб, которой крепят скважину для разобщения продуктивных горизонтов от остальных пород и извлечения из скважины нефти или газа или, наоборот, для нагнетания в пласты жидкости или газа. Иногда в качестве эксплуата-

ционной колонны может быть использована (частично или полностью) последняя промежуточная колонна.

Основные параметры конструкций скважины — количество и диаметр обсадных колонн, глубина их спуска, диаметр долот, которые необходимы для бурения под каждую обсадную колонну, а также высота подъема и качество тампонажного раствора за ними, обеспечение полноты вытеснения бурового раствора.

Разработка конструкции скважины базируется на следующих основных геологических и технико-экономических факторах:

а) геологические особенности залегания горных пород, их физико-механическая характеристика, наличие флюидосодержащих горизонтов, пластовые температуры и давления, а также давление гидроразрыва проходимых пород;

б) назначение и цель бурения скважины;

в) предполагаемый метод заканчивания скважины;

г) способ бурения скважины;

д) уровень организации техники, технологии бурения и геологическая изученность района буровых работ;

е) уровень квалификации буровой бригады и организация материально-технического обеспечения;

ж) способы и техника освоения, эксплуатации и ремонта скважины.

К объективным геологическим факторам относятся предполагаемая и фактическая стратиграфия и тектоника разреза, мощность пород с различной проницаемостью, прочностью, пористостью, наличие флюидосодержащих пород и пластовые давления.

Геологическое строение разреза горных пород при проектировании конструкций скважин учитывается как фактор неизменный.

В процессе разработки залежи ее первоначальные пластовые характеристики будут изменяться, так как на пластовые давления и температуру влияют продолжительность эксплуатации, темпы отбора флюидов, способы интенсификации добычи и поддержания пластовых давлений, использование новых видов воздействия на продуктивные горизонты с целью более полного извлечения нефти и газа из недр. Поэтому эти факторы необходимо учитывать при проектировании конструкции скважин.

Конструкция скважин должна отвечать условиям охраны окружающей среды и исключать возможное загрязнение пластовых вод и межпластовые перетоки флюидов не только при бурении и эксплуатации, но и после окончания работ и ликвидации скважины. Поэтому необходимо обеспечивать условия для качественного и эффективного разобщения пластов. Это один из главнейших факторов.

Все технико-экономические факторы субъективные и изменяются во времени. Они зависят от уровня и степени совершенствования всех форм организации, техники и технологии буровых работ в совокупности. Эти факторы влияют на выбор конструкции скважин, позволяют ее упростить, однако не являются определяющими при проектировании. Они изменяются в широких пределах и зависят от исполнителей работ.

Таким образом, принципы проектирования конструкций скважин прежде всего должны базироваться и определяться геологическими факторами.

Простая конструкция (кондуктор и эксплуатационная колонна) не во всех случаях является рациональной. В первую очередь это относится к

глубоким скважинам (4000 м и более), вскрывающим комплекс разнообразных отложений, в которых возникают различные, иногда диаметрально противоположные по характеру и природе осложнения.

Следовательно, рациональной можно назвать такую конструкцию, которая соответствует геологическим условиям бурения, учитывает назначение скважины и другие, отмеченные выше факторы, и создает условия для бурения интервалов между креплениями в наиболее сжатые сроки. Последнее условие является принципиальным, так как практика буровых работ четко подтверждает, что чем меньше времени затрачивается на бурение интервала ствола между креплениями, тем меньше количество и тяжесть возникающих осложнений и ниже стоимость проводки скважины.

Рассмотрим влияние некоторых перечисленных факторов на подбор рациональной конструкции скважины.

Геологические условия бурения. Чтобы обеспечить лучшие условия бурения, наиболее эффективную технологию проводки и предупредить возможные осложнения, необходимо учитывать:

а) характеристику пород, вскрываемых скважиной, с точки зрения возможных обвалов, осыпей, кавернообразования;

б) проницаемость пород и пластовые (поровые) явления;

в) наличие зон возможных газо-, нефте- и водопроявлений и поглощений промывочной жидкости и условия, при которых эти осложнения возникают;

г) температуру горных пород по стволу;

д) углы падения пород и частоту чередования их по твердости.

Детальный учет первых трех факторов позволяет определить необходимые глубины спуска обсадных колонн.

Породы с низкой прочностью должны быть перекрыты обсадной колонной (или колоннами) сразу же после вскрытия всей их толщины, так как при бурении могут образоваться обвалы и резко осложняются работы по проходке.

Зоны с различным характером осложнений (проявления и поглощения) также должны быть изолированы друг от друга, если пластовые давления превосходят давления гидроразрыва пород, так как предупреждение каждого из этих осложнений достигается прямо противоположными несовместимыми методами.

Температура горных пород в процессе бурения значительно влияет на вязкость, статическое напряжение сдвига (СНС) и водоотдачу бурового раствора: чем выше температура горных пород, тем труднее поддерживать эти параметры в допустимых пределах. Иногда кроме термостойких реагентов для прохождения таких зон требуются различные несовместимые системы буровых растворов, что вызывает необходимость разобщения подобных зон обсадными колоннами. Значительная разница температур требует применения различных типов тампонажных цементов.

Углы падения горных пород и частота чередования их по твердости при прочих условиях оказывают доминирующее влияние на темп искривления ствола в процессе бурения. Чем больше углы падения пород (примерно до 60°) и чем чаще породы с различной твердостью переслаиваются, тем выше темп набора кривизны.

Колебания зенитного и азимутного углов являются основной причиной образования желобных выработок в стволе и препятствуют достижению обсадными колоннами проектных глубин в стволе вследствие их заклини-

вания при спуске в желобах. Для успешного выполнения заданной программы крепления необходимо, чтобы углы искривления ствола были минимальными. Проектная конструкция нарушается, что, как правило, приводит к ликвидации скважины в результате невозможности довести ее до заданной глубины.

Назначение скважины. Сочетание обсадных колонн различных диаметров, составляющих конструкцию скважины, зависит от диаметра эксплуатационной колонны.

Диаметр эксплуатационных колонн нагнетательных скважин обусловлен давлением, при котором будет закачиваться вода (газ, воздух) в пласт, и приемистостью пласта. При выборе диаметра эксплуатационной колонны разведочных скважин на структурах с выявленной продуктивностью нефти или газа решающим фактором является обеспечение условий для проведения опробования пластов и последующей эксплуатации промышленных объектов.

В разведочных скважинах (поискового характера) на новых площадях диаметр эксплуатационной колонны зависит от необходимого количества спускаемых промежуточных обсадных колонн, качества получаемого кернового материала, возможности проведения электрометрических работ и испытания вскрытых перспективных объектов на приток. Скважины этой категории после спуска последней промежуточной колонны можно бурить долотами диаметром 140 мм и меньше с последующим спуском 114-миллиметровой эксплуатационной колонны или колонны меньшего диаметра.

Наиболее жесткие требования, по которым определяют диаметр эксплуатационной колонны, диктуются условиями эксплуатации скважин. Снижение уровня жидкости при добыче нефти или воды в обсадной колонне и уменьшение давления газа в пласте обуславливает возникновение сминающих нагрузок. Вследствие этого обсадная колонна должна быть составлена из труб такой прочности, чтобы в процессе эксплуатации не произошло их смятия (необходимая прочность обсадной колонны на сминающие и страгивающие усилия и внутреннее давление).

При проектировании конструкций газовых и газоконденсатных скважин необходимо учитывать следующие особенности:

а) давление газа на устье близко к забойному, что требует обеспечения наибольшей прочности труб в верхней части колонны;

б) незначительная вязкость газа обуславливает его высокую проникающую способность, что повышает требования к герметичности резьбовых соединений и колонного пространства;

в) интенсивный нагрев обсадных колонн приводит к возникновению дополнительных температурных напряжений на незацементированных участках колонны и требует учета этих явлений при расчете их на прочность (при определенных температурных перепадах и некачественном цементировании колонны перемещаются в верхнем колонном направлении);

г) возможность газовых выбросов в процессе бурения требует установки противовыбросового оборудования;

д) длительный срок эксплуатации и связанная с ним возможность коррозии эксплуатационных колонн требуют применения специальных труб с противокоррозионным покрытием и пакеров.

Общие требования, предъявляемые к конструкциям газовых и газоконденсатных скважин, заключаются в следующем:

прочность конструкции в сочетании с герметичностью каждой обсадной колонны и цементного кольца в колонном пространстве;

качественное разобщение всех горизонтов и в первую очередь газо-нефтяных пластов;

достижение запроктированных режимов эксплуатации скважин, обусловленных проектами разработки горизонта (месторождения);

максимальное использование пластовой энергии газа для его транспортировки по внутрипромысловым и магистральным газопроводам.

Запроктированные режимы эксплуатации с максимальными дебитами и максимальное использование пластовой энергии требуют увеличения диаметра эксплуатационной колонны.

Метод вскрытия пласта. Метод вскрытия определяется главным образом особенностями продуктивных пластов, к которым относятся пластовое давление, наличие пропластковых и подошвенных вод, прочность пород, слагающих пласт, тип коллекторов (гранулярный, трещиноватый и др.).

При нормальных (гидростатических) и повышенных давлениях эксплуатационную колонну цементируют через башмак.

При пониженных пластовых давлениях, отсутствии пропластковых и подошвенных вод и достаточной прочности пород пласта в некоторых случаях после вскрытия объекта эксплуатационную колонну, имеющую фильтр против продуктивных горизонтов, цементируют через боковые отверстия, расположенные над кровлей этих горизонтов (так называемое манжетное цементирование), или «обратным» цементированием.

Однако в ряде случаев до вскрытия продуктивных горизонтов, при наличии в разрезе пластов с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) или обваливающихся пород, скважины бурят с промывкой забоя буровыми растворами повышенной плотности. Вскрытие объекта с использованием указанных растворов часто сопровождается их поглощением трещиноватыми коллекторами.

Освоение таких скважин затрудняется, а иногда заканчивается безрезультатно. Для успешного вскрытия, а затем освоения таких объектов плотность буровых растворов должна быть минимальной. В рассматриваемых случаях вскрытие продуктивных пластов возможно только при условии предварительного перекрытия всего разреза до их кровли промежуточной обсадной колонной. Буровой раствор проектируется специально для вскрытия пласта. При этом эксплуатационная колонна может быть либо сплошной, либо представлена хвостовиком и промежуточной колонной. Если породы продуктивных горизонтов устойчивы, скважины могут эксплуатироваться и без крепления обсадной колонной.

На рис. 13.1 показаны различные конструкции эксплуатационных колонн в зависимости от метода вскрытия и крепления продуктивных горизонтов.

Способ бурения. В нашей стране бурение скважин осуществляется роторным способом, гидравлическими забойными двигателями или электробурами. Для обеспечения эффективной работы долота при бурении глубоких скважин используют турбобуры диаметром 168 и 190 мм. По диаметру турбобуров при заканчивании скважины определяют возможную ее конструкцию.

Диаметр турбобура, мм	190	168
Конструкция скважины, мм.....	377×273×146(168)	351×245×146(168)

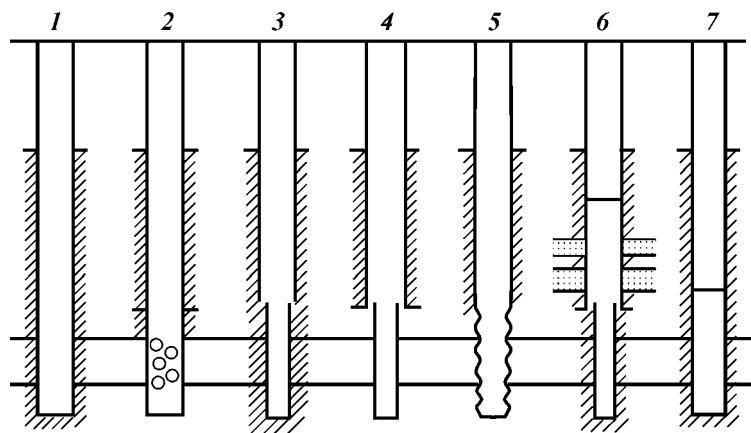


Рис. 13.1. Типы конструкций эксплуатационных колонн:

1 – сплошная колонна, зацементированная через башмак; 2 – сплошная колонна, зацементированная через специальные отверстия под пластом; 3, 4 – зацементированная колонна с хвостовиком; 5 – колонна, спущенная до пласта (эксплуатация с открытым забоем); 6, 7 – комбинированные колонны, спущенные секциями

Наименьший диаметр работоспособного электробура равен 215 мм, поэтому возможно только следующее сочетание диаметров обсадных колонн в конструкции скважины: 377×299(273)×146(168) мм.

Наиболее широкий диапазон возможных сочетаний диаметров обсадных колонн в конструкциях при бурении скважин роторным способом.

Для повышения скорости бурения часто применяют (последовательно и одновременно) турбинный и роторный способы. Как правило, на конструкцию скважины турбинный способ отрицательного влияния не оказывает.

При разработке рациональной конструкции глубоких разведочных скважин необходимо исходить из условий получения наибольших скоростей бурения при наименьших объемах работ в промежуточных колоннах, выбора минимально допустимых зазоров между колонной и стенками скважины, максимально возможного увеличения глубины выхода спускаемой колонны из-под предыдущей, а также уменьшения диаметра эксплуатационной колонны. При выборе конструкции должны быть обеспечены условия максимального сохранения естественного состояния ствола скважины.

В процессе бурения происходит естественное или принудительное искривление скважин, что затрудняет крепление ствола колоннами обсадных труб.

В процессе спуска обсадных труб в скважину наблюдается активное взаимодействие колонны труб со стенками скважины и заполняющей ее жидкостью. Это взаимодействие носит сложный характер и проявляется в виде сопротивления, которое оказывает скважина спуску колонны труб.

Сопротивления, возникающие в определенных условиях, могут достигать больших значений и препятствовать спуску обсадных колонн в скважину.

Для успешного спуска обсадных колонн ствол скважины в интервале крепления должен иметь среднюю интенсивность пространственного ис-

кривления. Плотность бурового раствора должна быть минимально допустимой. Особое значение при этом приобретают гидродинамические нагрузки на продуктивный пласт.

13.3.1. МЕТОДЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН

Выбор конструкции скважины является основным этапом ее проектирования и должен обеспечить высокое качество строительства такого долговременно эксплуатируемого сложного нефтепромыслового объекта, предотвратить аварии и осложнения в процессе бурения, создать условия для снижения затрат времени и материально-технических средств на бурение.

До настоящего времени конструкции скважин выбирали, как правило, без достаточно систематизированного анализа определяющих факторов и базировались в основном на принципах минимального расхода металла или борьбы с осложнениями в процессе бурения.

Вопросами разработки принципов подхода к проектированию рациональной конструкции скважин занимался ряд исследователей в нашей стране и за рубежом. Основной предпосылкой было гидродинамическое совершенство конструкции с целью получения на забое скважины максимальной гидравлической мощности или определение необходимых зон крепления и глубины спуска обсадных колонн в зависимости от условия предупреждения гидроразрыва горных пород или газопроявлений; в других случаях определяющим фактором была конечная стоимость скважины как инженерного сооружения. В принятом для руководства положении определяющим принципом проектирования рациональной конструкции скважины считается обоснованное распределение всего интервала бурения по нескольким зонам в зависимости от несовместимости условий бурения отдельных интервалов скважины. Под несовместимостью условий бурения понимают такое их сочетание, когда заданные параметры технологических процессов бурения нижележащего интервала скважины вызывают осложнения в пробуренном, лежащем выше интервале, если последний не закреплен обсадной колонной, а проведение специальных дополнительных технологических мероприятий по предотвращению этих осложнений невозможно.

Отсутствие единой методики выбора конструкций скважин в одних случаях приводит к большим затратам средств на ликвидацию осложнений в процессе бурения, а в других — к излишнему расходованию металла на крепление скважин.

Вместе с тем есть и рациональный подход к установлению главных факторов, определяющих совершенство конструкции скважины в различных геолого-технических условиях.

Рассмотрим основные из них.

При заканчивании скважин турбинным способом необходимо соблюдать оптимальное соотношение между диаметрами забойного двигателя и скважины для сохранения условия, обеспечивающего интенсивность очистки забоя. Последнее достигается неизменностью в процессе бурения скважины удельного расхода промывочной жидкости q , т.е. расхода Q , отнесенного к площади забоя:

$$q = 4Q/\pi D^2,$$

где D — диаметр скважины.

Условием использования максимума гидравлической мощности потока при ограниченном давлении на насосах является реализация на забое 2/3 общего перепада давления в циркуляционной системе. Ухудшение показателей бурения с ростом глубин связано не только с увеличением энергоемкости разрушения пород на больших глубинах, но и с закономерным падением забойной мощности. В этом случае выбор недостаточно обоснованной конструкции скважины (оптимальных соотношений диаметров долот и бурильных труб, соответствующего типа и размера забойного двигателя) будет способствовать быстрому снижению забойной гидравлической мощности, так как сохранение оптимального соотношения перепада давления, равного 2/3, сильно затрудняется с увеличением глубины и уменьшением диаметра скважины.

В табл. 13.5 приведены рациональные диаметры скважины и бурильных труб. Эти варианты обеспечивают лучшие условия для бурения скважины: большие расходы создают турбулентный режим течения жидкостей; тип и конструкция забойного двигателя позволяют получить максимальную мощность на забое скважины; бурильные трубы при минимальном весе обеспечивают максимальный КПД гидравлической мощности.

Надежность конструкции в зависимости от гидродинамики давлений в стволе скважины и возможности возникновения интенсивных поглощений бурового раствора или газонефтеводопроявлений служит основой методики.

Необходимая глубина спуска кондуктора или промежуточной колонны H_1 определяется из условия максимального и минимального значений давления гидравлического разрыва пластов, вскрываемых при бурении под очередную промежуточную колонну:

$$H_1 = p_1 / (\Delta p_2 - \Delta p_1),$$

где p_1 — ожидаемое давление на устье скважины; Δp_1 — ожидаемое значение градиента гидростатического давления газированного бурового раствора в случае газопроявления в процессе бурения под очередную промежуточную колонну; Δp_2 — минимальное значение градиента давления разрыва пласта для интервала ниже башмака кондуктора.

Как следует из приведенного выше выражения, необходимая длина обсадной колонны находится в прямой зависимости от значений давления на устье скважины и градиента гидростатического давления бурового раствора.

Для газовых месторождений при возможности фонтанирования глубину спуска кондуктора H_1'' из-за незначительности градиента гидростатического давления газового столба находят из выражения

Таблица 13.5

Рациональные диаметры скважины и бурильных труб

Диаметр скважины, мм	Диаметр бурильных труб, мм		Зазор, мм	Забойный двигатель	
	по телу	по замку		типоразмер	КПД
190	127	ЗУ-155	35	ТС4М-6 ⁵ / ₈ "	0,52
214	127	ЗУ-155	49	ТС5Б-7 ¹ / ₂ "	0,63
243	146	ЗУ-188	55	ЗТС5А-8"	0,58
269	146	ЗУ-188	81	ТС5Б-9"	0,69
295	168	ЗУ-212	107	ТС5Б-9"	0,69

$$H_1'' = p_2/\Delta p_2,$$

где p_2 — давление газонасыщенного пласта.

В случае ожидания возможных поглощений ниже башмака промежуточной колонны возникает необходимость определить глубину спуска этой колонны, которую рассчитывают по формуле

$$H_2 = p_3/\Delta p_4,$$

где H_2 — глубина спуска промежуточной колонны; p_3 — максимальное значение гидродинамического давления, возникающего в процессе бурения под очередную колонну после спуска предыдущей промежуточной колонны; Δp_4 — минимальное значение градиента давления гидроразрыва для интервала бурения под очередную колонну после спуска промежуточной колонны.

Таким образом, при проектировании конструкций скважин для конкретных геологических условий оптимальные глубины спуска колонн с учетом предотвращения поглощений и газодонефтепроявлений в процессе бурения определяют последовательно снизу вверх. Расчетные глубины спуска кондуктора и других промежуточных колонн уточняют с учетом геологических особенностей месторождений.

В.Д. Малеванским предложена зависимость для определения глубины спуска промежуточной колонны в газовой скважине:

$$H = p_{пл}/\alpha',$$

где $p_{пл}$ — максимальное возможное давление газа на глубине H при опорожнении скважины, МПа; α' — градиент давления разрыва пластов, принятый равным 0,02 МПа/м.

Для выбора количества обсадных колонн (зон крепления) используют совмещенный график изменения пластового давления, давления гидроразрыва пород и гидростатического давления столба бурового раствора, построенный на основании исходных данных в прямоугольных координатах глубина — эквивалент градиента давления (рис. 13.2).

Под эквивалентом градиента давления понимают плотность жидкости, столб которой в скважине на глубине определения создает давление, равное пластовому (поровому) или давлению гидроразрыва.

Кривые, характеризующие изменение пластового (порового) давления и давления гидроразрыва пластов, строят на основании данных промысловых исследований.

Определение зон совместимости, количества обсадных колонн и глубин их спуска производят в такой последовательности.

1. По литологической характеристике разреза выделяют интервалы с аномальной характеристикой пластовых давлений и давлений гидроразрыва.

2. Для интервалов по п. 1 находят значения эквивалентов градиентов пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва слагающих пород.

3. На совмещенный график наносят точки эквивалентов и строят кривые эквивалентов градиентов давлений (см. рис. 13.2, точки 1, 2 ... , 19 — пластовых давлений, точки 20, 21, ... , 39 — давлений гидроразрыва).

4. Параллельно оси ординат проводят линии AB , EF , KL и OP касательно к крайним точкам эквивалентов градиентов пластового (порового) дав-

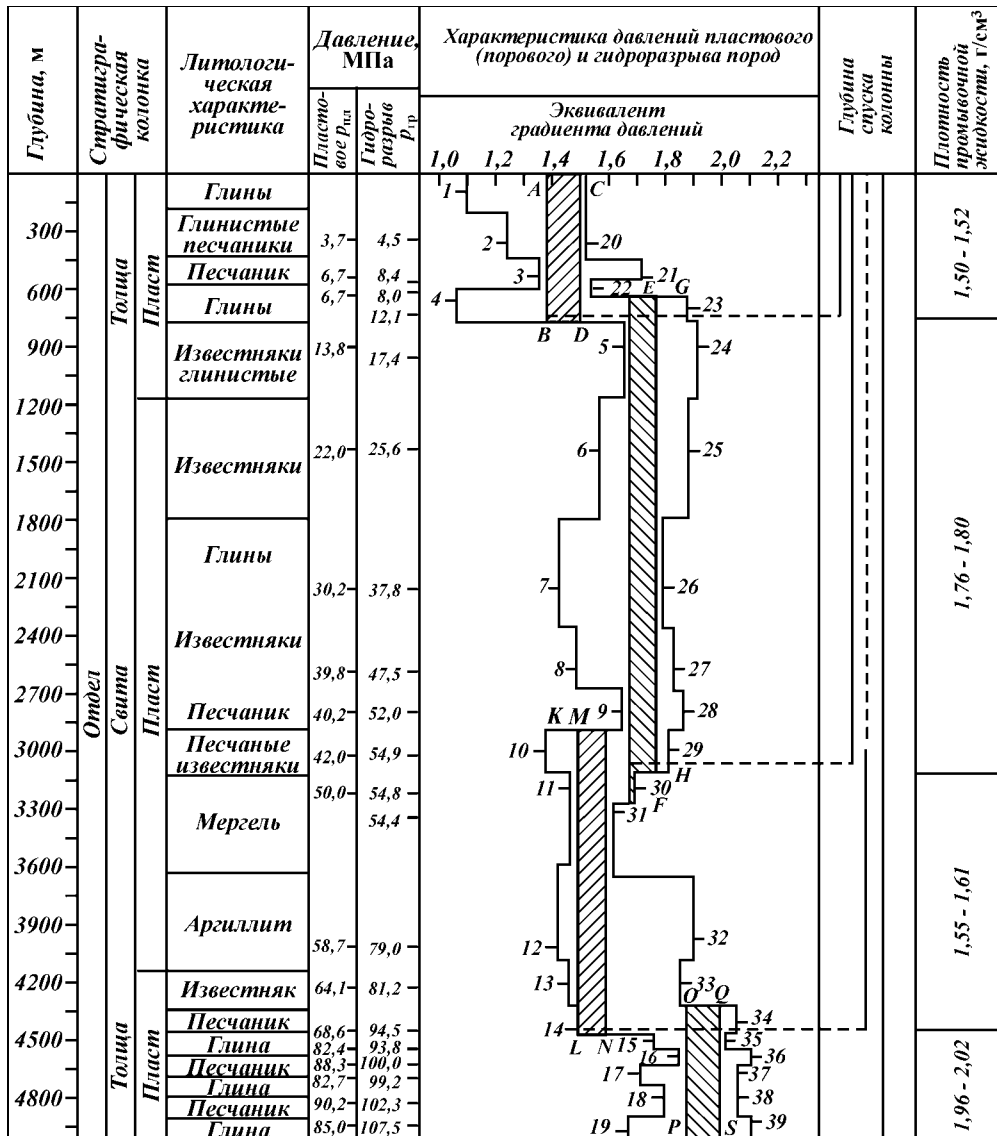


Рис. 13.2. Совмещенный график давлений для выбора конструкции скважины

ления и линии CD , GH , MN , QS – касательно к крайним точкам кривой эквивалентов градиентов давления гидроразрыва.

5. Зоны $ABCD$, $EFGH$, $KLMN$, $OPQS$ являются зонами совместимых условий бурения.

6. Линии AB , EF , KL , OP определяют граничные условия по пластовым давлениям для соответствующих интервалов разреза, а линии CD , GH , MN , QS – по давлениям гидроразрыва.

Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления

скважины обсадными колоннами. Количество зон крепления соответствует количеству обсадных колонн.

7. Глубина спуска обсадной колонны (установки башмака) принимается на 10–20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий.

8. Плотность бурового раствора, применяемого при бурении в данной зоне крепления, должна находиться в пределах зоны совместимых условий и отвечать следующим требованиям: для скважин глубиной до 1200 м гидростатическое давление в скважине, создаваемое столбом бурового раствора, должно превышать пластовое на 10–15 %, а для скважин глубже 1200 м – на 5–10 %. Отклонения от установленной плотности промывочной жидкости до $1,45 \text{ г/см}^3$ допускаются не больше чем на $0,02 \text{ г/см}^2$, а для более высокой плотности – не больше чем на $0,03 \text{ г/см}^3$ (по замерам бурового раствора, освобожденного от газа).

Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется способами заканчивания и эксплуатации скважины, а глубина спуска кондуктора – требованиями охраны источников водоснабжения от загрязнения, предотвращения осложнений при бурении под очередную обсадную колонну, обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием и подвески обсадных колонн.

При проектировании и бурении первых трех разведочных скважин, если достоверность геологического разреза недостаточна, допускается включать в конструкцию скважины резервную промежуточную обсадную колонну. В этом случае бурение скважины производят в расчете на крепление резервной обсадной колонной намеченного интервала. Однако, если в процессе бурения будет установлено, что необходимость в спуске резервной обсадной колонны отпала, продолжают углублять ствол под очередную обсадную колонну до запроектированной глубины.

13.4. РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАРУЖНОГО ДАВЛЕНИЯ

Методика Г.М. Саркисова. Расчетное наружное давление определяют по составному столбу бурового и тампонажного растворов с учетом нагрузки цементного кольца. В отдельных случаях для скважин, бурящихся в сложных геологических условиях, с разрешения нефтегазодобывающего объединения допускается определение наружного давления по всему стволу скважины по столбу бурового раствора.

Формулы для расчетных давлений зависят от соотношения между L , h , H , z_0 , причем z_0 является глубиной, на которой наружное давление при нагрузке цементного кольца достигает гидростатического и определяется по одной из следующих формул:

$$z_0 = \frac{(1-k)(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{р}})h + k(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{р}})L}{\rho_{\text{ц}} - k(\rho_0 - \rho_{\text{в}})}; \quad (13.1)$$

$$z_0 = \frac{(1-k)(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{р}})h + k(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{р}})L + \rho_{\text{ц}}H}{\rho_{\text{ц}} - k(\rho_0 - \rho_{\text{ц}}) - \rho_{\text{в}}}, \quad (13.2)$$

где L – глубина скважины, м; h – расстояние от устья скважины до уров-

ня тампонажного раствора в затрубном пространстве, м; H — расстояние от уровня жидкости в колонне, м; k — коэффициент разгрузки цементного кольца; $\rho_{ц}$, ρ_p , ρ_0 , ρ_b , ρ_n — плотность соответственно тампонажного и бурового растворов, продавочной жидкости, воды и жидкости в колонне, кг/м³.

В зависимости от положения уровней h и H возможны следующие случаи.

1. $h \geq H$ (уровень жидкости в колонне выше уровня подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве).

По формуле (13.2) находят z_0 . Если при этом окажется, что $z_0 < h$, то расчетные давления p_L , p_h , p'_h , p_H (МПа) соответственно на глубинах L , h и H определяют по следующим формулам (причем на глубине h получают два значения давлений):

$$\left. \begin{aligned} p_L &= 10^{-6} g[(\rho_{ц} - \rho_n)L - (\rho_{ц} - \rho_p)h + \rho_n H](1 - k); \\ p_h &= 10^{-6} g[(1 - k)\rho_n H - k(\rho_{ц} - \rho_0)(L - h) + (1 - k)(\rho_p - \rho_n)h]; \\ p'_h &= 10^{-6} g[\rho_n h - \rho_n(h - H)]; \\ p_H &= 10^{-6} g\rho_p H. \end{aligned} \right\} \quad (13.3)$$

Здесь и далее g — ускорение силы тяжести, м/с².

Если же окажется, что $z_0 > h$, то

$$\left. \begin{aligned} p_L &= 10^{-6} g[(\rho_{ц} - \rho_n)L - (\rho_{ц} - \rho_p)h + \rho_n H](1 - k); \\ p_{z_0} &= 10^{-6} g[\rho_b z_0 - \rho_n(z_0 - H)]; \\ p_h &= 10^{-6} g[\rho_b h - \rho_n(h - H)]; \\ p'_h &= 10^{-6} g[\rho_p h - \rho_n(h - H)]; \\ p_H &= 10^{-6} g\rho_p H. \end{aligned} \right\} \quad (13.4)$$

2. $h < H$ (уровень жидкости в колонне выше уровня подъема тампонажного раствора в затрубном пространстве).

По формуле (13.2) определяют z_0 . Если при этом окажется, что $z_0 > H$, то давление определяют по формулам

$$\left. \begin{aligned} p_L &= 10^{-6} g[(\rho_{ц} - \rho_n)L - (\rho_{ц} - \rho_p)h + \rho_n H](1 - k); \\ p_{z_0} &= 10^{-6} g[\rho_b z_0 - \rho_n(z_0 - H)]; \\ p_H &= 10^{-6} g\rho_b H; \\ p_h &= 10^{-6} g\rho_b h; \\ p'_h &= 10^{-6} g\rho_p h. \end{aligned} \right\} \quad (13.5)$$

Если при расчетах по формуле (13.1) окажется, что $z_0 < H$, то тогда z_0 надо вычислять по формуле (13.2). Если при этом новом расчете $z_0 > h$, то давление находят по формулам

$$\left. \begin{aligned} p_L &= 10^{-6} g[(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{н}})L - (\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{р}})h + \rho_{\text{н}}H](1 - k); \\ p_{\text{н}} &= 10^{-6} g[(\rho_{\text{ц}} - k\rho_0)H - (1 - k)(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{р}})h - k(\rho_{\text{ц}} - \rho_0)L]; \\ p_{z_0} &= 10^{-6} g\rho_{\text{в}}z_0; \\ p_h &= 10^{-6} g\rho_{\text{в}}h; \\ p'_h &= 10^{-6} g\rho_{\text{р}}h. \end{aligned} \right\} \quad (13.6)$$

Если при определении z_0 по формуле (13.1) окажется, что $z_0 < h$, то

$$\left. \begin{aligned} p_L &= 10^{-6} g[(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{н}})L - (\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{р}})h + \rho_{\text{н}}H](1 - k); \\ p_{\text{н}} &= 10^{-6} g[(\rho_{\text{ц}} - k\rho_0)H - (1 - k)(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{р}})h - k(\rho_{\text{ц}} - \rho_0)L]; \\ p_h &= 10^{-6} g[(1 - k)\rho_{\text{р}} + k(\rho_{\text{ц}} - \rho_0)]h - k(\rho_{\text{ц}} - \rho_0)L; \\ p'_h &= 10^{-6} g\rho_{\text{р}}h. \end{aligned} \right\} \quad (13.7)$$

3. $H = L$ (полное опорожнение скважины).

По формуле (13.1) вычисляют z_0 . Если окажется, что $z_0 < h$, то давления вычисляют по формулам

$$\left. \begin{aligned} p_L &= 10^{-6} g[\rho_{\text{р}}h + \rho_{\text{ц}}(L - H)](1 - k); \\ p_h &= 10^{-6} g[(1 - k)\rho_{\text{р}}h - k(\rho_{\text{ц}} - \rho_0)(L - h)]; \\ p'_h &= 10^{-6} g\rho_{\text{р}}h. \end{aligned} \right\} \quad (13.8)$$

Если же при вычислении z_0 окажется, что $z_0 > h$, то

$$\left. \begin{aligned} p_L &= 10^{-6} g[\rho_{\text{р}}h + \rho_{\text{ц}}(L - h)](1 - k); \\ p_{z_0} &= 10^{-6} g\rho_{\text{в}}z_0; \\ p_h &= 10^{-6} g\rho_{\text{в}}h; \\ p'_h &= 10^{-6} g\rho_{\text{р}}h. \end{aligned} \right\} \quad (13.9)$$

После определения расчетных давлений необходимо построить эпюру (рис. 13.3). При построении эпюры для глубин L, H, h, z_0 откладывают в горизонтальном направлении в принятом масштабе значения давлений $p_L, p_{\text{н}}, p_h, p'_h, p_{z_0}$ и полученные точки A, B, C, D, E (соседние) соединяют между собой прямолинейными отрезками.

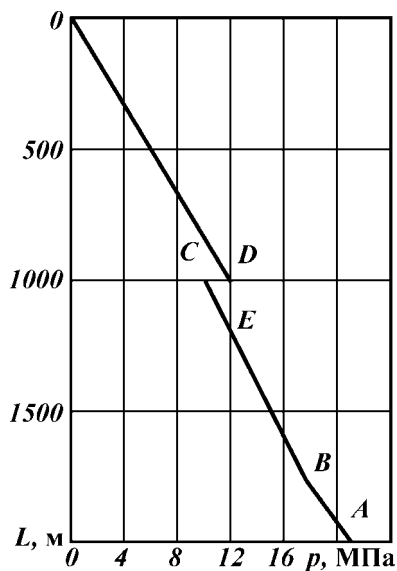


Рис. 13.3. эпюра давлений

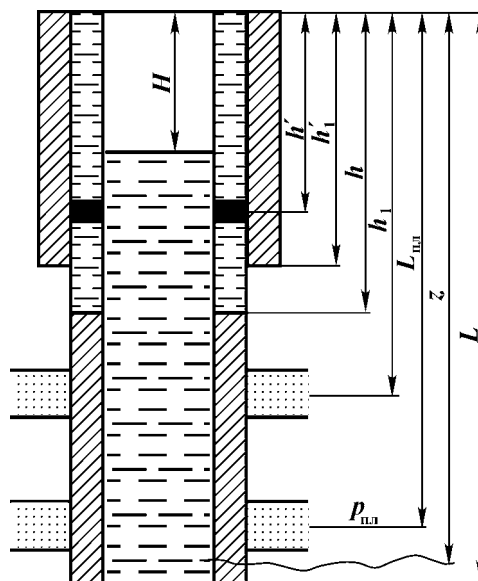


Рис. 13.4. Схема крепления скважины

На глубине h эпюра имеет скачок, так как для p_h получено два значения. Для выравнивания эпюры из точки, соответствующей большому значению p_h , необходимо провести вниз вертикальную линию до пересечения с лежащей ниже частью эпюры. Отрезок этой вертикали, начиная от точки пересечения и до уровня h принимается за линию эпюры на этом участке.

Приведенные выше формулы получены для идеального случая крепления скважин. При выводе расчетных формул принимают, что обсадная колонна окружена упругими цементными оболочками и горными породами. Пластовое давление пористых, насыщенных жидкостью и газом горизонтов принимают равным гидростатическому давлению соответствующего столба воды. Поставленная задача о взаимодействии цементной оболочки и обсадной колонны решается с использованием формулы Ламе для определения радиальных деформаций трубы и цементной оболочки. Приравнивая радиальные перемещения точек контактной поверхности трубы и оболочки, находят коэффициент разгрузки цементного кольца.

Схема крепления скважин приведена на рис. 13.4.

В постановке и решении задач по расчету обсадных колонн на сопротивляемость смятию имеется ряд недостатков.

При бурении скважин в большинстве районов вскрывают горизонты с давлениями насыщающего их флюида, превышающими гидростатическое. Поэтому внешнее давление на колонну снизится до пластового, а не до гидростатического давления столба воды. Кроме того, необходимо доказать применимость условий неразрывности контактной поверхности трубы и оболочки в условиях скважины. Экспериментальные работы по исследованию прочности обсадных труб, окруженных цементной оболочкой, показали, что жидкость из модели пласта проникала между поверхностью патрубка и цементным кольцом. Следовательно, несмотря на наличие цементного

кольца, активное давление на колонну создавалось жидкостью. Исследованиями качества цементирования скважин акустическим цементомером, проведенными в последние годы, установлено, что после испытания обсадной колонны на герметичность контакт ее с цементным кольцом ухудшается. Все это косвенно указывает на то, что значения радиальной деформации наружной поверхности обсадной колонны и внутренней поверхности цементной оболочки могут быть не равны.

Методика ВНИИБТ. Расчетное наружное давление на колонну определяют с учетом пластовых давлений высоконапорных горизонтов. Сразу после продавки тампонажного раствора наружным давлением для обсадной колонны является:

а) давление составного столба бурового и тампонажного растворов при $z > h$ (z — глубина, для которой определяют давление)

$$p_n = [h\rho_p + (z - h)\rho_{ц}]10^{-6}g; \quad (13.10)$$

б) давление столба бурового раствора при $z \leq h$

$$p_n = 10^{-6} z \rho_p g; \quad (13.11)$$

в) давление столба тампонажного раствора при $h = 0$

$$p_n = z \rho_{ц} g. \quad (13.12)$$

В интервале подъема тампонажного раствора после ОЗЦ наружное давление для обсадной колонны определяется по следующей формуле:

$$p_n = zm, \quad (13.13)$$

где m — модуль градиента пластового давления.

При спуске колонн секциями и при двухступенчатом цементировании наружное давление определяется так же, как для колонн, спускаемых и цементируемых в один прием.

Определение внутреннего давления

После цементирования обсадных колонн внутреннее давление p_v в любом сечении определяется по формуле

$$p_v = z \rho_0 g + p_y, \quad (13.14)$$

где p_y — давление на устье скважины в конце закачки продавочной жидкости в процессе испытания на герметичность, при освоении и эксплуатации.

Внутреннее давление в скважине из условия аварийного фонтанирования вскрываемых пластов из-под проектируемой колонны рассчитывают так:

$$p_v = z \rho_{ф} g + p_0, \quad (13.15)$$

где p_0 — давление на устье при аварийном фонтанировании.

Давление опрессовки обсадной колонны

$$p_{опр} = 1,2(p_{пл} - L\rho_{ф}g). \quad (13.16)$$

Давление на устье

$$p_y = p_{пл} - L\rho_{ф}g. \quad (13.17)$$

Расчетную внешнюю нагрузку определяют как разность между наружным и внутренним давлениями.

Определение сопротивляемости труб смятию

Критическое давление для трубы, при котором наибольшее напряжение достигает предела текучести металла, согласно данным Г.М. Саркисова, определяется по формуле

$$p_{кр} = 1,1k_{\min} \left\{ \sigma_T + Ek_0^2\rho \left(1 + \frac{3e}{2\rho^3 k_{\min}} \right) - \sqrt{\left[\sigma_T Ek_0^2\rho \left(1 - \frac{3e}{2\rho^3 k_{\min}} \right) \right]^2 - 4Ek_0^2\rho\sigma_T} \right\}, \quad (13.18)$$

где $k_{\min} = \delta_{\min}/D$; $k_0 = \delta_0/D$ (здесь δ_{\min} — минимальная толщина стенки, принимаемая равной $0,875\delta$; δ — номинальная толщина стенки трубы; δ_0 — средняя толщина стенки, принимаемая равной $0,905\delta$; D — наружный диаметр обсадной трубы); σ_T — предел текучести материала трубы; E — модуль упругости материала трубы; ρ — разностенность труб, принимаемая равной $1,034$; e — овальность обсадной трубы.

Значения $p_{кр}$, подсчитанные по формуле (13.18) при указанных значениях δ_{\min} и δ_0 , приведены в инструкции.

На основе данных аналитических и экспериментальных работ Т.Е. Еременко предложил формулу для расчета значения сминающего давления для обсадных труб:

$$p_c = 1,1k \left(A - \sqrt{A^2 - B} \right), \quad (13.19)$$

где

$$A = \sigma_T + Ek^2 \left[(1 - 3\lambda\beta^2 + 2\lambda\beta^3) + \frac{3e}{2k} (1 - 2\beta + \lambda\beta^2) \right];$$

$$B = 4Ek^2\sigma_T(1 - 3\lambda\beta^2 + 2\lambda\beta^3);$$

$k = 0,931\delta/D$; h — глубина пластического слоя, м; β — коэффициент пластичности, равный h/δ ; $\lambda = 0,95$ — относительное уменьшение модуля упругости при переходе в пластичную область.

Для облегчения подсчета значений β рекомендуются эмпирические формулы:

при $k \leq 0,055$

$$\beta = 5(k + e) - \frac{0,1\sigma_T}{Ek^2} + 0,03; \quad (13.20)$$

при $k > 0,055$

$$\beta = 5(k + e) - \frac{0,1\sigma_T}{Ek^2} - \frac{0,01\sigma_T}{0,01\sigma_T + 130} + 0,23. \quad (13.21)$$

Если вычисленные по формулам (13.20) и (13.21) значения получаются с отрицательным знаком, то β принимают равной нулю.

На основе экспериментальных работ, выполненных во ВНИИБТ, АзНИИбурнефти и б. ВНИИКРнефти, предложены эмпирические формулы для расчета минимальных значений сминающих давлений:

для труб из стали групп прочности C и D

$$p_c = 0,9\sigma_T(2,5k - 0,047); \quad (13.22)$$

для труб из стали групп прочности k и E

$$p_c = 0,9\sigma_T(2,37k - 0,038). \quad (13.23)$$

Трубы с $k = 0,02 \div 0,06$ проверяют на устойчивость формы по формуле

$$p_c = 0,8 \frac{2Ek^3}{1-\mu^2}, \quad (13.24)$$

где k — отношение номинальной толщины стенки трубы к ее наружному давлению.

Расчет обсадных колонн на внутреннее давление

Избыточное внутреннее давление определяют по формуле

$$p'_p = p_b - p_n. \quad (13.25)$$

Критическое внутреннее давление для труб рассчитывают по формуле Барлоу

$$p_{кв} = \frac{\sigma_T(D^2 - d^2)}{2D^2}, \quad (13.26)$$

где D и d — наружный и внутренний диаметры трубы соответственно.

При подборе труб необходимо исходить из условия $p'_p \leq p_{кв}/a_b$, где a_b — коэффициент запаса прочности на внутреннее давление.

13.5. ТИПЫ КОНСТРУКЦИЙ ЗАБОЕВ СКВАЖИН

Создание рациональной конструкции забоя скважин — это обоснование его наружного и внутреннего диаметров, выбор типа фильтра, обоснование (констатация) характера сообщения ствола скважины с продуктивным пластом с учетом результатов исследования механизма проявления горного давления в ПЗП и разрушения коллектора при движении флюида пласта.

Создание рациональной конструкции забоя скважин предусматривает сочетание элементов крепи скважины в интервале продуктивного пласта, обеспечивающих устойчивость ствола, разобщение пластов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные и геофизические работы, а также длительную эксплуатацию скважин при оптимальном дебите. Иными словами, в понятие конструкции забоя скважины входит набор технико-технологических решений по оборудованию забоя и призабойной зоны скважин, обеспечивающих связь с пластом, при которых скважина будет работать с оптимальным (или максимальным) дебитом, а ПЗП, не разрушаясь (или при минимальном разрушении), позволяла бы работать длительное время без ремонта.

Определяющими факторами при выборе конструкции забоя и ее параметров являются тип и степень однородности продуктивного пласта, его проницаемость, устойчивость пород ПЗП, а также наличие или отсутствие близко расположенных по отношению к коллектору горизонтов с высоким или низким давлением водонефтяного контакта или газовой шапки.

По геологическим условиям залегания нефтегазовой залежи, типу коллектора и свойствам пород продуктивного пласта выделяют четыре основных вида объектов эксплуатации:

1) коллектор однородный, прочный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; близкорасположенные напорные водоносные (газонасные) горизонты и подошвенные воды отсутствуют;

2) коллектор однородный, прочный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа; у кровли пласта имеется газовая шапка или близкорасположенные напорные объекты;

3) коллектор неоднородный, порового, трещинного, трещинно-порового или порово-трещинного типа, характеризующийся чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газосодержащих пропластков с различными пластовыми давлениями;

4) коллектор слабосцементированный, поровый, высокой пористости и проницаемости, с нормальным или низким пластовым давлением; при его эксплуатации происходит разрушение пласта с выносом песка.

Однородным считается пласт, литологически однотипный по всей толщине, который имеет примерно одинаковые фильтрационные показатели и пластовые давления в пропластках, насыщен газом, нефтью или водой. Пределы изменения коэффициента проницаемости k для однородного пласта не должны выходить за границы одного из следующих шести классов:

$$k > 1,0 \text{ мкм}^2; \quad k = 0,05 \div 0,1 \text{ мкм}^2;$$

$$k = 0,5 \div 1,0 \text{ мкм}^2; \quad k = 0,01 \div 0,05 \text{ мкм}^2;$$

$$k = 0,1 \div 0,5 \text{ мкм}^2; \quad k = 0,001 \div 0,01 \text{ мкм}^2.$$

Если пласт расчленен пропластками с изменяющейся (в каждом из шести классов) проницаемостью, имеет подошвенные воды, газовые шапки или чередование газоводонефтенасыщенных пропластков с различными пластовыми давлениями, то он считается неоднородным.

Прочными коллекторами называют те, которые сохраняют устойчивость и не разрушаются под воздействием фильтрационных и геостатических нагрузок. Оценка устойчивости пород в ПЗП — процесс весьма

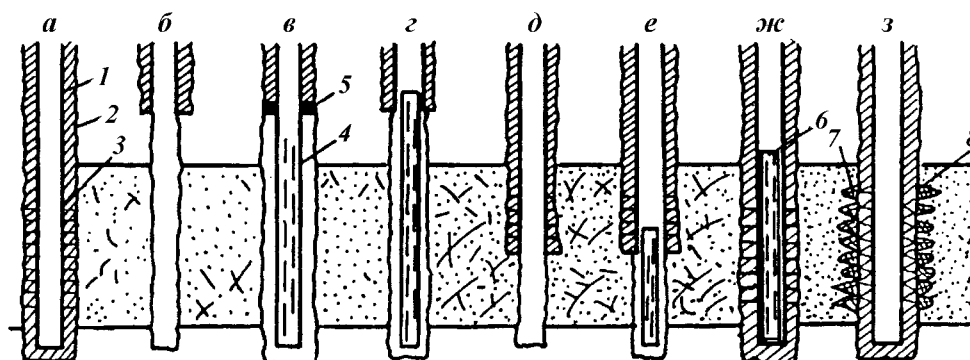


Рис. 13.5. Типы конструкций забоев скважин:

1 – эксплуатационная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – перфорационные отверстия; 4 – перфорированный (на поверхности) фильтр; 5 – пакер типа ПДМ конструкции ВНИИБТ; 6 – пакерный фильтр; 7 – зона разрушения в слабоцементированном пласте; 8 – проницаемый тампонажный материал

сложный и полностью не регламентированный результатами исследовательских работ. Для случая эксплуатации скважин открытым забоем наиболее обоснованной, по нашему мнению, является методика, разработанная Н.М. Саркисовым и др.

Слабосцементированными коллекторами считают такие пласты, породы которых при эксплуатации скважин выносятся на поверхность вместе с флюидом. Здесь важно выдерживать депрессию на пласт в расчетных пределах. С точки зрения пластовых давлений коллекторы могут быть подразделены на три группы: $\text{grad } p_{\text{пл}} > 0,1 \text{ МПа}/10 \text{ м}$; $\text{grad } p_{\text{пл}} = 0,1 \text{ МПа}/10 \text{ м}$; $\text{grad } p_{\text{пл}} < 0,1 \text{ МПа}/10 \text{ м}$.

Пласт является высокопроницаемым, если значения коэффициента поровой ($k_{\text{п}}$) или трещинной ($k_{\text{т}}$) проницаемости соответственно более 0,1 и 0,01 мкм².

Если напорный горизонт находится на расстоянии менее 5 м от продуктивного пласта, он считается близкорасположенным. Это условная характеристика расстояния, взятая из опыта.

Для оценки коллекторов по размеру песчаных зерен пласты разделяются по фракционному составу на мелко-, средне- и крупнозернистые с размером частиц соответственно 0,10 – 0,25; 0,25 – 0,50 и 0,50 – 1,0 мм.

Конструкции забоев скважин существенно различаются в зависимости от геологических условий, технических возможностей и производственного опыта в соответствующих организациях.

Наиболее часто применяют следующий тип конструкции: эксплуатационная колонна (хвостовик) спускается в ствол скважины в продуктивном пласте, цементируется, перфорируется, хотя на практике апробированы следующие четыре типа конструкций (рис. 13.5).

1. Конструкция ПЗП с закрытым забоем. В этом случае продуктивный пласт (пласты) перекрывается сплошной колонной или хвостовиком с последующими цементированием и перфорацией (рис. 13.5, а).

2. Конструкция ПЗП с открытым забоем. Продуктивный пласт (пласты) остается незацементированным, обсаживается либо не обсаживается фильтром (рис. 13.5, б, в, г).

3. Конструкция ПЗП смешанного типа. Нижняя часть продуктивного горизонта остается открытой (или обсаженной фильтром), а верхняя перекрывается обсадной колонной (хвостовиком) с последующими цементированием и перфорацией (рис. 13.5, *д*, *е*).

4. Конструкция ПЗП для предотвращения выноса песка. Против продуктивного пласта устанавливают забойные фильтры (рис. 13.5, *ж*) различных типов или используют проницаемый тампонажный материал (рис. 13.5, *з*).

13.6. ТЕХНОЛОГИЯ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН ОБСАДНЫМИ КОЛОННАМИ

Способы спуска обсадной колонны

Обсадную колонну составляют из труб на муфтовых, безмуфтовых резьбовых или сварных соединениях и спускают в скважину в один прием от забоя и до устья или отдельными секциями с разрывом во времени крепления ствола.

Способ спуска колонн и порядок спуска секции зависят от геологических, технических и технологических условий проводки скважины:

назначения обсадной колонны;

глубины спуска;

конфигурации ствола скважины в интервале спуска предыдущей колонны и объема работ в ней;

техники и технологии бурения в обсаженной скважине до спуска проектируемой колонны;

давления высоконапорных горизонтов и градиента гидроразрыва пластов, перекрываемых колонной;

гидравлической мощности бурового оборудования, ограничивающей возможности углубления скважин на больших глубинах при значительных гидравлических потерях в циркуляционной системе.

Спуск обсадной колонны в один прием от забоя до устья скважин используется при следующих условиях:

а) для крепления скважин, стволы которых достаточно устойчивы и не осложняются в течение трех-четырех суток при оставлении их без промывки, т.е. за время, необходимое для производства комплекса работ от последней промывки до окончания спуска обсадной колонны;

б) при общей массе обсадной колонны, не превышающей грузоподъемности бурового оборудования, вышки, талевого системы;

в) при наличии ассортимента обсадных труб по маркам стали и толщинам стенок, соответствующих данным прочностного расчета обсадной колонны;

г) при креплении стволов скважин кондукторами и эксплуатационными колоннами.

При разработке конструкций глубоких скважин должны использоваться безмуфтовые резьбовые или сварные обсадные колонны, которые позволяют усовершенствовать конструкции многоколонных скважин, осуществлять крепление стволов при малых кольцевых зазорах, значительно увеличивать проектные глубины бурящихся скважин и изолировать интервалы осложнений, крепление которых не было предусмотрено первоначальным проектом работ.

Использование сварных эксплуатационных колонн в газовых скважинах обеспечивает и гарантирует их герметичность.

Спуск обсадных колонн секциями необходим при следующих условиях:

а) если призабойная зона не промывается в течение полутора-двух суток и при этом происходят осложнения с потерей проходимости обсадных труб в скважину без проработки ствола (осыпи, сужения, нарастание толстых глинистых корок, выпучивание или пластическое течение горных пород и др.);

б) если необходимо закрепить скважину обсадной колонной большого диаметра на значительную глубину;

в) при необходимости подъема тампонажного раствора на большую высоту при наличии поглощающих пластов или пластов с низким градиентом гидроразрыва;

г) когда с целью сохранения верхней части обсадной колонны от протирания в процессе бурения верхнюю секцию необходимо спускать в скважину перед вскрытием напорных горизонтов либо при протирании предыдущей колонны в верхней ее части;

д) если отсутствуют обсадные трубы с прочностной характеристикой, соответствующей расчетным данным по страгивающим условиям.

Крепление стволов скважин с использованием секционного спуска обсадных колонн позволяет:

перекрывать интервалы осложнений на больших глубинах с минимальной затратой времени от конца последней промывки до начала цементирования;

надежно изолировать два или более продуктивных горизонта скважин с высоким пластовым давлением или какие-либо осложненные интервалы, разделенные между собой мощной устойчивой толщей горных пород;

применять комбинированный бурильный инструмент, в результате чего увеличивается прочность бурильной колонны, снижаются гидравлические сопротивления при прокачке промывочной жидкости в трубах, обеспечивается эффективность буровых работ и возможность углубления скважины на большую глубину;

экономить металл в результате использования обсадных труб с меньшими толщинами стенок по сравнению со сплошными колоннами, а также использовать трубы с пониженными прочностными характеристиками.

Длину первой секции обсадной колонны выбирают из геологических требований перекрытия интервала осложнений в минимально возможное время и из условий прочности верхних труб секции на растягивающую нагрузку.

В случае установки головы секции в открытом стволе местоположение устройства для стыковки секций выбирают с учетом данных каверно- и профилометрии на номинальном по диаметру участке ствола скважины. При перекрытии высоконапорных горизонтов и наличии заколонных проявлений над головой спущенной секции необходимо наращивать последующую секцию обсадной колонны с применением герметизирующих заколонных устройств.

Промежуточные обсадные колонны могут быть нескольких видов:

сплошные — перекрывающие весь ствол скважины от забоя до ее устья независимо от крепления предыдущего интервала;

хвостовики — для крепления только необсаженного интервала скважины с перекрытием предыдущей обсадной колонны на некоторую величину;

потайные колонны — специальные промежуточные обсадные колонны, служащие только для перекрытия интервала осложнений и не имеющие связи с предыдущими или последующими обсадными колоннами.

Секционный спуск обсадных колонн и крепление скважин хвостовиками возникли, во-первых, как практическое решение проблемы спуска тяжелых обсадных колонн и, во-вторых, как решение задачи по упрощению конструкции скважин, уменьшению диаметра обсадных труб, а также зазоров между колоннами и стенками скважины, сокращению расхода металла и тампонирующих материалов, увеличению скорости бурения и снижению стоимости буровых работ.

Обсадные трубы к спуску в скважину готовят централизованно на трубных базах или непосредственно на буровых. Доставленные на скважину обсадные трубы должны иметь заводские сертификаты и маркировку, подтверждающие их соответствие требованиям стандартов. Перевозить обсадные трубы необходимо на специально оборудованных сухопутных, водных или воздушных транспортных средствах с разгрузкой их подъемным краном или другими способами, исключая сбрасывание труб или перетаскивание их волоком. Все обсадные трубы, предназначенные для крепления скважины, на буровой необходимо подвергнуть внешнему осмотру. На наружной поверхности труб не должно быть вмятин, раковин, трещин и других повреждений.

Кривизна трубы (стрела прогиба), измеряемая на середине трубы, не должна превышать 1/2000 длины трубы. Кривизна концевых участков трубы, равных 1/3 длины трубы, не должна превышать 1,3 мм на 1 м.

Конусность резьбы по наружному диаметру ниппельной части трубы и по внутреннему диаметру муфты следует проверять гладкими калибрами. Ширина пластинчатого щупа, применяемого для этой цели, должна быть не более 5 мм.

Допустимые отклонения (в мм) от номинальных размеров резьбы по конусности (отклонения от разности двух диаметров на длине резьбы 100 мм) не должны превышать:

Для ниппеля.....	+0,36—0,22
Для муфты.....	+0,22—0,36

Резьбы муфт и труб, а также подготовленные под сварку концы труб должны быть гладкими, без заусенцев и других дефектов.

Соответствие внутреннего диаметра трубы номинальному d необходимо проверять с помощью жесткого цилиндрического шаблона:

Условный диаметр обсадной колонны, мм.....	114—219	245—340	407—508
Длина шаблона, мм.....	150	300	300
Наружный диаметр шаблона, мм.....	$d-3$	$d-4$	$d-5$

Обсадные трубы, подлежащие спуску в скважину, должны быть подвергнуты (на трубной базе или непосредственно на буровой) гидравлическому испытанию на внутреннее давление в соответствии с требованиями действующих инструкций. Трубы, которые не выдержали испытаний, следует отбраковывать.

Оборудование. Технологическая оснастка обсадных колонн

Под понятием «технологическая оснастка обсадных колонн» подразумевается определенный набор устройств, которыми оснащают обсадную колонну, чтобы создать условия для повышения качества процессов ее спуска и цементирования в соответствии с принятыми способами крепления скважин. Поэтому применение технологической оснастки при креп-лении скважин обязательно.

Изделия технологической оснастки одного наименования имеют не-сколько конструктивных модификаций, отличающихся друг от друга прин-ципом действия.

Количество типов и размеров оснастки в зависимости от условий при-менения и диаметров обсадных колонн образует более 250 типоразмеров.

Головки цементировочные

Головки цементировочные относятся к оснастке обсадных колонн и предназначены для создания герметичного соединения обсадной колонны с нагнетательными линиями цементировочных агрегатов. В зависимости от конструктивного исполнения они могут применяться при цементировании различными способами.

В настоящее время серийно выпускаются головки типов ГЦК, ГУЦ по ТУ 39-1021 – 85 и ГЦУ по ТУ 39-921 – 84. Высота цементировочных головок обоих типов позволяет размещать их в подъемных стропах талевого систе-

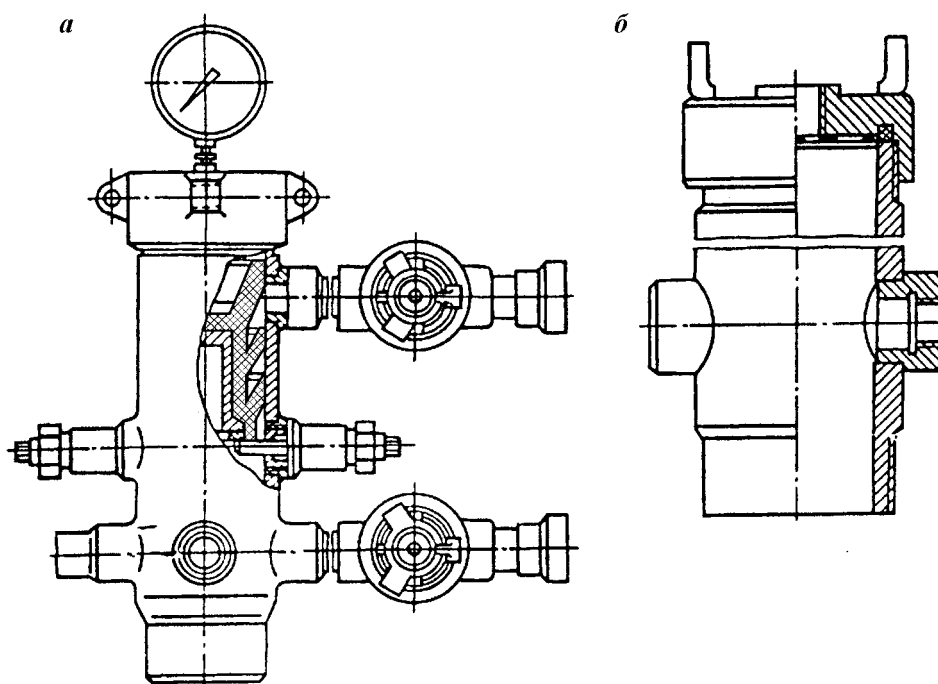


Рис. 13.6. Головки цементировочные:
а – типа ГУЦ; *б* – типа ГЦК

Таблица 13.6

Параметры цементировочных головок типа ГУЦ

Шифр головки	$p_{\text{раб}}$, МПа	Диаметр колонны, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
			длина	ширина	высота	
ГУЦ 140-168×400	40,0	140 146 168	1148	1148	875	305
ГУЦ 178-194×320	32,0	178 194	1190	1190	935	325
ГУЦ 219-245×320	32,0	219 245	1225	1225	970	365
ГУЦ 273-299×250	25,0	273 299	1270	1270	1060	375
ГУЦ 324-340×100	10,0	324 340	1320	1320	1100	410

Таблица 13.7

Параметры головок типа ГЦУ

Параметр	Шифр головки					
	ГЦУ-140-146	ГЦУ-168	ГЦУ-245	ГЦУ-273	ГЦУ-324	ГЦУ-340
Условный параметр, мм	140 – 146	168	245	273	324	340
Максимальное рабочее давление, МПа	40	40	32	25	10	10
Максимальная длина пробок, устанавливаемых в головку, мм	430	430	515	647	655	665
Внутренний диаметр головки, мм	130	144	209	245	295	305
Число соединительных боковых отводов	3	3	3	3	3	3
Высота головки, мм	865	870	1050	1145	1180	1190
Монтажная база напорных трубопроводов, мм	1100	1150	1205	1220	1285	1285
Масса, кг	188	237	337	353	462	446

мы и при соответствующем оснащении использовать при цементировании с расхаживанием обсадной колонны.

Головки цементировочные типа ГУЦ (рис. 13.6, а) (табл. 13.6) поставляются с кранами высокого давления. При установке на устье скважины верхние разделительные пробки в эти головки закладываются заранее, так что отпадает необходимость разборки этой головки после закачивания тампонажного раствора, как это делается в случае применения цементировочных головок типа ГЦК (рис. 13.6, б).

Последние изготавливаются размерами 377 и 426 мм на давление соответственно 6,4 и 5,0 МПа. При цементировании с применением цементировочной головки типа ГЦК после окончания нагнетания тампонажного раствора и промывки линии отвинчивают крышку, опускают в корпус головки ниже патрубков цементировочную пробку, завинчивают крышку и начинают продавливать тампонажный раствор.

Универсальные цементировочные головки типа ГЦУ (рис. 13.7) (табл. 13.7) предназначены для обвязки обсадных колонн на устье скважины, зарядки нижней разделительной пробки в колонну, а также для размещения верхней (продавочной) разделительной пробки при цементировании скважин и управления ее пуском.

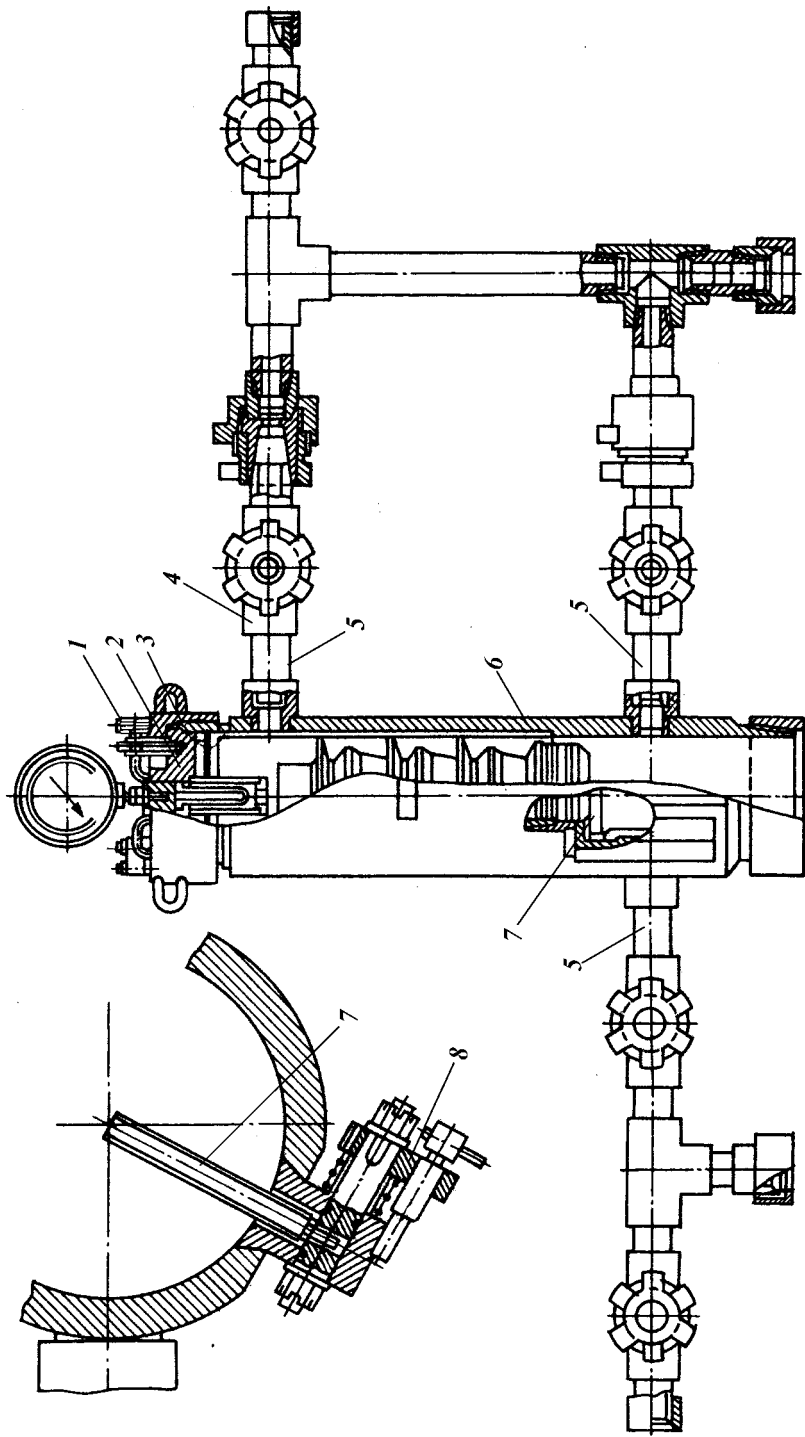


Рис. 13.7. Универсальная цементирующая головка типа ПГУ:
 1 — съемник; 2 — крышка; 3 — гайка; 4 — гайка; 5 — присоединительные линии; 6 — корпус; 7 — фиксатор пробки; 8 — указатель начала движения пробки

Универсальность головок типа ГЦУ заключается в том, что они позволяют цементировать обсадные колонны в подвешенном на буровом крюке состоянии, а также с одновременным расхаживанием их. Кроме того, головки типа ГЦУ имеют сигнализатор начала движения разделительной пробки, более просты в обслуживании, предотвращают наличие остаточных давлений над разделительной пробкой после закачки тампонажного раствора в колонну.

Разделительные пробки

Разделительные пробки предназначены для предотвращения смешивания тампонажного раствора с буровым раствором и продавочной жидкостью при цементировании, а также для получения сигнала о посадке пробки на стоп-кольцо, свидетельствующего об окончании процесса продавливания тампонажного раствора в затрубное пространство скважины. Используются несколько типов пробок, каждый из которых предназначен для выполнения различных функций.

Пробки продавочные верхние типа ПП (рис. 13.8) предназначены для разделения тампонажного раствора при его продавливании в затрубное пространство скважин от продавочной жидкости. Существует модификация пробок, у которых в верхней части корпуса на внутренней поверхности нарезана резьба для заглушки. Без заглушки эта пробка может быть использована как секционная. Основные параметры этих пробок приведены в табл. 13.8.

Пробки разделительные двухсекционные типа СП (рис. 13.9) предназначены для цементирования потайных колонн и секций обсадных колонн, спускаемых частями. В процессе цементирования при продавливании тампонажного раствора верхняя секция пробки движется внутри бурильных труб, разделяя продавочную жидкость и тампонажный раствор, до тех пор пока не достигнет нижней секции пробки, установленной на штифтах на торце верхней трубы обсадной колонны, затем, перекрыв отверстие в нижней секции пробки, под действием возникающего давления движется вместе с ней до посадки на стоп-кольцо. Пробки типа СП изготавливают по ТУ 39.207–76 для обсадных колонн следующих диаметров: 114–140, 146, 168, 178–194, 219–245, 273–299, 324–351, 377 и 407–426 мм.

Пробки разделительные нижние типа ПЦН (рис. 13.10) разработаны в

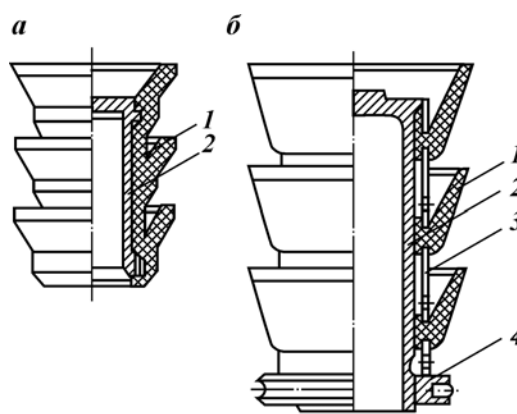


Рис. 13.8. Пробки продавочные верхние типа ПП:

a – с пригуммированными резиновыми манжетами; *б* – с наборными резиновыми манжетами; 1 – резиновые манжеты; 2 – алюминиевый корпус; 3 – дистанционная втулка; 4 – стяжная гайка

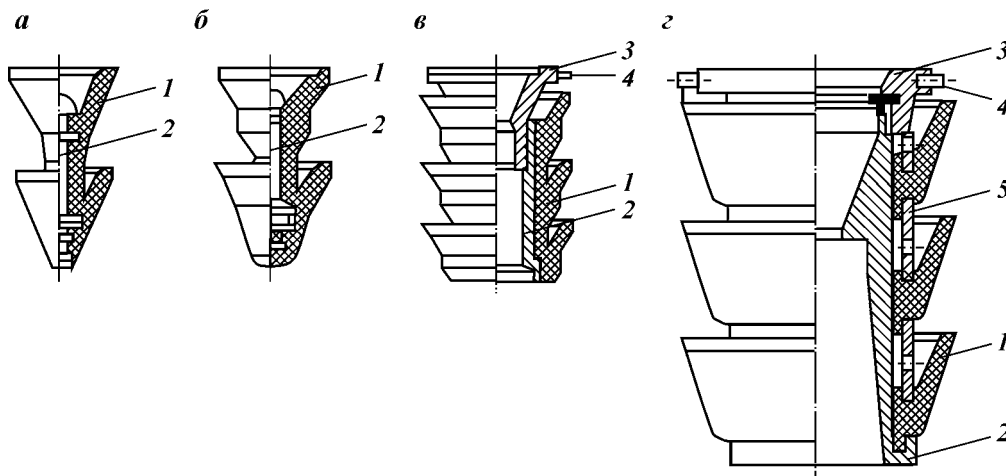
Таблица 13.8

Параметры пробок типа ПП

Параметр	Шифр пробки			
	ПП-114×146	ПП-146×168	ПП-178×194	ПП-219×245
Диаметр спускаемых обсадных труб, мм	114 – 146	146 – 168	178 – 194	219 – 245
Уплотняемые диаметры (внутренний диаметр обсадных труб), мм:				
максимальный	130	154	180	230
минимальный	96	124	154	195
Максимальный допустимый перепад давления, МПа	6,0	6,0	6,0	6,0
Габаритные размеры, мм:				
диаметр	136	158	185	236
высота	227	205	225	320
Масса, кг	3,8	5,2	6,6	13,2

Продолжение табл. 13.8

Параметр	Шифр пробки			
	ПП-273×299	ПП-324×351	ПП-377	ПП-407×426
Диаметр спускаемых обсадных труб, мм	273 – 299	324 – 351	377	407 – 426
Уплотняемые диаметры (внутренний диаметр обсадных труб), мм:				
максимальный	282	331	359	406
минимальный	249	301	353	382
Максимальный допустимый перепад давления, МПа	4,5	4,5	3,0	3,0
Габаритные размеры, мм:				
диаметр	285	335	364	410
высота	365	415	560	620
Масса, кг	16,8	25	59	7,5

**Рис. 13.9. Пробки разделительные двухсекционные типа СП:**

a, б – верхняя секция пробок для бурильных труб; *в, г* – нижняя секция пробок для обсадных труб; *1* – резиновые манжеты; *2* – корпус; *3* – седло; *4* – срезные калибровочные штифты; *5* – дистанционная втулка

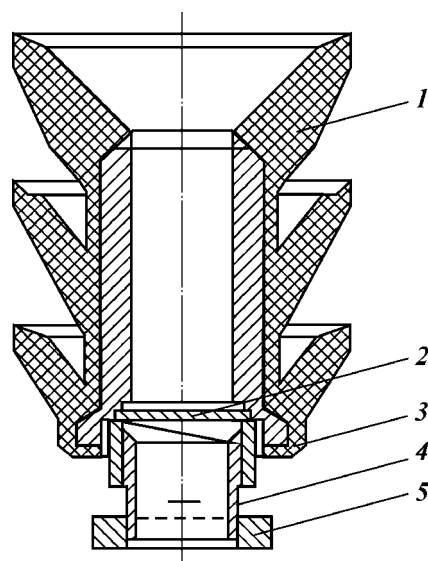


Рис. 13.10. Пробки разделительные нижние типа ПЦН:
 1 – резиновые манжеты с сердечником; 2 – жестяная мембрана; 3 – гайка; 4 – кольцевой нож; 5 – упорное кольцо

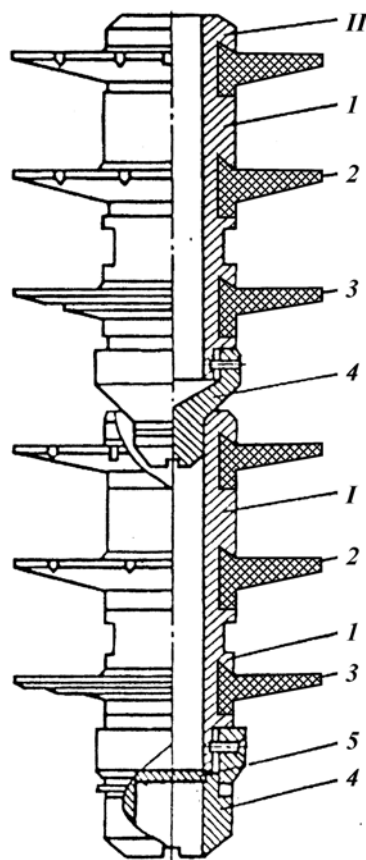


Рис. 13.11. Комплект разделительных пробок типа КРП:
 I – нижняя; II – верхняя

б. ВНИИКРнефти на базе пробки ПВЦ. Отличительной особенностью их является наличие сквозного отверстия в сердечнике, в нижней части которого устанавливается мембрана из жести, закрепленная гайкой. Внутри нее установлен подвижной кольцевой нож с упорным кольцом.

Такие пробки используют для разделения буферной жидкости или бурового раствора с тампонажным. Нижнюю пробку устанавливают в цементировочной головке ниже верхней пробки или в верхней трубе обсадной колонны перед подачей в нее буферной жидкости или тампонажного раствора. При нагнетании жидкости пробка движется вниз в обсадной колонне до упора на стоп-кольцо или опорную поверхность обратного клапана типа ЦКОД, после чего, вследствие возрастания давления в колонне, ее корпус с манжетами и мембраной смещается на кольцевой нож, который подрезает мембрану. Под действием потока жидкости мембрана отгибается, образуя канал, по которому жидкость поступает в затрубное пространство скважины.

Комплект разделительных пробок типа КРП (рис. 13.11) разработан в б. ВНИИКРнефти, применяется для разделения буферной жидкости, тампонажного и бурового растворов и облегчения герметичной посадки на упорное кольцо клапана типа ЦКОД при цементировании. Комплект состоит из двух частей: нижней пробки, устанавливаемой в обсадную колонну, и

Таблица 13.9

Параметры пробок типа КРП

Параметр	Шифр пробки		
	КРП-140-146	КРП-168	КРП-178
Условный диаметр, мм	140 – 146	168	178
Диаметр манжет пробок, мм	143	164	174
Перепад давления, выдерживаемого верхней пробкой и комплектом на упорном кольце, МПа	10,0	10,0	10,0
Давление срабатывания диафрагмы при посадке на упорное кольцо, МПа	1,2	1,2	1,2
Рабочая температура, °С, не более	130	130	130
Длина пробки, мм, не более	315/335*	350/360	350/360
Масса комплекта, кг, не более	4,55	6,0	6,13
Наименьший допустимый диаметр сужения в обсадной колонне, мм, не менее	88	106	111

* В числителе дана длина нижней пробки, в знаменателе – верхней.

верхней пробки, устанавливаемой в цементировочную головку. Каждая пробка содержит полый, легко разбуриваемый корпус 1, наконечники из алюминиевого сплава 4 и резиновые манжеты 2, 3. Нижняя пробка имеет разрушаемую диафрагму 5. Нижние манжеты 3 пробок имеют канавки с заостренными кромками и служат для очистки стенок обсадной колонны от остатков вытесняемой жидкости. Манжеты 2 имеют по периферии треугольные вырезы и, кроме разделения жидкостей, служат также для центрирования пробки по оси обсадной колонны.

При остановке нижней пробки на упорном кольце под действием избыточного давления ее диафрагма разрывается на отдельные лепестки, открывая таким образом канал для прохождения тампонажного раствора. Верхняя пробка при посадке на нижнюю, благодаря наличию уплотняющего элемента, позволяет обеспечить герметичность соединения. Конструктивное исполнение пробок предотвращает их всплытие в случае отказа обратного клапана.

Основные параметры пробок приведены в табл. 13.9.

Клапаны обратные

Клапаны обратные дроссельные типа ЦКОД (рис. 13.12) предназначены для непрерывного самозаполнения буровым раствором обсадной колонны при спуске ее в скважину, предотвращения обратного движения тампонажного раствора из заколонного пространства и для упора разделительной цементировочной пробки. Шифр ЦКОД обозначает: Ц – цементировочный, К – клапан, О – обратный, Д – дроссельный. Добавление в шифре «М» означает модернизацию типоразмера клапана.

Клапаны ЦКОД-1 (табл. 13.10) изготавливают по ТУ 39-01-08-281–77 для обсадных колонн диаметрами 114–194 мм, а клапаны ЦКОД-2 (табл. 13.11) – по ТУ 39-01-08-281–77 для обсадных колонн диаметрами 219–426 мм.

Кроме клапанов типа ЦКОД имеются другие обратные клапаны: тарельчатые, шаровые, с шарнирной заслонкой и т.д. Обратные клапаны устанавливают либо в башмаке колонны, либо на 10–20 м выше него.

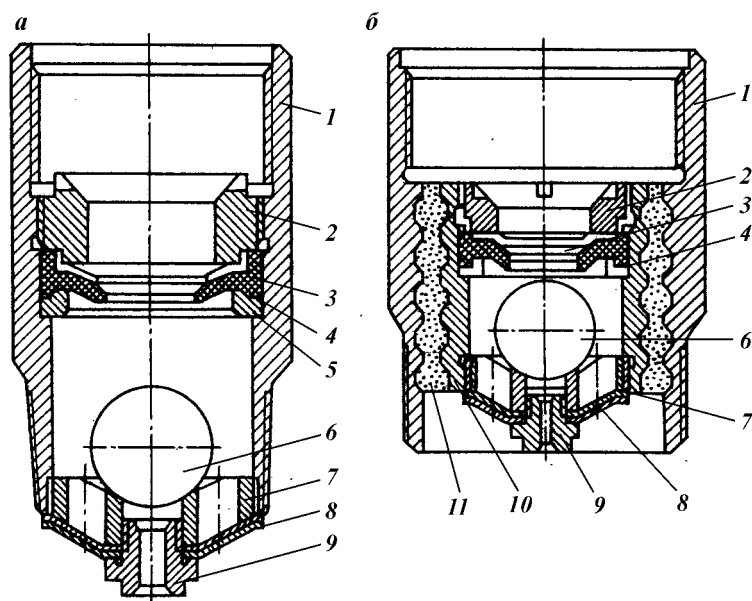


Рис. 13.12. Клапаны обратные ЦКОД-1 (а) и ЦКОД-2(б):
 1 – корпус; 2 – нажимная гайка; 3 – набор резиновых шайб; 4 – резиновая диафрагма; 5 – опорное кольцо; 6 – шар; 7 – ограничительное кольцо; 8 – резиноканевая мембрана; 9 – дроссель; 10 – чугунная втулка; 11 – бетонная или пластмассовая подвеска

Клапаны типа ЦКОД спускают в скважину с обсадной колонной без запорного шара, который прокачивают в колонну после ее спуска на заданную глубину. Шар, проходя через разрезные шайбы и диафрагму, занимает рабочее положение.

При спуске секций обсадных колонн с обратным клапаном типа ЦКОД

Таблица 13.10

Параметры обратных клапанов ЦКОД-1

Параметр	Шифр клапана			
	ЦКОД-114-1; ЦКОД-114-1- ОТТМ; ЦКОД-114-1- ОТТГ	ЦКОД-127-1; ЦКОД-127-1- ОТТМ; ЦКОД-127-1- ОТТГ	ЦКОД-140-1; ЦКОД-140-1- ОТТМ; ЦКОД-140-1- ОТТГ	ЦКОД-146-1; ЦКОД-146-1- ОТТМ; ЦКОД-146-1- ОТТГ
Условный диаметр клапана, мм	114	127	140	146
Максимальное рабочее давление, МПа	15	15	15	15
Максимальная допустимая температура, °С	200	200	200	200
Диаметр шара, мм	45	45	76	76
Диаметр отверстия в дросселе, мм	10	Регулируем 4–14	14	14
Наружный диаметр клапана, мм	133	146	159	166
Длина клапана, мм	288/355*	330/365	344/370	344/370
Масса клапана, кг	11/12,3*	14/14,9	16,7/17,8	19,4/20,9

Продолжение табл. 13.10

Параметр	Шифр клапана		
	ЦКОД-168-1; ЦКОД-168-1-ОТТМ; ЦКОД-168-1-ОТТГ	ЦКОД-178-1; ЦКОД-178-1-ОТТМ; ЦКОД-178-1-ОТТГ	ЦКОД-194-1; ЦКОД-194-1-ОТТМ; ЦКОД-194-1-ОТТГ
Условный диаметр клапана, мм	168	178	194
Максимальное рабочее давление, МПа	15	15	15
Максимальная допустимая температура, °С	200	200	200
Диаметр шара, мм	76	76	76
Диаметр отверстия в дросселе, мм	14	20	20
Наружный диаметр клапана, мм	188	198	216
Длина клапана, мм	344/370*	325/368	318/330
Масса клапана, кг	24,4/25,8*	29,5/30,7	32/33,7

*В знаменателе приведены значения параметров клапанов с резьбой ОТТГ.

Таблица 13.11

Параметры обратных клапанов ЦКОД-2

Параметр	Шифр клапана				
	ЦКОД-219-2; ЦКОД-219-2-ОТТМ; ЦКОД-219-2-ОТТГ	ЦКОД-245-2; ЦКОД-245-2-ОТТМ; ЦКОД-245-2-ОТТГ	ЦКОД-237-2; ЦКОД-273-2-ОТТМ; ЦКОД-273-2-ОТТГ	ЦКОД-292-2; ЦКОД-292-2-ОТТМ	ЦКОД-324-2; ЦКОД-324-2-ОТТМ
Условный диаметр клапана, мм	219	245	273	292	324
Максимальное рабочее давление, МПа	10	10	7,5	7,5	7,5
Наружный диаметр клапана, мм	245	270	299	324	351
Длина клапана, мм	318/350*	365/420	340/387	345	350
Масса клапана, кг	39/41,5*	57,2/58,6	58,6/60	66,3	76,5

Продолжение табл. 13.11

Параметр	Шифр клапана				
	ЦКОД-340-2; ЦКОД-340-2-ОТТМ	ЦКОД-351-2	ЦКОД-377-2	ЦКОД-407-2	ЦКОД-426-2
Условный диаметр клапана, мм	340	351	371	407	426
Максимальное рабочее давление, МПа	7,5	5,0	5,0	5,0	5,0
Наружный диаметр клапана, мм	365	376	402	432	451
Длина клапана, мм	350	365	370	374	380
Масса клапана, кг	82	86,4	96	105	115

*В знаменателе приведены значения параметров клапанов с резьбой ОТТГ.

на бурильных трубах, внутренний диаметр которых меньше диаметра шара, последний сбрасывают в колонну перед соединением бурильных труб с секцией. В этом случае последнее самозаполнение колонны с жидкостью исключается.

Верхняя часть клапана внутри имеет опорную торцовую поверхность, которая выполняет функцию стоп-кольца для остановки разделительной цементировочной пробки. Установки упорных колец не требуется.

В шифрах обратных клапанов встречаются аббревиатуры ОТТМ, что означает, что применена трапециевидная резьба, и ОТТГ — высокогерметичное соединение; в клапанах без таких обозначений используется треугольная резьба.

Клапаны для обсадных колонн диаметрами 219—426 мм рассчитаны на применение при температурах, не превышающих 130 °С, но по технически обоснованному требованию потребителя могут быть изготовлены (до диаметра 340 мм включительно) на максимальную допустимую температуру 200 °С. Диаметр шара этих клапанов 76 мм, минимальный диаметр проходного сечения в диафрагме 60 мм, диаметр отверстия в дросселе 20 мм, максимальный расход жидкости через клапаны 60 л/с.

Башмаки колонные

Башмаки колонные типа БКМ (рис. 13.13, *a*) (табл. 13.12) по ОСТ 39-011—87 предназначены для оборудования низа обсадных колонн из труб диаметром 114—508 мм с целью направления их по стволу скважины и защиты от повреждений при спуске в процессе крепления нефтяных и газовых скважин с температурой на забое до 250 °С. Эти башмаки состоят из корпуса с неразъемной насадкой, которая формируется в нем из смеси тампонажного цемента и песка в соотношении 3:1. В корпусе башмака выполнены отверстия с пазами, которые образуют дополнительные каналы циркуляции бурового раствора. В верхней части корпуса имеется резьба, при помощи которой башмак соединяется с нижней обсадной трубой.

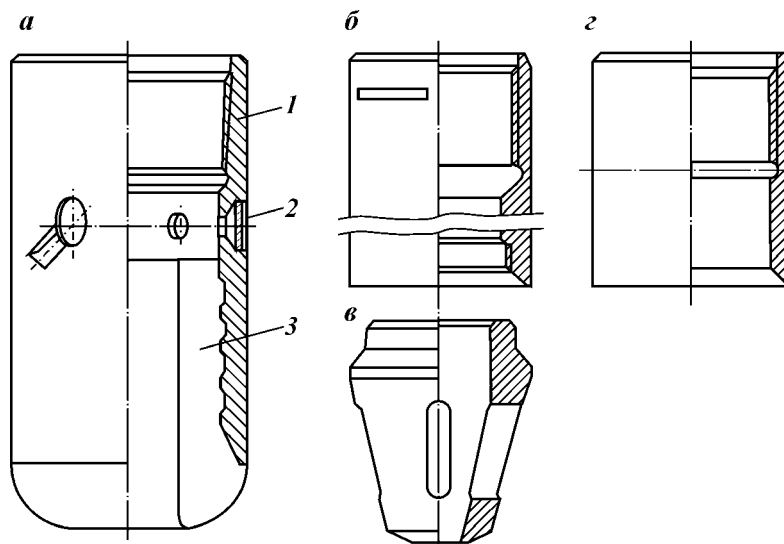


Рис. 13.13. Башмаки колонные:
a — типа БКМ; 1 — корпус; 2 — заглушка; 3 — направляющая насадка; *б* — типа БП с чугунной направляющей насадкой; *в* — направляющая насадка; *z* — типа Б

Таблица 13.12

Параметры башмаков типа БКМ

Условный диаметр обсадной трубы, мм	Диаметр башмака, мм	Высота башмака, мм	Диаметр центрального отверстия, мм	Диаметр отверстия каналов, мм	Число отверстий каналов	Масса, кг, не более
114	133	274	50	12	4	12
127	146	274	60	12	4	13
140	159	296	70	15	6	15
146	166	298	70	15	6	16
168	188	303	80	15	6	20
178	198	330	90	20	6	23
194	216	350	100	20	6	30
219	245	360	110	20	6	38
245	270	378	120	20	8	42
273	290	382	130	20	8	44
299	324	385	150	20	8	46
324	351	390	160	20	8	50
340	365	395	170	20	8	53
351	376	405	180	20	8	58
377	402	405	190	20	8	65
406	432	410	200	20	8	70
426	451	425	220	20	10	78
473	508	425	250	20	10	85
508	533	425	280	20	10	98

Резьба может быть треугольной, трапецидальной (ОТТМ) и высокогерметичной (ОТТГ).

Для обсадных колонн диаметром 351 мм и более иногда используют башмаки с фаской без металлических направляющих насадок, позволяющие исключить разбуривание металла на забое.

В случаях, когда ствол скважины крепят гладкими безмуфтовыми трубами и межколонные зазоры невелики, направляющие насадки крепят к нижней трубе колонны.

При спуске потайных колонн или секций обсадных колонн с проработкой ствола иногда, если это необходимо, направляющие насадки выполняют в виде породоразрушающего наконечника.

Находят также применение башмаки типа БП (рис. 13.13, *в*) с навинчиваемой направляющей чугунной насадкой и типа Б (рис. 13.13, *б*).

Центраторы

Центраторы предназначены для обеспечения концентричного размещения обсадной колонны в скважине в целях достижения качественного разобщения пластов при цементировании. Кроме того, центраторы способствуют облегчению спуска обсадной колонны за счет снижения сил трения между обсадной колонной и стенками скважины, увеличению степени вытеснения бурового раствора тампонажным за счет некоторой турбулизации потоков в зоне их установки, облегчению работ по подвеске потайных колонн и стыковке секций за счет центрирования их верхних концов. Конструктивно центраторы выполняют неразъемными и разъемными, причем предпочтение отдается последним. Обычно центраторы располагают в средней части каждой обсадной трубы.

Рис. 13.14. Центратор:

1 – петлевые проушины; 2 – гвозди; 3 – спиральные клинья; 4 – ограничительные кольца; 5 – пружинные планки; 6 – пазы сегментов

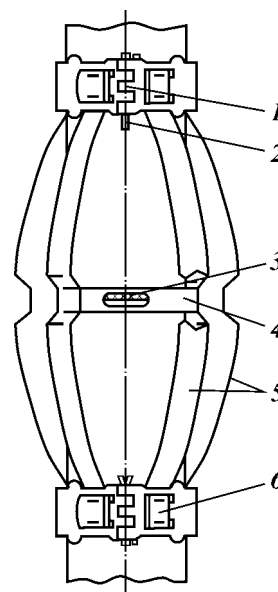


Таблица 13.13

Параметры центраторов ЦЦ-1

Шифр центратора	Максимальная радиальная нагрузка, Н	Число планок	Масса, кг, не более
ЦЦ-1 40/191 – 216-1	7 850	6	9
ЦЦ-1 46/191 – 216-1	7 850	6	9,5
ЦЦ-1 46/222 – 251-1	7 850	6	9,5
ЦЦ-1 68/216 – 245-1	7 850	6	10,5
ЦЦ-1 68/251 – 270-1	7 850	6	10,5
ЦЦ-2 19/270-1	10 456	8	14
ЦЦ-2 45/295 – 320-1	10 450	8	15,0

Примечание. В шифре центратора ЦЦ-1 число перед косой означает диаметр обсадной колонны (в мм), для которой он предназначен; после косой дан интервал диаметров (в мм) скважины, в которую спускают колонну.

В разработке центраторов принимали участие ВНИИБТ и б. ВНИИКР-нефть.

Существуют конструкции центраторов нескольких типов: ФП, ЦПР, ЦЦ, ЦЦ-1 и ЦЦ-2.

Центраторы типа ЦЦ являются модификацией центраторов типа ЦПР. Центраторы ЦЦ-2 благодаря конструктивным особенностям могут применяться и в наклонно направленных скважинах (за счет возможности изменения высоты ограничителя прогиба пружинных планок).

Наибольшее распространение получили центраторы ЦЦ-1 рис. 13.14 (табл. 13.13). Они выпускаются серийно по ТУ 39-01-08-283 – 77.

Скребки

Скребки предназначены для разрушения глинистой корки на стенках скважины, что улучшает сцепление тампонажного цемента с породой. Этот эффект проявления при цементировании скважин с расхаживанием. Скребок корончатый типа СК (рис. 13.15) – разъемный и состоит из корпуса 2, половинки которого соединяются с помощью штыря 3. Рабочие элементы скребков 1 выполнены из пучков стальной пружинной проволоки и прикреплены к корпусу накладками. Скребок комплектуется стопорным кольцом с фиксирующимся на трубе спиральным клином.

Скребок устанавливается таким образом, чтобы рабочие элементы с согнутыми вовнутрь концами были направлены вверх, обеспечивая себе минимальный износ при спуске колонны. При движении обсадной колонны вверх рабочие элементы отгибаются и разрушают глинистую корку на стенке скважины. Скребки устанавливают выше или ниже центрактора.

Турбулизаторы

Турбулизаторы типа ЦТ предназначены для завихрения восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве скважины при цементировании. Как правило, их размещают против границ зон расширения ствола скважины на расстоянии не более 3 м друг от друга.

Турбулизатор (рис. 13.16) (табл. 13.14) состоит из неразъемного корпуса 1 и лопастей 2. Лопасти устанавливаются в пазы, прорезанные в корпусе под углом 35°, и крепятся к корпусу металлическими накладками с помощью точечной сварки. Лопасти могут быть металлическими или резинокордными. На обсадной трубе турбулизатор крепят с помощью спирально-

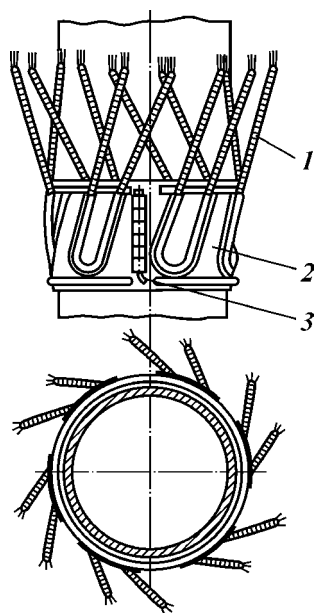


Рис. 13.15. Скребок разъемный типа СК

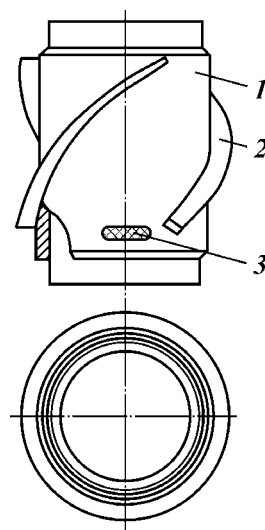


Рис. 13.16. Турбулизатор типа ЦТ

Таблица 13.14

Параметры турбулизаторов типа ЦТ

Шифр турбулизатора	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Длина лопасти, мм	Масса, кг, не более
ЦТ-1 14/151	170	116	95	2,0
ЦТ-1 27/165	186	129	105	2,5
ЦТ-1 40/191	210	142	115	3,0
ЦТ-1 40/216	236	142	115	3,0
ЦТ-1 40/212–216	210	142	115	3,0
ЦТ-1 46/212–216	210	148	120	3,5
ЦТ-1 46/216	236	148	120	3,5
ЦТ-1 68/212–216	210	171	135	4,5
ЦТ-1 68/216	236	171	135	4,5
ЦТ-1 78/245	266	181	145	5,0
ЦТ-1 94/245	266	197	160	6,0
ЦТ-2 19/270	290	222	180	8,0
ЦТ-2 45/295	293	248	200	8,5

Примечание. Для всех типоразмеров число лопастей – 8, а максимальная нагрузка на корпус турбулизатора – 7850 Н.

го клина 3, забиваемого в кольцевую канавку и отверстие, выполненные в утолщенной части корпуса. Разработчик турбулизаторов б. ВНИИКРнефть. Они изготавливаются по ТУ 29-01-08-284 – 77.

Муфты ступенчатого цементирования

При креплении скважин в ряде случаев возникает необходимость подъема тампонажного раствора за обсадными колоннами на значительную высоту (до 3000 м и более). Обеспечить успешность и высокое качество проведения операций при подъеме тампонажного раствора на такую высоту за один прием цементирования не всегда возможно. Применяемое в этих случаях цементирование обсадных колонн с подъемом тампонажного раствора на большую высоту в два приема осуществляется с помощью муфт ступенчатого цементирования.

Муфты ступенчатого цементирования в стволе скважин рекомендуется устанавливать в интервалах устойчивых непроницаемых пород и на участках, где отсутствуют уширения, каверны или желеобразования.

Муфты ступенчатого цементирования МСЦ-1, разработанные в б. ВНИИКРнефти, предназначены для оснащения обсадных колонн диаметром от 140 до 245 мм и проведения процесса цементирования скважин в две ступени как с разрывом во времени, так и без него (рис. 13.17). Муфты ступенчатого цементирования МСЦ-2 используют для оснащения обсадных колонн диаметрами от 273 до 340 мм (рис. 13.18).

Ряд условных диаметров муфт соответствует ряду обсадных труб (ГОСТ 632–80) диаметрами от 140 до 245 мм. Максимальная допустимая рабочая температура не более 100 °С. Избыточное давление, необходимое для срабатывания затворов цементировочных отверстий муфт, составляет 4–8 МПа.

Конструктивно муфта представляет собой полый цилиндрический корпус с присоединительными резьбами на концах и смонтированную на его внешней поверхности обойму, образующую на части длины кольцевую полость, в которой размещена с возможностью осевого перемещения заслонка. Внутри корпуса размещены нижняя и верхняя втулки, также

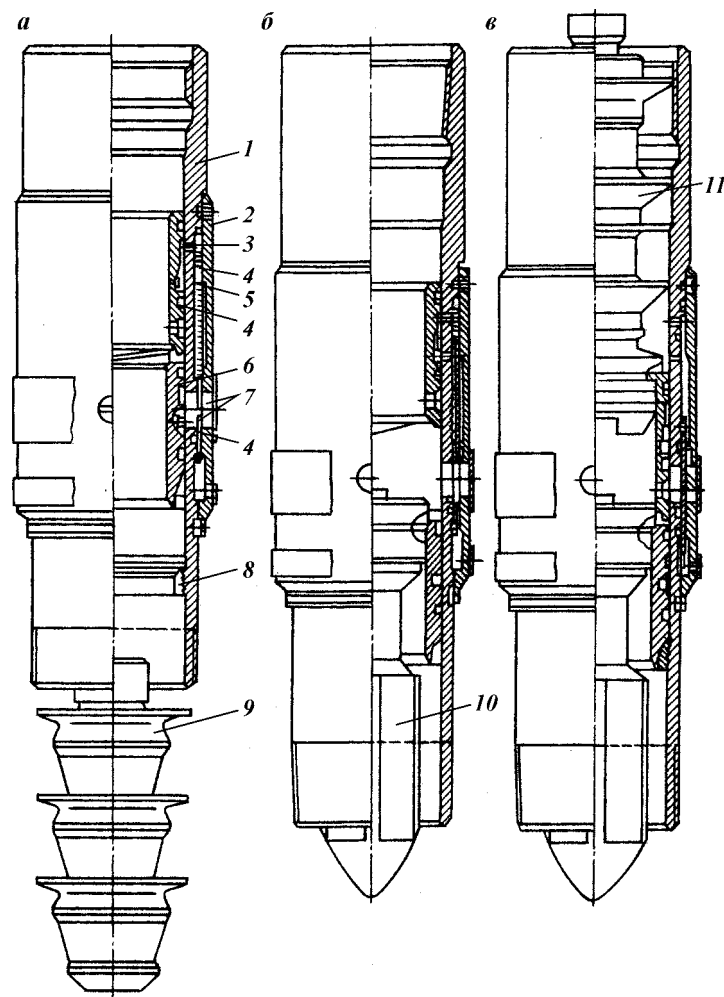


Рис. 13.17. Муфта ступенчатого цементирования МСЦ-1:

а, б, в – различные положения втулки; 1 – корпус; 2 – обойма; 3, 6 – верхняя и нижняя втулки; 4 – срезные винты; 5 – заслонка; 7 – циркуляционное отверстие; 8 – упорное кольцо; 9, 10, 11 – пробки продавочная, падающая и запорная соответственно

имеющие возможность осевого перемещения. В корпусе и обойме имеется несколько соосно расположенных циркуляционных боковых отверстий. В корпусе муфты МСЦ-2 предусмотрены также сквозные пазы, в которых размещены сухари, жестко соединяющие заслонку с верхней втулкой. В исходном положении заслонка и втулки зафиксированы на корпусе с помощью срезных винтов, причем заслонка и верхняя втулка находятся выше циркуляционных отверстий, а нижняя втулка герметично перекрывает циркуляционные отверстия в корпусе.

Эластичные уплотнительные манжеты продавочной и запорной пробок при движении внутри обсадной колонны плотно прижимаются к ее стенкам и надежно отделяют тампонажный раствор от продавочной жидкости.

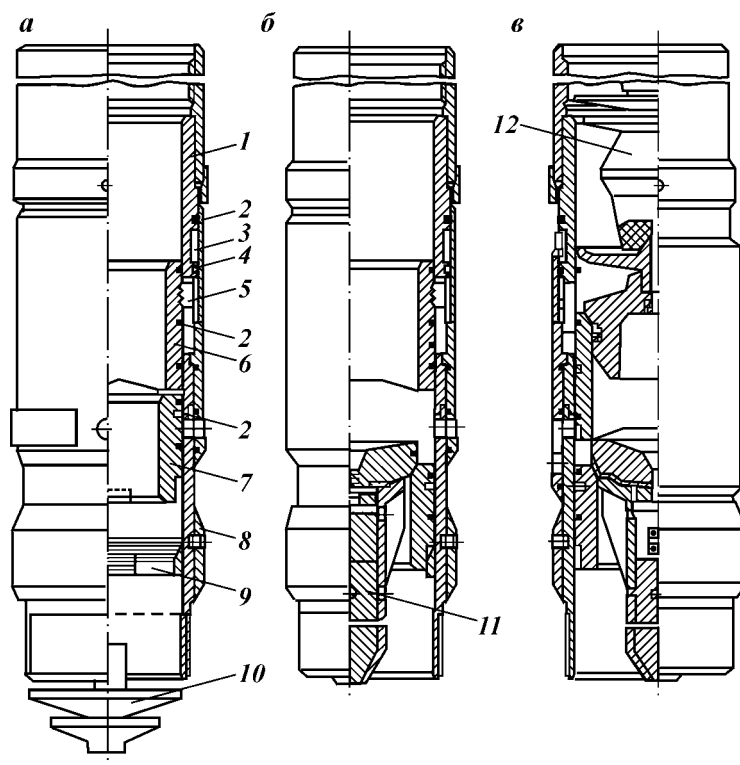


Рис. 13.18. Муфта ступенчатого цементирования МСЦ-2:

а, б, в – различные положения втулки; 1 – корпус; 2 – срезные винты; 3 – стопорное кольцо; 4 – заслонка; 5 – сухарь; 6–7 – верхняя и нижняя втулки; 8, 9 – наружное и внутреннее упорные кольца; 10, 11, 12 – пробки продавочная, падающая и запорная соответственно

Продавочная пробка имеет конусный наконечник с уплотнением для плотной посадки на упорное стоп-кольцо, а запорная пробка – в нижней части конусный пояс с уплотнением для плотной посадки на седло верхней втулки.

Обтекаемая форма падающей пробки и наличие ребер-стабилизаторов ускоряют ее погружение в столбе промывочной жидкости в колонне. В нижней части падающей пробки выполнен конусный пояс с уплотнением для посадки на седло верхней втулки.

Присоединительные резьбы муфты выполняют в соответствии с ГОСТ 632–80 на обсадные трубы и до начала использования муфты защищают от загрязнения и повреждения предохранительными пробками и колпачками.