

Треба також додатково закріпити строп вертлюга від випадіння з отвору гака петлями із джгутів талевого каната, які закріплюють у сергах вертлюга.

Розкручувати сильно закріплені різьбові з'єднання треба після підігріву замків (кисневими горілками або іншими джерелами тепла). За відсутності автоматичних ключів різьбові з'єднання треба розкріпляти машинними ключами з установленням страхуючих канатів.

Кріплення робочого і запобіжного канатів на ключі має запобігати їх роз'єднанню за будь-яких умов роботи.

6. Під час застосування кислотних ванн робітники, які беруть участь у розмішуванні і закачуванні кислоти у свердловину, повинні працювати в костюмах з кислотостійкої тканини, яка виключає пошкодження частин тіла кислотою. Обличчя робітників мають бути захищені маскою, руки — гумовими рукавицями, а ноги — гумовими чобітьми, щільно прикритими холошами (тобто з брюками навипуск).

7. Під час відбивання бурильної колони ротором з піднімального гака мають бути зняті стропи.

8. Для застосування нафтових і кислотних ванн під заливальною головкою або під ведучою трубою встановлюють зворотний клапан.

9. Під час роботи з торпедами з детонувального шнура ТДШ треба керуватися чинними правилами безпеки для вибухових робіт.

Під час ліквідації аварій треба суворо дотримуватися чинних правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості.

8.6.4. ЛОВИЛЬНИЙ ІНСТРУМЕНТ

У процесі буріння свердловини завжди мають бути в наявності такі уловлювальні інструменти:

- уловлювач з комплектом плашок, гумових манжет і воронкою;
- дзвін із воронкою;
- мітчик універсальний з центрувальним пристроєм;
- мітчик спеціальний (калібр);
- уловлювач магнітний з воронкою;
- вибійний фрезер;
- трубоуловлювач для бурильних і обважнених бурильних труб.

Усі інструменти мають бути забезпечені перехідниками для з'єднання з бурильними трубами.

На спеціальних площадках бурових підприємств має бути такий ловильний інструмент: уловлювачі, трубоуловлювачі, дзвони нарізні, дзвони гладкі, мітчики універсальні, мітчики спеціальні, уловлювачі магнітні, трубні пастки, турбіноуловлювачі і гладкі дзвони для підняття турбобурів, йоржі, гідравлічні домкрати, фрезери і металоуловлювачі, випробувач пластів, відхилювач, гачки для відведення, труборізки, хомути лафетні.

Інструмент потрібно укомплектовувати всіма необхідними пристроями, які здатні забезпечити ліквідацію аварії. Діаметр ловильного інструменту має відповідати діаметру бурильної колони, а його зовнішній діаметр має бути на 50—60 мм меншим за діаметр долота.

Під час роботи з будь-яким інструментом у свердловині треба пам'ятати таке: раніше ніж опустити інструмент у свердловину, треба знати, як його звідти підняти у разі нової аварії.

Уловлювач із промиванням (рис. 8.110) призначений для захоплення залишеної у свердловині бурильної колони за трубу або за замок одночасно з промиванням свердловини через захоплену частину бурильної колони. Основні параметри цих уловлювачів наведено в табл. 8.85. Одинарні уловлювачі захоплюють елемент бурильної колони (трубу, замок або муфту) лише за одну ділянку, а здвоєні — за дві ділянки, наприклад, за трубу і за замок.

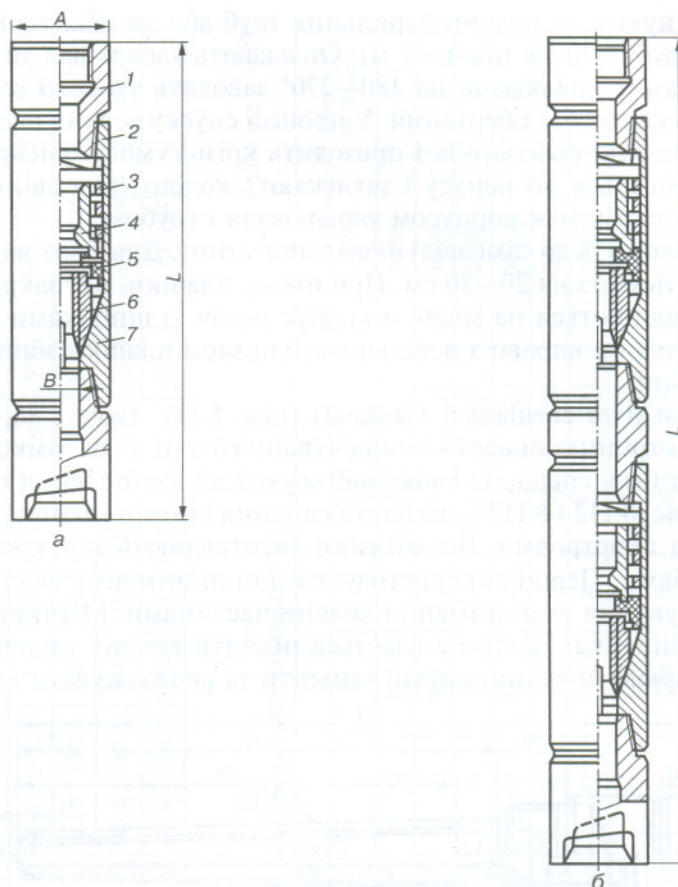


Рис. 8.110. Схеми уловлювачів:
а — одинарний; б — двоєний;

1 — перехідник; 2 — корпус; 3 — спіральна пружина; 4 — натискна втулка; 5 — гумова манжета;
6 — плашки; 7 — воронка

Таблиця 8.85

Технічні характеристики уловлювачів із промиванням

Типорозмір	Діаметр свердловини за долотом, мм	Діапазон зовнішніх діаметрів елементів колон, які можна захоплювати уловлювачем, мм	Розміри уловлювача (див. рис. 8.110), мм					
			А	В	L			
					одинарного	двоєного	для замка ЗШ	для замка ЗН
ЛБП 89/114-175	190,5	89—114	175	120	< 1000	< 1795	115	106
ЛБП 114/140-200	215,9	114—140	200	146	< 1100	< 1850	143	138
ЛБП 127/155-225	244,5	127—155	225	162	< 1100	< 1850	152	—
ЛБП 140/178-245	269,9	140—178	245	185	< 1180	< 1980	175	169
ЛБП 168/203-270	295,3	168—203	270	209	< 1210	< 2000	200	195

Перед спуском уловлювача у свердловину треба перевірити:

відповідність розмірів плашок і манжет розмірам елементів бурильної колони на ділянці захоплення;

наявність пересування плашок у пазах корпусу — вверх від зусилля руки зі сторони заходу, вниз під дією пружини;

стан поверхні гумових манжет.

Уловлювач приєднують до колони бурильних труб або до обсадної труби (якщо треба захопити залишену трубу більше ніж на 1 м). Опускають уловлювач до потрібної глибини, потім легкими обертами уловлювача на $180\text{--}270^\circ$ заводять у нього верх обірваної труби. Потім уловлювач опускають без обертання. У процесі спуску верхня частина залишеної колони упирається в плашки, розсовує їх і проходить крізь гумову манжету. З натягуванням колони плашки опускаються по конусу і затискають колону, яка ввійшла в уловлювач, а манжета герметизує простір між корпусом уловлювача і трубою.

Цей уловлювач належить до самозвільнювального типу. Для його звільнення підтягнуто колону різко опускають униз на 20—30 см. При цьому плашки, які закріпилися на залишеній частині колони, зостаються на місці, а корпус разом із шпонками опускається. За наступного обертання колони вправо з повільним підйомом плашки збиваються і уловлювач звільнюється від колони.

Мітчики універсальні та спеціальні (замкові) (рис. 8.111, табл. 8.86, 8.87) застосовують для захоплення за внутрішню поверхню вкручуванням у тіло та замкову різьбу елементів бурильної колони. Мітчики спеціальні використовують для захоплення труби вкручуванням в замкову різьбу. На рис. 8.112 і 8.113 показано з'єднання універсальних і спеціальних мітчиків з центрувальними пристроями. Всі мітчики виготовляють залежно від призначення з правою та лівою різьбами. Перші використовують для піднімання всієї залишеної колони, а другі — для відкручування та піднімання колони частинами. Мітчики рекомендують використовувати в тих випадках, коли не вдається підняти колону уловлювачем і тоді, коли виникає потреба створювати великі крутні моменти та розходжувати колону.

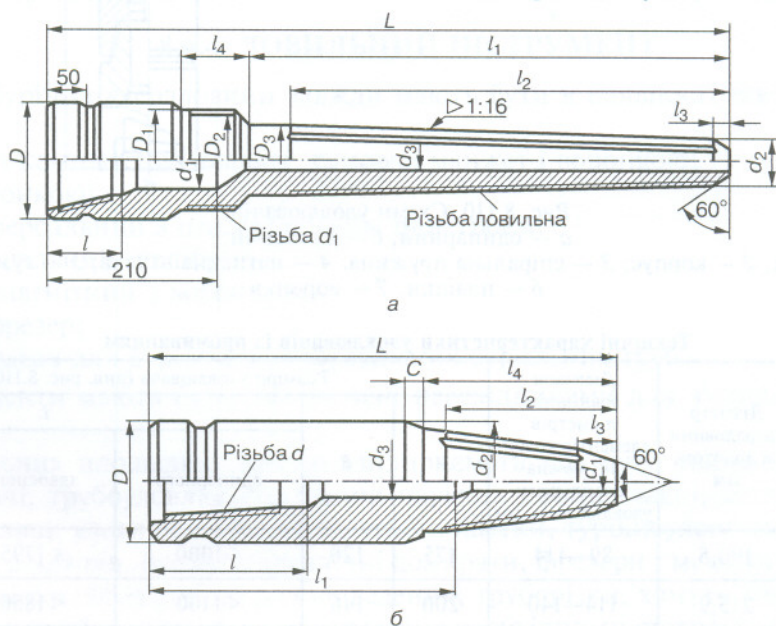


Рис. 8.111. Схеми мітчиків:

a — бурильний універсальний МБУ; *б* — спеціальний замковий МСЗ

Порядок проведення ловильних робіт з мітчиком такий. Після спуску мітчика на глибину 3—5 м внизу від верха залишеної колони встановлюють циркуляцію бурового розчину, уточнюють вагу колони за ГІВ, тиск і температуру рідини. Шукають залишену колону на розрахунковій глибині. Не дозволяється опускати універсальний мітчик на 80 см, а спеціальний — на 20 см нижче розрахункової глибини з'єднання. Коли мітчик попадає всередину колони, тиск промивальної рідини збільшується, тимчасово припиняється її циркуляція і зменшується вага колони. Наступним повільним обертанням ротора (на 2—3 оберти) з навантаженням 10—20 кН мітчик закріплюють у колоні.

Таблиця 8.86

Технічні характеристики мітчиків бурильних універсальних МБУ

Типорозмір	Різьба (ГОСТ 5286—75)	Різьба d_1 , мм		Розміри, мм													Вантажопідйомна сила, кН	Маса, кг, не більше
		ГОСТ	ГОСТ	d_2	d_3	d_1	D	D_1	D_2	D_3	l	l_1	l_2	l_3	l_4	L		
МБУ 20-45	3-62	73	—	20	—	30	80	73,0	48,7	45,6	80	415	465	5	76	715	160—300	9,0
МБУ 22-54	3-76	89	—	22	10	40	95	88,9	57,2	54,2	100	520	570	—	86	830	220—420	13,0
МБУ 32-73	3-88	102	—	32	14	45	108	101,6	76,2	73,1	110	670	720	10	86	980	300—640	20,0
МБУ 58-94	3-102	—	114	58	22	60	120	114,3	96,8	93,7	110	595	645	25	85	905	560—820	28,0
МБУ 74-120	3-147	—	168	74	32	100	178	168,3	123,4	120,3	140	770	820	30	110	1105	760—1150	68,0
МБУ 100-142	3-171	—	194	100	50	120	203	193,7	145,6	142,5	140	710	760	30	110	1045	1100—1400	88,0
МБУ 127-164	3-189	—	219	127	70	140	220	219,1	167,6	164,5	140	635	685	35	110	975	1150—1450	89,0

Таблиця 8.87

Технічні характеристики мітчиків спеціальних замкових МСЗ

Типорозмір	Різьба (ГОСТ 5286—75)	Розміри, мм											Вантажопідйомна сила, кН	Маса, кг, не більше
		d_1	d_2	d_3	l	l_1	l_2	l_3	l_4	C	D	L		
МСЗ-62	3-62	16	62,670	30	80	150	87	24	107	3	80	280	1000	4
МСЗ-76	3-76	16	76,200	40	100	150	113	30	133	3	95	300	1600	9
МСЗ-88	3-88	16	88,887	35	110	250	127	39	147	3	108	300	1600	14
МСЗ-92	3-92	16	92,075	40	100	215	126	44	146	4	108	320	2000	15
МСЗ-101	3-101	20	101,438	40	110	250	135	46	155	4	118	320	2000	16
МСЗ-102	3-102	30	102,010	40	110	250	133	42	153	4	120	320	2000	15
МСЗ-117	3-117	50	117,462	50	125	250	130	27	150	4	140	320	2000	22
МСЗ-121	3-121	20	121,709	40	120	260	160	64	180	5	140	320	2000	25
МСЗ-133	3-133	40	133,300	60	130	270	164	56	184	5	155	360	2750	27
МСЗ-140	3-140	40	140,192	70	135	250	164	53	184	5	178	360	3300	37
МСЗ-147	3-147	40	147,949	80	135	250	175	54	195	5	178	400	3300	36
МСЗ-152	3-152	50	152,186	80	135	270	173	52	193	5	197	400	3700	50
МСЗ-161	3-161	50	161,920	100	140	270	159	38	179	6	185	430	3300	40
МСЗ-171	3-171	50	171,536	100	140	320	184	63	204	6	203	430	3700	55
МСЗ-189	3-189	50	189,427	120	140	320	163	42	183	6	212	430	3500	60

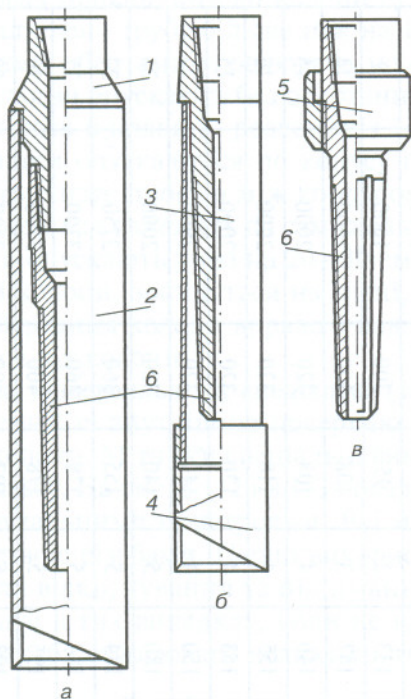


Рис. 8.112. З'єднання мітчика бурильного універсального з центрвальним пристроєм:
а — направлення з вирізом через головку; *б* — направлення з воронкою; *в* — кільце;
 1 — головка; 2 — направлення з вирізом; 3 — направлення з різьбою під воронку; 4 — воронка; 5 — кільце; 6 — мітчик

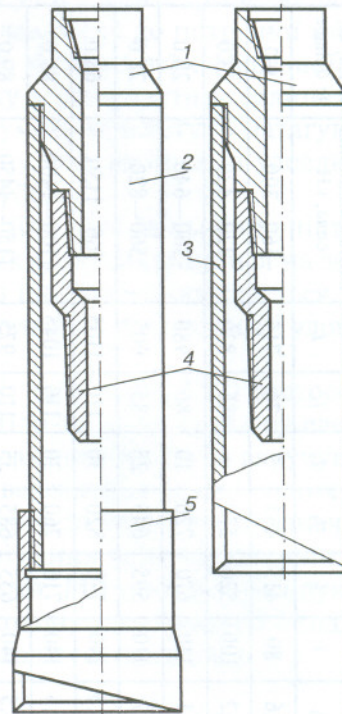


Рис. 8.113. З'єднання мітчика спеціального замкового з центрвальним пристроєм:
 1 — головка; 2 — направлення з різьбою;
 3 — направлення з вирізом;
 4 — мітчик спеціальний;
 5 — воронка

Збільшення тиску спочатку і подальше його зменшення до величини, яка є більшою від первісної, свідчать, що циркуляція рідини відбувається через долото. Мітчик закріплюють з навантаженням 20—30 кН за неповних (0,3—0,5 оберту) обертів ротора до віддачі (на 4—5 обертів). Зменшення навантаження на гак свідчить про те, що мітчик з'єднався з бурильною колоною. Підвищення температури розчину фіксує циркуляцію через вибій. Після цього починають звільнення колони.

Мітчик гладкий застосовують для піднімання предметів із внутрішнім круглим перерізом і товщиною стінки 15 мм та більше. Такі мітчики мають форму звичайних мітчиків, але без уловлювальної різьби. Конусність гладких мітчиків становить від $0^{\circ}30'$ до 5° . Чим твердіший предмет у місці захоплення, тим меншою має бути конусність. Гладкі мітчики використовують для відкручування аварійної труби і разом з нею ще кількох труб, щоб потім надійно з'єднати їх із муфтовою частиною бурильного замка. Мітчик навантажують до 200 кН,

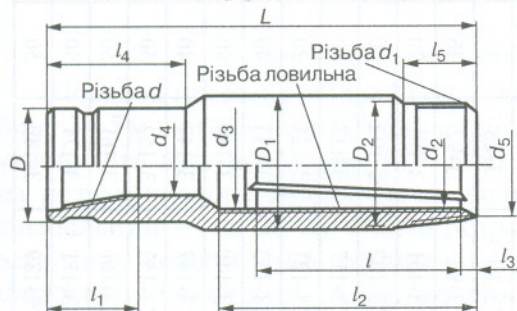


Рис. 8.114. Схема дзвона ловильного

пам'ятаючи, що для звільнення гладкого мітчика треба прикласти силу на 50—100 кН більшу від попередньої.

Дзвін ловильний різьбовий типу К (рис. 8.114, табл. 8.88 і 8.89) призначений для піднімання залишеної в свердловині колони бурильних або насосно-компресорних труб із захопленням їх шляхом накручування по зовнішній поверхні труби. Дзвони рекомендують застосовувати в тих випадках, коли для ліквідації аварії потрібні обертання та розко-
 джування колон.

Технічні характеристики дзвонів ловильних типу К

Типорозмір	Різьба d		Різьба d_1		Розміри, мм														Кількість ниток на 25,4 мм ловильної різьби	Вантажопідйомність, кН	Маса, кг, не більше
	ГОСТ 5286-75	ГОСТ 7918-75	ГОСТ 633-80	ГОСТ 632-80	d_2	d_3	d_4	d_5	D	D_1	D_2	l	l_1	l_2	l_3	l_4	l_5	L			
К 42-25	—	3-50	60	—	42	25	25	50	65	65	60,30	260	102	—	6,90	—	56	385	10	250	6,5
К 50-34	—	3-50	60	—	50	34	31	52	65	65	60,30	250	70	265	1,70	—	56	340	10	350	5,0
К 58-40	3-62	—	89	—	58	40	38	77	80	90	88,90	275	90	315	16,4	150	73	490	10	450	15,0
К 70-52	3-62	—	89	—	70	52	38	77	80	90	88,90	285	90	325	6,06	150	73	510	8	650	14,0
К 85-64	3-76	—	102	—	85	64	45	88	95	102	101,60	330	100	370	2,60	150	76	550	8	750	18,0
К 100-78	3-88	—	B114	—	100	78	56	107	108	122	120,65	340	110	380	6,06	170	80	595	8	850	26,5
К 110-91	3-101	—	—	127	110	91	68	114	118	132	127,00	300	110	350	3,40	170	78	555	8	1000	26,5
К 125-103	3-121	—	—	146	125	103	88	132	146	148	146,00	345	115	400	6,06	200	90	560	8	1100	31,0
К 135-113	3-133	—	—	168	135	113	105	154	155	170	168,30	340	130	400	14,7	200	95	635	8	1250	33,0
К 150-128	3-147	—	—	194	150	128	117	180	178	194	193,70	350	142	410	25,9	210	90	655	8	1350	49,0
К 174-143	3-171	—	—	219	174	143	140	206	203	220	219,10	490	145	550	27,7	210	92	800	8	1500	83,0

Примітка. Приклади умовних позначень: дзвін із діаметром $d_2=70$ мм і $d_3=52$ мм, правий — К 70-52(ОСТ 26-02-1275—75); те саме лівий — К 70-52Л(ОСТ 26-02-1275—75).

Застосування дзвонів ловильних типу К

Типорозмір	Типорозмір воронки за ОСТ 26-02-1312—75	Діаметр свердловини, мм		Призначення	Діапазон діаметра, який може бути захоплений дзвоном, мм
		необсадженої (за долотом)	обсадженої (умовний діаметр обсадної колони)		
К 42-25	В-60-50/90	—	114	Для захоплення НКТ, умовний діаметр 33 мм	33—38
	В-60-50/100		127		
	В-60-50/112		140		
	В-60-50/118		146		
	В-60-50/132		168		
К 50-34	В-60-50/90	—	114	Те саме, умовний діаметр 42 мм	42—46
	В-60-50/100		127		
	В-60-50/112		140		
	В-60-50/118		146		
	В-60-50/132		168		
К 58-40	—	—	114	Те саме, умовний діаметр 48 мм	48—54
	В-89-70/100		127		
	В-89-70/112		140		
	В-89-70/118		146		
	В-89-70/132		168		
К 70-52	—	97,0—108,0 108,0—118,0 118,0—132,0 132,0—140,0 140,0—151,0	114	Для захоплення насосно-компресорних і бурильних труб, умовний діаметр 60 мм	60—67
	В-89-70/100		127		
	В-89-70/112		140		
	В-89-70/118		146		
	В-89-70/132		168		
К 85-64	—	108,0—118,0 118,0—132,0 132,0—140,0 140,0—151,0 151,0—161,0	127	Те саме, умовний діаметр 73 мм	73—82
	В-102-90/112		140		
	В-102-90/118		146		
	В-102-90/132		168		
	В-102-90/140		178		
К 100-78	—	132,0—140,0 140,0—151,0 151,0—161,0 161,0—190,0 190,0—215,9	146	Те саме, умовний діаметр 89 мм	89—97
	В-В114-105/132		168		
	В-В114-105/140		178		
	В-В114-105/150		194		
	В-В114-105/180		219		
К 110-91	—	140,0—151,0 151,0—161,0 161,0—190,5 190,5—215,9	168	Те саме, умовний діаметр 102 мм, за винятком висадки бурильних труб	102—108
	В-127-110/140		178		
	В-127-110/150		194		
	В-127-110/180		219		
К 125-103	—	161,0—190,5 190,5—215,9 215,9—244,5 244,5—269,9	194	Те саме, умовний діаметр 114 мм, за винятком висадки бурильних труб; за висадку бурильних труб 102 мм	114—121
	В-146-128/180		219		
	В-146-128/200		245		
	В-146-128/236		273		
К 135-115	В-168-150/180	190,5—215,9	219	Для захоплення бурильних труб умовним діаметром 127 мм та за висадку бурильних труб діаметром 114 мм	127—132
	В-168-150/200	215,9—244,5	245		
	В-168-150/236	244,5—269,9	273		
К 150-128	—	215,9—244,5	245	Те саме, умовний діаметр 140 мм	140—147
	В-194-175/236	244,5—269,9	273		
	В-194-175/250	269,9—285,0	299		
	В-194-175/265	285,0—311,1	324		
	В-194-175/280	311,1—320,0	340		
	В-194-175/300	320,0—346,0	351		
	В-194-175/315	346,0—349,2	377		
	В-194-175/335	349,2—393,7	407		
	В-194-175/355	393,7—490,0	426		

Типорозмір	Типорозмір воронки за ОСТ 26-02-1312-75	Діаметр свердловини, мм		Призначення	Діапазон діаметра, який може бути захоплений дзвоном, мм
		необсадженої (за долотом)	обсадженої (умовний діаметр)		
К 174-143	B-219-195/236	244,5—269,9	273	Те саме, умовний діаметр 168 мм та за висадку труб, умовний діаметр 140 мм	154—171
	B-219-195/250	269,9—285,0	299		
	B-219-195/265	285,0—311,1	324		
	B-219-195/280	311,1—320,0	340		
	B-219-195/300	320,0—346,0	351		
	B-219-195/335	346,0—349,2	407		
	B-219-195/355	379,2—393,7	426		
	B-219-195/375	393,7—444,5	—		
	B-219-195/400	444,5—469,9	—		
	B-219-195/425	469,9—486,0	508		
	B-219-195/450	486,0—508,0	—		

У верхній частині дзвона нарізують різьбу замкової муфти за ГОСТ 5286—75, у нижній частині — внутрішню ловильну, а зовні труби — різьбу для з'єднання з прямою воронкою. Ловильну різьбу обробляють цементациєю на глибину 0,8—1,2 мм з подальшим гартуванням та відпуском до твердості HRC=56...62. Дзвони виготовляють зі сталі марки 20Х із правими та лівими різьбами і канавками.

Дзвони ловильні наскрізні КСБ (рис. 8.115, табл. 8.90) призначені для виймання колони бурильних труб шляхом захоплення їх за замок, муфту або ОБТ шляхом нарізання на них різьби. Ці дзвони виготовляють із різьбою під воронку в зоні ловильної різьби та без неї, а також із правими і лівими приєднувальними різьбами. Дзвін ловильний наскрізний приєднують до бурильної колони через приймальну трубу, якою може бути обсадна труба або її частина.

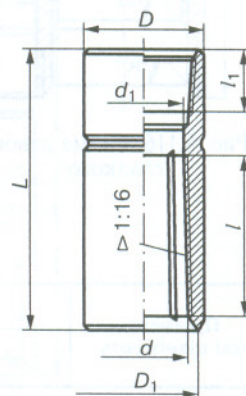


Рис. 8.115. Схема дзвона ловильного наскрізного

Таблиця 8.90

Технічні характеристики ловильних дзвонів типу КСБ

Типорозмір	Різьба приєднувальна (ГОСТ 632—80)		$d \pm 0,5$, мм	d_1 , мм	$D \pm 0,5$, мм	D_1 , мм	$L \pm 5$, мм	$l \pm 5$, мм	l_1 , мм	Маса, кг
	до труби	до воронки								
КСБ-115-1	114	—	115	94	140	134	460	330	75	25
КСБ-125-1	127	—	125	106	148	142	440	300	80	26
КСБ-125-2	127	146	125	106	148	134	440	300	80	26
КСБ-145-1	146	—	145	121	175	168	545	380	85	46
КСБ-145-2	146	178	145	121	180	155	545	380	85	53
КСБ-160-1	168	—	160	135	190	170	550	400	90	51
КСБ-160-2	168	194	160	136	195	170	550	400	90	57
КСБ-180-1	178	—	180	155	220	198	560	400	90	74
КСБ-180-2	178	219	180	155	220	198	560	400	90	74
КСБ-195-1	194	—	195	168	220	214	575	430	90	57
КСБ-195-2	194	219	195	168	220	214	575	430	90	57
КСБ-210-1	219	—	210	185	245	239	550	380	98	28
КСБ-210-2	219	245	210	185	245	224	550	380	98	26

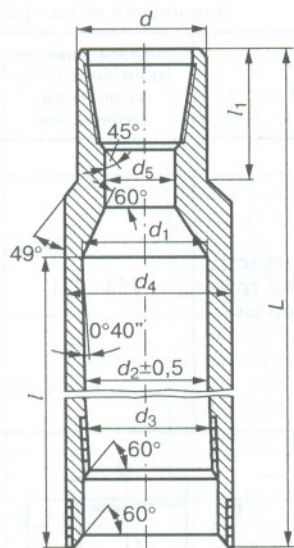


Рис. 8.116. Схема дзвона гладкого

Дзвони гладкі (рис. 8.116, табл. 8.91) застосовують для захоплення і піднімання різноманітних труб, а також їх з'єднань та інших предметів, що мають круглий переріз. Гладкий дзвін має внутрішню конічну поверхню з конусністю від $0^{\circ}30'$ до 5° , але без ловильної різьби. Величину конусності вибирають залежно від твердості поверхні предмета, який треба підняти: чим більша твердість, тим меншим має бути кут конусності.

Ловильні роботи проводять так. Гладкий дзвін опускають у свердловину і зупиняють на відстані 3—5 м від верху залишених труб. Відновлюють циркуляцію, вирівнюють параметри розчину. Допускають гладкий дзвін і заводять у нього залишені труби. При цьому підвищується тиск на насосах. Після цього розвантажують труби на 10 кН і провертають бурильну колону на 15—20 обертів. Потім плавно навантажують гладкий дзвін із силою 300—500 кН, але не перевищуючи навантажень, які можуть призвести до розриву тіла дзвона. Для звільнення гладкого дзвона натягують бурильну колону із силою, яка перевищує його навантаження на 50—60 кН, і роблять спробу повернути колону.

Таблиця 8.91

Технічні характеристики ловильних гладких дзвонів

Предмети, які піднімають	Розміри, мм								
	d	d_1	d_2	d_3	d_4	d_5	l	l_1	L
Замки									
ЗН-95	95	86	97	102	118	45	470	130	750
ЗН-108	108	100	110	116	136	58	430	130	730
ЗШ-146	146	146	148	154	180	80	340	150	670
ЗШ-178	178	172	182	188	212	101	430	175	800
Бурильні труби з умовним діаметром, мм									
60	80	54	62	56	86	36	430	120	600
73	108	67	75	82	108	54	340	160	620
89	108	84	92	100	135	54	340	130	630
114	146	109	117	125	152	80	340	150	650
127	178	122	130	138	175	95	340	156	650
140	197	135	143	149	197	85—95	340	156	650

Центрувальні пристрої до ловильного інструменту (рис. 8.117, табл. 8.92 — 8.95) призначені для взаємної орієнтації у свердловині ловильного інструменту і об'єкта виловлення. Виготовляють їх правими і лівими.

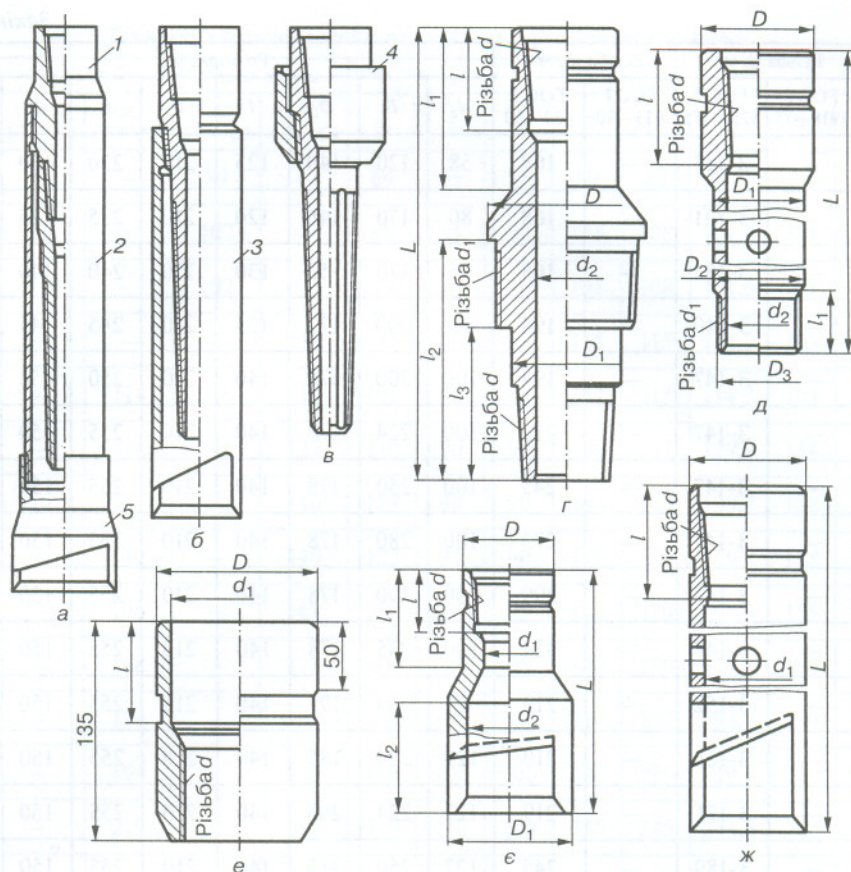


Рис. 8.117. Схеми центрувальних пристроїв до ловильного інструменту:
 а — схема з'єднання мітчика з головкою і напрямлення з воронкою; б — схема з'єднання мітчика з напрямленням, яке має виріз унизу; в — схема з'єднання мітчика з кільцем; г — головка;
 д — напрямлення з різьбою під воронку; е — кільце; є — воронка; ж — напрямлення з вирізом

Технічні характеристики головок до центруючого пристрою

Таблиця 8.92

Типорозмір	Різьба d , мм		Різьба d_1 , мм		Розміри, мм								Маса, кг, не більше
	ГОСТ 7918-75	ГОСТ 5286-75	ГОСТ 633-80	ГОСТ 632-80	d_2	D	D_1	l	l_1	l_2	l_3	L	
Г-3-50/73	3-50	—	73	—	28	75	65	70	180	155	85	370	6,0
Г-3-62/В-89	—	3-62	В89	—	25	106	80	80	180	170	95	400	12,0
Г-3-76/102	—	3-76	102	—	32	106	90	100	180	195	115	410	15,5
Г-3-76/114	—	3-76	—	114	32	118	95	100	180	200	115	420	18,5
Г-3-88/127	—	3-88	—	127	38	132	108	110	180	210	120	430	30,0
Г-3-88/140	—	3-88	—	140	38	140	108	110	180	210	120	430	26,0
Г-3-92/127	—	3-92	—	127	54	132	108	100	180	205	115	430	21,0
Г-3-101/140	—	3-101	—	140	62	140	118	110	180	210	120	425	23,0
Г-3-102/140	—	3-102	—	140	70	140	120	110	180	210	120	425	20,5
Г-3-102/168	—	3-102	—	168	70	170	120	110	180	220	120	465	32,0

Типорозмір	Різьба d , мм		Різьба d_1 , мм		Розміри, мм								Маса, кг, не більше
	ГОСТ 7918—75	ГОСТ 5286—75	ГОСТ 633—80	ГОСТ 632—80	d_2	D	D_1	l	l_1	l_2	l_3	L	
Г-3-117/168	—	3-117	—	168	58	170	140	125	210	230	130	485	42,0
Г-3-121/168	—	3-121	—	168	80	170	146	120	210	225	125	480	38,0
Г-3-133/168	—	3-133	—	168	95	170	155	130	210	240	140	485	35,0
Г-3-140/194	—	3-140	—	194	70	200	172	135	210	245	145	580	64,0
Г-3-147/194	—	3-147	—	194	100	200	178	140	210	250	150	505	55,0
Г-3-147/219	—	3-147	—	219	100	224	178	140	210	255	150	525	67,0
Г-3-147/245	—	3-147	—	245	100	250	178	140	210	255	150	550	81,0
Г-3-147/273	—	3-147	—	273	100	280	178	140	210	255	150	575	97,0
Г-3-147/299	—	3-147	—	299	100	300	178	140	210	255	150	595	109,0
Г-3-147/324	—	3-147	—	324	100	335	178	140	210	255	150	625	152,0
Г-3-152/219	—	3-152	—	219	89	224	197	140	210	255	150	515	76,0
Г-3-161/219	—	3-161	—	219	120	224	185	140	210	255	150	525	56,0
Г-3-171/219	—	3-171	—	219	127	224	203	140	210	255	150	505	69,0
Г-3-189/245	—	3-189	—	245	127	250	212	140	210	255	150	525	83,0

Таблиця 8.93

Основні розміри напрямлень з вирізом до центрального пристрою

Типорозмір	Різьба d , мм		Розміри, мм				Маса, кг, не більше
	ГОСТ 633—80	ГОСТ 632—80	d_1	l	D	L	
НВ-73-69/89	73	—	69	75	89	750	12,0
НВ-102-98/114	102	—	98	85	114	1050	19,0
НВ-114-110/132	—	114	110	90	132	1000	28,5
НВ-127-119/140	—	127	119	90	140	1300	45,0
НВ-168-156/180	—	168	156	100	180	1350	70,0
НВ-219-217/245	—	219	217	110	245	1450	115,0
НВ-245-245/273	—	245	245	110	273	1500	129,0
НВ-273-271/299	—	273	271	110	299	1550	92,0
НВ-299-301/326	—	299	301	110	325	1600	142,0
НВ-324-319/351	—	324	319	110	351	1600	200,0

Таблиця 8.94

Технічні характеристики напрямлень з різьбою під воронку

Типорозмір	Різьба d , мм		Різьба d_1 , мм		Розміри, мм								Маса, кг, не більше
	ГОСТ 633—80	ГОСТ 632—80	ГОСТ 633—80	ГОСТ 632—80	d_2	l	l_1	D	D_1	D_2	D_3	L	
Н-73/89-69	73	—	89	—	69	75	75	89	89	88,9	78	600	12,0
Н-89/102-88	89	—	102	—	88	85	80	108	108	101,6	90	700	16,0
Н-В89/102-88	В89	—	102	—	88	85	80	108	108	101,6	90	850	18,5
Н-102/114-98	102	—	—	114	98	85	80	115	115	114,3	103	850	18,0
Н-114/114-102	—	114	—	114	102	90	80	124	118	114,3	103	950	19,5
Н-114/127-110	—	114	—	127	110	90	90	127	127	127,0	114	800	18,5
Н-127/140-127	—	127	—	140	127	90	90	140	140	139,7	128	1100	24,0
Н-140/140-127	—	140	—	140	127	95	90	158	145	139,7	128	1100	33,5
Н-168/168-150	—	168	—	168	150	100	95	180	170	168,3	155	750	28,0
Н-168/178-164	—	168	—	178	164	100	95	180	180	177,8	165	1050	32,0
Н-194/194-175	—	194	—	194	175	105	100	210	202	193,7	180	900	50,0
Н-194/219-195	—	194	—	219	195	105	100	220	220	219,1	206	1250	80,0
Н-219/245-220	—	219	—	245	220	110	100	245	245	244,5	230	1250	89,0
Н-245/273-245	—	245	—	273	245	110	100	273	273	273,0	260	1150	98,0
Н-273/299-270	—	273	—	299	270	110	105	299	299	298,5	285	1270	123,0
Н-299/324-300	—	299	—	324	300	110	105	324	324	323,9	310	1270	117,0
Н-324/340-320	—	324	—	340	320	110	105	340	340	339,7	326	1270	100,0

Таблиця 8.95

Основні розміри кілець до центрального пристрою

Типорозмір	Різьба d , мм		Розміри, мм			Маса, кг, не більше
	ГОСТ 633—80	ГОСТ 632—80	d_1	l	D	
К-73-100	73	—	85	68	100	3,0
К-89-112	89	—	98	60	112	3,5
К-102-118	102	—	112	58	118	3,0
К-102-132	102	—	112	58	132	5,5
К-114-132	—	114	125	60	132	5,0
К-114-140	—	114	125	60	140	6,0
К-114-150	—	114	125	60	150	7,0

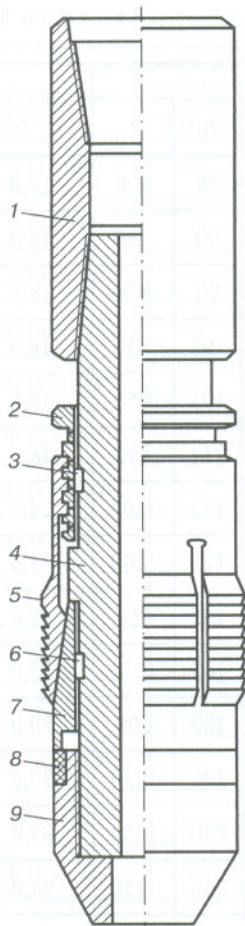


Рис. 8.118. Схема
трубоуловлювача
внутрішнього
самозвільнювального типу
ТВО для обсадних труб

Трубоуловлювач внутрішній самозвільнювальний ТВО (рис. 8.118, табл. 8.96) призначений для піднімання із свердловини обсадних труб або частин обсадних колон, бурильних труб із рівнопрохідним внутрішнім каналом. Його можна також використовувати як пакерний якір для періодичного опресовування превенторів і гирлової частини свердловини та виправлення невдалих цементувань.

Трубоуловлювач складається з приєднувального перехідника 1 із замковою різьбою зверху, корпусу 4, ловильної втулки 5, яка прямокутною різьбою з'єднана з гайкою 2, рухомого конуса 7, гумового ущільнювального елемента 8 і напрямного кінцевика 9. Гайка з'єднана з корпусом шпонкою 3, яка призначена для передачі крутного моменту від корпусу до ловильної втулки через конус після натягу і провертання бурильної колони, на якій трубоуловлювач опускається у свердловину. Ловильну втулку виконано у вигляді кільця з поздовжніми пазами, що дає їй змогу зменшуватися в діаметрі при заході всередину труби. В нижній частині вона має конус із кутом 7° .

Зовнішній діаметр ловильної втулки на 1—5 мм є більшим від внутрішнього діаметра труби, яку треба підняти.

Для захоплення труб трубоуловлювач допускають до їх верхньої частини. Свердловину промивають, заводять трубоуловлювач всередину труби. З подальшим опусканням трубоуловлювача перехідник 1, опираючись своїм нижнім кінцем у гайку 2, з'єднану з ловильною втулкою 5, проштовхує останню в трубу.

Аварійну колону захоплюють на будь-якій зручній відстані від торця залишеної у свердловині колони. Натягом бурильної колони з трубоуловлювачем рухомий конус 7, натискаючи на гумовий елемент 8, стискує його, герметизуючи кільцевий простір, а потім розклинає ловильну втулку 5.

Після цього труби піднімають.

Під час розходжування розвантажувати обсадну колону нижче від її власної ваги не рекомендується.

Розкручувати обсадні колони за допомогою лівого трубоуловлювача треба у разі захоплення труби на 1—3 м вище різьбового з'єднання і за натягу не менш 50—60 кН.

Таблиця 8.96

Технічні характеристики трубоуловлювачів ТВО

Типорозмір	Зовнішній діаметр труб, які піднімають, мм	Різьба перехідника	Розміри, мм		Вантажопідйомність, кН		Робочий тиск, МПа	Маса, кг
			зовнішній діаметр	довжина	робоча	випробувальна		
ТВО-146	146	3-101	134	1174	1000	1250	20	90
ТВО-194	194	3-133	182	1377	2000	2500	20	154
ТВО-219	219	3-133	210	1452	2000	2500	16	190
ТВО-245	245	3-147	234	1500	2000	2500	12	245
ТВО-273	273	3-147	260	1490	2000	2500	12	342
ТВО-299	299	3-147	285	1713	2000	2500	12	434
ТВО-324	324	3-147	310	1835	2000	2500	10	390

Опресування пригирлової частини обсадної колони здійснюють так. Трубоуловлювач опускають на бурильних трубах на 20—30 м від гирла, після чого глинистий розчин замінюють водою. Натягують бурильну колону із зусиллям, що перевищує її вагу на 50—60 кН. При цьому простір між обсадними і бурильними трубами герметизується гумовим елементом. Закриттям превентора і кінцевих засувок обв'язування ПВО герметизують пригирлову частину обсадної колони. ЦА створює потрібний тиск опресування між бурильними і обсадними трубами. Після закінчення опресування тиск скидають, відкривається превентор і трубоуловлювач звільнюється.

Трубоуловлювач в усіх випадках звільнюють таким чином: бурильну колону розвантажують на 50—100 кН нижче від власної ваги і обертають на 20—30 обертів вправо.

Трубоуловлювач внутрішній універсальний ТВУ (рис. 8.119, табл. 8.97) призначений для підняття із свердловини труб та інших предметів, що мають всередині циліндричний отвір. Ними переважно піднімають насосно-компресорні, бурильні та обсадні труби. Корпус трубоуловлювача виконано у вигляді конуса, який у верхній частині переходить у циліндр, у нижній — звужений. Різьба на корпусі зворотна щодо різбового з'єднання колони, на якій трубоуловлювач опускають у свердловину. Максимальний зовнішній діаметр конічної частини корпусу на 2—4 мм є меншим від внутрішнього діаметра труб, які треба підняти. Кожна втулка має зовнішню циліндричну і внутрішню конічну поверхні. У кожній ловильної втулки є один повний і два-три неповних розрізи. Завдяки цьому втулки стискаються, зменшуючись у діаметрі. Зовнішній діаметр кожної ловильної втулки на 0,5—0,4 мм перевищує внутрішній діаметр аварійних труб.

Трубоуловлювач складається із переходника 1, корпусу 2, напрямлення 3, манжети 4, наконечника 5, воронки 6, трьох ловильних втулок 7—9.

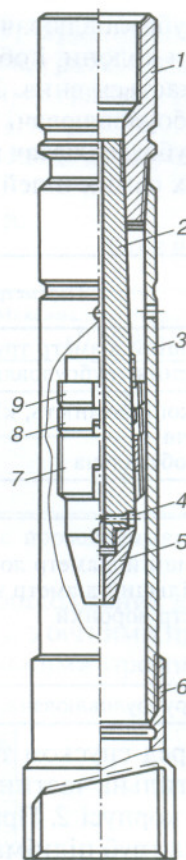


Рис. 8.119. Схема трубоуловлювача внутрішнього універсального типу ТВУ для насосно-компресорних та бурильних труб

Таблиця 8.97

Технічні характеристики трубоуловлювачів ТВУ

Параметр	Типорозмір				
	ТВУ-127	ТВУ-114	ТВУ-89	ТВУ-73	ТВУ-60
Внутрішній діаметр труби в місці захоплення трубоуловлювачем, мм	105—109	92—96	67—75	51—59	44—46
Вантажопідйомність, кН:					
робоча	1500	1000	500	450	300
випробувальна	1370	950	450	400	250
Різьба	3-147	3-133	3-88	3-76	3-60
Розміри, мм:					
зовнішній діаметр ловильних втулок	109,5	96,5	76	60	47
найбільший діаметр корпусу	103	90	65	49	40

Трубоуловлювач допускають до верху труб, які треба підняти, відновлюють циркуляцію і замірюють тиск, потім вводять трубу в напрямлення та опускають її далі. При цьому корпус трубоуловлювача входить у трубу (на це вказує підвищення тиску), ловильні втулки стискаються і також входять у трубу. Циркуляцію за потреби продовжують або припиняють.

З подальшим підніманням труб корпус трубоуловлювача заклинюють ловильними втулками, притиснутими силами до захопленої труби, а самі аварійні труби піднімають.

Трубоуловлювач звільнюють так: його натягують із зусиллям, на 30—100 кН більшим від ваги колони, і обертають. При цьому корпус від'єднується від перехідника в лівій різьбі і опускається вниз. Звільнені ловильні втулки не заважають проведенню подальших робіт. Ці трубоуловлювачі використовують в обсадних колонах без направлення з воронкою.

Трубоуловлювач внутрішній самозвільнювальний ТВИ (рис. 8.120, табл. 8.98) призначений для тих самих цілей, що і ТВУ. Має аналогічну конструкцію.

Таблиця 8.98

Технічні характеристики трубоуловлювачів ТВИ

Параметр	Типорозмір			
	ТВИ-114	ТВИ-127	ТВИ-129	ТВИ-147
Внутрішній діаметр труби в місці захоплення трубоуловлювачем, мм	92—96	105—109	95	113
Вантажопідйомність, кН: робоча випробувальна	1000 1250	1500 1375	1000 1250	1500 1375
Різьба	3-133	3-147	3-147	3-147
Розміри, мм: зовнішній діаметр ловильних втулок найбільший діаметр корпусу діаметр воронки	96,5 90 166	109,5 103 195 215 243	99 90 195 215 243	120 103 215
Маса трубоуловлювача, кг	47	107	61	76

Перед спуском трубоуловлювача в свердловину ловильну втулку 3 встановлюють так, щоб затильна частина гачка упиралася в палець перехідника 1, і в цьому положенні її фіксують на корпусі 2. При підніманні ловильна втулка 3 утримується на пальцях перехідника 1 і колона труб піднімається разом із корпусом. Для звільнення трубоуловлювача від прихвачених труб його різко опускають униз і повертають за годинниковою стрілкою.

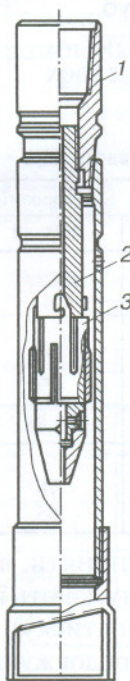


Рис. 8.120. Схема трубоуловлювача типу ТВИ для насосно-компресорних та буриньних труб

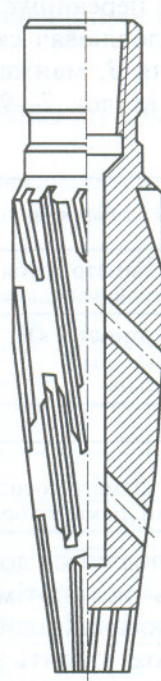


Рис. 8.121. Схема райбера-фрезера прогресивного різання типу РПМ

Трубоуловлювач звільнюють так: його натягують із зусиллям, на 30—100 кН більшим від ваги колони, і обертають. При цьому корпус від'єднується від перехідника в лівій різьбі і опускається вниз. Звільнені ловильні втулки не заважають проведенню подальших робіт. Ці трубоуловлювачі використовують в обсадних колонах без направлення з воронкою.

Трубоуловлювач внутрішній самозвільнювальний ТВИ (рис. 8.120, табл. 8.98) призначений для тих самих цілей, що і ТВУ. Має аналогічну конструкцію.

Таблиця 8.98

Технічні характеристики трубоуловлювачів ТВИ

Параметр	Типорозмір			
	ТВИ-114	ТВИ-127	ТВИ-129	ТВИ-147
Внутрішній діаметр труби в місці захоплення трубоуловлювачем, мм	92—96	105—109	95	113
Вантажопідйомність, кН:				
робоча	1000	1500	1000	1500
випробувальна	1250	1375	1250	1375
Різьба	3-133	3-147	3-147	3-147
Розміри, мм:				
зовнішній діаметр ловильних втулок	96,5	109,5	99	120
найбільший діаметр корпусу	90	103	90	103
діаметр воронки	166	195	195	215
		215	215	
		243	243	
Маса трубоуловлювача, кг	47	107	61	76

Перед спуском трубоуловлювача в свердловину ловильну втулку 3 встановлюють так, щоб затильна частина гачка упиралася в палець перехідника 1, і в цьому положенні її фіксують на корпусі 2. При підніманні ловильна втулка 3 утримується на пальцях перехідника 1 і колона труб піднімається разом із корпусом. Для звільнення трубоуловлювача від прихвачених труб його різко опускають униз і провертають за годинникову стрілкою.

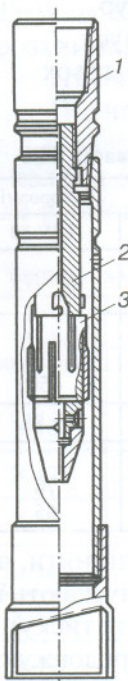


Рис. 8.120. Схема трубоуловлювача типу ТВИ для насосно-компресорних та бурильних труб

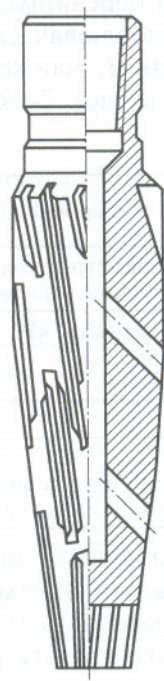


Рис. 8.121. Схема райбера-фрезера прогресивного різання типу РПМ

Райбер-фрезер прогресивного різання РПМ (рис. 8.121, табл. 8.99) призначений для прорізування вікон в обсадній колоні з метою забурювання іншого стовбура. Він є триступневим, різального типу, з певним співвідношенням розмірів робочих граней. Різальні елементи фрезера виготовляють із пластин твердого сплаву марки ТТ7К12 або Т5К12В, які вставляють у пази і припаюють латунним дротом діаметром 2 мм на всю довжину пластины. Ці елементи виступають над тілом корпусу на 3–4 мм.

Райбери-фрезери виготовляють за галузевими технічними умовами.

Таблиця 8.99

Технічні характеристики райберів-фрезерів РПМ

Типорозмір	Габаритні розміри, мм		Різьба	Маса, кг	Максимальне навантаження, кН, не більше
	зовнішній діаметр	довжина			
РПМ-146	121	486	3-76	25,2	20
РПМ-168	143	542	3-88	38,5	
РПМ-219	193	626	3-117	79,3	40
РПМ-273	246	726	3-117	152,3	

Примітка. Частота обертання ротора — 100 об/хв; навантаження під час проходження першого метра — 10 кН.

Фрезер колонний конічний ФКК застосовують для фрезерування пошкоджених ділянок обсадних колон. Їх виготовляють двох видів (рис. 8.122, табл. 8.100, 8.101): з бічними промивними вікнами діаметром до 167 мм (рис. 8.122,а), з бічними і центральними промивними отворами великого діаметра.

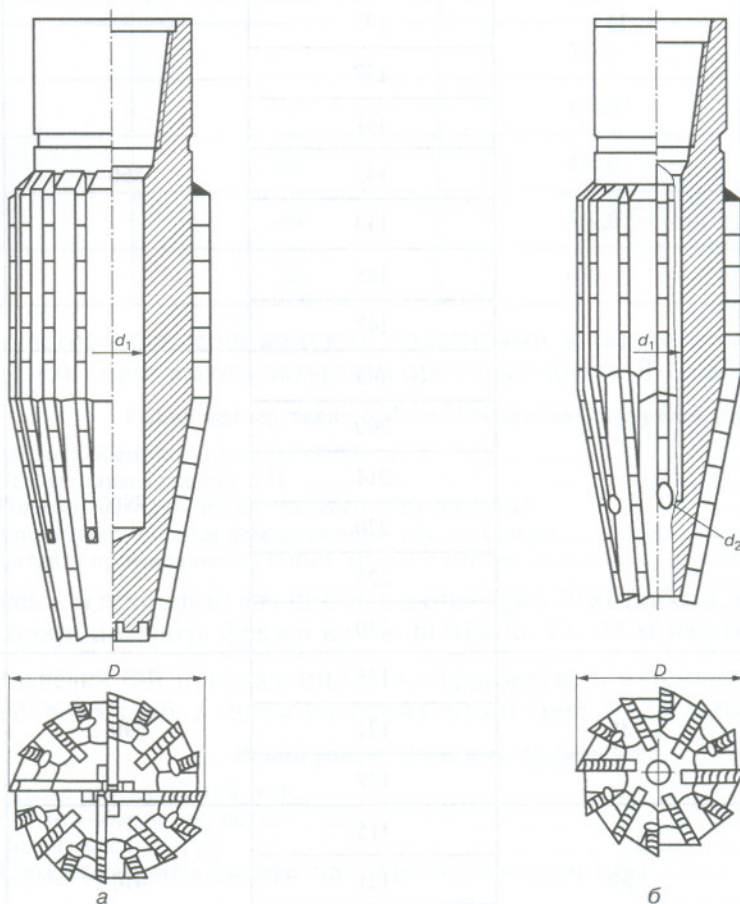


Рис. 8.122. Схеми фрезерів колонних конічних типу ФКК:

а — з бічними промивними вікнами; б — з бічними і центральними промивними вікнами

Технічні характеристики фрезерів ФКК конструкції ЗАТ «Измерон» (м. Санкт-Петербург, Росія)

Типорозмір	Кут при вершині, град	Зовнішній діаметр, мм	Довжина, мм	Різьба	
ФКК 93	15	93	500	3-66	
ФКК 96		96			
ФКК 97		97			
ФКК 105		105			
ФКК 106		106			
ФКК 115		115	510	3-76	
ФКК 118		118			
ФКК 121		121			
ФКК 124		124			
ФКК 126		126			
ФКК 127		127	560	3-88	
ФКК 130		130			
ФКК 135		135			
ФКК 137		137			
ФКК 141		141			
ФКК 143		143	790	3-117	
ФКК 144		144			
ФКК 145		145			
ФКК 147	147				
ФКК 149	149				
ФКК 209	30	209	690	3-76	
ФКК 214		214			
ФКК 220		220			
ФКК 225	60	225	410		
ФКК 230		230			
1ФКК 115		30	115		690
1ФКК 121	121				
1ФКК 127	127				
3ФКК 115	60	115	410		
3ФКК 121		121			
3ФКК 127		127			

Технічні характеристики фрезерів ФКК конструкції НВП «Азимут» (м. Уфа, Росія)

Типорозмір	Зовнішній діаметр, мм	Довжина, мм	Різьба
ФКК-45	45	160,0	3-66
ФКК-93	93	304,5	3-66
ФКК-97	97	374,0	3-66
ФКК-100	100	309,5	3-66
ФКК-105	105	385,0	3-66
ФКК-106	106	385,0	3-66
ФКК-113	113	338,0	3-76
ФКК-115	115	428,0	3-76
ФКК-118	118	421,0	3-76
ФКК-121	121	433,0	3-76
ФКК-127	127	330,0	3-88
ФКК-130	130	357,5	3-88
ФКК-137	137	434,0	3-88
ФКК-143	143	474,0	3-88
ФКК-149	149	510,0	3-88
ФКК-198	198	650,0	3-117

Різальну частину фрезерів армують пластинами з твердого сплаву марки ВК8В, які вставляють у пази і припаюють латунним дротиком марки Л-63 або ЛМЦ.

Режим фрезерування зім'ятих і поламаних поверхонь труб

Частота обертання ротора, об/хв	60—120
Осьове навантаження, кН	5
Рівномірне підвищення осьового навантаження в початковий період фрезерування, кН, не більше	20
Витрата промивальної рідини, м ³ /с, не менше	0,012

Через кожен 1 м проходки, але не більше ніж через 20 хв роботи, на пошкодженій ділянці відривають і припіднімають фрезер не менш ніж на 13—15 м над місцем фрезерування.

Фрезер кільцевий ФК призначений для обфрезерування прихвачених бурильних та насосно-компресорних труб, а також насосних штанг (рис. 8.123, табл. 8.102, 8.103).

Режим роботи кільцевого фрезера ФК

Осьове навантаження, кН	10—50
Частота обертання, об/хв	50—90
Подача насоса, м ³ /с	0,010—0,012
Кількість відривів фрезера під час роботи протягом 1 год	2—3

Фрезери виготовляють лівими і правими. Направлення гвинтових пазів у корпусі протилежне напрямленню приєднувальної різьби головки.

Технічні характеристики кільцевих фрезерів ФК

Шифр	Приєднувальна різьба (ГОСТ 631—75), мм	Розміри, мм									Маса, кг, не більше
		D	d	d	L	l	l_1	l_2	b	h	
ФК 90×61	73	90	61	61	300	170	115	85	16	2,5	8,0
ФК 95×74	73	95	74	75	160	100	45	20	16	2,0	4,0
ФК 104×75	89	104	75	76	300	170	115	85	16	2,5	10,0
ФК 112×82	89	112	82	83	180	120	45	20	18	2,5	7,0
ФК 118×89	102	118	89	90	320	185	120	90	18	2,5	12,0
ФК 124×96	102	124	96	97	180	120	45	20	20	2,5	7,0
ФК 136×102	114	136	102	102	350	205	130	100	24	3,0	17,5
ФК 140×110	127	140	110	111	350	205	130	100	24	3,0	16,0
ФК 150×122	127	150	122	123	200	140	45	20	24	3,0	9,5
ФК 160×133	127	160	133	134	240	180	45	20	24	3,0	12,0
ФК 190×152	168	190	152	152	370	210	145	115	24	3,0	29,5
ФК 210×179	168	210	179	180	260	200	45	20	28	3,0	19,0
ФК 248×205	168	248	205	206	270	210	45	20	30	3,0	32,0

Таблиця 8.103

Застосування кільцевих фрезерів ФК

Шифр	Діаметр обсадних труб, мм (ГОСТ 632—80)		Максимальний зовнішній діаметр офрезерованих труб, мм		Розмір приймальної труби, мм	
	умовний	мінімальний внутрішній	бурильних (ГОСТ 631—75)	насосно-компресорних (ГОСТ 633—80)	діаметр	товщина стінки
ФК 90×61	114	96,3	—	48	73	7,0
ФК 95×74	114	100,3	67,46 (В 60)	65,9 (В 60)	89	7,0
ФК 104×75	127	109,0	67,46 (В 60)	65,9 (60)	89	7,0
ФК 112×82	140	117,7	73	73	102	9,0
ФК 118×89	140	124,0	81,76 (В 73)	78,6 (В 73)	102	7,0
ФК 124×96	146	130,0	89	88,9 (89)	114	8,0
ФК 136×102	168	140,3	97,13 (В 89)	95,25 (В 89)	114	7,0
ФК 140×110	168	146,3	101,6 (101)	102 (101)	127	8,0
ФК 150×122	168 178	154,3 154,3	114,3 (В 102, 114)	114,3 (114)	140	9,0
ФК 160×133	194	165,7	127 (В 114, 127)	120,65 (В 114)	140	6,5
ФК 190×152	219	195,1	140	—	168	8,0
ФК 210×179	245	216,5	168,3 (168)	—	194	7,0
ФК 248×205	273	253,1	168,3	—	219	7,0

Примітка. У дужках позначені труби з висадженими всередину кінцями.

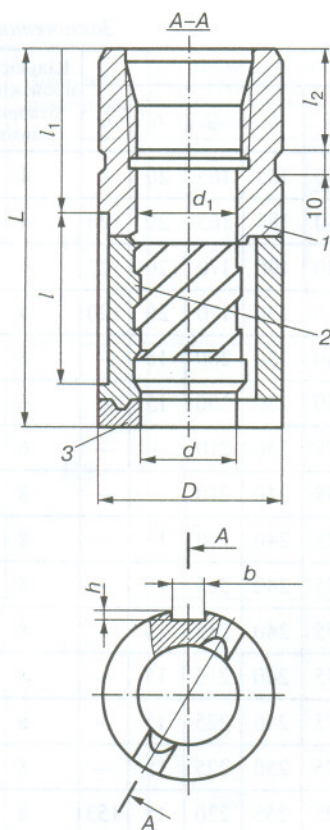


Рис. 8.123. Схема фрезера кільцевого типу ФК:
1 — головка; 2 — корпус;
3 — різально-стиральна ділянка

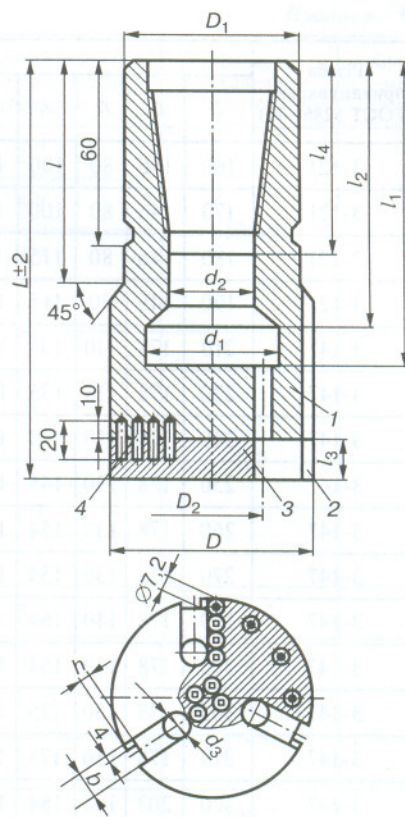


Рис. 8.124. Схема фрезера вибійного типу ФЗ:
1 — корпус; 2 — наплавка реліту; 3 — стиральна ділянка фрезера; 4 — різальні пластини

Фрезер вибійний ФЗ (рис. 8.124, табл. 8.104, 8.105) призначений для фрезерування торцевою поверхнею металевих предметів, залишених у свердловині. Фрезер різально-стиральний. Його торцева частина запресована різальними пластинами з металокерамічного твердого сплаву марки ВК-8, заплавлених припоєм, армованим подрібненим металокерамічним твердим сплавом марки ВК-8. Різальні крайки промивних пазів наплавлені релітом.

Таблиця 8.104

Технічні характеристики вибійних фрезерів ФЗ

Шифр	Різьба приєднувальна (ГОСТ 5286—75)	Розміри, мм													Кількість проміжних отворів і пазів	Маса, кг, не більше
		D	D ₁	D ₂	d ₁	d ₂	d ₃	h	L±2	l	l ₁	l ₂	l ₃	l ₄		
ФЗ-90	3-62	90	80	44	60	36	14	5	210	120	150	130	20	—	3	13,2
ФЗ-95	3-62	95	80	46	64	36	14	5	210	120	155	135	20	—	3	9,0
ФЗ-104	3-76	104	95	50	68	45	14	5	215	120	160	140	20	—	3	11,0
ФЗ-115	3-76	115	95	60	78	45	14	5	220	120	165	145	20	—	3	12,0
ФЗ-118	3-76	118	95	60	78	45	14	5	220	120	165	145	20	—	3	13,5
ФЗ-135	3-88	135	108	64	84	58	16	6	230	130	170	150	20	—	4	16,5
ФЗ-140	3-88	140	108	64	84	58	16	6	230	130	170	150	20	—	4	17,5
ФЗ-150	3-88	150	108	64	84	58	16	6	230	130	170	150	20	—	4	19,0

Шифр	Різьба приєднувальна (ГОСТ 5286—75)	Розміри, мм													Кількість проміжних отворів і пазів	Маса, кг, не більше
		D	D_1	D_2	d_1	d_2	d_3	h	$L \pm 2$	l	l_1	l_2	l_3	l_4		
ФЗ-160	3-121	160	146	80	100	80	18	6	250	140	185	165	20	—	4	28,0
ФЗ-170	3-121	170	146	80	100	80	18	6	250	140	185	165	20	120	4	30,0
ФЗ-180	3-121	180	146	80	115	80	18	6	260	140	190	170	20	120	4	32,0
ФЗ-190	3-121	190	146	90	115	80	18	6	260	140	230	170	20	120	4	35,0
ФЗ-210	3-147	210	178	110	135	102	20	8	280	160	230	200	15	—	6	43,0
ФЗ-220	3-147	220	178	110	135	102	20	8	280	160	230	200	15	—	6	45,0
ФЗ-240	3-147	240	178	110	145	102	20	8	300	175	230	210	—	—	6	58,0
ФЗ-250	3-147	250	178	120	145	102	20	8	300	175	240	210	—	—	8	62,0
ФЗ-260	3-147	260	178	130	154	102	20	8	320	175	240	210	15	—	8	65,0
ФЗ-270	3-147	270	178	130	154	102	20	8	320	175	240	215	15	—	8	75,0
ФЗ-290	3-147	290	178	140	164	102	20	8	320	175	240	215	15	—	8	87,0
ФЗ-295	3-147	295	178	140	164	102	20	8	320	175	240	215	15	—	8	90,0
ФЗ-305	3-147	305	178	150	175	102	20	8	330	175	250	225	15	—	8	94,0
ФЗ-310	3-147	310	178	150	175	102	20	8	330	175	250	225	15	—	8	96,0
ФЗ-320	3-147	320	203	160	184	127	20	8	330	175	255	230	15	153	8	101,0
ФЗ-345	3-147	345	203	180	205	127	20	8	340	180	270	240	15	153	8	108,0
ФЗ-365	3-171	365	203	190	215	127	20	8	370	180	280	245	15	153	8	112,0
ФЗ-375	3-171	375	203	190	225	127	20	8	370	180	280	245	15	153	8	114,5
ФЗ-390	3-171	390	203	200	225	127	20	8	380	180	295	260	15	153	10	150,0
ФЗ-435	3-171	435	203	220	250	127	20	8	400	180	300	270	15	153	10	185,0
ФЗ-460	3-171	460	203	220	250	127	20	8	420	180	310	280	15	153	10	220,0
ФЗ-480	3-171	480	203	220	250	127	20	8	420	180	310	280	15	153	10	240,0

Таблиця 8.105

Застосування вибієних фрезерів ФЗ

Шифр	Зовнішній діаметр, мм	Діаметр обсадних труб (ГОСТ 632—80), мм		Сумарний зазор між фрезером і обсадною трубою, мм	Діаметр свердловини за долотом, мм	Сумарний зазор між фрезером і свердловиною, мм
		умовний	внутрішній			
ФЗ-90	90	114	96,3	6,3	95,2	5,2
			98,3	8,3		
ФЗ-95	95	114	100,3	5,3	98,4	3,4
			102,3	7,3		
ФЗ-104	104	127	109	5	108	4,0
			111	7		
			113	9	114,3	10,3

Шифр	Зовнішній діаметр, мм	Діаметр обсадних труб (ГОСТ 632—80), мм		Сумарний зазор між фрезером і обсадною трубою, мм	Діаметр свердловини за долотом, мм	Сумарний зазор між фрезером і свердловиною, мм
		умовний	внутрішній			
ФЗ-115	115	140	119,7	4,7	120,6	5,6
			121,7	6,7		
			123,7	8,7		
			125,7	10,7		
ФЗ-118	118	146	124	5	132	12
			126	6		
			128	8		
			130	10		
			132	12		
ФЗ-135	135	168	140,3	5,3	139,7	4,7
			144,3	9,3	142,9	7,2
ФЗ-140	140	168	146,3	6,3	146	6
			148,3	8,3		
			150,3	10,3	149,2	9,2
			152,3	12,3	152,4	12,4
		178	149,8	9,8	—	—
			153,8	13,8		
ФЗ-150	150	168	154,3	4,3	—	—
			155,3	5,3		
		178	155,8	5,8	158,7	8,7
			157,8	7,8		
			159,8	9,8		
			161,8	11,8		
			163,8	13,8		
ФЗ-160	160	194	165,7	5,7	165,1	5,1
			169,7	9,6		
			173,7	13,7	171,4	11,4
ФЗ-170	170	194	175,7	5,7	—	—
			177,7	7,7		
			179,7	9,7		

Шифр	Зовнішній діаметр, мм	Діаметр обсадних труб (ГОСТ 632—80), мм		Сумарний зазор між фрезером і обсадною трубою, мм	Діаметр свердловини за долотом, мм	Сумарний зазор між фрезером і свердловиною, мм
		умовний	внутрішній			
ФЗ-180	180	—	—	—	187,3	7,3
					190,5	10,5
ФЗ-190	190	219	195,1	5,1	196,9	6,9
			199,1	9,1		
			201,1	11,1		
			203,1	13,1	200,0	10,0
			205,1	15,1		
ФЗ-210	210	245	216,5	6,5	215,9	5,9
			220,5	10,5		
			222,5	12,5	222,3	12,3
ФЗ-220	220	245	224,5	4,5	228,6	8,6
			226,5	6,5		
			228,5	8,5		
			230,5	10,5		
ФЗ-240	240	273	249,1	9,1	244,5	4,5
			253,1	13,1	250,8	10,8
ФЗ-250	250	273	255,1	5,1	—	—
			257,1	7,1		
			259,1	9,1		
ФЗ-260	260	299	274,5	14,5	269,9	9,9
ФЗ-270	270	299	274,5	4,5	—	—
			276,5	6,5		
			278,5	8,5		
			280,5	10,5		
			282,5	12,5		
ФЗ-290	290	324	299,9	9,9	295,3	5,3

Шифр	Зовнішній діаметр, мм	Діаметр обсадних труб (ГОСТ 632—80), мм		Сумарний зазор між фрезером і обсадною трубою, мм	Діаметр свердловини за долотом, мм	Сумарний зазор між фрезером і свердловиною, мм
		умовний	внутрішній			
ФЗ-295	295	324	299,9	4,9	—	—
			301,9	6,9		
			303,9	8,9		
			305,9	10,9		
ФЗ-305	305	340	315,7	10,7	311,1	6,1
			317,7	12,7		
ФЗ-310	310	340	319,7	9,7	320	10
			321,7	11,7		
ФЗ-320	320	351	327	7	—	—
			329	9		
			331	11		
			333	13		
ФЗ-345	345	377	353	8	349	4,2
			355	10		
			357	12		
			359	14		
ФЗ-365	365	—	—	—	374,6	9,6
ФЗ-375	375	406	382,4	7,4	393,7	18,7
			384,4	9,4		
			386,4	11,4		
			388,4	13,4		
ФЗ-390	390	426	402	12	—	—
			404	14		
			406	16		
ФЗ-435	435	—	—	—	444,5	9,5
ФЗ-460	460	—	—	—	469,9	9,9
ФЗ-480	480	508	486	6	490	10

Примітка. Осьове навантаження 30—100 кН, частота обертання 40—100 об/хв.

Фрезери виготовляють із правою і лівою приєднувальною різьбою та відповідним розташуванням різальних крайків промивних пазів.

Вибірні фрезери рекомендують використовувати разом із металоуловлювачами.

Фрезер гідропіскоструминний (рис. 8.125) призначений для руйнування на вибої металевих предметів і цементного каменю. В цьому фрезері насадки розташовані під кутом $5-6^\circ$ до вертикальної осі. Струмінь не повинен руйнувати стінки обсадної колони.

Фрезер-уловлювач магнітний призначений для уловлювання та піднімання із свердловини металевих предметів з феромагнітними властивостями. Фрезери виготовляють у двох модифікаціях: ФМ — без механічного захоплення (рис. 8.126,а); ФМЗ — з механічним захопленням (рис. 8.126,б).

Дані про ці фрезери наведено в табл. 8.106.

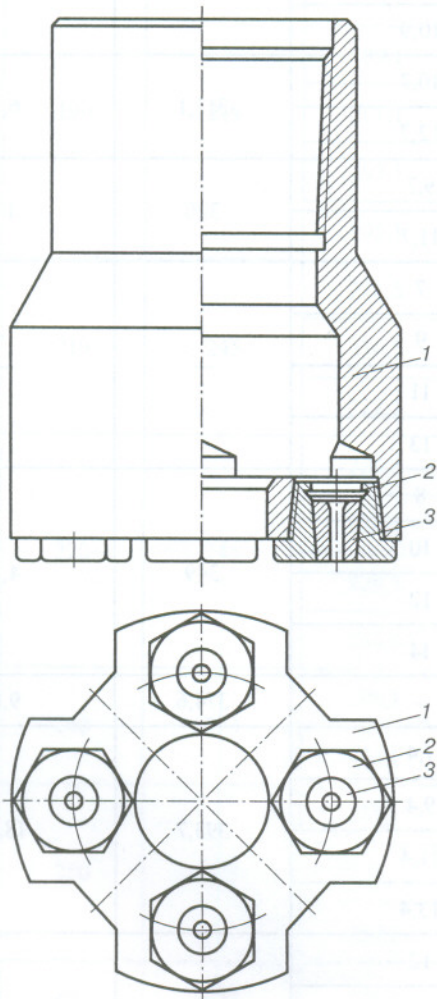


Рис. 8.125. Схема фрезера гідропіскоструминного:
1 — корпус; 2 — гайка для закріплення насадки; 3 — насадка

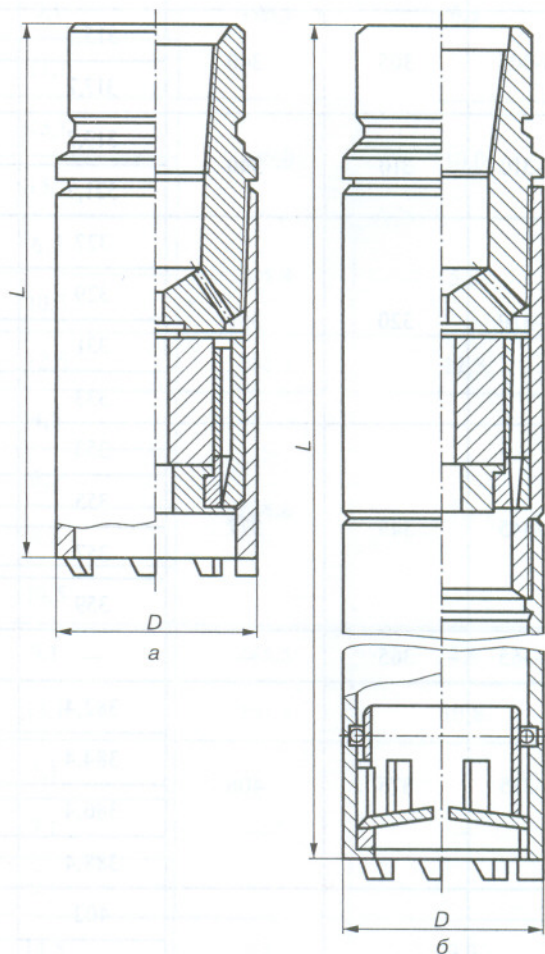


Рис. 8.126. Схеми фрезерів-уловлювачів магнітних:
а — типу ФМ; б — типу ФМЗ

Опускати фрезер у відкритий стовбур треба обережно. Не доходячи до вибою на 10—15 м, слід проводити промивання (12—20 л/с) і обертати колону з частотою 20—60 об/хв. Уловлювачі добре притягують металеві предмети, якщо вони знаходяться на відстані 1—2 см.

Перед підніманням фрезера припиняють його обертання і обережно опускають униз для отримання контакту з металевим предметом (з навантаженням не більше 50 кН). Потім відривають фрезер від вибою на 10—15 м і повторно навантажують.

Під час піднімання фрезера-уловлювача не можна робити різкі посадки бурильної колони і різке гальмування.

Забороняється розбирати фрезер магнітний, щоб не допустити його розмагнічування.

Основні розміри і режими роботи фрезерів-уловлювачів магнітних

Шифр	Умовна вантажопідйомна сила, Н	D, мм	L, мм, не більше	Приєднувальна різьба (ГОСТ 5286—75)	Рекомендований режим роботи		Маса, кг, не більше
					подача насоса, л/с, не більше	номінальне осьове навантаження під час ловильних робіт, кН	
ФМ-86	400	86	245	3-62	12	3	8
ФМ-88	700	88	380	3-66	12	3	10
ФМ-88	700	88	480	3-66	12	3	19
ФМ-93	850	93	265	3-62	12	3	10
ФМ-103	800	103	400	3-76	12	4	23
ФМ-103	800	103	520	3-76	12	4	25
ФМ-115	950	115	330	3-62	12	5	18
ФМ-118	1000	118	440	3-76	12	5	24
ФМ3-118	1000	118	580	3-76	12	5	26
ФМ-135	1200	135	440	3-88	12	6	38
ФМ3-135	1200	135	580	3-88	12	6	45
ФМ-150	2400	150	450	3-121	12	7	45
ФМ3-150	2400	150	600	3-121	12	7	50
ФМ-170	2800	170	460	3-121	20	8	55
ФМ3-170	2800	170	610	3-121	20	8	65
ФМ-195	3250	195	470	3-121	20	9	110
ФМ3-195	3250	195	620	3-121	20	9	120
ФМ-225	560	225	550	3-147	20	10	130
ФМ3-225	560	225	700	3-147	20	10	140
ФМ-270	680	270	600	3-147	20	11	160
ФМ3-270	680	270	750	3-147	20	11	170
ФМ-315	1200	315	700	3-147	20	12	210
ФМ3-315	1200	315	850	3-147	20	12	230

Примітка. Частота обертання фрезера 20—60 об/хв.

Свердловинний магнітний уловлювач СМЛ «Титан» (табл. 8.107) призначений для очищення вибоїв свердловин різного діаметра від феромагнітних предметів, включаючи великі сталеві уламки, до твердосплавних зубців шарошок зі слабкими феромагнітними властивостями.

Таблиця 8.107

Технічні характеристики СМЛ «Титан»

Марка	Діаметр, мм	Вантажопідйомність, кН	Марка	Діаметр, мм	Вантажопідйомність, кН
«Титан»-88	88	1,6	«Титан»-225	225	12,4
«Титан»-103	103	2,5	«Титан»-245	245	14,5
«Титан»-115	115	3,5	«Титан»-270	270	19,6
«Титан»-135	135	4,3	«Титан»-315	315	25,0
«Титан»-150	150	6,7	«Титан»-370	370	32,5
«Титан»-170	170	7,2	«Титан»-420	420	39,6
«Титан»-195	195	10,0	«Титан»-460	460	47,0

Уловлювач СМЛ «Титан» випускає ВНДІБТ. Його використовують зі стандартним обладнанням і набором інструментів.

Переваги СМЛ «Титан»:

значно вища вантажопідйомність порівняно з існуючими магнітними уловлювачами; висока уловлювальна здатність, яка дає змогу притягувати шарошки і твердосплавні зубці з силою і на відстанях, кратно більших, ніж в існуючих уловлювачів; можливість осьового переміщення магнітної системи в корпусі СМЛ; повна відсутність залипання на стінках обсадних труб.

Павук гідромеханічний (рис. 8.127, табл. 8.108) складається з корпусу, у верхній частині якого розміщено кожух. Разом вони утворюють шламометалоуловлювач. Бічні отвори призначені для встановлення стопорних шпильок і пропуску промивальної рідини. Всередині перехідника розміщено поршень, який зв'язаний з корпусом захоплювача. У пази останнього вставлені рухомі захоплювальні зуби, які перекриті накладками.

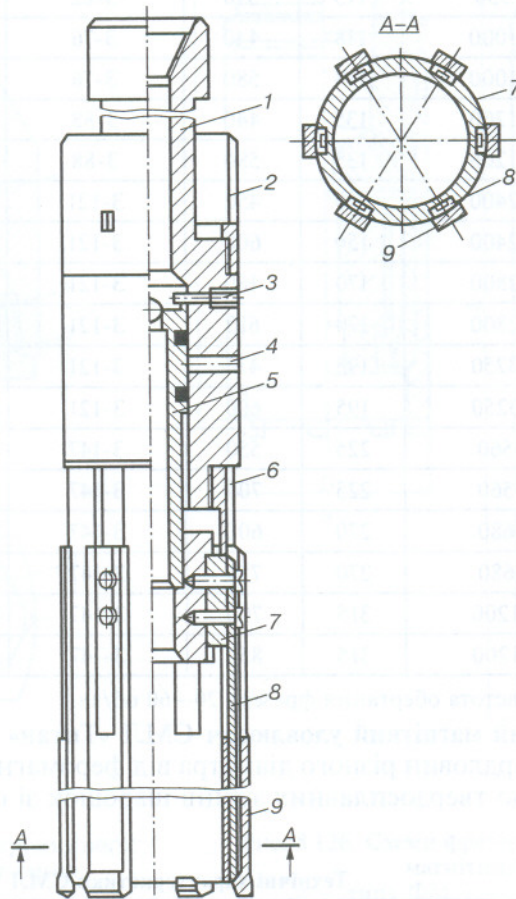


Рис. 8.127. Схема павука гідромеханічного:

- 1 — корпус; 2 — кожух; 3, 4 — бічні отвори для встановлення стопорних шпильок і пропуску промивальної рідини; 5 — поршень; 6 — пази;
7 — корпус захоплювача; 8 — захоплювальні зуби;
9 — накладки

Ловильні роботи з допомогою гідромеханічного павука виконують так. Зібраний у транспортному стані павук опускають у свердловину на бурильних трубах. Коли до вибою залишається 15 м, відновлюють циркуляцію і обережно опускають павук при обертанні без навантаження до вибою.

Відчувши вибій, кидають у колону кулю і обертають колону на низькій швидкості обертання ротора. Свердловину поглиблюють з невеликим навантаженням на павук, при цьому куля сідає в сидло, а поршень під тиском бурового розчину зрізає шпильки. Поштовхувачем виводять рухомі захоплювальні зуби, які, рухаючись пазами і змикаючись у центрі, захоплюють метал на вибої.

Підняті над вибоєм під час промивання свердловини дрібні металеві предмети попадають у шламометалоуловлювач.

Піднятий павук розбирають, а захоплювальні зуби за допомогою гвинтового домкрата повертають у вихідний стан. Очищений від шламу і металу павук збирають заново, змашують і підготовляють до наступного застосування.

Таблиця 8.108

Технічні характеристики гідромеханічного павука

Типорозмір	Діаметр свердловини за долотом, мм*	Зовнішній діаметр захоплення, мм	Довжина, мм	Приєднувальна різьба	Орієнтовна маса, кг
ПГН-138	139,7	138	1685	3-88	81
ПГН-158	165,1	158	1685	3-88	92
ПГН-188	190,5	188	1800	3-121	159
ПГН-212	215,9	212	1800	3-121	172
ПГН-240	244,5	240	1970	3-147	234
ПГН-266	269,9	266	1970	3-147	264
ПГН-292	295,3	292	2230	3-171	433
ПГН-316	320,0	316	2230	3-171	472

* Найбільший, рекомендований для роботи з павуком.

Трубні павуки (рис. 8.128) призначені для піднімання із свердловини металевих предметів (лап, шарошок, кувалд тощо). Виготовляють їх з обсадної труби завдовжки 1,5—2,5 м.

У нижній частині труби вирізають зубці заввишки 20—35 см, які пізніше піддають випалу.

Для попередження передчасного згину окремі зубці роблять бочкоподібними.

Діаметр павука має бути на 30—50 мм меншим за діаметр свердловини. Перед опусканням павука бажано проробляти стовбур свердловини на 2—3 м вище вибою, а потім заглибити свердловину на 0,3—0,5 м пікоподібним долотом.

Після спуску павука до вибою на нього створюють навантаження.

При цьому зубці павука збігаються по твірній конуса, а металеві предмети, що знаходяться на вибої разом з частиною породи, потрапляють всередину труби і залишаються в павуці.

Робота **струминних шламометалоуловлювачів** (рис. 8.129, 8.130) заснована на занесенні потоком промивальної рідини в ловильний інструмент предметів, що були на вибої.

В **гідравлічному уловлювачі** Г.Н. Кир'янова (рис. 8.131) зворотну циркуляцію створюють не дією струминного насоса, а спрямуванням промивальної рідини через спеціальні канали, які утворюються двома рядами труб.

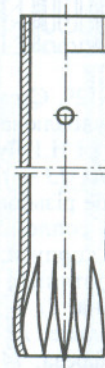


Рис. 8.128. Схема трубного павука

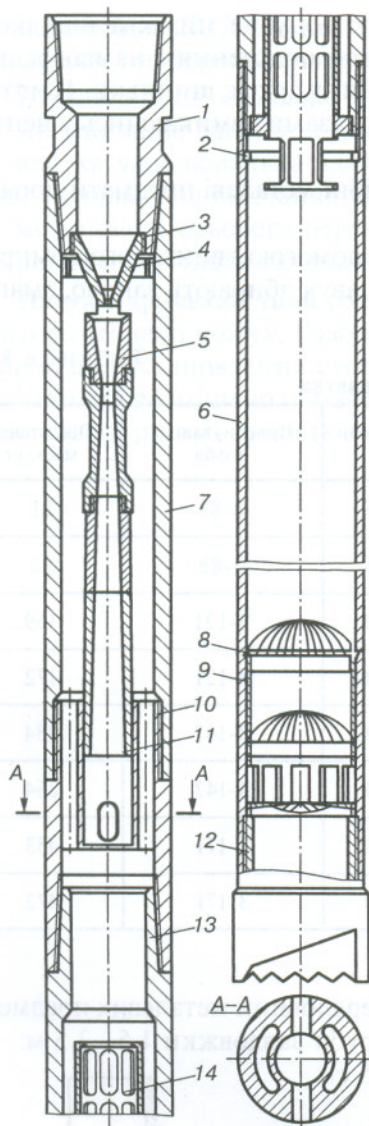


Рис. 8.129. Схема струминного металоуловлювача Е.М. Курнева і Н.І. Лукінова:

1, 10, 13 — перехідники;
2 — кільце різбове; 3 — прокладка;
4 — сопло; 5 — дифузор;
6, 7 — корпуси; 8 — уловлювач дрітаний; 9 — втулка розпірна; 11 — ущільнювальне кільце; 12 — кільцева фреза; 14 — фільтр

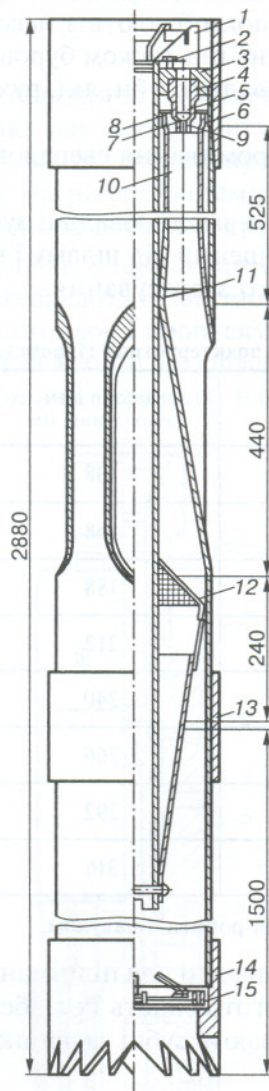


Рис. 8.130. Схема струминного металоуловлювача Р.С. Яремійчука та Е.І. Узумова:
1 — направлення для кулі; 2 — сидло клапана; 3 — муфта; 4 — плита;
5 — сопло; 6 — розпірна втулка;
7 — встановлювальне кільце;
8 — ніжка встановлювального кільця;
9 — змінний штуцер; 10 — камера змішування; 11 — корпус; 12 — вузол уловлювання дрібних металевих предметів; 13 — муфта; 14 — затискна втулка; 15 — пелюстки

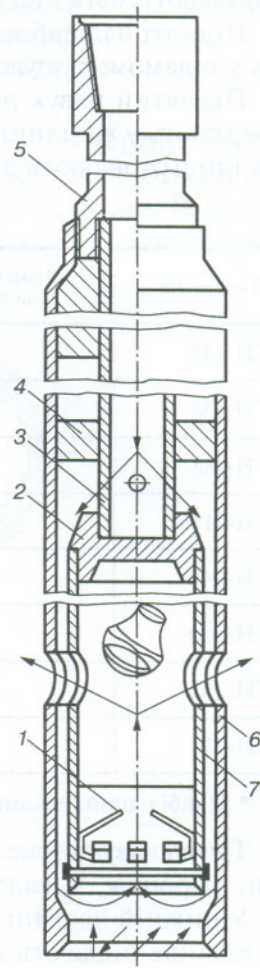


Рис. 8.131. Схема гідравлічного уловлювача Г.Н. Кир'янова:
1 — пелюстки;
2, 4 — заглушки;
3 — корпус;
5 — перехідник;
6 — зовнішній корпус;
7 — внутрішній корпус

Шламметалоуловлювач відкритого типу ШМУ-О конструкції ВНДІБТ (табл. 8.109, рис. 8.132,а) являє собою вал 2, до якого за допомогою трубних різьб приєднують трубний перехідник 1 і перехідник-базу 4. До останнього також за допомогою лівої трубної різьби приєднують кожух 3.

На верхньому кінці кожуха приварені центрувальні косяки.

Технічні характеристики шламометалоуловлювачів ШМУ-О

Діаметр свердловини за долотом, мм	Діаметр ШМУ-О, мм	Кільцевий зазор у свердловині, мм	Рекомендована швидкість потоку в зазорі, м/с	Витрата рідини, л/с	Діаметр вала, мм	Зазор між стінкою свердловини і валом, мм	Співвідношення між швидкостями потоку біля кишені ШМУ-О
146	127	19,0	2,00 2,54 3,40	8,1 10,3 13,8	60	86	2,68
190,5	168	22,5	4,05 4,85 5,82	25,6 30,7 36,9	89	101,5	3,22
215,9	194	21,9	3,90 4,68 5,62	27,5 33,0 39,6	114	101,9	4,04
244,5	219	25,5	2,54 3,16 3,80	23,6 29,3 35,2	141	103,5	4,15
269,9	245	24,9	2,58 3,10 3,72	26,0 31,2 37,4	141	128,9	4,39

Кожух 3 в усіх розмірах шламометалоуловлювачів виготовляють на 1,0—1,5 м коротшим від вала 2 для того, щоб забезпечити випадіння металу в кишеню ШМУ-О. Загальна довжина шламометалоуловлювача до 8 м.

Шламометалоуловлювач закритого типу ШМУ-3 також розроблений у ВНДІБТ (рис. 8.132,б). Пристрій складається з перехідника 1, вала 2, кожуха 3, нарізної втулки 4 і перехідника 5.

Від ШМУ-О цей уловлювач відрізняється тим, що кожух 3 вільно насаджено на перехідник 1, а у верхній частині його закріплено і відцентровано за допомогою перехідника 5 і нарізної втулки 4.

Нормальний ряд і технічні характеристики ШМУ-3 наведено в табл. 8.110.

Ловильні роботи з допомогою шламометалоуловлювачів виконують так.

Не допускаючи пристрій до вибою на 5—8 м, проводять циркуляцію бурового розчину з максимально можливою витратою рідини.

Потім шламометалоуловлювач допускають до вибою. Бажано його припіднімати 3—4 рази на висоту 10—15 м. Загальний час роботи пристрою має становити не менше 1 год. Для очищення вибою від металу швидкість висхідного потоку має бути не менше 3,7 м/с.

У процесі циркуляції бурового розчину в кільцевому зазорі між стінкою свердловини і кожухом створюється висока швидкість висхідного потоку. Частини металу, потрапляючи в цей потік, піднімаються. З досягненням верхнього торця кожуха швидкість потоку різко зменшується.

Метал, який знаходиться в потоці, потрапляє в зону завихрення і під дією сил гравітації осідає в зоні спокою між кожухом і валом.

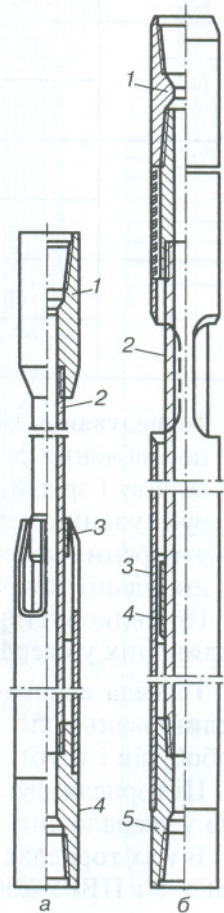


Рис. 8.132. Схеми шламометалоуловлювачів:
а — типу ШМУ-О;
б — типу ШМУ-3

Технічні характеристики шламометалоуловлювачів ШМУ-3

Номер	Діаметр свердловини, мм	Зовнішній діаметр кожуха, мм	Зазор між стінкою свердловини і ШМУ-3, мм	Діаметр вала, мм	Співвідношення між швидкостями потоку біля кишені
6	146	127	19	73	3,2
	165	126	39	41,85	
7	161	141	20	89	3,0
	203	156	47	62	
8	190	168	22	114	2,9
	283	220	63	102	
9	216	194	22	114	4,3
	360	300	60	102	
10	245	219	26	141	3,5
	464	376	88	156	
11	270	245	25	168	3,6
	568	470	98	221	
12	295	273	22	168	4,6
	685	585	100	—	

Торпедування під час ліквідації аварій застосовують переважно для: послаблення різьбових з'єднань з тим, щоб полегшити розкручування колон; обриву і зрізання труб для від'єднання від прихвачених труб; руйнування металевих предметів на вибої свердловини; утворення каверн під час забурювання нового стовбура; ліквідації жолобів.

При використанні торпед можна створювати коливання колони, що сприяє звільненню заклинених у свердловині труб або прилиплих до стінок труб.

Торпеда шашечна термостійка ТШТ (рис. 8.133, табл. 8.111) призначена для ліквідації заклинювань доліт і елементів бурильної колони (калібраторів, центраторів, розширювачів, турбобурів і труб), а також для обривання труб.

Ці торпеди фугасної дії негерметичні, заряд вибухової речовини (ВР) контактує з рідиною у свердловині.

В усіх торпедах для ініціювання вибуху заряду застосовують вибухові патрони ПВГУ-4, ПВГУ-5 і ПВГУ-250/1500. Вантаж торпед жорстко з'єднують з корпусом і використовують багаторазово.

Як заряд вибухової речовини для торпеди застосовують ГФГ-2, ГІДС і НТФА. Залежно від типу вибухової речовини гранична температура для торпед становить відповідно 160; 200 і 250 °С.

Технічні характеристики торпед ТШТ

Шифр	Торпеда			Заряд				Зовнішній діаметр труб, мм		
	довжина з вантажем, мм	діаметр, мм	маса, кг	діаметр, мм	довжина, мм	маса 1 м ВР, кг	маса заряду, кг	насосно-компресорних	бурильних	обсадних
ТШТ-9/22	2380	22	2,874	9	1200	0,104	0,125	48,3	73	—
ТШТ-10/22	2380	22	2,907	10	1200	0,125	0,150	48,3	73	—
ТШТ-12/22	2380	22	2,997	12	1200	0,183	0,220	48,3	73	—
ТШТ-15/22	2375	22	3,295	15	1200	0,283	0,340	48,3	73	—
ТШТ-25/28	1925	28	3,546	25	700	0,771	0,540	48,3	73	—
ТШТ-35/50	1670	50	11,804	35	700	1,540	1,080	73,0	89	114
ТШТ-43/50	1670	50	15,847	43	700	2,320	1,620	88,9	114	114—146
ТШТ-50/55	1675	55	17,030	50	700	3,140	2,200	101,6	114	140—168
ТШТ-65/70	1480	70	18,940	65	500	5,300	2,650	114,0	140	140—168
ТШТ-84/90	1910	90	21,000	84	600	6,680	4,010	—	—	140—219

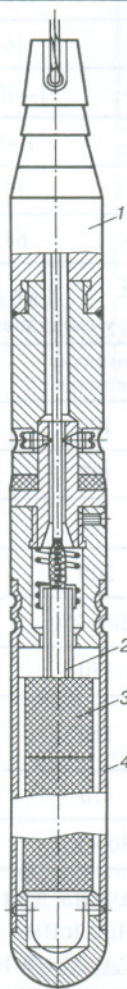


Рис. 8.133. Схема торпеди шашечної термостійкої типу ТШТ:
1 — вантаж; 2 — вибуховий патрон; 3 — шашки; 4 — корпус

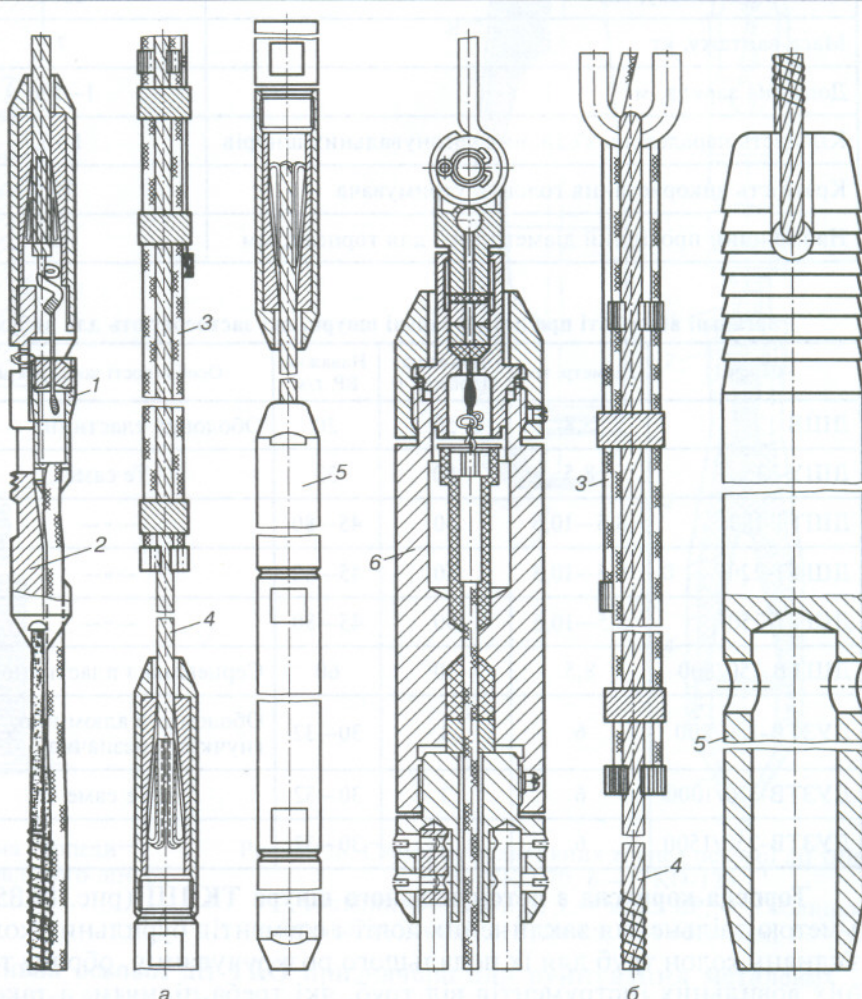


Рис. 8.134. Схеми торпед із детонувального шнура типу ТДШ:
а — торпеди ТДШ-25; б — торпеди ТДШ-50;
1 — вибуховий патрон; 2 — утримувач; 3 — детонувальний шнур;
4 — трос; 5 — вантаж; 6 — головка з електродетонатором

Торпеда з детонувального шнура ТДШ (рис. 8.134, табл. 8.112) призначена для ліквідації прихватів методом трясіння і послаблення різьбових з'єднань для наступного розкручування в інтервалі вибуху. Заряд торпеди складається з відрізків детонувального шнура, які прикріплені до троса. Шнур використовують залежно від гідростатичного тиску і температури в інтервалі вибуху (табл. 8.113).

Таблиця 8.112

Технічні характеристики торпед із детонувального шнура ТДШ

Показник	Шифр	
	ТДШ-25	ТДШ-50
Довжина головки утримувача, мм	245	300
Заряд	Детонувальний	
Ініціатор	Підричний патрон ЭД8, ТДШ-25, ТЭД-2	
Граничний гідростатичний тиск, МПа	50	50
Гранична температура, °С	100	100
Довжина вантажу, мм	2200	1000
Маса вантажу, кг	7	16
Довжина заряду, м	1—100	1—100
Кількість паралельно з'єднаних детонувальних шнурів	1—5	1—5
Кратність використання головки утримувача	10	15
Найменший прохідний діаметр труб для торпеди, мм	38	68

Таблиця 8.113

Загальні відомості про детонувальні шнури, які застосовують для вибухових робіт у свердловинах

Шифр	Діаметр, мм	Довжина відрізків, м	Наважка ВР, г/м	Особливості конструкції	Гранична температура, °С	Граничний тиск, МПа
ДШВ	5,8	50	20	Оболонка еластична	100	50
ДШУ-33	8,5	50	33	Те саме	100	100
ДШТТ-180	8,5—10,5	50	45—80	— " —	175	80
ДШТТ-220	8,5—10,5	50	45—80	— " —	200	100
ДШТТ-250	8,5—10,5	50	45—80	— " —	230—250	150
ДШТВ-150/800	8,5	50	60	Серцевина з пластичної ВР	150	80
ДУЗТВ-150/800	6	3	30—32	Оболонка з алюмінію, гнучкість незначна	150	80
ДУЗТВ-170/1000	6	3	30—32	Те саме	170	100
ДУЗТВ-250/1500	6	3	30—32	— " —	230—250	150

Торпеда корпусна з детонувального шнура ТКДШ (рис. 8.135) призначена для трясіння з метою звільнення заклинених доліт і елементів бурильних колон, послаблення різьбових з'єднань колон труб для їх подальшого розкручування, обриву труб, від'єднання незвільнених ловильних інструментів від труб, які треба підняти, а також для проштовхування на вибій предметів, що застрягли у свердловині.

Конструкція допускає встановлення торпеди безпосередньо в об'єкт торпедування (долото, дзвін, мітчик тощо) або в безпосередній близькості від нього. Торпеда складається з

корпусу 1, вибухового патрона 2, детонувального шнура 3 і еластичних центраторів 4. Розміри корпусу допускають роботу у свердловинах діаметром від 65 мм і більше.

Для ініціювання детонувального шнура 3 у торпеді використовують стандартні вибухові герметичні патрони типу ПВГУ-4, ПВГУ-5 і ПВГУ-250/1500. Для оснащення торпеди застосовують детонувальний шнур типу ДШВ, ДШУ, ДШТ і ДШТТ.

Вибір величини заряду вибухової речовини, кількість рядів шнура і порядок намотування на корпус залежать від цілі торпедування.

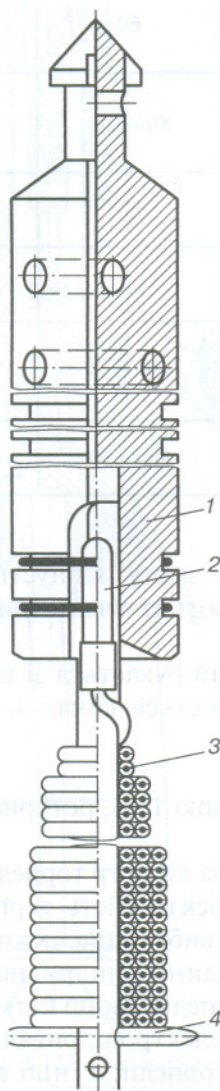


Рис. 8.135. Схема торпеди корпусної з детонувального шнура типу ТКДШ

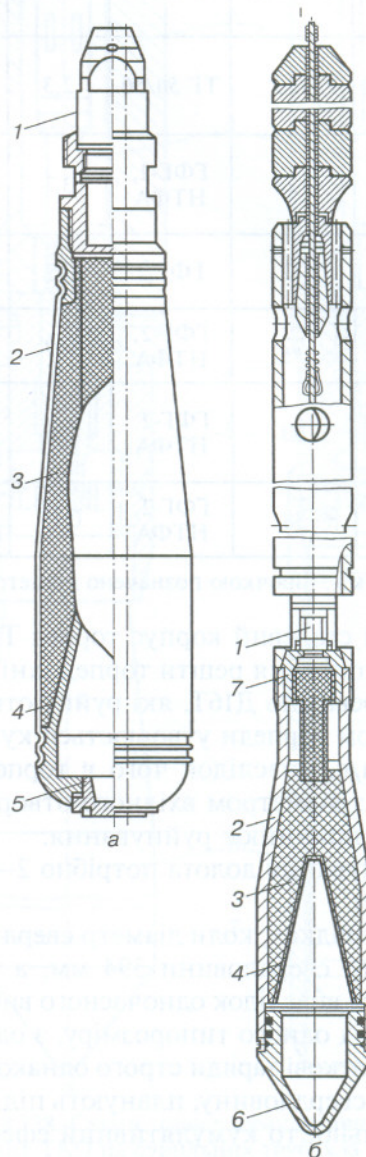


Рис. 8.136. Схеми кумулятивних торпед осьової дії типу ТКО:
а — ТКО-70; б — ТКО-120;
1 — зривник; 2 — корпус; 3 — заряд ВР; 4 — облицювання вибухової виїмки; 5 — кришка; 6 — обтічник; 7 — головка

Торпеда кумулятивна осьової дії ТКО призначена для руйнування металевих предметів і твердих порід (табл. 8.114). Крім того, торпеди діаметром від 38 до 72 мм можна використовувати для ліквідації заклинювань турбодоліт. Загальний вигляд цих торпед показаний на рис. 8.136. Їх виготовляють двох видів: нетерmostійкі (рис. 8.136,а) і терmostійкі (рис. 8.136,б), які опускають у свердловину в захисному кожусі.

Технічні характеристики кумулятивних торпед осьової дії ТКО

Шифр	Зовнішній діаметр, мм	Вибухова речовина		Марка зривника	Максимальна температура застосування, °C	Максимальний тиск застосування, МПа	Рекомендований діаметр свердловини, мм
		марка	маса, кг				
ТКО-200	190—200	ТГ 50/50	8,6	В-473, ПВГУ-4, ПВГУ-5	120	60—80	243—490
ТКО-120-600	120	ТГ 50/50	2,3	В-473, ПВГУ-4, ПВГУ-5	120	60	140—216
ТКОТ-120	122	ГФГ-2, НТФА	3,7	В-473, ПВГУ-4, ПВГУ-250/1500	150—200	80—100	140—216
ТКО-70А	72	ГФГ-2	0,9	В-473, ПВГУ-5	150	80	93—140*
ТКОТ-70	72	ГФГ-2, НТФА	0,9	В-473	150—200	100	93—140*
ТКОТ-60	60	ГФГ-2, НТФА	0,6	В-473, ПВГУ-5, ПВГУ-250/1500	150—230	80—150	76—93*
ТКОТ-38	38	ГФГ-2, НТФА	0,15	ПВГУ-5, ПВГУ-250/1500	150—230	80—150	60—75*

Примітка. Зірочкою позначено діаметр свердловини або труби.

Міцний сталевий корпус торпед ТКО-200 і ТКО-120-600 дає змогу їх опустити на бурильній колоні. Для решти торпед їхні деталі і корпус виготовляють із легких алюмінієвих сплавів, переважно Д16Т, які руйнуються під час вибуху.

З вибухом торпеди утворюється кумулятивний струмінь, який рухається зі швидкістю 8—10 тис. м/с, унаслідок чого в торпедованому предметі утворюється канал завглибшки 1,4—2,5 см, з діаметром вхідного отвору 0,3—0,6 діаметра заряду.

Це все спричинює руйнування.

На руйнування долота потрібно 2—3 торпеди, лапи з шарошкою 1—2, роторного клина 3—4 торпеди.

У тих випадках, коли діаметр свердловини є значно більшим за діаметр торпеди (наприклад, діаметр свердловини 394 мм, а торпеди — 120 мм), то ефективність торпедування підсилюється внаслідок одночасного вибуху 2—3 торпед. Груповий вибух здійснюють шляхом вибуху торпед одного типорозміру, з однаковим зарядом ВР від єдиного підривного патрона через додаткові заряди строго однакової довжини до кожної торпеди. Якщо кілька торпед, спущених у свердловину, планують підірвати від індивідуальних електропідривачів, з'єднаних паралельно, то кумулятивний ефект досягається від однієї торпеди, а інші вибухають як фугасні.

Для одночасного вибуху кількох торпед використовують спеціальні касетні головки типу ГК-260 або ГК-180 (рис. 8.137). Перші призначені для роботи у свердловинах діаметром 290—450 мм з установленням 3 торпед типу ТКО-120-600, другі — у свердловинах діаметром 214—295 мм з торпедами типу ТКО-70.

На бурильних трубах опускають торпеди ТКО (табл. 8.115) тоді, коли стовбур свердловини знаходиться в ускладненому стані.

Торпеда (рис. 8.138) складається з корпусу для спуску торпед УСТ, механізму наколювання, ініціювального вузла, перехідника, торпеди, кулі і запобіжного кожуха.

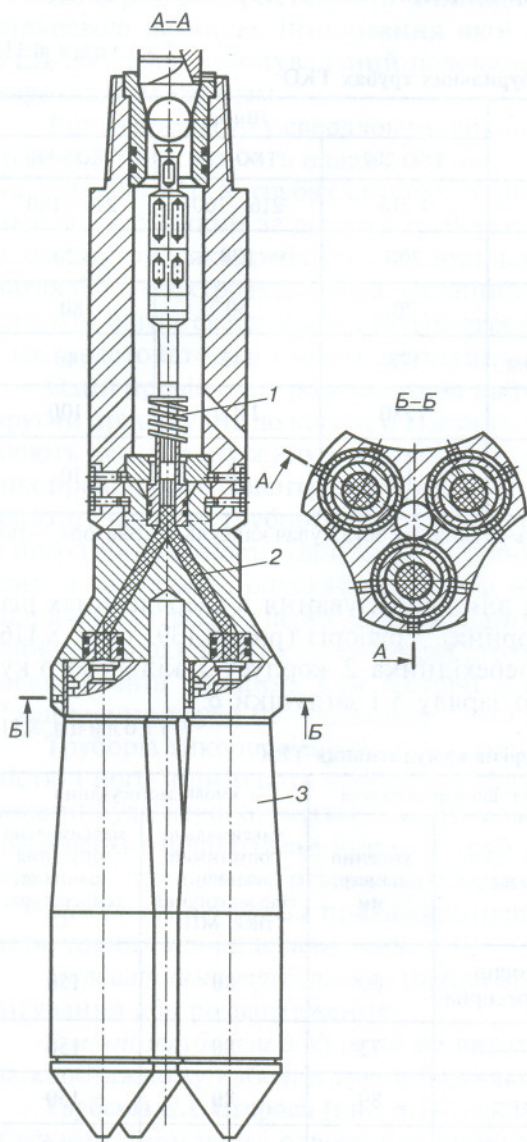


Рис. 8.137. Схема касетної головки з трьома торпедами:

1 — детонатор; 2 — детонаційний ланцюг;
3 — торпеда

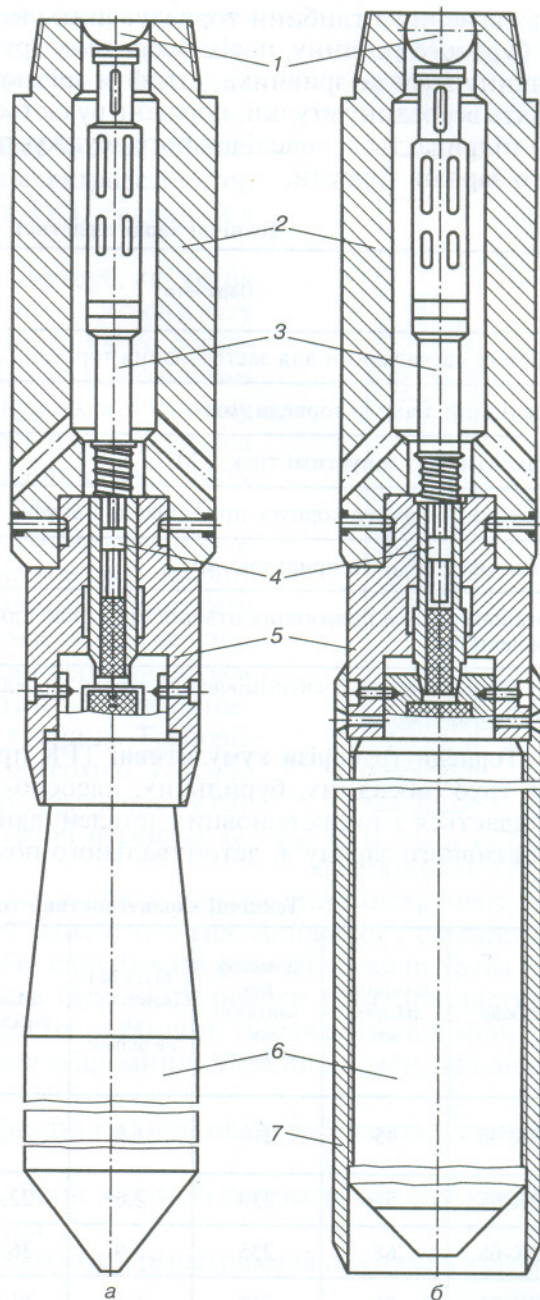


Рис. 8.138. Схеми торпед кумулятивних осьової дії типу ТКО на бурильних трубах із пристроєм для спуску:

а — нетермостійка; б — термостійка;
1 — куля; 2 — корпус пристрою для спуску торпед УСТ; 3 — механізм наколювання;
4 — ініціюючий вузол; 5 — перехідник;
6 — торпеди; 7 — запобіжний кожух

Зібрану торпеду в комплекті з пристроєм для спуску торпед разом з механізмом наколювання під'єднують до бурильної колони через перехідник і опускають до місця вибуху. Під час спуску під дією гідростатичного тиску долається опір пружини і механізм наколювання приймає робочий стан. Це відбувається за глибини спускання торпеди на 300—500 м.

З досягненням глибини торпедування свердловину промивають для вирівнювання густини бурового розчину, потім всередину труб вкидають кулю, яка разом з потоком бурового розчину досягає зривника, штифти зрізаються, запобіжна втулка звільнюється, кульки заходять всередину втулки, поршень рухається до детонатора і наколює його. Капсуль-детонатор підривається, внаслідок чого збуджується детонація додаткового, проміжного та основного зарядів торпеди.

Таблиця 8.115

Технічні характеристики торпед на бурильних трубах ТКО

Параметр	Шифр		
	ТКО-200	ТКО-120	ТКОТ-120
Діаметр свердловини для застосування торпеди, мм	> 216	216—160	216—160
Зовнішній діаметр торпеди, мм	200	120	120
Максимально допустимі тиски, МПа	70	50	80
Зовнішній діаметр корпусу пристрою для спуску торпеди, мм	178	146	146
Довжина зібраного пристрою, мм	1380	1100	1100
Загальна площа промивних отворів пристрою для спуску торпеди, см ²	10	10	10

Примітка. Спосіб ініціювання заряду торпеди — капсуль-детонатор; збуджувач капсуль-детонатора — похилий механізм.

Торпеди-труборізи кумулятивні ТРК призначені для перерізування в свердловинах різних труб (обсадних, бурильних, насосно-компресорних). Труборіз (рис. 8.139, табл. 8.116) складається з таких основних деталей: вантажу 1, перехідника 2, корпусу 3, кільцевого кумулятивного заряду 4, детонувального подовженого заряду 5 і заглушки 6.

Таблиця 8.116

Технічні характеристики торпед-труборізів кумулятивних ТРК

Шифр	Зовнішній діаметр, мм	Довжина без вантажу, мм, не більше	Маса без вантажу, кг, не більше	Маса заряду, г	Труба, що перерізається		Умови застосування	
					назва	умовний діаметр, мм	максимально допустимий зовнішній гідростатичний тиск, МПа	максимально допустима зовнішня температура, °С
ТРК-45	45	210	1,9	10,5	Насосно-компресорна	60	80	150
ТРК-55	55	230	2,6	22,6	— " —	73	80	150
ТРК-68	68	235	3,9	36,8	— " —	89	80	150
ТРК-85	85	250	5,1	81,0	Бурильна	114	80	150
ТРК-90	90	255	6,0	81,0	Обсадна	114	80	150
ТРК-110	110	250	7,5	125,0	Бурильна Обсадна	140 140; 146	50	100

Примітка. Труборіз опускають у бурильні труби з рівнопрохідними кінцями типу ТБПВ, ТБНК і в алюмінієві труби з висадженими назовні кінцями.

У корпус 3 між двома накривками вміщують кумулятивний заряд 4, облицьований листовою міддю і підпружинений знизу. Всередині кумулятивного заряду знаходиться детонувальний подовжений заряд 5. Корпус знизу герметизовано заглушкою 6 з двома кільцевими ущільненнями, а зверху — гумовим ущільненням, всередині якого розташовані ізолятор і

контакт. Перехідник 2 з'єднаний з корпусом 3 різьбовим з'єднанням, яке стопориться гвинтом. За допомогою гвинтів із шайбами до переходника під'єднують вантаж 1, який у свою чергу кріплять до каротажного кабелю.

Як заряд використовують циліндричну шашку із зовнішньою кільцевою виїмкою, ініціювання якої здійснює електродетонатор ТЕД-200 через детонувальний подовжений заряд ДУЗ, з'єднаний з каротажним кабелем.

Відрізання труб у свердловині виконують так. До труб, які треба підняти, прикладають навантаження, що перевищує їх власну вагу на 100—300 кН. У трубах спускають шаблон, діаметр якого дорівнює або є більшим за діаметр труборіза. Труборіз для відповідного діаметра труб, які треба зрізати, доставляють на бурову в зібраному вигляді без електродетонатора. Останній вставляють у труборіз перед спуском його у свердловину. Потім перевіряють надійність контакту електродетонатора з торцем детонувального подовженого заряду.

Один провід електродетонатора закріплюють в отвір контакту, а другий приєднують до корпусу. Після цього в отворі контакту закріплюють центральну жилу кабелю і перевіряють надійність контакту цих провідників із центральною жилою кабелю і масою. На верхню частину корпусу труборіза надягають ущільнення і переконуються в його герметичності. Далі корпус труборіза з'єднують з переходником та вантажем і опускають в труби на задану глибину. Труборіз підривають і разом з переходником піднімають на поверхню. Під час вибуху утворюється кумулятивний струмінь, який, рухаючись у горизонтальній площині, при зустрічі зі стінкою труби перерізає її. Розширення труби не перевищує 5—10 мм.

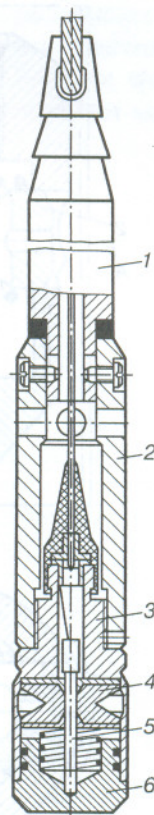


Рис. 8.139. Схема труборіза кумулятивного ТРК

Труборіз використовують тоді, коли не вдається підняти прихвачений інструмент повністю і його піднімають частинами. Бажано, щоб верхня частина залишеної у свердловині колони була неушкодженою і в ній можна було би здійснювати роботи. Деколи треба підняти верхні пошкоджені ділянки труб, щоб можна було вести роботи у нижніх частинах колон. За принципом різання труборізи поділяють на механічні, гідравлічні та хімічні.

Механічні труборізи призначені переважно для відрізання обсадних колон, які мають натягування понад власну вагу.

Гідравлічними труборізами можна відрізати обсадні колони, які перебувають у стані натягування або розвантаження.

Хімічні труборізи в Україні не виготовляють. Вони мають ті переваги, що спускаються на каротажному кабелі в труби будь-якого діаметра.

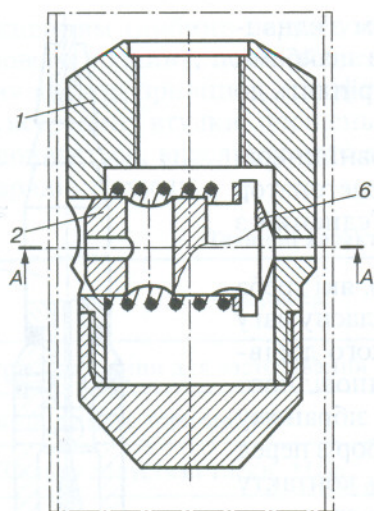
Труборіз Є.І. Єгорова (рис. 8.140) складається з корпусу, різцетримача плунжера з різцем, пружини, шпильки і отвору для циркуляції.

Перед початком різання колону, яку треба відрізати та підняти, натягують із зусиллям, що перевищує її вагу в місці відрізання на 50—80 кН.

Труборіз у зібраному вигляді приєднують до бурильних або насосно-компресорних труб і опускають до місця відрізування труби. В труби нагнітають промивальну рідину, і під її тиском висувається різак, який упирається в трубу, яку треба відрізувати.

З обертанням різака починається відрізання.

Тиск нагнітальної рідини вибирають залежно від розміру об'єкта різання. В середньому для різання труби діаметром 140—219 мм треба створювати тиск 3—6 МПа. Закінчення відрізання стає помітним по зменшенню моменту обертання труб і звільненню частини труб, які треба підняти. Після різання припиняють циркуляцію, різак під дією пружини повертається в початковий стан.



A-A

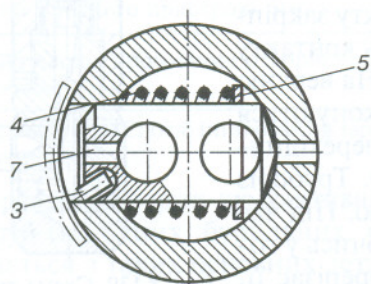
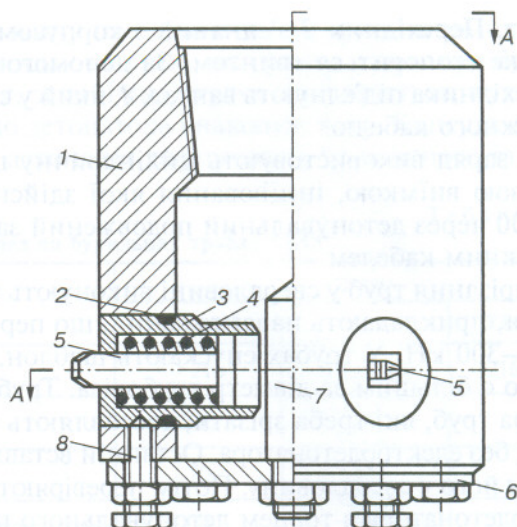


Рис. 8.140. Схема труборіза Е.І. Єгорова:
1 — корпус; 2 — різцетримач плунжера; 3 — різець;
4 — пружина; 5 — шайба; 6 — шпилька; 7 — канал
для охолодження різця



A-A

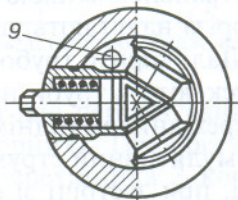


Рис. 8.141. Схема труборіза
з автономним пересуванням
різців

Труборіз з автономним пересуванням різців (рис. 8.141) застосовують для різання обсадних труб діаметром 146 мм.

Труборіз складається з циліндричного корпусу 1 діаметром 116 мм, в якому під кутом 120° просвердлені три отвори діаметром 40 мм у кожному. Верхня частина корпусу має замкову різьбу для з'єднання з бурильною колоною, а в нижній частині корпусу зроблені виїмка і свердління для встановлення та закріплення дна корпусу 6. У бокові отвори корпусу встановлюють циліндр 3 різця зовнішнім діаметром 20 мм. У ньому і вміщено різець 5, який має квадратний переріз з шириною граней 12 мм і циліндричною головкою діаметром 20 мм, а також пружину 4, яка повертає різець 5 у висхідний стан після припинення циркуляції.

Циліндр 3 різця закріплено стопором 8 і ущільнено гумовим кільцем 2. За робочу поверхню різця, виготовленого зі сталі марки 45, прийнята побідитова пластинка, яку заправлено у вигляді двостороннього різця. У дні корпусу встановлений обмежувач 7 ходу різця, а також просвердлено отвір 9 для створення перепаду тиску і отвори для з'єднання гвинтами дна з корпусом. Крім того, у дні корпусу є отвори для розташування стопорів 8 циліндра 3 різця.

Зібраний внутрішній труборіз опускають у свердловину на потрібну глибину. При цьому труби, які треба різати, натягують із зусиллям, що перевищує власну вагу у місці розрізування на 80 кН. Для відрізання труб відновлюють циркуляцію з тиском 3—7 МПа, внаслідок чого на різці передається сила 1—2 кН. Під дією цієї сили різці висувуються і за швидкості обертання 50—80 об/хв ріжуть трубу.

У корпусі **труборіза-трубоуловлювача з силовим конусом** (рис. 8.142) розташовані під кутом 120° три різці, виготовлені зі сталі марки 45Х або 45ХН, які армовані пластинками з твердого сплаву Р-В або ТК-15. На корпусі труборіза, діаметр якого на 5—8 мм менший за внутрішній діаметр труб, які треба відрізати, є пази для ліпшого проходження корпусу в свердловині.

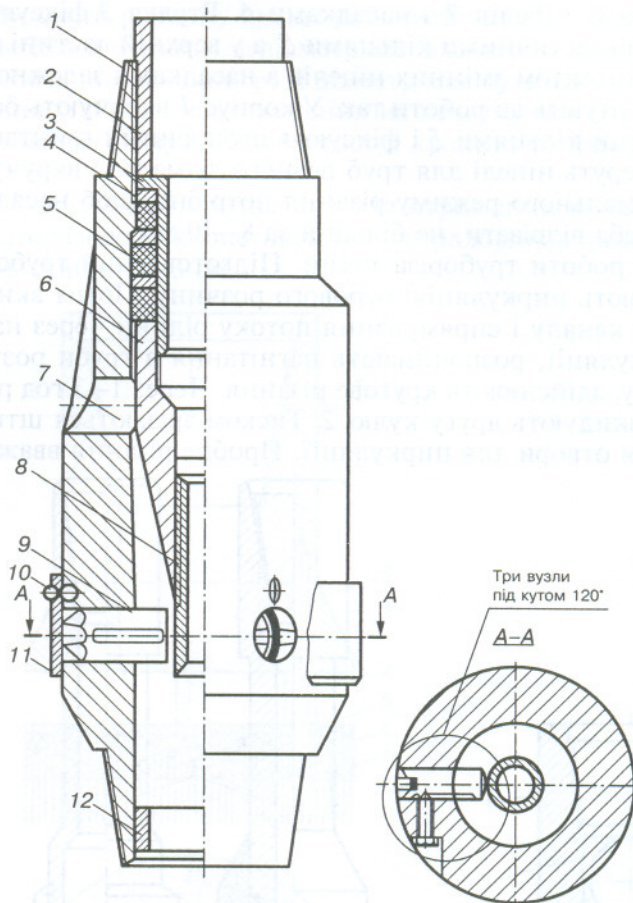


Рис. 8.142. Схема труборіза-трубоуловлювача з силовим конусом:

- 1 — корпус; 2 — регулювальна втулка; 3 — затискна втулка; 4 — кільце;
5 — манжета; 6 — силовий конус; 7 — розвантажувальний отвір; 8 — штуцер;
9 — різець; 10 — фіксатор; 11 — обмежувальне кільце; 12 — нижнє обмежувальне кільце

Принцип роботи труборіза той самий, що і для вищеописаних різаків. Він полягає у виштовхуванні різців силовим конусом. Момент зменшення тиску внаслідок з'єднання внутрішньої порожнини труборіза із затрубним простором через розвантажувальний отвір свідчить про закінчення різання труби. Опускання силового конуса униз до упора в обмежувальне кільце виключає повернення різців усередину труборіза. Відрізана ділянка труби під час підйому утримується на різцях, тому останні слід розраховувати на утримання труб та їх зрізання, якщо буде неможливо підняти відрізану колону труб.

Труборіз у зібраному вигляді опускають у свердловину. Попередньо перевіряють здатність пересування деталей, якість заправки і спряження різців, а також режим роботи труборіза. Різання стає можливим за перепаду тиску 2—3 МПа. При введенні труборіза в трубу зрізаються штопори, тому кільце-обмежувач піднімається. По досягненні місця різання встановлюють раніше вибраний режим різання і обертають колону.

Зниження тиску промивальної рідини і характерне заклинювання ротора свідчать про завершення операції відрізання колони.

Якщо треба звільнитися від відрізаних труб, то створюють натяг на 30—40 кН більший за вагу самих труб і повільно обертають труборіз. Як правило, через 20—50 обертів різці зрізаються і труборіз звільнюється.

Труборіз піскоструминний (рис. 8.143) призначений для відрізування обсадних колон у свердловинах діаметром від 146 до 324 мм. Труборіз складається із корпусу 1, втулки 3, башмака 8 і змінних ніпелів 7 з насадками 6. Втулка 3 фіксується стопорними гвинтами 4 і ущільнюється еластичними кільцями 5, а у верхній частині має сидло під кулю 2. Корпус 1 оснащено комплектом змінних ніпелів з насадками залежно від діаметра труби.

Труборіз готують до роботи так. У корпус 1 вкручують башмак 8, встановлюють втулку 3 з еластичними кільцями 5 і фіксують стопорними гвинтами 4. Потім з комплекту змінних ніпелів беруть ніпелі для труб певного діаметра і вкручують їх у корпус.

Для оптимального режиму різання потрібно, щоб насадка була на відстані від стінки труби, яку треба відрізати, не більший за 8—10 мм.

Принцип роботи труборіза такий. Підготовлений труборіз опускають до місця різання і відновлюють циркуляцію бурового розчину. Потім вкидують кулю 9 для перекриття центрального каналу і спрямування потоку рідини через насадки. Переконавшись у нормальній циркуляції, розпочинають нагнітання в труби розчину з піском. Обертаючи бурову колону, здійснюють кругове різання. Через 1—3 год рідина з піском перерізає трубу. Після цього вкидують другу кулю 2. Тиском зрізаються штифти, втулка зміщується вниз, відкриваються отвори для циркуляції. Пробне різання вважається завершеним.

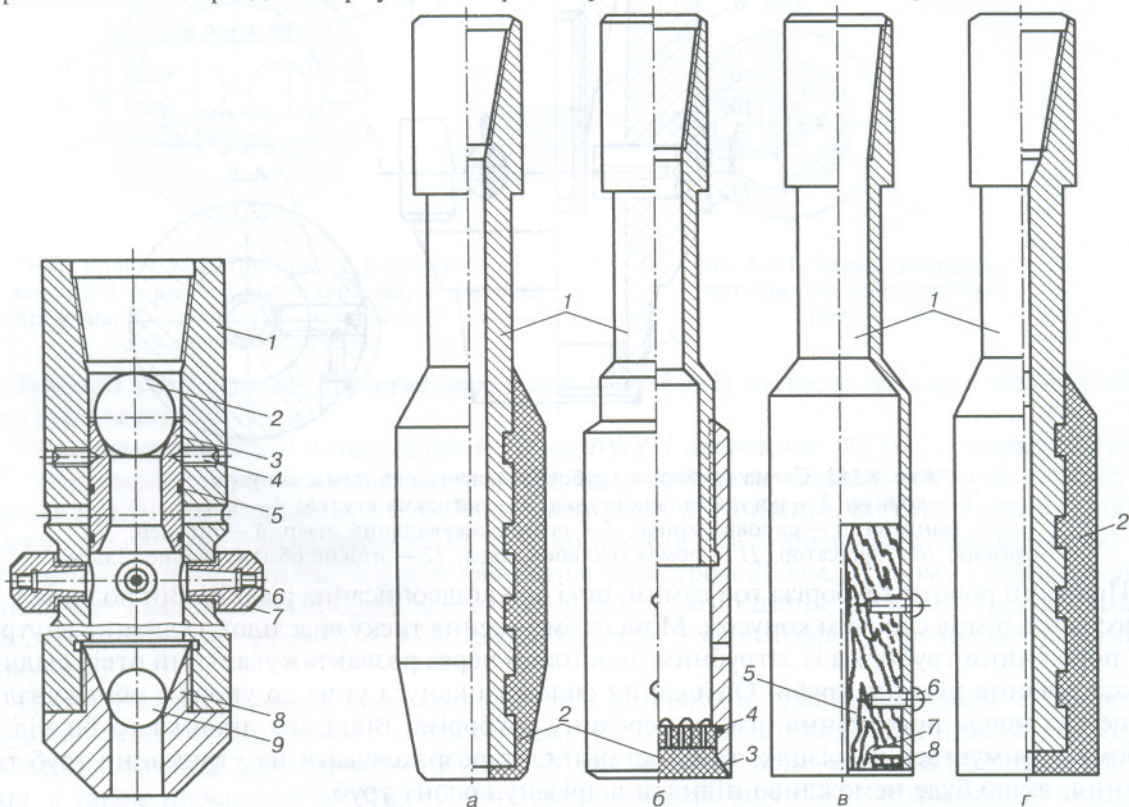


Рис. 8.143. Схема труборіза піскоструминного

Рис. 8.144. Схеми печаток свинцевих:
а — конічна; б—г — плоскі;

1 — корпус; 2 — свинець; 3 — дробова основа; 4 — фланець; 5 — корок дерев'яний; 6 — гвинт; 7 — цвях; 8 — алюмінієва оболонка

Печатка свинцева (рис. 8.144) призначена для отримання відбитків на торцевій або боковій поверхнях.

Для визначення поверхні зім'яття або розриву обсадних труб застосовують конічну печатку, яка являє собою механічний стрижень з отвором усередині для пропуску промивальної

рідини і з кільцевими виточками для міцного зв'язку свинцю з корпусом. Зовнішню частину печатки за шаблоном заливають свинцем (рис. 8.144,а).

Для визначення характеру злому бурильних труб і стану їх щодо центру свердловини використовують плоску печатку. Нею визначають стан долота і механічних предметів на вибої (рис. 8.144,б—г).

Отвори для проходження бурового розчину краще робити збоку.

Діаметр печатки має бути на 25 мм меншим за діаметр свердловини. Якщо печатку опускають для визначення розриву обсадної колони, то її діаметр має бути на 2—3 мм меншим за діаметр долота. Для отримання відбитка навантаження на печатку має бути не більшим за 15—50 кН. Якщо відомо, що місце злому має дуже гострі крайки, то навантаження має не перевищувати 15 кН.

Печатка об'ємна (табл. 8.117, рис. 8.145) призначена для отримання відбитка предмета у свердловині. Цю печатку багаторазово використовують у свердловинах діаметром від 118 до 394 мм. Відбитки отримують глибиною 3 см.

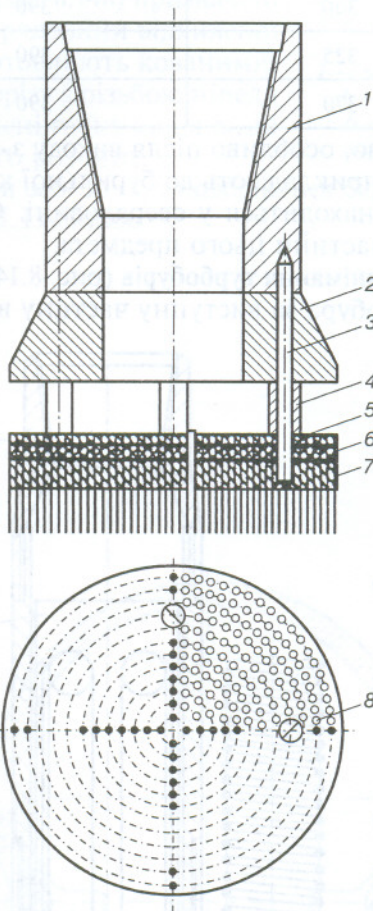


Рис. 8.145. Схема печатки об'ємної:

1 — корпус; 2 — змінний перехідник; 3 — гвинт; 4 — втулка; 5 — плита стопорна; 6 — еластична прокладка; 7 — плита напрямна; 8 — стрижень

Підготовка до роботи полягає у такому. Пливу стопорну 5 та плиту напрямну 7 вибирають для відповідного діаметра свердловини. Між ними встановлюють еластичну прокладку 6, а в суміщені отвори плит пропускають стрижні 8. При цьому еластична прокладка утримує стрижні від пересування вздовж отворів плит. Зібрані плити з прокладкою приєднують гвинтами 4 до корпусу. Стрижні встановлюють у площині, паралельній площині напрямної плити. Зібрану таким чином печатку обережно приєднують до бурильної колони.

Загальні характеристики печаток об'ємних

Типорозмір	Зовнішній діаметр, мм	Довжина, мм	Різьба
ПОУ-112	112	340	3-76
ПОУ-138	138	340	3-76
ПОУ-170	170	340	3-121
ПОУ-195	195	340	3-121
ПОУ-225	225	340	3-147
ПОУ-250	250	340	3-147
ПОУ-275	275	340	3-147
ПОУ-300	300	390	3-171
ПОУ-325	325	390	3-171
ПОУ-370	370	390	3-171

Опускають печатку обережно, особливо після виходу з-під обсадної колони. Досягнувши місця отримання відбитка, прикладають до бурильної колони навантаження 20—50 кН з дотиком до предмета, який знаходиться у свердловині. Стрижні пересуваються вгору і відображують форму верхньої частини цього предмета.

Ловильний інструмент для піднімання турбобурів (рис. 8.146) призначений для захоплення залишеного у свердловині турбобура за виступну частину вала (контргайку і гайку).

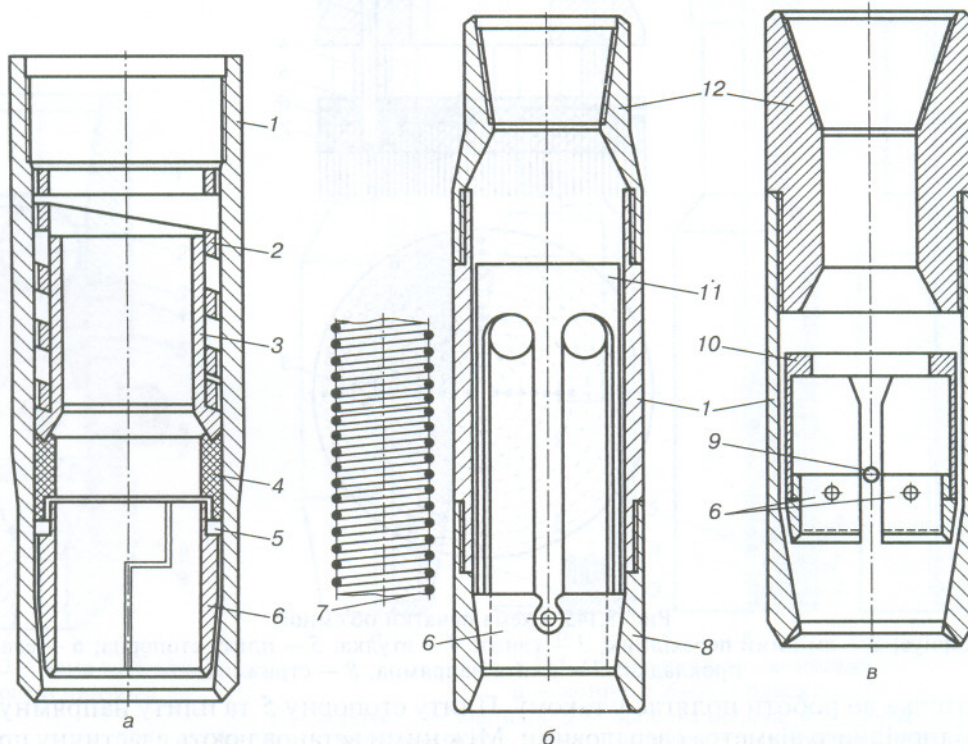


Рис. 8.146. Схеми ловильних інструментів для піднімання турбобурів:

а — Я.В. Часовітіна і П.Н. Осипова; б — М.П. Штепо; в — Н.Н. Безрукова;

1 — корпус; 2 — пружина; 3 — напрямна втулка; 4 — гумове ущільнення; 5 — упорне кільце; 6 — плашки;

7 — спіральна пружина; 8 — напрямна воронка; 9 — гвинт; 10 — стакан; 11 — пружинний ліхтар;

12 — перехідник

Застосовують також укорочений уловлювач, у якого зовнішні поверхні плашок розточують або виготовляють нові для захоплення за гайку та контргайку. Корпус уловлювача обрізають на 25–30 мм нижче шпонки для більш глибокої посадки.

Для зручності захоплення бажано виготовляти контргайку подовженою до 300 мм, причому зовнішній її діаметр треба робити рівним діаметру елементів бурильних труб, щоб можна було захопити турбобур стандартними плашками відповідного уловлювача.

Уловлювач Л.В. Алянчикова (рис. 8.147) застосовують для захоплення турбобура під ніпель, або під перехідник, або під диски статорів.

Гачки для відведення колон (рис. 8.148) призначені для встановлення по центру свердловини відхиленої в ній бурильної колони. Їх виготовляють кованими, прямокутного або круглого перерізу з різьбою ніпеля замка у верхній частині. Всередині гачка виконаний канал для проходження бурового розчину.

Ловильний інструмент, який забезпечує повернення бурильної колони у вертикальний стан (рис. 8.149), розробив М.Ш. Ізмайлов.

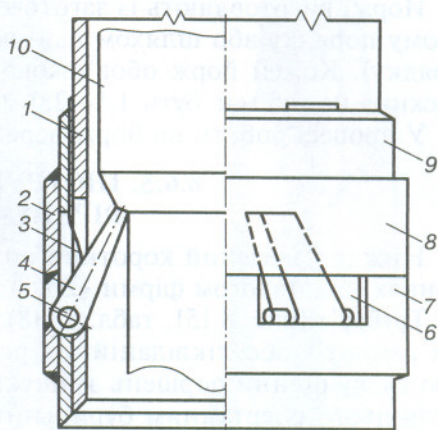


Рис. 8.147. Схема уловлювача турбобурів Л.В. Алянчикова:

1 — обсадна труба; 2 — башмачна муфта
3 — пружина; 4 — заскочка; 5 — вісь;
6 — вікно; 7, 8 — допоміжні кільця;
9 — додаткове кільце; 10 — ніпель турбобура

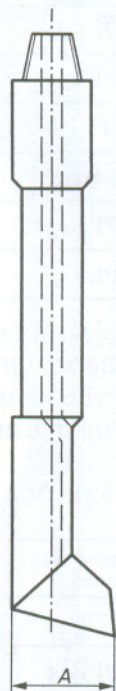


Рис. 8.148. Схема гачка кованого для відведення колон

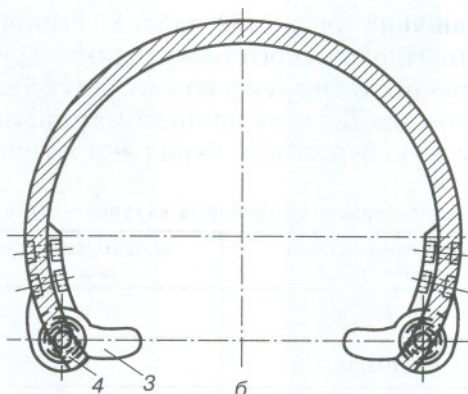
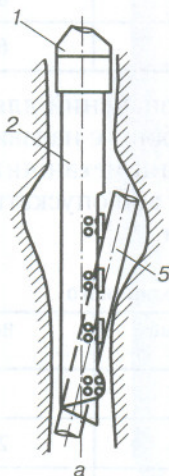


Рис. 8.149. Схеми напрямної труби М.Ш. Ізмайлова:

а — схема роботи; б — поперечний переріз;
1 — ловильний інструмент; 2 — напрямна труба;
3 — гачок для відведення колон; 4 — пружина;
5 — труба, яку треба підняти

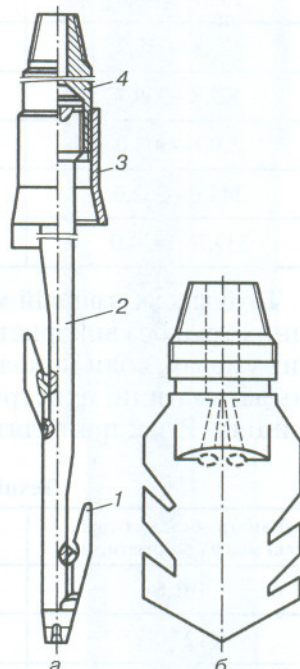


Рис. 8.150. Схеми йоржів:
а — із мітчика;
б — із заготовки долота;
1 — гачок; 2 — стрижень;
3 — воронка;
4 — перехідник

Йоржі (рис. 8.150) служать для уловлювання залишеного у свердловині каротажного кабелю. Вони мають різну конструкцію та виготовляються з різних матеріалів.

Йоржі виготовляють із заготовок дволопатевого долота шляхом нарізання гачків у шаховому порядку або шляхом наварювання на металевий стрижень гачків (теж у шаховому порядку). Кожен йорж обов'язково має воронку, розташовану на 20—30 см вище гачків. Довжина йоржа має бути 1,5—2,0 м.

У процесі роботи на йорж передається навантаження 10—20 кН.