

А.С. ВОЛКОВ
БУРОВОЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ
ИНСТРУМЕНТ



А. С. ВОЛКОВ

БУРОВОЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ ИНСТРУМЕНТ

Допущено Министерством высшего
и среднего специального
образования СССР
в качестве учебного пособия
для студентов вузов, обучающихся
по специальности «Технология и техника
разведки месторождений полезных
ископаемых»

3034



МОСКВА «НЕДРА» 1979



Волков А. С. Буровой геологоразведочный инструмент. М., Недра, 1979. 286 с.

В книге описан породоразрушающий инструмент, предназначенный для различных способов бурения. Даны рекомендации по выбору породоразрушающего инструмента для конкретных геологотехнических условий. Рассмотрены колонковые, обсадные, бурильные трубы и их соединения. Приведены методика расчета бурильных труб и практические рекомендации по их рациональной эксплуатации. Освещен инструмент для проведения спуско-подъемных операций. Описаны способы и технические средства для отбора керна и опробования геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые. Уделено внимание снарядам для борьбы с поглощением промывочной жидкости.

Учебное пособие предназначено для студентов геологоразведочных вузов и факультетов, обучающихся по специальности «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых». Оно представляет интерес для специалистов геологоразведочных организаций.

Табл. 131, иллюстраций 151, список литературы — 21 назв.

Р е ц е н з е н т ы: 1) кафедра «Технологии и техники бурения скважин» Казахского политехнического института им. В. И. Ленина;

2) А. Т. Киселев — канд. техн. наук, гл. конструктор СКБ ВПО «Союзгеотехника» по буровому инструменту.

ПРЕДСЛОВИЕ

Вращательное колонковое бурение скважин является основным способом поисков и разведки месторождений твердых полезных ископаемых, а также получения геологической информации при оценке и подсчете запасов минерального сырья. На бурение скважин затрачивается только в системе Министерства геологии СССР более 25% ассигнований, выделяемых на разведку полезных ископаемых.

Научно-исследовательские, проектно-конструкторские и производственные организации ряда отраслей постоянно ведут совершенствование и разработку новых технических средств для бурения геологоразведочных скважин, технологии их сооружения.

Основное место в оснащении техническими средствами геологоразведочных работ отводится буровому инструменту. Его разработкой занимаются Специальное конструкторское бюро (СКБ) и Всесоюзный научно-исследовательский институт методики и техники разведки (ВИТР) Всесоюзного промышленного объединения (ВПО) «Союзгеотехника», Центральный научно-исследовательский геологоразведочный институт (ЦНИГРИ), Институт минеральных ресурсов (ИМР), Казахский научно-исследовательский институт минерального сырья (КазИМС), Забайкальский комплексный научно-исследовательский институт геологии (ЗабНИИ), Московский геологоразведочный институт им. С. Орджоникидзе (МГРИ), Томский политехнический (ТПИ), Днепропетровский, Ленинградский и Свердловский горные институты, конструкторские бюро заводов геологоразведочного оборудования, партии новой техники геологических управлений и многие другие организации.

По назначению, конструкциям, типоразмерам и объемам выпуска буровой инструмент занимает ведущее место среди номенклатуры изделий, поступающих на вооружение геологической службы нашей страны. С каждым годом геологоразведочный инструмент все более совершенствуется, появляются принципиально новые конструкции; для его изготовления находят применение новые материалы (синтетические алмазы, сверхтвердые материалы, легкие сплавы, полимеры и т. д.).

В то же время расширение объемов бурения скважин малых диаметров и увеличение их глубин, внедрение новых технологических способов и высокопроизводительного бурового оборудования предъявляют повышенные требования к вновь создаваемому буровому инструменту и его качеству. Без обобщения и детального анализа опыта разработки и эксплуатации различных видов

бурового инструмента невозможно создание новых эффективных конструкций.

В соответствии с ГОСТ 16275—70 буровой инструмент подразделяется на технологический, вспомогательный, аварийный и специальный. Технологический инструмент предназначен для непосредственного бурения скважин (буровые коронки, долота, бурильные трубы и т. д.); вспомогательный для выполнения спуско-подъемных операций, предотвращения или устранения геологических осложнений в скважинах и других работ (обсадные трубы, элеваторы и т. д.); аварийный для ликвидации аварий в буровых скважинах; специальный для проведения специальных работ в скважинах (искусственное искривление скважины, замер уровня воды и т. д.).

В книге рассмотрены основные типы и конструкции существующего бурового инструмента, успешно применяющегося при сооружении геологоразведочных скважин, даны рекомендации по его рациональной эксплуатации, описаны основные технологические приемы и методы, требующие использования различных технических средств. В книге описаны некоторые виды оборудования и механизмов (гидроударники, пневмоударники, труборазвороты, свечеукладчики), работа которых тесно связана с применением различного инструмента.

Книга предназначена в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений геологического профиля, а также может служить справочным руководством для инженерно-технических работников геологоразведочных организаций и специалистов научно-исследовательских и проектно-конструкторских учреждений, создающих новую буровую технику.

Глава VII написана канд. техн. наук В. И. Ермаковой.

Автор выражает искреннюю благодарность М. Л. Болотинскому, А. Д. Дьякову, О. Л. Зайонцу, Ю. С. Костину, Л. А. Лачиняну, Б. П. Макарову, Э. Д. Мельнику, Ю. Т. Морозову, В. С. Травкину за оказанную помощь при подготовке рукописи к изданию.

ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ И ОБЛАСТИ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ

Породоразрушающий инструмент — часть бурового снаряда, предназначенная для непосредственного разрушения горной породы в процессе бурения скважины. Любой породоразрушающий инструмент (коронка, долото и другие) состоит из корпуса, нижняя часть которого содержит различного типа элементы для разрушения горных пород, и верхней резьбовой части для соединения с буровым снарядом. Исключение составляют дробовые коронки, в которых корпус — короночное кольцо не содержит породоразрушающих элементов.

По виду истирающего материала породоразрушающий инструмент подразделяется на:

- армированный твердыми сплавами и сверхтвёрдыми материалами;
- армированный природными и синтетическими алмазами;
- дробовые коронки.

По форме разрушения забоя инструмент разделяется на:

- буровые коронки, разрушающие горные породы по кольцу и выбуривающие столбик породы — керн;
- буровые долота для бескернового бурения, разрушающие горные породы по всей площади забоя *.

Коронки применяются при твердосплавном, алмазном, дробовом, гидроударном, пневмоударном бурении; долота — при колонковом, роторном, шнековом, ударно-канатном и т. д.

Для разработки проектов и составления смет разведки месторождений полезных ископаемых существуют нормы износа (расхода) отдельных видов бурового инструмента (в том числе и породоразрушающего), утвержденные Министерством геологии СССР (см. Приложения).

§ 1. БУРОВЫЕ КОРОНКИ, АРМИРОВАННЫЕ ТВЕРДЫМИ СПЛАВАМИ

Более 50% объема бурения геологоразведочных скважин в СССР осуществляется с применением твердосплавных коронок. Коронки, армированные твердыми сплавами, применяются для вращательного бурения пород от I до IX категорий по буримости

* Небольшое применение находят шарошечные долота колонкового типа, обеспечивающие получение керна малого диаметра.

и ударно-вращательного (гидро- и пневмоударного) бурения пород VII—XII категорий по буримости.

Для армирования коронок применяют вольфрамовые спеченные твердые сплавы (ГОСТ 3882—74). Основные марки сплавов, применяемых в геологоразведочном ударно-вращательном и вращательном бурении, и их физико-механические свойства приведены в табл. 1.

ТАБЛИЦА 1

Марки	Содержание основных компонентов в смеси порошков, %		Физико-механические свойства		
	карбид вольфрама	кобальт	предел прочности при изгибе, кгс/мм ² , не менее	плотность, г/см ³	тврдость НРА, не менее
BK4-B	96	4	140	14,9—15,2	88,0
BK6	94	6	150	14,6—15,0	88,5
BK6-B	94	6	155	14,6—15,0	87,5
BK8	92	8	160	14,4—14,8	87,5
BK8-B	92	8	175	14,4—14,8	86,5
BK8-BK	92	8	175	14,5—14,8	87,5
BK11-B	89	11	180	14,1—14,4	86,0
BK11-BK	89	11	180	14,1—14,4	87,0
BK15	85	15	180	13,9—14,1	86,0

Резцы различной формы из твердых сплавов для армирования породоразрушающего инструмента выпускаются отечественной промышленностью в соответствии с ГОСТ 880—75. Основные формы резцов по этому стандарту приведены в приложении 1.

Твердосплавная коронка представляет собой металлический корпус (короночное кольцо) с резьбой в верхней части для соединения с колонковой трубой. В торцевой и боковой нижних частях корпуса расположены соответственно объемные и подрезные резцы, обеспечивающие разрушение горных пород на забое скважины и поддержание постоянным на данном интервале диаметр ее ствола, а также промывочные окна.

Коронки для бурения мягких пород имеют на наружной поверхности корпуса ребра, которые обеспечивают необходимое разбуривание ствола скважины по диаметру.

Форма резцов, величина выхода их из короночного кольца, углы их наклона определяют эффективность работы инструмента в горных породах того или иного типа.

По ГОСТ 10502—69 в СССР серийно выпускаются твердосплавные ребристые коронки для вращательного бурения мягких пород I—IV категорий по буримости, а по ГОСТ 11108—70 — самозатачивающиеся коронки для бурения пород IV—IX категорий по буримости.

В соответствии с требованиями государственных стандартов рациональные области применения коронок приведены в табл. 2 (рис. 1—12).

В табл. 3—13 приведены размеры (в мм) твердосплавных коронок для бурения.

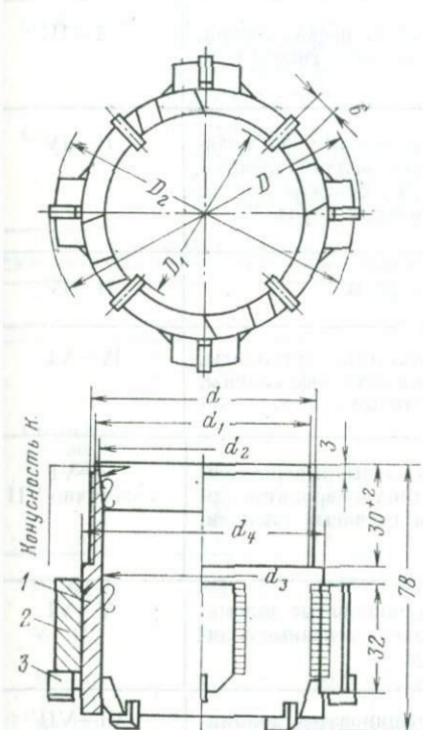


Рис. 1. Твердосплавная коронка М1:
1 — корпус коронки; 2 — ребро; 3 — твердо-
сплавная пластина

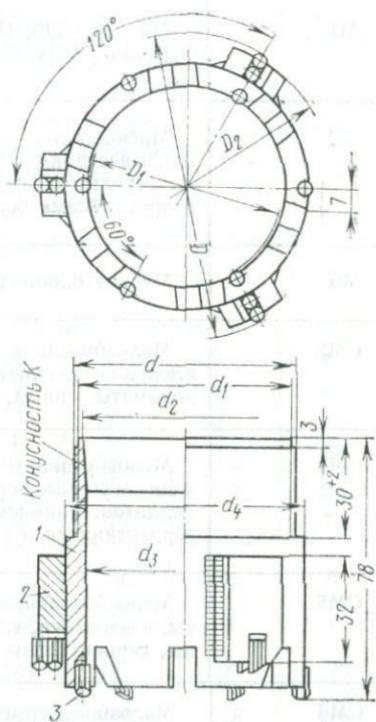


Рис. 2. Твердосплавная коронка М2:
1 — корпус коронки; 2 — ребро; 3 — твердо-
сплавная пластина

При бурении твердосплавными коронками максимальная окружная частота вращения породоразрушающего инструмента рекомендуется по данным СКБ ВПО «Союзгеотехника»: для ребристых коронок 2,5—3,0 м/с. Рациональная частота вращения бурового снаряда не должна превышать данных, указанных в табл. 14.

В трещиноватых, кавернозных и абразивных породах частота вращения должна снижаться.

Величина осевой нагрузки на резцовые и ребристые коронки определяется из расчета нагрузки на один резец, которая не должна превышать для пород

Категория пород по бури-

ности	I	II	III	IV	V	VI	VII
Нагрузка на резец, кгс	40—50	40—50	50—60	60—80	60—80	80—100	160—180

ТАБЛИЦА 2

Тип коронки	Рациональная область применения	
	Породы	Категория по буримости
M1	Мягкие однородные лёсс, пески, трепел, мергель, галит, глины, сланцы, гипс и т. п.	I—III
M2	Мягкие мел, галит, железная руда, сланцы, известняк-ракушечник, мелкий галечник, выветрелые серпентиниты, бокситы и т. п. с прослойками более твердых пород	II—IV
M5	Мягкие однородные породы	II—IV
CM3	Малоабразивные монолитные аргиллиты, алевролиты, глинистые и песчаные сланцы, доломиты, гипсы, известняки и т. п.	IV—VI
CM4	Малоабразивные монолитные и перемежающиеся горные породы типа алевролитов, аргиллитов, глинистых и песчаных сланцев, серпентинитов и т. п.	V—VI и частично VII
CM5	Малоабразивные и трещиноватые доломиты, известняки, глинистые и песчаные сланцы, серпентиниты и т. п.	V—VI
CM6	Малоабразивные и трещиноватые доломиты, известняки, серпентиниты, перидотиты и т. п.	VI—VII
CT2	Малоабразивные монолитные и трещиноватые и перемежающиеся горные породы типа известняков, частично окремнелых доломитов, сланцев с твердыми включениями и т. п.	IV—VI
CA1	Абразивные плотные тонко- и мелкозернистые монолитные песчаники, песчаные сланцы, грубые алевролиты, порфириты, габбро и т. п.	VI—VIII
CA2 (CA5) *	Абразивные монолитные и перемежающиеся горные породы типа песчаников, алевролитов, диоритов, габбро, порфиритов, окварцованных известняков и т. п.	VI—VIII и частично IX

Тип коронки	Рациональная область применения		Категория по бурильности
	Породы		
СА3 (СА6) *	Абразивные монолитные и перемежающиеся горные породы типа песчаников, алевролитов, диоритов, габбро, порфиритов, окварцованных известняков и т. п.		VI—VIII и частично IX
СА4	Абразивные монолитные и слаботрещиноватые габбро, пироксениты, порфириты, диориты, дакиты, диопсидомагнетитовые и гранатовые скарны и т. п.		VI—VIII и частично IX

* В ГОСТ включены коронки СА2 и СА3, выпуск которых прекращен. Вместо них СКБ ВПО «Союзгеотехника» разработало коронки СА5 и СА6.

ТАБЛИЦА 3

Обозначение коронок (см. рис. 1)	D (пределальное отклонение $\pm 0,4$)	D_1 (пределальное отклонение $\pm 0,5$)	D_2	d (диаметр резьбы)	d_1 (пределное отклонение $-0,5$)	d_2 (пределное отклонение $+0,5$)	d_4 (пределное отклонение $+0,5$)
	номер нальбы №	пределное отклонение	Конусность K	Число	Ребра	Масса, кг	
М1-93	93	57	89	68	66	64	61
М1-112	112	73	108	84	82	80	77
М1-132	132	92	128	103	101	99	96
М1-151	151	112	147	122	120	118	116
	d_4			Pластиники 02У3А по ГОСТ 2209—69	Pластиники Г5103 по ГОСТ 880—75		
Обозначение коронок (см. рис. 1)	номер нальбы №	пределное отклонение	Конусность K	Число	Ребра	Масса, кг	
М1-93	74	—0,12	1 : 8			0,75	
М1-112	90	—0,14		4	4 *	0,83	
М1-132	109					4	1,03
М1-151	129	—0,16	1 : 16				1,12

* Припаиваются в ребрах.

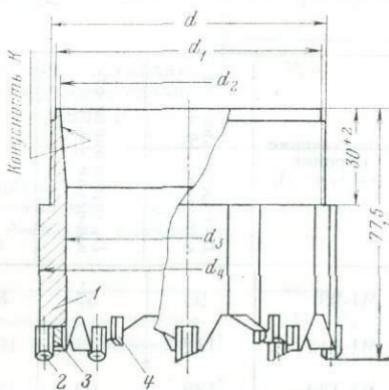
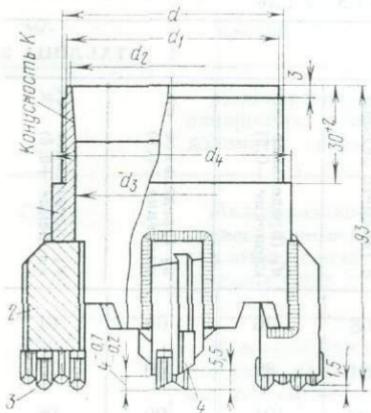
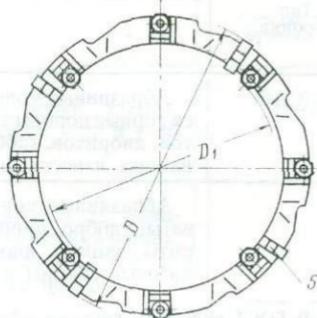
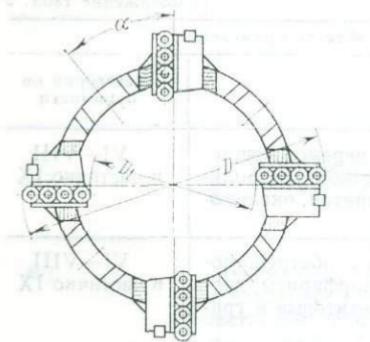


Рис. 3. Твердосплавная коронка М5:
1 — корпус коронки; 2 — ребро; 3, 4 —
твёрдосплавная пластина

Рис. 4. Твердосплавная коронка СМ3:
1 — корпус коронки; 2, 4 — твёрдосплав-
ная пластина; 3, 5 — вкладыш

ТАБЛИЦА 4

Обозначение коро- нок (см. рис. 2)	D (предельное от- клонение $\pm 0,4$)	D_1 (предельное от- клонение $\pm 0,5$)	D_2	d (диаметр резьбы)	d_1 (предельное от- клонение $-0,5$)	d_2 (предельное от- клонение $+0,5$)	d_3 (предельное от- клонение $+0,5$)
M2-93	93	58	90	68	66	64	61
M2-112	112	74	109	84	82	80	77
M2-132	132	93	129	103	101	99	96
M2-151	151	113	148	122	120	118	116

ПРОДОЛЖЕНИЕ ТАБЛ. 4

Обозначение коронок (см. рис. 2)	d_4		Конусность K	Пластинки по ГОСТ 880-75	Ребра	Масса, кг
	номинальный	предельное отклонение				
M2-93	74	-0,12	1 : 8	12	3	0,63
M2-112	90	-0,14				0,83
M2-132	109		1 : 16	14	4	1,02
M2-151	129	-0,16				1,08

ТАВЛИЦА 5

Обозначение коронок (см. рис. 3)	D (предельное отклонение $\pm 0,4$)		D_1 (предельное отклонение $\pm 0,5$)	d (диаметр резьбы)	d_1 (предельное отклонение $-0,5$)	d_2 (предельное отклонение $+0,5$)	d_3 (предельное отклонение $+0,5$)
	номинальный	предельное отклонение					
M5-93	93	54	68	66	64	61	
M5-112	112	73	84	82	80	77	
M5-132	132	91	103	101	99	96	
M5-151	151	112	122	120	118	116	

Обозначение коронок (см. рис. 3)	d_4		Конусность K	α , градус	Пластинки 1323А по ГОСТ 2209-69	Пластинки	Ребра	Масса, кг
	номинальный	предельное отклонение						
M5-93	74	-0,12	1 : 8	40	4	16	4	1,05
M5-112	90	-0,14		30				1,26
M5-132	109	-0,14	1 : 16	25	6	24	6	1,66
M5-151	129	-0,16		20				1,82

ТАБЛИЦА 6

Обозначение коронок (см. рис. 4)	D		D ₁		Резьба d по ГОСТ 6238-77	d ₁ (предельное отклонение —0,5)	d ₂ (предельное отклонение +0,5)	d ₃	d ₄	Пластиинки твердо-сплавные		Вкладыши		Масса, кг	
	номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение						Поз. 2	Поз. 4	Поз. 3	Поз. 5		
					Число										
СМ3-46	46	+0,4	31	+0,2	39	37	35	32,5	+0,4	44,5	6	—	—	0,380	
		-0,1		-0,6											
СМ3-59	59		44		52	50	48	45,5		57,5	1 : 8	6	6	0,490	
СМ3-76	76	+0,5	59	+0,2	68	66	64	61		74		3	3	0,610	
СМ3-93	93	-0,3	75	-0,8	84	82	80	77		91				0,760	
СМ3-112	112	+0,6	94	+0,3	103	101	99	96	+0,5	110	8	6	8	4	0,890
		-0,3		-0,8											
СМ3-132	132	+0,6	114	+0,4	122	120	118	116	130	1 : 16	12	9	12	6	0,960
		-0,5		-0,8											
СМ3-151	151		133		141	139	137	135		149					1,35

ТАБЛИЦА 7

Обозначение коронок (см. рис. 5)	<i>D</i>		<i>D</i> ₁		<i>D</i> ₂ (пределное отклонение ±0,4)	Резьба <i>d</i> по ГОСТ 6238—77	<i>d</i> ₁ (пределное отклонение —0,5)	<i>d</i> ₂ (пределное отклонение +0,5)	<i>d</i> ₃ (пределное отклонение +0,5)	<i>d</i> ₄	Конусность <i>K</i> по ГОСТ 8593—57	<i>b</i> (пределное отклонение ±0,1)	<i>α</i> , градус		Пластинка твердосплавная		Масса, кг	
	номинальный	пределное отклонение	номинальный	пределное отклонение									Число вкладыш					
СМ4-76	76		58	+0,2 —0,8	67,5	68	66	64	61	74			12	20				0,560
СМ4-93	93	+0,5 —0,3	74		83,5	84	82	80	77	90	1 : 8		15		12	9	0,680	
СМ4-112	112	+0,6 —0,3	93	+0,3 —0,8	102,5	103	101	99	96	109			25		50			0,820
СМ4-132	132	+0,6 —0,5	113	+0,4 —0,8	122,5	122	120	118	116	129		1 : 16	20		50	16	12	0,970
СМ4-151	151		132		141,5	141	139	137	135	148			25					1,20

ТАБЛИЦА 8

Обозначение коро- нок (см. рис. 6)	<i>D</i>		<i>D</i> ₁		<i>D</i> ₂ (пределы от- клонение $\pm 0,4$)		<i>D</i> ₃ (пределы от- клонение $\pm 0,2$)		Резьба <i>d</i> по ГОСТ 6238—77		<i>d</i> ₄ (пределы от- клонение $-0,5$)		<i>d</i> ₅ (пределы от- клонение $+0,5$)		Конусность <i>K</i> по ГОСТ 8538—57		<i>b</i> (пределы от- клонение $\pm 0,1$)		<i>a</i> , градус		Пластинка твёрдосплав- ная		Вкладыш		Масса, кг
	номиналь- ный	предельное отклонение	номиналь- ный	предельное отклонение	номиналь- ный	предельное отклонение	номиналь- ный	предельное отклонение	номиналь- ный	предельное отклонение	номиналь- ный	предельное отклонение	номиналь- ный	предельное отклонение	номиналь- ный	предельное отклонение	число	вкладыш	а	б	в	г	д	е	
СМ5-36	36	+0,4 -0,1	21	+0,2 -0,6	28,5	—	29	27	25	22,5	34,5	10	10	12	9	0,250									
СМ5-46	46	+0,4 -0,1	31	+0,2 -0,6	39,5	37,5	39	37	35	32,5	44,5	8	8	20	14	10	0,320								
СМ5-59	59	+0,5 -0,3	44	+0,2 -0,8	52,5	50,5	52	50	48	45,5	57,5	18	18	30	16	12	0,420								
СМ5-76	76	+0,5 -0,3	59	+0,2 -0,8	69	66	68	66	64	61	74	28	28			0,580									
СМ5-93	93	+0,6 -0,5	75	+0,3 -0,8	86	82	84	82	80	77	91	20	20			0,740									
СМ5-112	112	+0,6 -0,3	94	+0,3 -0,8	105	101	103	101	99	96	+0,5	110	26	26	45	21	15	0,940							
СМ5-132	132	+0,6 -0,5	114	+0,4 -0,8	125	121	122	120	118	116	130	22				28	20	1,00							
СМ5-151	151	+0,6 -0,5	133	+0,4 -0,8	144	140	141	139	137	135	149	24						1,25							

ТАБЛИЦА 9

Обозначение коронок (см. рис. 7)	<i>D</i>		<i>D</i> ₁		<i>D</i> ₂ (предельное отклонение $\pm 0,4$)		<i>D</i> ₃ (предельное отклонение $+0,2$)		Резьба <i>d</i> по ГОСТ В338-77		<i>d</i> ₁ (предельное отклонение $-0,5$)		<i>d</i> ₂ (предельное отклонение $+0,5$)		<i>d</i> ₃		<i>d</i> ₄		Конусность <i>K</i> по ГОСТ 8893-57		<i>b</i> (предельное отклонение $\pm 0,1$)		<i>a</i> , градус.		Число		Масса, кг		
	номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение	
СМ6-46	46	+0,4	31	+0,2	39,5	37,5	39	37	35	32,5	+0,4	44,5							8	20	14	10	0,320						
СМ6-59	59	-0,1	44	-0,6	52,5	50,5	52	50	48	45,5		57,5							18	30	16	12	0,420						
СМ6-76	76		59		69	66	68	66	64	61		74							1 : 8	28			0,580						
СМ6-93	93	+0,5	75	+0,2	86	82	84	82	80	77		91							20		24	18	0,740						
		-0,3		-0,8							+0,5																		
СМ6-112	112	+0,6		+0,3								110								26	45			0,940					
СМ6-132	132	-0,3	94	-0,8	105	101	103	101	99	96		130							1 : 16	22	32	24	1,00						
			114		125	121	122	120	118	116																			
СМ6-151	151	+0,6 -0,5	133	+0,4 -0,8	144	140	141	139	137	135		149								24				1,25					

ТАБЛИЦА 10

Обозначение короткок (см., рис. 8)	D		D ₁		Резьба d ₄ по ГОСТ 6238—77	d ₁ (пределное отклонение —0,5)	d ₂ (пределное отклонение +0,5)	d ₃		Конусность K по ГОСТ 8588—57	b (пределное отклонение ±0,1)	α, градус	β, градус	Пластинка твердосплавная		Вкладыш	Масса, кг	
	номинальный	пределное отклонение	номинальный	пределное отклонение				номинальный	пределное отклонение					Поз. 2	Поз. 4			
СТ2-46	46	+0,4 -0,1	31	+0,2 -0,6	39	37	35	32,5	+0,4	44,5		8	80	80	6	3	9	0,295
СТ2-59	59		44		52	50	48	45,5		57,5		12	75					0,400
СТ2-76	76	+0,5 -0,3	59	+0,2 -0,8	68	66	64	61		74	1 : 8							0,520
СТ2-93	93		75		84	82	80	77		91					8	4	12	0,730
СТ2-112	112	+0,6 -0,3	94	+0,3 -0,8	103	101	99	96	+0,5	110		20	60	75	10	5	15	0,890
СТ2-132	132		114		122	120	118	116		130								1,00
СТ2-151	151	+0,6 -0,5	133	+0,4 -0,8	141	139	137	135		149	1 : 16	24			12	6	18	1,16

ТАБЛИЦА 11

3034

Обозначение коронок (см. рис. 9)	D		D ₁		Резьба d по ГОСТ 6238-77	d_1 (предельное отклонение $-0,5$)	d_2 (предельное отклонение $\pm 0,5$)	d_3	d_4	Конусность K по ГОСТ 8553-57	Пластинки твердо-сплавные		Пластины		Масса, кг	
	номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение							Поз. 2	Поз. 5	Дет. 3	Дет. 4		
CA1-36	36		21		29	27	25	22,5		34,5		7,5	6	6	6	0,225
CA1-46	46	+0,4 -0,1	31	+0,3 -0,6	39	37	35	32,5		44,5		8				0,300
CA1-59	59		44		52	50	48	45,5	+0,4	57,5		12	8	8	8	0,400
CA1-76	76		59		68	66	64	61		74	1 : 8	10	12	12	12	0,565
CA1-93	93	+0,5 -0,2	74	+0,4 -0,7	84	82	80	77		90		8,5				0,750
CA1-112	112	+0,6 -0,3	93	+0,5 -0,8	103	101	99	96	+0,5	109		12	16	16	16	0,860
CA1-132	132	+0,6 -0,5	113	+0,6 -0,9	122	120	118	116		129	1 : 16	11	20	20	20	1,00



Расход промывочной жидкости Q (л/мин) приближенно определяют по эмпирической формуле

$$Q = kD_c,$$

где D_c — диаметр скважины, см; k — удельный расход промывочной жидкости на 1 см диаметра скважины, л/мин. Рекоменду-

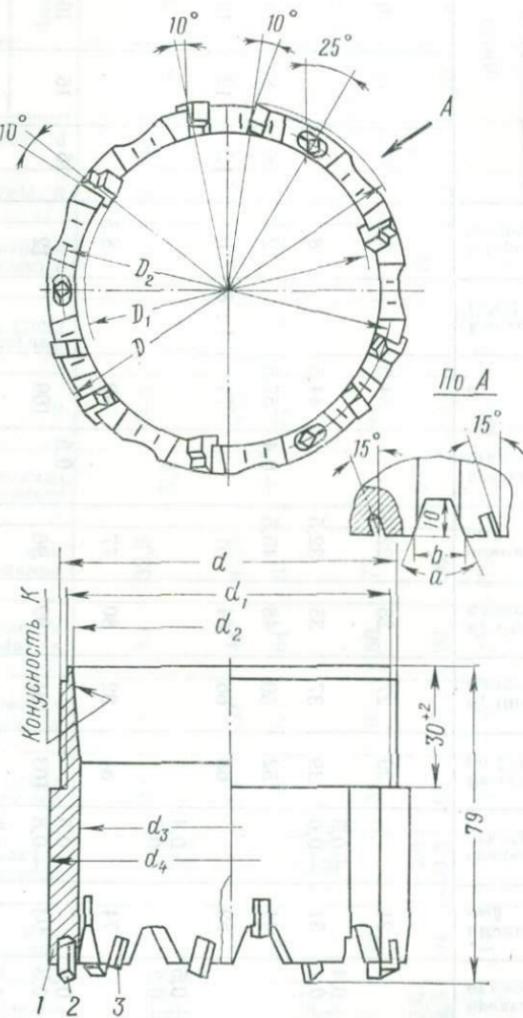


Рис. 5. Твердосплавная коронка СМ4:
1 — корпус коронки; 2 — твердосплавная пластина; 3 — вкладыш

емые удельные расходы (л/мин) промывочной жидкости при твердосплавном бурении приведены в табл. 15.

Для гидроударного бурения предусмотрено изготовление специальных твердосплавных коронок трех типов (КГ1, КГ2, КГ3)

для бурения пород VII—XII категорий по буримости. Области применения этих коронок приведены в табл. 16.

Корпус коронок для гидроударников (рис. 13) изготавливается из стали марки 45 и армируется твердосплавными пластинами из ВК-15. Размеры коронок приведены в табл. 17.

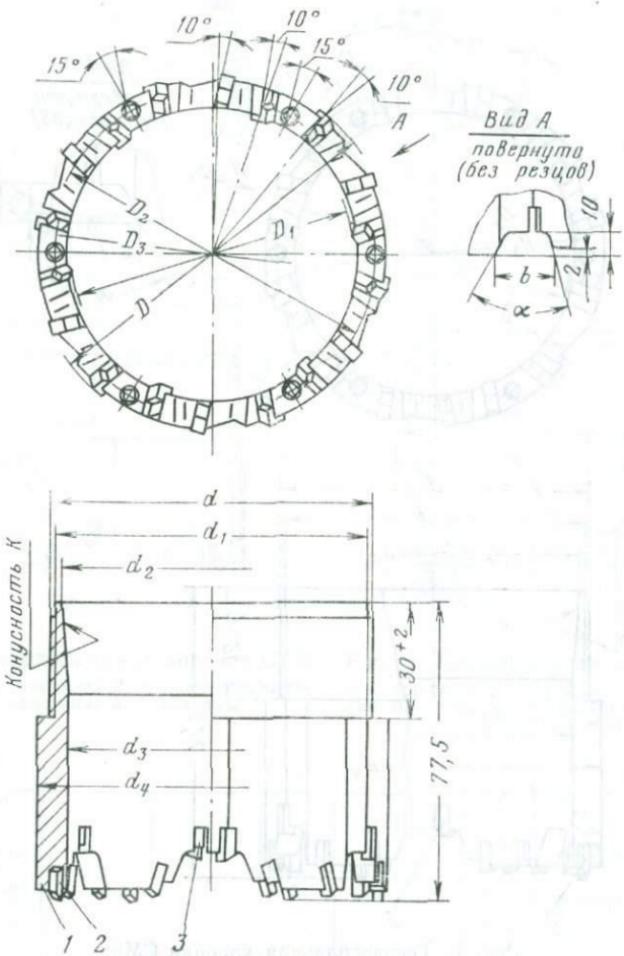


Рис. 6. Твердосплавная коронка СМ5:
1 — корпус коронки; 2 — твердосплавная пластина; 3 — вкладыш

Для пневмоударного бурения ЦНИГРИ разработаны твердосплавные коронки типа КП (рис. 14), применяющиеся с одинарными колонковыми трубами, и коронки типа КДП (рис. 15) с двойными колонковыми трубами.

Коронки имеют специальную коническую резьбу для соединения с колонковыми трубами, армированы резцами формы ПР-2

и ПР-З из твердого сплава марки ВК-15 и снабжены кернорвателями.

Коронки КДП в ребрах корпуса имеют наклонные отверстия, по которым сжатый воздух поступает на забой скважины из кольцевого зазора между наружной и внутренней трубами.

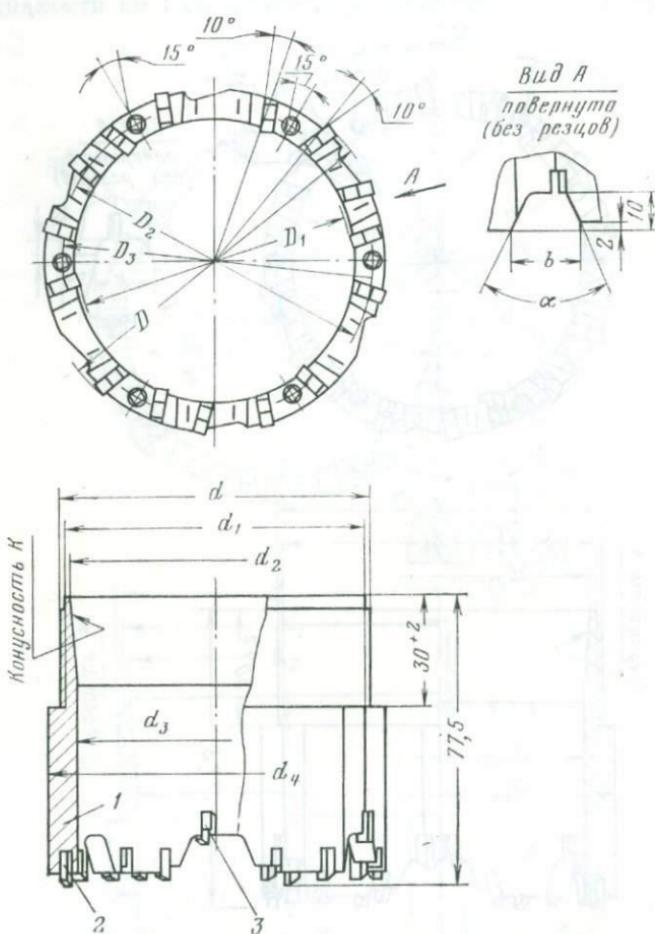


Рис. 7. Твердосплавная коронка СМ6:

1 — корпус коронки; 2 — твердосплавная пластина; 3 — вкладыш

Коронки КП-113, КП-132, КДП-113 и КДП-132 входят в комплекс РП, а коронки больших диаметров в комплекс КПР. Коронки различных комплексов имеют незначительные конструктивные различия.

Для бурения скважин без отбора керна применяются долота КПС-113 и КПС-132 (рис. 16).

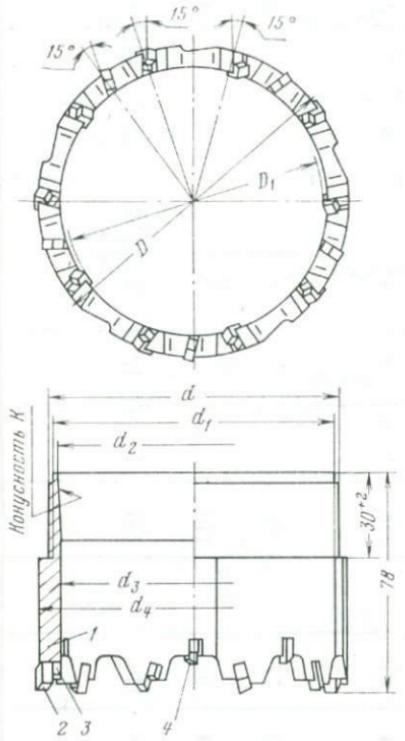


Рис. 8. Твердосплавная коронка СТ2:
1 — корпус коронки; 2, 4 — твердосплав-
ная пластина; 3 — вкладыш

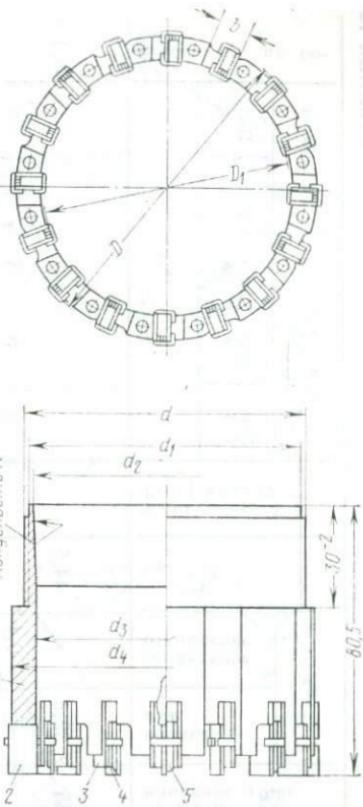


Рис. 9. Твердосплавная коронка СА1:
1 — корпус коронки; 2, 5 — твердосплав-
ная пластина; 3 — пластина оберточная;
4 — пластина опорная

ТАБЛИЦА 12

Обозначение коронок (см. рис. 10) (см. рис. 11)	D	D ₁	Резь- ба	d ₁	d ₂	Конусность K по ГОСТ 8593—57	Пластина твёрдо- сплавная		Масса, кг, не более
							Г5106	по ТУ	
CA5-59	59 ^{+0,4} _{-0,1}	42 ^{+0,3} _{-0,6}	52	50	48		10	16	0,35
CA5-76	76 ^{+0,5} _{-0,2}	58 ^{+0,4} _{-0,7}	68	66	64		12	20	0,49
CA6-93	93 ^{+0,5} _{-0,2}	73 ^{+0,4} _{-0,7}	84	82	80	1 : 8	12	28	0,65
CA6-112	112 ^{+0,6} _{-0,3}	92 ^{+0,5} _{-0,8}	103	101	99		12	28	0,76
CA6-132	132 ^{+0,6} _{-0,5}	112 ^{+0,6} _{-0,9}	122	120	118	1 : 16	12	32	1,00

ТАБЛИЦА 13

Обозначение коронок (см. рис. 12)	<i>D</i>		<i>D₁</i>		Резьба <i>d</i> ГОСТ 6238-77	<i>d₁</i> (предельное отклонение $-0,5$)	<i>d₂</i> (предельное отклонение $+0,5$)	<i>d₃</i>	Пластиинки твердосплавные			Вкладыши		Масса, кг, не более			
	номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение					Поз. 3	Поз. 4	Поз. 5	Поз. 2	Поз. 6				
CA4-46	46	$+0,4$ $-0,1$	31	$+0,2$ $-0,6$	39	37	35	32,5	$+0,4$	44,5		6	6	3	6	3	0,350
CA4-59	59		44		52	50	48	45,5		57,5							0,380
CA4-76	76	$+0,5$ $-0,3$	59	$+0,2$ $-0,8$	68	66	64	61		74	1 : 8	8	8	4	8	4	0,560
CA4-93	93		75		84	82	80	77		91							0,720
CA4-112	112	$+0,6$ $-0,3$	94	$+0,3$ $-0,8$	103	101	99	96	$+0,5$	110		10	10	5	10	5	0,850
CA4-132	132	$+0,6$ $-0,5$	114	$+0,4$ $-0,8$	122	120	118	116		130	1 : 16	12	12	6	12	6	0,970

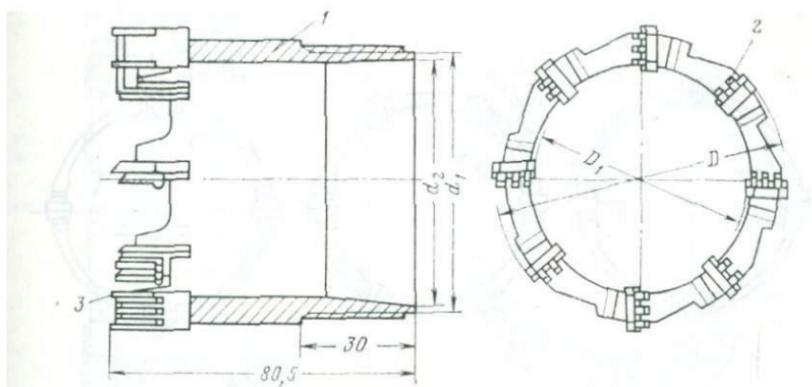


Рис. 10. Твердосплавная коронка СА5:
1 — корпус коронки; 2, 3 — твердосплавные пластины

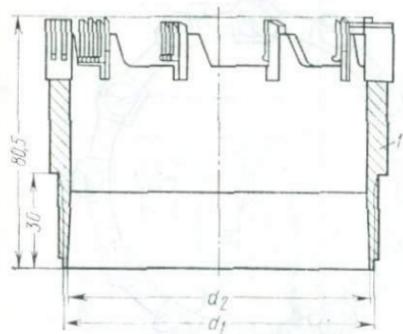
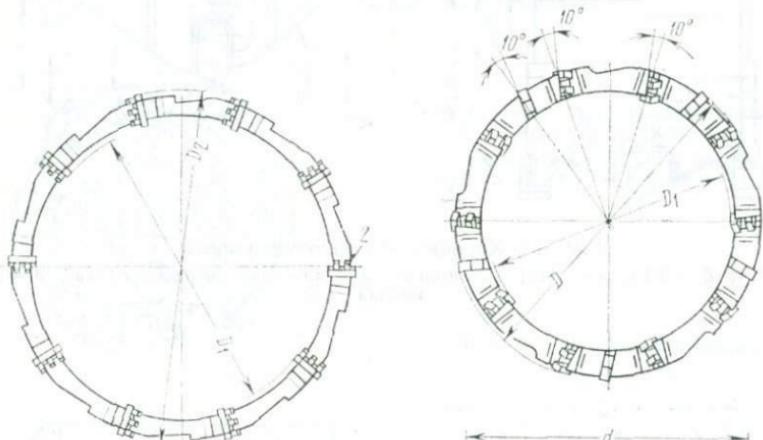


Рис. 11. Твердосплавная коронка СА6:
1 — корпус коронки; 2 — твердосплавная
пластина

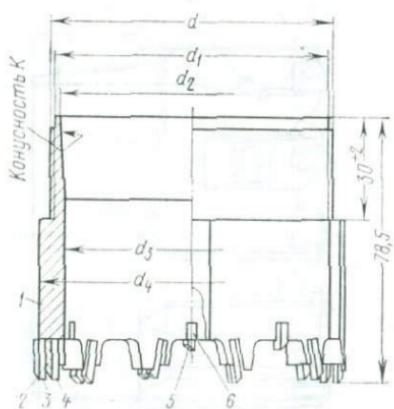


Рис. 12. Твердосплавная коронка СА4:
1 — корпус коронки; 2, 6 — вкладыш;
3, 4, 5 — твердосплавные пластины

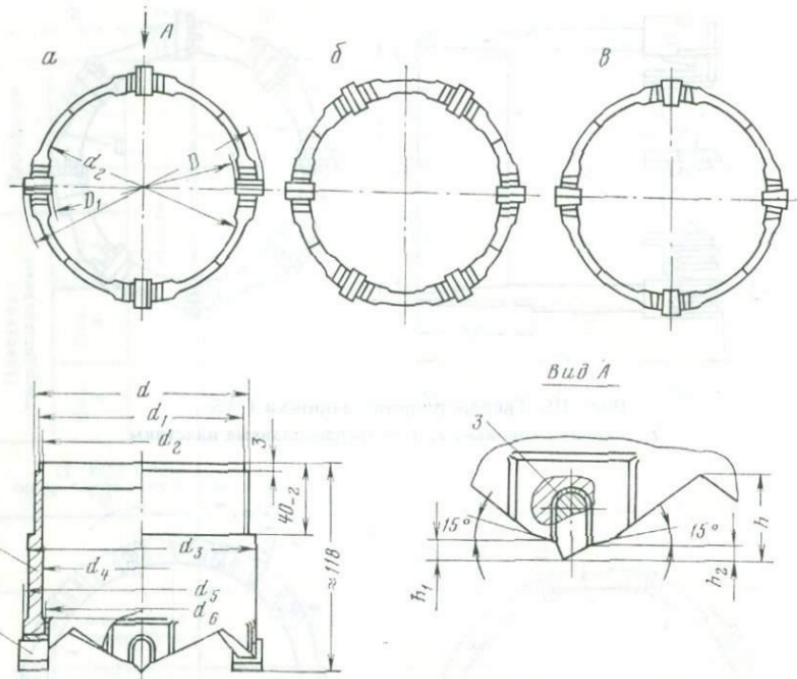


Рис. 13. Коронки для гидроударников:
а — КГ1; б — КГ2; в — КГ3; 1 — корпус; 2 — пластина твердого сплава;
3 — прокладка

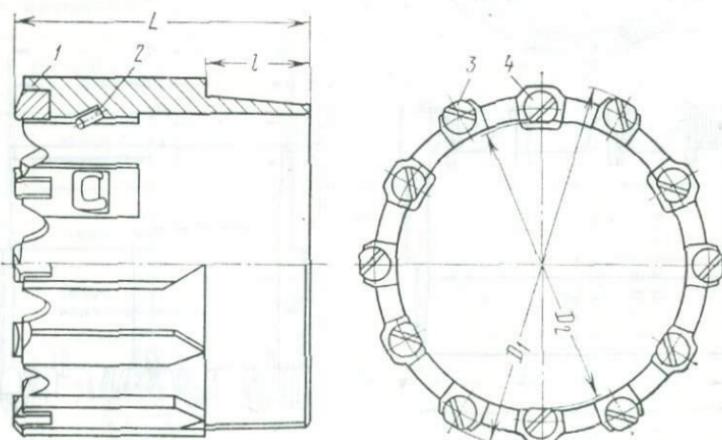


Рис. 14. Коронка для пневмоударного бурения типа КП:
1 — корпус; 2 — кернорватель; 3, 4 — вставки твердого сплава

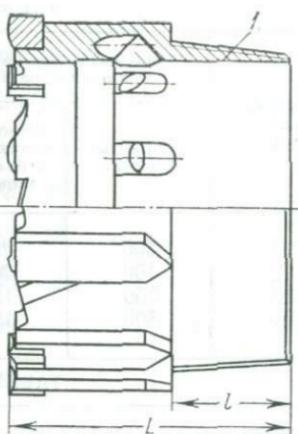


Рис. 15. Коронка для пневмоударного бурения типа КДП:
1 — корпус; 2, 3 — вставки твердого сплава

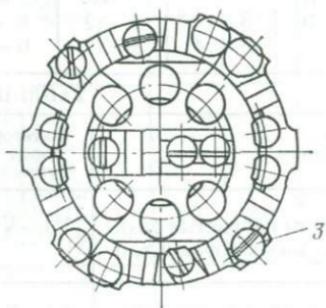
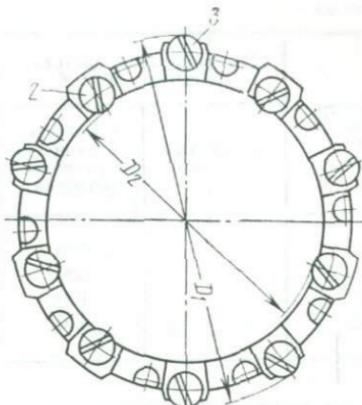


Рис. 16. Долото для пневмоударного бу-
рения типа КПС:
1 — коронка наружная; 2 — коронка вну-
тренняя; 3 — вставка твердого сплава

Рис. 17. Дробовая коронка

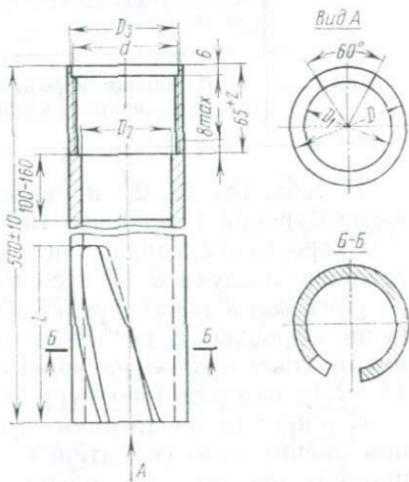
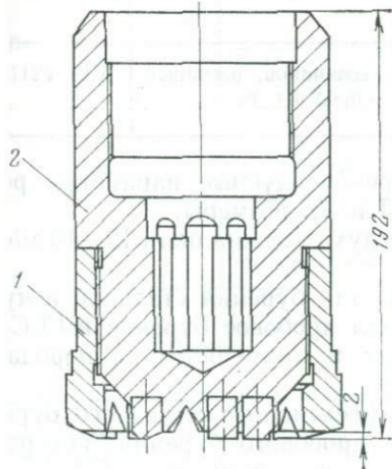


ТАБЛИЦА 14

Диаметр скважины, мм	Максимальная частота вращения, об/мин		Диаметр скважины, мм	Максимальная частота вращения, об/мин	
	Ребристые коронки	Самозатачивающиеся и резцовые коронки		Ребристые коронки	Самозатачивающиеся и резцовые коронки
36	—	600	93	500	250
46	—	500	112	400	200
59	—	400	132	350	180
76	—	330	151	300	150

ТАБЛИЦА 15

Коронки	Категория пород по буримости				
	I—II	III—IV	V	VI	VII—VIII
Ребристые	8—14	12—16	—	—	—
Резцовые	—	12—16	8—16	8—12	6—8
Самозатачивающиеся	—	—	8—14	8—12	6—8

ТАБЛИЦА 16

Тип коронки	Область применения	Категория пород по буримости
КГ1	Пластичные и вязкие породы типа глинистых сланцев, аргиллитов, хлорито-сернцитовых пород и т. п.	VI—VIII
КГ2	Однородные и переслаивающиеся породы типа алевролитов, алевропилитов, туфов, базальтов, гранитов и т. п.	VI—X
КГ3	Абразивные породы типа песчаников, песчаных сланцев, сернцито-кварцевых пород и т. п.	VI—VIII

В табл. 18, 19, 20 приведены рекомендуемые параметры режима бурения коронками типа КГ и их размеры.

Скорость восходящего потока воздуха должна быть 12—15 м/с, давление воздуха 6—7 кгс/см².

Дробовые коронки предназначены для бурения стальной и чугунной дробью. В послевоенные годы дробовое бурение в СССР имело повсеместное распространение и применялось в породах VI—XII категорий по буримости.

С широким внедрением высокоеффективного алмазного бурения значительно сократился объем дробового бурения, которое применяется только в скважинах большого диаметра.

ТАБЛИЦА 17

Обозначение коронок (см. рис. 13)	<i>D</i>	<i>D</i> ₁	<i>d</i>	<i>d</i> ₁	<i>d</i> ₂	<i>d</i> ₃	<i>d</i> ₄	<i>d</i> ₅
КГ1-96								
КГ2-96	96	68	82,5	80,5	77	90	75	93
КГ3-96								
КГ1-115								
КГ2-115	115	87	101,5	99,5	96	109	94	112
КГ3-115								

Продолжение табл. 17

Обозначение коронок	<i>d</i> ₆	<i>d</i> ₇	<i>h</i>	<i>h</i> ₁	<i>h</i> ₂	Пластины по ГОСТ 880—75		Число про- кладок	Мас- са, кг
						Фор- ма	Чи- сло		
КГ1-96						Г55	4	4	1,50
КГ2-96	71	75	16	4	4	Г56	6	6	1,60
КГ3-96				5	5	Г57	4	4	1,50
КГ1-115				5	4	Г55	4	4	1,75
КГ2-115	90	94	21	4	4	Г56	6	6	1,85
КГ3-115				5	5	Г57	4	4	1,75

ТАБЛИЦА 18

Рекомендуемая частота вращения снаряда (в об/мин)

Диаметр скважины, мм	Категория пород по буримости		
	VII—VIII	IX—X	XI—XII
113	40—75 25—30	25—40 10—25	15—25 10—16
132			

ТАБЛИЦА 19

Рекомендуемые осевые нагрузки (в кгс)

Породы	Осявая нагрузка в кгс при диаметре скважины, мм	
	113	132
Монолитные	250—300	300—400
Трещиноватые	100—150	200—250

ТАБЛИЦА 20

Коронки для пневмоударного бурения

Показатели	КП-113	КП-132	КП-161	КП-184	КП-216	КДП-113	КДП-132	КДП-161	КДП-184	КДП-216
Наружный диаметр, мм	113	132	161	184	216	113	132	161	184	216
Внутренний диаметр, мм	79	92	118	142	171	77	92	116	140	171
Число резцов, шт.	8	12	12	12	8	12	12	10	12	
Длина L , мм	127	147	148	148	148	147	157	138	138	138
Длина резьбы, мм	55	60	55	55	55	55	60	55	55	55
Угол наклона резьбы, градус	23	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Масса, кг	2,3	4,3	4,2	5,8	8,5	2,7	4,5	3,7	4,6	6,5

ТАБЛИЦА 21

D	D_1	D_2	D_3	d	l	Масса, кг
75	54	59,5	68,1	68,04	150	7,0
91	66	75,5	84,1	84,05	180	10,0
110	85	94,5	103,1	103,5	180	12,0
130	105	112,5	122,1	122,06	180	15,0
150	125	132,5	141,1	141,06	180	17,5

Дробовые коронки (рис. 17) изготавливают из стали марок 40Х и 30ХГС. Основные размеры дробовых коронок (в мм) приведены в табл. 21.

§ 2. КОРОНКИ, АРМИРОВАННЫЕ ПРИРОДНЫМИ И СИНТЕТИЧЕСКИМИ АЛМАЗАМИ

Алмазные коронки применяются для бурения твердых пород VI—XII категорий по буримости.

Для армирования алмазного породоразрушающего инструмента применяют природные и синтетические алмазы.

Природный алмаз представляет собой минерал, состоящий из углерода. Алмаз обладает самой высокой твердостью и по шкале Мооса занимает десятое (последнее) место. Твердость алмазов не одинакова: она изменяется в различных направлениях одной и той же грани.

При температуре около 900—1100° С без доступа воздуха происходит графитизация алмазов. Это явление лежит в основе так называемого «прижога» алмазной коронки, т. е. спекания алмазов с породами забоя скважины при недостаточном охлаждении.

нии породоразрушающего инструмента. Прижог коронки является наиболее характерной аварией в скважине при алмазном бурении. Плотность технических алмазов в среднем равна 3,52 г/см³. За единицу массы алмаза принимается карат, равный 0,2 г.

В отечественном буровом алмазном инструменте применяются низкосортные алмазы — борты, которые представляют собой зерна и неправильной формы сростки кристаллов, хрупкие и легко раскалывающиеся от ударов. В ВИТР ВПО «Союзгеотехника» под руководством Н. И. Корнилова были проведены исследования по разработке методов повышения качества низкосортного алмазного сырья и создана специальная установка для улучшения буровых свойств алмазов путем их оваллизации. В этой установке камни, имеющие трещины, раскалываются, грани приобретают округлую форму, которая обеспечивает высокую стойкость алмазов к динамическим нагрузкам.

Коронки, армированные подрезными овализованными алмазами, показали более высокую стойкость по сравнению с породоразрушающим инструментом с необработанными алмазами.

В ВНИИАлмаз Л. В. Стиховым разработана принципиально новая технология изготовления импрегнированных коронок с гранулированными алмазами. Она заключается в том, что алмазные зерна покрываются твердосплавной оболочкой, которая позволяет равномерно распределить их в матрице коронки. Такой породоразрушающий инструмент обеспечивает повышение механической скорости бурения и снижение удельного расхода алмазов при сооружении скважин.

По своему назначению и расположению в матрице алмазы подразделяются на объемные (торцевые) и подрезные (боковые).

Крупность объемных алмазов серийно выпускаемых коронок составляет 3—1200 шт/карата, а подрезных — 5—60 шт/карата.

С 1974 г. по предложению С. А. Волкова и В. Д. Калинина ведутся успешные экспериментальные исследования по применению в импрегнированных коронках алмазов мелких фракций крупностью до 13 000 шт/карата.

В СССР выпускаются алмазные коронки трех типов:

- а) однослойные;
- б) многослойные;
- в) импрегнированные.

Укладка алмазов в пресс-форму при изготовлении матрицы коронки первых двух типов производится вручную слоями по схеме.

Объемные алмазы при изготовлении матрицы коронки перемешивают с шихтой матрицы и затем укладывают в пресс-форму, подрезные же алмазы раскладывают вручную по определенной схеме.

Существует несколько различных схем раскладки алмазов (рис. 18). Та или иная схема выбирается в зависимости от крупности алмазов, формы и количества промывочных каналов и т. д.,

а также определяет область применения породоразрушающего инструмента (тип буримых горных пород).

Общий объем алмазов в коронке зависит от насыщенности, под которой понимается их количество на единицу площади торца коронки ($\text{шт}/\text{см}^2$) или масса алмазов в единице объема алмазоносного слоя матрицы (карат/ см^3).

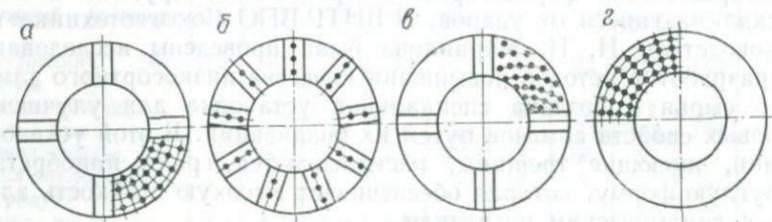


Рис. 18. Типовые схемы раскладки алмазов в коронке:
а — радиальная; б — радиальная с увеличенным числом периферических алмазов;
в — спиральная; г — концентрическая

Серийно выпускаемые в СССР алмазные коронки разработаны ВИТР ВПО «Союзгеотехника», ВНИИАлмаз, ЦНИГРИ, ИСМ АН УССР.

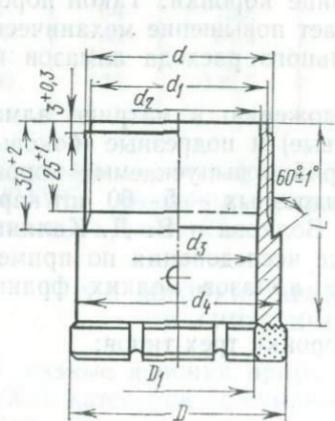


Рис. 19. Алмазная коронка

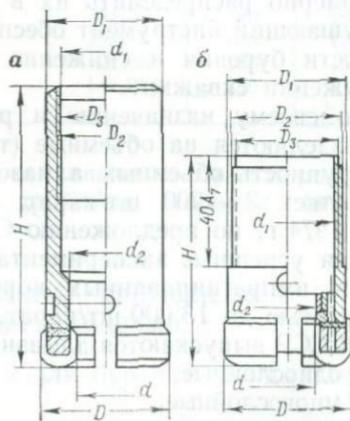


Рис. 20. Алмазные буровые коронки для двойных колонковых труб ТДН (В)-2 (а) и ТДН-4 (б)

Алмазная коронка (рис. 19) состоит из металлокерамической матрицы с промывочными каналами, насыщенной алмазами, которые спекаются друг с другом в процессе изготовления, и корпуса. Корпус имеет резьбу для соединения с колонковой трубой. На наружной поверхности корпуса имеется ряд сверлений для захвата специальным ключом при отвинчивании коронки.

ТАБЛИЦА 22

<i>D</i>		<i>D</i> ₁		Резьба по ГОСТ 6238-77	<i>d</i> ₁		<i>d</i> ₂		<i>d</i> ₃		<i>d</i> ₄		<i>L</i>
номи- наль- ный	предель- ное от- клонение	номи- нальный	предель- ное от- клонение		номи- нальный	предель- ное от- клонение							
26		14		21,5	19,8	-0,14	18,5	+0,14	15	+0,24	24,5	-0,28	
36	+0,2	22	+0,2	29,0	27,3		26,0		23	+0,28	34,0		
	-0,1		-0,1									-0,34	
46		31		39,0	37,3	-0,17	36,0	+0,17	33	+0,34	44,0		55
59		42		52,0	50,3	-0,20	48,0	+0,20	44		57,0		
76		58		68,0	66,3		64,5		60	+0,40	73,0	-0,40	
93	+0,3	73	+0,3	84,0	82,3	-0,23	80,0	+0,23	76		90,0		65
	-0,2		-0,2										
112		92		103,0	101,3		98,0		95	+0,46	109,0	-0,46	65

ТАБЛИЦА 23

Тип трубы	D	D_1	D_2	D_3	d	d_1	d_2	H
ТДН (В)-2	$59 \pm 0,1$ $76 \pm 0,1$	57 73	52 68	50,3 66,5	$39 \pm 0,1$ $53 \pm 0,1$	44 62	47 57	150—160 150—160
ТДН-4	$59 \pm 0,1$ $76 \pm 0,1$	57 73	52 68	50,5 66,5	$34 \pm 0,1$ $46 \pm 0,1$	44 62	36 52	75—90 75—90

П р и м е ч а н и е. Для двойных колонковых труб ТДН(В)-1 диаметром 59 и 76 мм применяются стандартные коронки, предназначенные для одинарных труб.

Породоразрушающий инструмент такой конструкции предназначен для бурения с одинарными колонковыми трубами при разведке твердых полезных ископаемых.

Размеры алмазных коронок (в мм) даны в табл. 22.

Для работы с двойными колонковыми трубами существуют специальные алмазные коронки (рис. 20). Их основными отличительными особенностями являются внутренняя соединительная резьба и большая длина корпуса.

Основные размеры (в мм) таких коронок приведены в табл. 23.

Для эжекторных колонковых снарядов, входящих в состав комплекса технических средств «Руда» конструкции ЦНИГРИ, разработаны специальные алмазные коронки.

Техническая характеристика этих коронок приведена в табл. 24.

Каждая коронка, выпускаемая отечественной промышленностью, имеет свой индекс, который наносится на ее корпус при маркировке инструмента. Коронок дана в табл. 25.

Индексация алмазных

Каждая коронка имеет свой паспорт, в котором отмечаются данные по ее отработке. Коронка вместе с паспортом должна быть возвращена заводу-изготовителю для рекуперации (извлечения) оставшихся алмазов с целью их повторного использования. Пример маркировки коронки конструкции ОЧ однослойной, с матрицей нормальной твердости по НРС 25—35 единиц, из алмазов XV группы, подгруппы a , 2 качества по МРТУ 2-037-1-65, зернистость объемных алмазов 30 шт./карата и подрезных алмазов

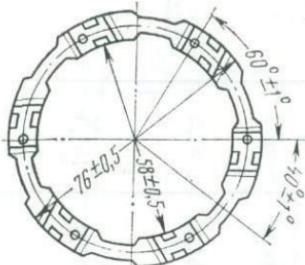
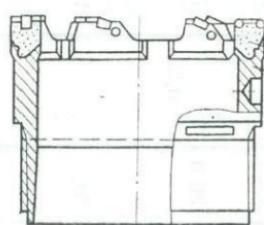


Рис. 21. Коронка КСК с синтетическими алмазами АСПК:
1 — корпус коронки; 2 — АСПК;
3 — матрица

Техническая характеристика алмазных коронок для снарядов «Руда»

Показатели	ОЭС		ДЭС		
	16И4-59	16И4-76	ДЭА-76	ДЭИ-76	ДЭА-93
Диаметр коронки, мм:					
наружный	59	76	76	76	93
внутренний	39	56	47	47	59
Тип матрицы	Импрегнированная	Однослочная	Импрегнированная	Однослочная	
Твердость матрицы по HRC, единиц	30—40	30—40	30—35	30—40	30—35
Зернистость объемных алмазов, шт./карат	150—90	150—90	30—20	150—90	30—20
Масса заплавленных алмазов, карат	12	16	22	22	24
Число промывочных каналов, шт.	4	5	5	5	5
Угол наклона, градус	—	—	25	25	25
Суммарная площадь поперечного сечения промывочных каналов, см ² :					
боковых	1,2	1,5	1,2	1,2	1,5
торцовых	1,9	2,4	2,6	2,6	3,8
Рекомендуемые породы по категориям буриности	IX—XII	IX—XII	VIII—X	X—XII	VIII—X

10 шт/карат, заводской номер 101396, изготовленной на КАБЗАИ в I квартале: 04АЗ, В30, В10 № 101396АИ1.

В зависимости от физико-механических свойств горных пород применяются различные алмазные коронки. Основными критериями выбора типа коронки являются: максимальная механическая скорость бурения и стойкость коронки (количество пробуренных метров до износа инструмента), минимальный расход алмазов (карат/м). Эти показатели связаны с конструктивными особенностями коронки, крупностью алмазных зерен, твердостью матрицы, величиной выпуска алмазов из тела матрицы и др.

В табл. 26 [1] приведены краткая характеристика и области применения основных типов коронок отечественного производства.

Рекомендуемые режимы бурения алмазными коронками приведены в табл. 27 [1].

Коронки КСК (рис. 21), разработанные СКБ ВПО «Союзгеотехника» совместно с Институтом физики высоких давлений АН СССР, армированы синтетическими алмазами АСПК (алмазы синтетические поликристаллические карбонадо). Коронки предназначены для бурения пород VI—VIII и частично V, IX категорий по буримости.

Техническая характеристика коронок

	КСК01-76	КСК01-93
Наружный диаметр, мм	76	93
Внутренний диаметр, мм	58	73
Масса АСПК, карат	19—21	19—21
Число зубков, шт.	6	6
Высота коронки, мм	64	64
Масса, кг	0,5	0,6

Индексация алмазных коронок

ТАБЛИЦА 25

Шифр	Зашифровываемые сведения
0,1; 0,2; 0,3 до 99 А; М; И 3; 4; 5	Порядковый номер конструкции коронки Тип коронки: А — однослоиная; М — многослойная; И — импрегнированная Твердость матрицы по HRC; 3 — нормальная 25—35; 4 — твердая 30—40; 5 — очень твердая 50—60 Сорт объемных алмазов *
Б; В; Г; У; Н; Т; Е; К; Л; Д; Ц; Х; Ш; П; Р 2; 5; 8; 10; 20; 30 и т. д.	Минимальная крупность объемных алмазов, шт/карат
Б; В; К; Ц; Х; П 2; 5; 10; 20; 30	Сорт подрезных алмазов
АИ 1; 2; 3; 4	Минимальная крупность подрезных алмазов, шт/карат Номер коронки Товарный знак завода-изготовителя Квартал, в котором выпущена коронка

* Сорт алмазов предусмотрен МРТУ 2-037-1-65 и ОН 037-32-64.

Основные типы алмазных коронок

2*

Тип	Индекс	Диаметр, мм		Объемные алмазы		Подрезные алмазы		Область применения	
		наруж- ный	внутрен- ний	зерни- стость, шт/карат	масса, карат	зерни- стость, шт/карат	масса, карат	Характеристика горных пород	категория пород по бурильности
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Однослойные	01A3	36	22						
	01A4	46	31						
		59	42						
		76	59	20—90	1,8—10,5	10—60	1,7—10,3	Малоабразивные и аб- разивные плотные моно- литные слаботрешино- вые породы	VIII—IX
		93	73						
		112	92						
	04A3	59	42	10—20	10,4 12,0 16,4	10—20	5,2 6,0 7,0	Малоабразивные и аб- разивные плотные моно- литные породы (типа пес- чаников и сланцев)	VI—X
		76	59						
		93	73						
	05A3	59	42	20—60	4,6—8,0	20—40	5,7—3,2		
		59	42						
	06A3	76	59	7—8	6,0—7,0	5—10	1,5—2,0		
		93	73	3—4	10,0— 11,0	5—10	3,0—5,0		

Продолжение табл. 26

Тип	Индекс	Диаметр, мм		Объемные алмазы		Подрезные алмазы		Область применения	
		наружный	внутренний	зернистость, шт/карат	масса, карат	зернистость, шт/карат	масса, карат	Характеристика горных пород	категория пород по буримости
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Однослойные	07А3	46 59 76	31 42 59	20—30	3,8 6,5 8,2	20—30	3,1 4,0 5,0	Малоабразивные и абразивные плотные монолитные породы (типа песчаников и сланцев)	VI—X
Многослойные (трехслойные)	01М3 01М4	36 46 59 76 93	22 31 42 59 73	60—120	3,6—15,8	20—60	1,6—6,0	Малоабразивные и абразивные плотные монолитные слаботрециноватые	VIII—XI
Импрегнированные	02И3 02И4 03И5	36 46 59 76	22 31 42 59	120—150 или 150—400	3,1—12,0	30—40 40—60	1,9—5,4	Малоабразивные, абразивные и весьма абразивные плотные монолитные и трещиноватые	IX—XII
		36 46 59 76 93	22 31 42 59 73	120—150 или 150—400	3,8 5,0 9,5 12,5 18,4	30—40	1,7 2,0 2,5 4,0 6,2		

ТАБЛИЦА 27

Алмазные коронки БСИ и БСС

Диаметр, мм		Число промывочных каналов	Число подрезных элементов	Объем материала славутич, см ³	Масса алмазов, карат
наружный	внутренний				
26	14	3	6	0,12	4,0—4,8
36	22	6	12	0,24	5,2—6,2
46	31	8	16	0,32	8,0—9,6
59	42	10	10	0,40	13,0—15,6
76	58	12	24	0,48	18,5—22,2
93	73	16	32	0,64	25,0—30,0

Частота вращения снаряда при бурении коронками КСК аналогична твердосплавному бурению, количество промывочной жидкости — алмазному бурению; осевая нагрузка 80—100 кгс на один поликристалл (в 1 зубке 3 поликристалла).

ИСМ разработаны алмазные импрегнированные коронки * типа БСИ и БСС, основные размеры которых приведены в табл. 27.

Объемные алмазы в коронках БСИ — природные, в БСС — синтетические. Подрезные элементы в коронках обоих типов изготовлены из сверхтвердого материала славутич, разработанного в ИСМ.

Коронки предназначены для бурения абразивных и весьма абразивных пород VIII—XI категорий по буримости.

§ 3. БУРОВЫЕ ДОЛОТА

Породоразрушающий инструмент этого типа предназначен главным образом для бескернового вращательного бурения. Исключение составляют отдельные шарошечные колонковые долота и шнековые долота, позволяющие получать и отбирать керн магазинными шнеками. К буровым долотам относятся в основном шарошечные, дисковые и лопастные долота. Существуют отдельные модификации этих долот, не имеющие широкого применения.

Наиболее распространены шарошечные долота, предназначенные для бурения в породах I—XII категорий по буримости.

Для бескернового бурения изготавливаются долота одношарошечные, двухшарошечные и трехшарошечные. Стандартом предусмотрено 13 типов долот: М, МЗ, МС, МСЗ, С, СЗ, СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К и ОК. Этот породоразрушающий инструмент предназначен для бурения как нефтяных и газовых скважин, так и для разведки твердых полезных ископаемых.

В зависимости от твердости пород изготавливают пять типов геологоразведочных долот.

* Коронки БСИ и БСС выпускаются в соответствии с ТУ 8 УССР ИСМ 516-73.

М — для мягких пород типа глин, мела, гипса I—III категорий по буримости;

С — для средних пород типа песчаников, плотных глин, мергелей IV—V категорий по буримости;

Т — для твердых пород типа доломитов, доломитизированных известняков, базальтов VI—VII категорий по буримости;

TK — для малоабразивных пород VII—IX категорий по буримости;

К — для особо твердых пород типа гранитов, окремненных известняков, кварцитов VIII—XII категорий по буримости.

(Эти буквы входят в шифр долота).

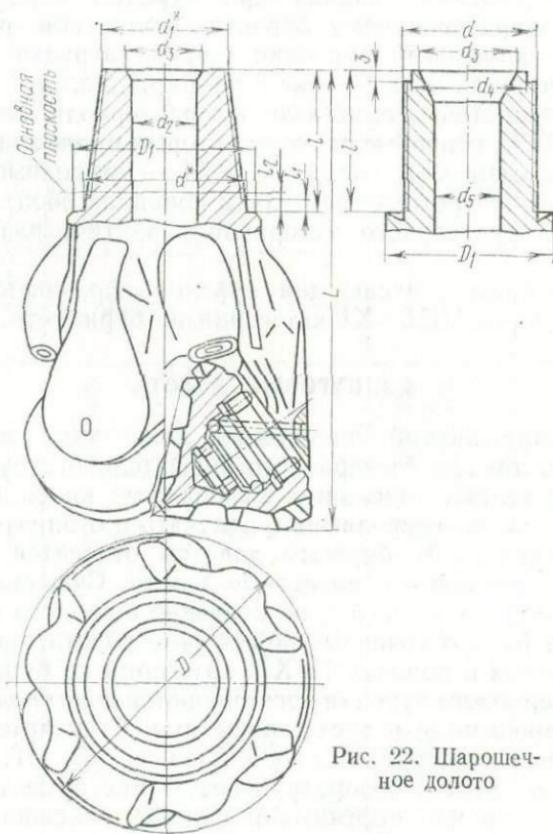


Рис. 22. Шарошечное долото

Шарошечные долота (рис. 22) состоят из двух или трех сваренных между собой лап — кронштейнов, на цапфах которых расположены шарошки с подшипниками. Цапфа и подшипник образуют опору долота. Размеры долот (в мм) даны в табл. 28.

Долота различных диаметров имеют опоры следующих трех типов:

два подшипника скольжения и один шариковый замковый (I тип);

один роликовый подшипник, один шариковый замковый и подшипник скольжения (II тип);

один роликовый подшипник и два шариковых, один из которых замковый (III тип).

Шарики замкового подшипника закладывают в опору через специальное отверстие в лапе, в которое затем вставляют металлическую заглушку, и снаружи заваривают. Опоры при сборке заправляют графитовой смазкой.

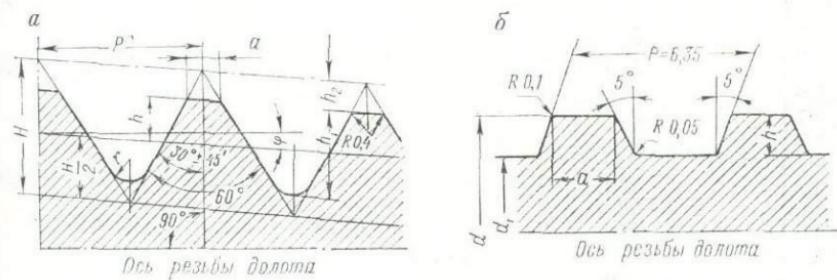


Рис. 23. Профиль резьбы корпуса долота:

a — конической; *b* — цилиндрической

Лапы долот изготавливают из стали марки 14Х2Н3МА, шарошки из стали марки 17 Н3МА. Опорные поверхности цапф, а также внутренние и наружные поверхности шарошек подвергаются термохимическому закаливанию. На зубья и тыльную часть долот, как правило, наплавляют твердый сплав — рэлит, либо армируют их твердосплавными зернами. В зависимости от типа породоразрушающего инструмента шарошки имеют различные геометрические формы, размеры и вооружение (армирование истирающим материалом).

Корпус долота (рис. 23) имеет коническую или цилиндрическую резьбу для соединения с колонной бурильных труб. Размеры профиля конической резьбы приведены в табл. 29, цилиндрической — на рис. 23 и в табл. 30.

Для очистки забоя от шлама и охлаждения инструмента долота имеют с центральной или боковой стороны промывочные каналы. Точность изготовления долот должна соответствовать табл. 31.

Долота типа М — двухшарошечные. Каждая лапа имеет боковой промывочный канал с гидромониторной насадкой, обеспечивающей большую скорость истечения из нее жидкости. Шарошки долота — трехконусные с фрезерными зубьями, имеющими углы заострения 38—40°. Угол наклона оси шарошки к оси долота составляет 57° 30'.

ТАБЛИЦА 28

номи- нальный	предель- ное от- клонение	D		D ₁		Конус- ность K	Резьба	Средний диаметр резьбы в основ- ной пло- скости	d	d ₁	d ₂	d ₃	d ₄		d ₅		l, предель- ное от- клонение	l ₁	l ₂	Профиль резьбы		
		L	номи- нальный	предель- ное от- клонение	номи- нальный	предель- ное от- клонение							d ₄ номи- нальный	предель- ное от- клонение	d ₅ номи- нальный	предель- ное от- клонение						
46,0	+0,6	90	44,0	—0,62	110	52,0	—0,74	1 : 5	33 41,5 3—42 40,808	35,000	20	26 34 24	29,5 37,5	—0,52 —0,62	16 22	+0,24 +0,28	40 45 50	— 7,5	— 10 000	I		
59,0																						
76,0		120	57,0						3—66 60,080	66,674	23	27					76					
93,0		150																				
98,4		170	77,4																			
108,0		180																				
112,0		190																				
120,6		200	91,7						3—76 69,605	76,200	25	29										
132,0		210																				
139,7		220																				
142,9		240																				
146,0		240																				
149,2		250	104,4						3—88 82,293	88,887	36	41										
151,0		260																				
158,7		300																				
165,1	+0,8	310																				
171,4		320																				
187,3		320																				
190,5		330																				
196,9		330																				
200,0		340																				
212,7		340	135,5						3—117 110,868	117,462	54	62										
215,9		350																				
222,3		360																				
228,6		380																				
244,5		390																				
250,8		400	186,9						1 : 6	3—152 146,248	152,186	131,019	89	97								IV
269,9		410																				
295,3		420																				
311,1		420																				
320,0	+0,8	440	186,9						1 : 6	3—152 146,248	152,186	131,019	89	97								IV
349,2		450																				
374,6		515																				
381,0		525																				
393,7	+1,6	530	215,1																			
444,5	+2,4	600																				
469,9		615																				
490,0		630																				
508,0		650	242,5																			

П р и м е ч а н и я. 1. По нормативно-технической документации, утвержденной 145, 190, 214, 243, 269, 295, 346, 394, 445 мм, а до 01.01.1978 г. — долота диаметром 97, 320,0 и 349,2 мм с предельным отклонением +1,25 мм.

в установленном порядке, до 01.01.1977 г. допускалось изготавливать долота диаметром 118, 140, 161 мм. 2. До 1.01.1978 г. допускалось изготавливать долота диаметром 311,1,

ТАБЛИЦА 29

Профиль резьбы	Шаг резьбы P		H	h номи- нальный	h_1 (предель- ное от- клонение $+0,15$)	h_2	r	φ	a
	на длине 25,4 мм предельное отклонение	на всей длине предельное отклонение							
I	4,233	$\pm 0,04$	3,654	1,096	—0,15	2,500	0,731	0,423	5° 42' 38"
II	5,080	$\pm 0,06$	4,376	1,313	—	2,993	0,875	0,508	7° 07' 30"
III	6,350	$\pm 0,08$	5,471	1,641	—0,20	3,742	1,094	0,635	4° 45' 48"
IV			5,487	1,646	—	3,755	1,097		1,270

Долота типа С имеют две или три многоконусные шарошки с фрезерованными зубьями, имеющими угол заострения $38\text{--}42^\circ$. Эти долота характеризуются большим углом наклона оси цапфы к оси долота 55° .

Долота типа Т имеют три двухконусные шарошки с фрезерованными зубьями с небольшим шагом и большим углом заострения зuba $45\text{--}48^\circ$. Эти долота характеризуются уменьшенным углом наклона оси цапфы к оси долота $50\text{--}52^\circ$.

Долота типа К в основном трехшарошечные с одноконусными шарошками, армированными цилиндрическими зубками из твердого сплава ВК8В. Твердосплавные зубки расположены на шарошках с небольшим шагом.

Конструкция долот этого типа характеризуется уменьшенным углом наклона оси цапфы к оси долота $50\text{--}52^\circ$.

Колонковые шарошечные долота для бурения с отбором керна предназначены для пород VI—VII категорий (тип Т) и VIII—XI категорий по буриности (тип К).

Эти долота представляют собой две пары кованых секций — лап, сваренных между собой, которые имеют четыре шарошки. Две из них предназначены для разбуривания внешней стороны забоя и калибровки ствола скважины, две другие — для разрушения внутренней стороны кольцевого забоя и обработки керна.

Шарошки колонковых долот типа К армированы твердосплавными цилиндрическими

ТАБЛИЦА 30

d (предельное отклонение $-0,1$)	d_1		h	d (предельное отклонение $-0,16$)
	номинальный	предельное отклонение		
33,0	30	-0,084	1,50	3,029
41,5	38	-0,100	1,75	3,007

ТАБЛИЦА 31

Параметры	Нормы точности для диаметров долот, мм, не более						
	46,0— 98,4	108,0 171,4	187,3 250,8	269,9 311,1	320,0 349,2	374,6 393,7	444,5
Разновысотность шарошек относительно упорного усту- па	0,5	0,8	0,9	1,0	1,3	1,5	1,5
Радиальное биение шаро- шек относительно оси резьбы	0,4	0,5	0,8	1,0	1,2	1,5	1,6

При мечание. Радиальное биение шарошек относительно оси цапфы — 0,4 мм.

зубками со сферической поверхностью, а типа Т — с клиновидной рабочей поверхностью.

Опора долот состоят из шарикового замкового подшипника и двух подшипников скольжения, расположенных по обеим сторонам от шарикового.

Промывочная жидкость поступает на забой скважины через специальные каналы.

Дисковые долота (рис. 24) предназначены для вращательного бурения без отбора керна (1В-76с-2, 2В-93с-2ф и др.).

Долота состоят из сваренных между собой лап 1 и эксцентричной оси 2, на которой при помощи двух втулок 3 и двухрядных шариковых подшипников 4 смонтированы два диска-шарошки 5, армированные твердосплавными зубками.

Промывочная жидкость поступает на забой через два боковых канала, каждый из которых направлен по касательной к плоскости диска.

При вращении долота шарошки проворачиваются за счет смещения их осей относительно друг друга, разрушая породы забоя скважины.

В табл. 32—35 приведены технические характеристики основных серийно выпускаемых шарошечных долот, разработанных СКБ ВГПО «Союзгеотехника».

В табл. 36 приведены параметры рекомендуемых режимов бурения шарошечными долотами.

Среднеазиатским научно-исследовательским институтом геологии и минерального сырья (САИГИМС) разработан забойный инструмент, состоящий из двухшарошечного долота типа ТК и трехшарошечного расширителя. Инструмент предназначен для

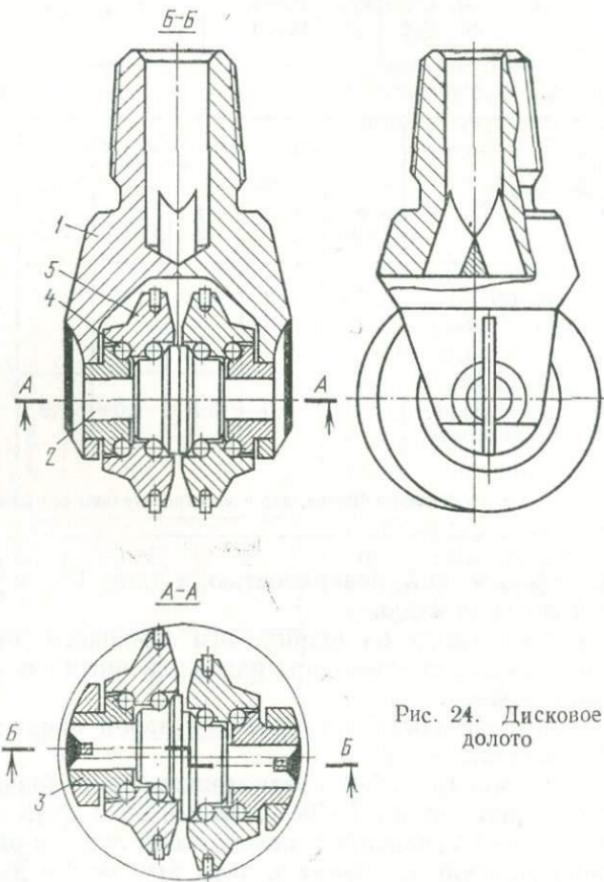


Рис. 24. Дисковое долото

бескернового бурения малоабразивных пород VII—IX категорий по буримости. Технические характеристики долот приведены в табл. 37.

Забойный шарошечный инструмент САИГИМСа, приведенный на рис. 25, состоит из долота и расширителя.

Долото (рис. 25, а) состоит из корпуса 1, лап 2, на цапфах которых при помощи пальца 5 установлены шарошки 3 и 4, армированные цилиндрическими твердосплавными зубками с полусферическими рабочими поверхностями формы Г2603, Г2606, Г5402.

ТАБЛИЦА 32

Техническая характеристика долот типа М

Показатели	Шифр долота		
	IB-112МГ	IB-132МГ	IB-151МГ
Номинальный диаметр, мм	112	132	151
Допускаемое отклонение, мм	+0,75	+1,0	+1,0
Тип и условное обозначение присоединительной резьбы	Замковая З-63,5	Замковая З-92,0	
Тип опоры	II	II	III
Промывочные отверстия:			
число, шт.	2	2	2
диаметр, мм	12	14	15
Диаметр отверстий гидравлических насадок, мм:			
конической	8	8	8
цилиндрической	12	14	15
число шарошек, шт.	2	2	2
Высота долота, мм	177	210	220
Масса, кг	4,5	6,7	8,1

ТАБЛИЦА 33

Техническая характеристика долот типа С

Показатели	Шифр долота							
	IB-76С-2	IB-93С-2	IB-93С	2B-93С-2Ф	2B-112С	IB-112С	IB-132С	IB-151С
Номинальный диаметр, мм	76	93	93	93	112	112	132	151
Допускаемое отклонение, мм	+0,6	+0,75	+0,75	+1	+0,75	+0,75	+1,0	+1,0
Тип и условное обозначение присоединительной резьбы	3-42	3-50	3-50	3-50	3-63,5	3-63,5	3-63,5	3-92
Тип опоры: шарикоподшипники		I	I	I	II	II	III	III
Диаметр промывочного отверстия, мм	—	16	16	—	25	28	28	44
Высота долота, мм	155	150	140	175	170	170	185	210
Масса, кг	2,0	2,5	2,8	3,2	5,26	4,5	6,5	8,3

Корпус, лапы и распорный палец изготавливают из стали 14ХН3МА. Большая шарошка 3 имеет форму полусфера, малая 4 — шарового слоя.

ТАБЛИЦА 34

Техническая характеристика долот типа Т

Показатели	Шифр долота			
	ИВ-93Т	ИИ93Т-ЦВ	ЗВ-132Т	ИВ-15ГТ
Номинальный диаметр, мм	93	112	132	151
Допускаемое отклонение, мм	+0,75	+0,75	+1,0	+1,0
Тип и условное обозначение присоединительной резьбы	3-50	3-50	3-63,5	3-92
Диаметр промывочного отверстия, мм	16	18	28	44
Тип опоры	I	II	III	III
Число шарошек, шт.	3	3	3	3
Высота долота, мм	150	170	185	210
Масса, кг	2,8	4,5	6,2	8,5

ТАБЛИЦА 35

Техническая характеристика шарошечных долот типа К

Показатели	Шифр долота							
	4Д-59К2	ИВ-76К2	4Д-76К	4В-93К	III-112К	В-132К	В-151К	
Номинальный диаметр, мм	59	76	76	93	112	132	151	
Допускаемое отклонение, мм	+0,6	+0,75	+0,6	+0,75	+0,75	+1,0	+1,0	
Тип и условное обозначение присоединительной резьбы	3-42	3-50	3-50	3-50	3-63,5	3-63,5	3-92	
Тип опоры	I	I	I	I	II	III	III	
Диаметр промывочного отверстия, мм	15	18	18	18	25	25	30	
Число шарошек, шт.	2	2	3	2	3	3	3	
Высота долота, мм	120	123	123	150	165	183	215	
Масса, кг	0,98	2	2,0	2,8	6,5	7	9,5	

Рекомендуемые режимы при бурении долотами САИГИМС:

частота вращения, об/мин 237—277
 осевая нагрузка для долот диаметром 59 мм, тс 2—2,5
 осевая нагрузка для долот диаметром 76 мм, тс 2,5—3
 количество промывочной жидкости, л/мин 30—120

В табл. 36 приведены параметры рекомендуемых режимов бурения шарошечными долотами.

ТАБЛИЦА 36

Рекомендуемые режимы бурения шарошечными долотами

Диаметр долота, мм	Рекомендуемый диаметр УБТ, мм	Нагрузка на долото, тс		Частота вращения долота на забое, об/мин		Количество промывочной жидкости, л/мин
		рекомендуемая	максимально-допустимая	рекомендуемая	максимально-допустимая	
Д о л о т а т и п а К						
59	—	1,2÷1,8	2,0	102÷277	350	80÷100
76	—	1,5÷2,5	3,0	102÷277	350	100÷120
93	73	2÷3	3,5	102÷348	350	120÷150
112	89	3÷5	5,0	102÷277	500	150÷180
132	108	4÷7	7,0	102÷277	500	200÷250
151	127	5÷8	9,0	102÷237	500	250÷300
Д о л о т а т и п а Т						
93	73	2,0÷2,5	3,0	102÷348	350	180÷230
112	89	2,5÷4,5	4,5	102÷277	500	200÷280
132	108	3÷6	6,0	102÷277	500	250÷350
151	127	4÷7	8,0	102÷237	500	300÷440
Д о л о т а т и п а С						
93	73	1,5÷2,5	2,5	102÷348	350	180÷230
112	89	2,0÷3,0	4,0	102÷277	500	200÷280
132	108	3÷5	6,0	102÷277	500	250÷350
151	127	4÷6	8,0	102÷237	500	300÷400
Д о л о т а т и п а М						
112	89	1,5÷2,5	3,0	102÷348	600	300÷400
132	108	2,0÷3,0	4,0	102÷277	600	350÷450
151	127	2,5÷3,5	6,0	102÷277	600	450÷550

П р и м е ч а н и я. 1. Минимальные значения осевых нагрузок и максимальные значения частот вращения рекомендуется применять при бурении менее крепких пород, максимальные значения осевых нагрузок и минимальные значения частот вращения при бурении более крепких пород. 2. При бурении сильно трещиноватых пород рекомендуется применять минимальную частоту вращения бурового снаряда и снижать осевую нагрузку на долото.

ТАБЛИЦА 37

Долота САНГИМС

Показатели	ДДА-59ТК	ДДА-76Т
Диаметр долота, мм	59	76
Тип опоры	Подшипник скольжения	
Угол установки шарошек, градус	65	65
Марка твердого сплава	ВК8В	ВК8В
Диаметр промывочного канала, мм	15	20
Высота долота, мм	124	160
Масса долота, кг	1,16	2,15

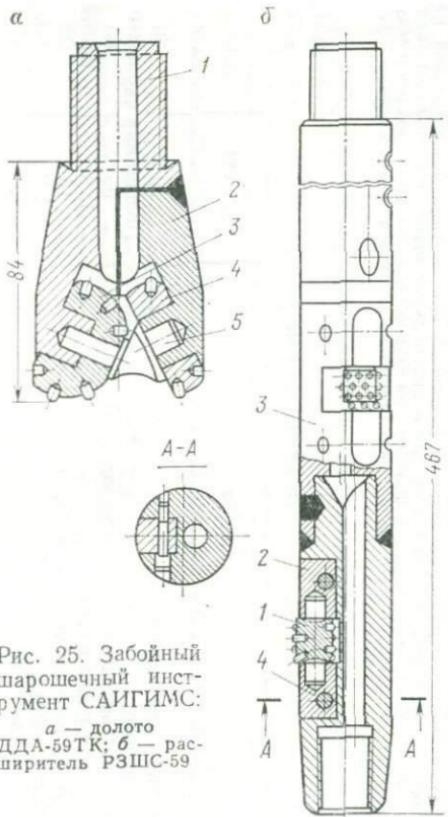


Рис. 25. Забойный
шарошечный инструмент САИГИМС:
a — долото
ДДА-59ТК; *б* — расширитель РЗШС-59

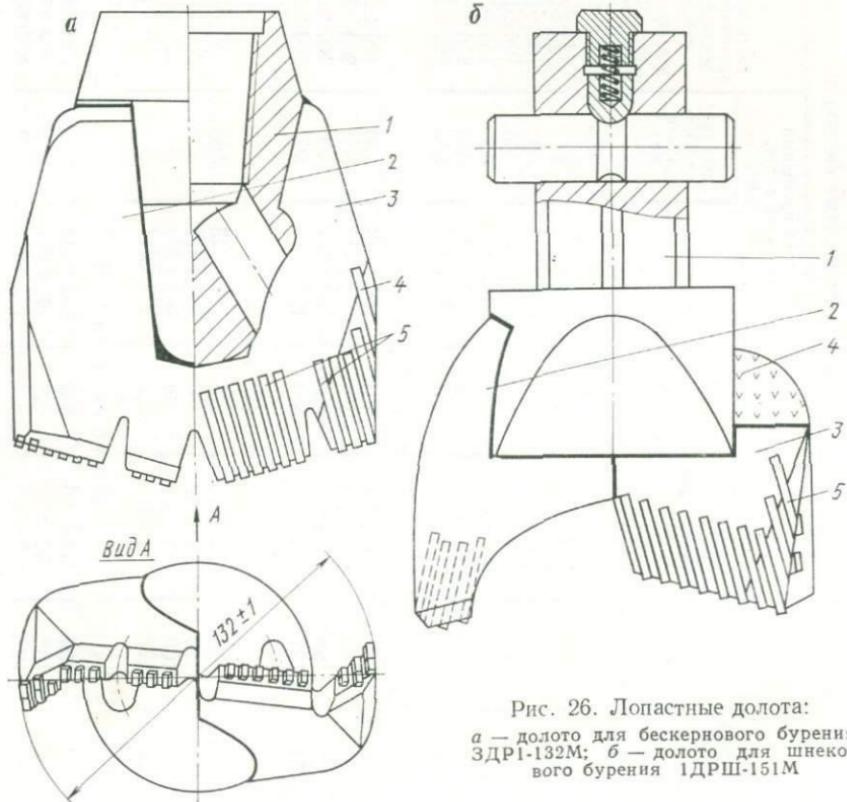


Рис. 26. Лопастные долота:
a — долото для бескернового бурения
ЗДР1-132М; *б* — долото для шнекового бурения 1ДРШ-151М

Лопастные долота различного типа (типа РХ, пикобуры и другие) предназначены для бескернового и шнекового вращательного бурения пород I—IV категорий по буримости.

На рис. 26, а приведено серийно выпускаемое лопастное долото ЗДР1-132М, предназначенное для бескернового бурения с промывкой. Оно состоит из корпуса 1 и лопастей 2, 3, каждая из которых армирована пластинками 4, 5 из твердого сплава ВК-6, расположенными под углом 15° к плоскости забоя скважины. Лопасти в торцевой части имеют пазы, благодаря которым повышается удельная нагрузка на породоразрушающий инструмент.

В корпусе долота имеются два отверстия для прохода промывочной жидкости, струи которой направляются на обе лопасти и очищают их от выбуренной породы.

Долото изготавливают из стали марки 45.

ТАБЛИЦА 38

Техническая характеристика двухлопастных долот

Показатели	Для бескернового бурения		Для шнекового бурения	
	ЗДР-132М	6ДР-132МС	1ДРШ-151М	1ДРШ-151МС
Наружный диаметр, мм	132	132	151	152
Диаметр корпуса, мм	82	82	90	90
Высота долота, мм	175	186	235	215
Число промывочных каналов, шт.	2	2	—	—
Диаметр промывочных каналов, мм	20	20	—	—
Число спиралей, шт.	—	—	1	1
Присоединительная резьба	Замковая 3-50	—	—	—
Истирающий материал	Твердо-сплавные пластины 3,44	—	Твердосплавные зубки	—
Масса, кг	5,2	5,33	6,4	—

На рис. 26, б приведено долото 1ДРШ-151М, предназначенное для шнекового бурения мягких пород и пород I—IV категорий по буримости в многолетнемерзлых породах. Долото состоит из корпуса 1, лопастей 2, 3 и режущей спирали 4, которая является продолжением лопасти и стыкуется со спиралью шнека. Спираль оснащена твердосплавными зубками, а лопасти — пластинами 5. Корпус шестиугольной формы с пальцевым соединением предназначен для сочленения со шнеком.

В табл. 38 приведены технические характеристики серийно выпускаемых лопастных долот, разработанных СКБ ВПО «Союзгеотехника».

§ 4. РАСШИРИТЕЛИ, КЕРНОРВАТЕЛИ

В процессе углубки скважины происходит износ породоразрушающего инструмента по наружной поверхности и, как следствие, уменьшение диаметра скважины. В следующем рейсе новая буровая коронка требует восстановления номинального диаметра скважины, на что непроизводительно затрачивается время и происходит износ коронки. Для предотвращения этого в колонковый набор включают специальный инструмент — расширитель, который сохраняет буровую коронку и колонковую трубу от преждевременного износа, калибрует скважину и стабилизирует работу бурового снаряда.

Конструктивно расширители представляют собой отрезок трубы, наружная поверхность которых армируется истирающим материалом.

ВИТР ВПО «Союзгеотехника» разработаны алмазные расширители типа РМВ, характеристика которых приведена в табл. 39.

Расширитель РМВ-1 (рис. 27, а) представляет собой стальной корпус 1, в который впаяны штабики 3 со

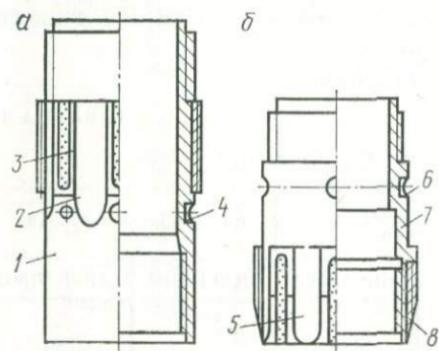


Рис. 27. Алмазные расширители:

а — РМВ-1; б — РМВ-2; 1 — корпус; 2, 5 — промывочные каналы; 3 — алмазосодержащие штабики; 4, 6 — сверления под ключ; 7 — коническая выточка для кернорваталя; 8 — конический заход

вставленными в них алмазами. Между штабиками выфрезерованы пазы 2, служащие для прохода промывочной жидкости. Диаметр расширителей по алмазным зернам двух противоположных штабиков на 0,4 мм больше номинального диаметра коронки.

Расширители РМВ-2 (рис. 27, б) отличаются от РМВ-1 следующим:

штабики расширителя РМВ-2 имеют конический заход 8, исключающий их ступенчатый износ в процессе бурения скважины. В отличие от РМВ-1, где поверхность штабиков параллельна поверхности корпуса расширителя, у расширителя РМВ-2 разница в диаметрах по штабикам в верхней и нижней их частях составляет 0,8—0,9 мм;

внутри корпуса РМВ-2 имеется выточка для установки кернорваталя;

штабики расположены в нижней части расширителя, что приближает их к забою скважины, сокращая тем самым длину непрокалиброванного участка ствола. Твердость матрицы штабиков расширителей по HRC 20—25 единиц; крупность алмазов 20—

ТАБЛИЦА 39

Техническая характеристика алмазных расширителей

Типоразмер расширителя	Диаметр расширителя по штабикам, мм	Число штаби- ков	Масса алмазов, карат		Зернистость алмазов, шт/карат
			в штабике	в расши- рителе	
PMB-1-36	36,4 ^{+0,3} _{-0,1}	4	1,25	5,0	20—30
PMB-1-46	46,4 ^{+0,3} _{-0,1}	4	1,25	5,0	20—30
PMB-1-59	59,4 ^{+0,3} _{-0,1}	6	1,33	8,0	20—30
PMB-1-76	76,4 ^{+0,3} _{-0,1}	8	1,25	10,0	20—30
PMB-1-93	93,4 ^{+0,3} _{-0,1}	10	1,25	12,5	20—30
PMB-2-36	36,4 ^{+0,1} _{-0,2}	4	1,25	5,0	20—30
PMB-2-46	46,4 ^{+0,2} _{-0,1}	4	1,25	5,0	20—30
PMB-2-59	59,4 ^{+0,2} _{-0,1}	6	1,25	7,5	20—30
PMB-2-76	76,4 ^{+0,3} _{-0,1}	8	1,25	10,0	20—30
PMB-2-93	93,4 ^{+0,4} _{-0,1}	10	1,25	12,5	20—30
PMB-2-80	80,5±0,5	8	2,0	16,0	10—20
PMB-2-97	97,5±0,5	10	2,0	20,0	10—20
РДТ-1(2)-59	59,4 ^{+0,2} _{-0,1}	6	1,25	7,5	20—30
РДТ-1(2)-76	76,4 ^{+0,3} _{-0,1}	8	1,25	10,0	20—30
РДТ-1(2)-59	59,4 ^{+0,2} _{-0,1}	6	2,0	12,0	10—20
РДТ-1(2)-76	76,4 ^{+0,3} _{-0,1}	8	2,0	16,0	10—20

30 шт/карат; количество алмазов в одном штабике 1,25—2,0 карат.

Для двойных колонковых труб ТДН-1, ТДН-2 и ТДН-4 (конструкции ВИТР) разработаны расширители РДТ-1(2), которые не отличаются принципиально от РМВ.

Для применения в сложных геолого-технических условиях разработаны кольцевые расширители РКВ-1 и РКВ-2. В них алмазами армируется твердосплавное кольцо, расположенное в нижней части. У расширителя РКВ-1 кольцо имеет гладкую наружную поверхность, у РКВ-2 — ребристую.

Разработаны специальные расширители РМВ-2 с увеличенным наружным диаметром 80 и 97 мм. Их применяют для бурения осадочных пород средней твердости с промывкой глинистыми растворами большой вязкости.

Конусные расширители типа РМВК предназначены для разбуривания скважин на следующий диаметр. Они содержат до 80 карат алмазов зернистостью 5—10 шт/карат.

Институтом ИСМ АН УССР разработаны расширители типа РС, армированные сверхтвердым материалом славутичем. Расширители РС разработаны диаметром 93, 76 и 59 мм.

Расширитель состоит из корпуса с секторами, оснащенными цилиндрическими штабиками из славутича, разделенными винтовой канавкой, которая обеспечивает эффективное охлаждение рабочих элементов. По данным ИСМ стойкость расширителей РС диаметром 76 мм в 2,4 раза выше серийных расширителей РМВ-2 того же диаметра.

В геологоразведочном бурении применяются шарошечные расширители. На рис. 25, б представлен расширитель конструкции САИГИМС.

Расширитель состоит из трех сваренных между собой секций с промывочными каналами. Каждая секция расширителя имеет одну шарошку 1, которая при помощи цапф удерживается во вкладыше 2, закрепленного в пазу корпуса 3 коническими штифтами 4. Шарошки располагаются под углом 120° по отношению друг к другу свободно вращаются на своих опорах. Характеристика шарошечных расширителей приведена в табл. 40.

ТАБЛИЦА 40

Показатели	САИГИМС		СКБ ВПО «Союзгеотехника»
	РЗШС-59	РЗШС-76	
Диаметр расширителя, мм			
по шарошкам	59	76	76
по корпусу	53	70	70
Тип опоры		Подшипник скольжения	
Число шарошек	3	3	3
Марка твердого сплава	ВК8В	ВК8В	ВК8В
Диаметр промывочного канала, мм	15	20	18
Расстояние от забоя до первой шарошки, мм	176	215	—
Длина расширителя, мм	512	542	375
Масса, кг	7,17	14,5	8,0

Секции корпуса расширителей изготавливают из стали 40Х, вкладыши — из стали 14ХН3МА, шарошки — из стали 15Н3МА.

Для отрыва выбуренного керна от забоя скважины и удержания его в породоразрушающем инструменте во время подъема бурового снаряда применяют специальные устройства — кернорватели.

Кернорватели используют в твердосплавных и алмазных коронках.

В настоящее время серийно выпускаются кернорватели трех типов, разработанные СКБ и ВИТР ВПО «Союзгеотехника» для твердосплавного, алмазного и гидроударного бурения.

Кернорватели представляют собой корпус, в котором размещается рвательное кольцо, изготавливаемое из стали 40Х или стали 45.

В табл. 41 приведена техническая характеристика кернорвателей для твердосплавного бурения.

ТАВЛИЦА 41

Показатели	Кернорватели			
Диаметр скважины, мм	59	76	93	112
Внутренний диаметр рвательного кольца, мм	49,5	57	72	91
Высота рвательного кольца, мм	30	40	45	50
Максимальный диаметр керна, мм	40	59,5	75,5	94
Минимальный диаметр керна, мм	39	52,6	67	86
Масса, кг	0,90	1,12	1,99	2,68

Кернорватели К-46, К-59, К-76 применяются в серийных алмазных коронках с одинарными колонковыми трубами при бурении монолитных и слаботрециноватых пород. На рис. 28 показан кернорватель типа К.

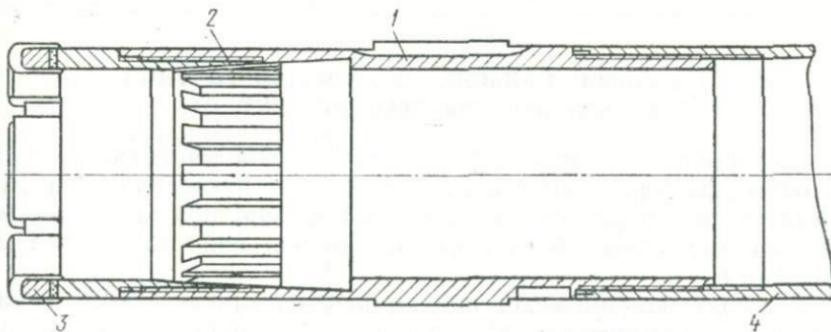


Рис. 28. Кернорватели типа К для алмазного бурения:
1 — корпус рвателья; 2 — рвательное кольцо; 3 — алмазная коронка; 4 — колонковая труба

Техническая характеристика кернорвателей типа К приведена в табл. 42.

В табл. 43 приведены характеристики кернорвателей для гидроударного бурения.

Для отрыва керна от забоя с применением кернорвателей останавливают вращение бурового снаряда, дают натяжку и резко поворачивают его на несколько оборотов.

ТАБЛИЦА 42

Показатели	К-46	К-59	К-76
Наружный диаметр алмазной коронки, мм	46	59	76
Внутренний диаметр алмазной коронки, мм	31	42	58
Максимальный диаметр керна, мм	31,8	42,8	58,9
Минимальный диаметр керна, мм	30,4	41,4	57,2
Длина кернорваталя (с алмазной коронкой), мм	198	198	208
Масса, кг	0,71	1,12	1,64

ТАБЛИЦА 43

Показатели	К115Ц	К96Ц	КЦ93	КЦ76МВ	КЦ59-1
Диаметр коронки, мм:					
наружный	115	96	93	76	59
внутренний	87	68	65	52	39
Диаметр кернорваталя, мм					
наружный	98	79	75,5	60	47
внутренний	86	66	64	51	38
Высота, мм	80	80	80	80	60
Масса, кг	0,285	0,17	0,17	0,085	0,06

§ 5. ВЫБОР НАИБОЛЕЕ ЭКОНОМИЧНОГО ТИПА ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

При выборе буровой коронки или долота учитываются три основных фактора: соответствие технических показателей инструмента геолого-техническим условиям бурения, получение максимальной механической скорости и минимальной стоимости 1 м скважины.

В основу экономической оценки положен относительный показатель — экономическая эффективность 1 м бурения скважины, стоимость которого определяется по формуле

$$A = \frac{C \left(\frac{1}{v} + \frac{1}{l} T_1 + T_2 \right)}{T} + \frac{B}{L}, \quad (1)$$

где C — стоимость 1 ст.-смены (без стоимости истирающих материалов), руб.; v — механическая скорость бурения, м/ч; l — углубка за 1 рейс, м; T_1 — время спуско-подъемных и других операций, кратных 1 рейсу, ч; T_2 — время вспомогательных операций, кратных 1 м бурения скважины, ч; T — время, затраченное на бурение скважины, ч; B — стоимость инструмента, руб.

чиваемое в течение смены на буровые работы, ч; B — стоимость одной коронки (долота), руб.; L — стойкость породоразрушающего инструмента, м.

Для того чтобы выбрать одну из коронок (например, типа I или II), необходимо по формуле (1) подсчитать стоимость 1 м бурения при использовании каждого типа коронки.

Величина T_1 , входящая в формулу (1), является переменной и изменяется с глубиной скважины. Исходя из этого, можно подсчитать стоимость 1 м бурения, применяя коронки типа I и II на различных интервалах скважины.

Для упрощения формулы (1) сделаем некоторые допущения.

1. Коронка типа I отличается от коронки типа II только величиной механической скорости бурения v . Тогда стоимость бурения 1 м скважины коронкой типа I будет

$$A_{Iv} = \frac{C \left(\frac{1}{v_I} + \frac{1}{l} T_1 + T_2 \right)}{T} + \frac{B}{L}. \quad (2)$$

Стоимость бурения 1 м коронкой типа II будет:

$$A_{IIv} = \frac{C \left(\frac{1}{v_{II}} + \frac{1}{l} T_1 + T_2 \right)}{T} + \frac{B}{L}. \quad (3)$$

Вычитая выражение (2) из выражения (3), получаем формулу для расчета экономического эффекта от применения коронки типа I

$$A_{IIv} - A_{Iv} = \frac{C}{T} \frac{v_I - v_{II}}{v_I v_{II}}. \quad (4)$$

2. Коронка типа I отличается от коронки типа II только стойкостью (величиной углубки за 1 рейс). Тогда

$$A_{Ii} = \frac{C \left(\frac{1}{v} + \frac{1}{l_i} T_1 + T_2 \right)}{T} + \frac{B}{L}; \quad (5)$$

$$A_{III} = \frac{C \left(\frac{1}{v} + \frac{1}{l_{II}} T_1 + T_2 \right)}{T} + \frac{B}{L}; \quad (6)$$

$$A_{III} - A_{Ii} = \frac{CT_1}{T} \frac{l_i - l_{II}}{l_i l_{II}}. \quad (7)$$

3. Если изменяется только величина углубки за 1 рейс, тогда

$$A_{IIl} - A_{Ii} = \frac{B(L_i - L_{II})}{L_A L_B}, \quad (8)$$

а если изменяется только стоимость коронки, то

$$A_{IIB} - A_{Ii} = \frac{B_{II} - B_i}{L}. \quad (9)$$

Суммируя выражения (4), (7), (8), (9), получим разницу в стоимости бурения 1 м скважины коронками типа I и типа II

$$A_{II} - A_I = \frac{C(v_I - v_{II})}{Tv_Iv_{II}} + \frac{CT_1(l_I - l_{II})}{Tl_Il_{II}} + \frac{B(L_I - L_{II})}{L_I L_{II}} + \\ + \frac{B_I - B_{II}}{L}. \quad (10)$$

Из формулы (10) видно, что с глубиной скважины изменяется только величина углубки за рейс

$$\frac{CT_1(l_I - l_{II})}{Tl_Il_{II}}.$$

Это обусловлено изменением времени T_1 с увеличением глубины скважины.

При определении снижения стоимости 1 м бурения на различных интервалах глубины нет необходимости подсчитывать величины всех четырех слагаемых правой части выражения (10); на каждом интервале первое, третье и четвертое слагаемые достаточно определить один раз.

При определении экономической эффективности для какого-либо определенного породоразрушающего инструмента расчетные формулы значительно упрощаются. Рассмотрим, например, твердосплавные коронки для вращательного бурения в породах средней крепости (IV—VIII категорий по буримости).

Для этих коронок величины углубки за рейс и на 1 коронку, как правило, совпадают, поскольку стойкость коронки соизмерима с длиной рейса. Ввиду того, что стоимость твердосплавной коронки в среднем невелика, можно пренебречь разницей в стоимости коронок двух различных типов и тем более разницей в стоимости истирающих материалов на 1 м бурения. Для этого случая формула (10) будет иметь следующий вид:

$$A_{II} - A_I = \frac{C(v_I - v_{II})}{Tv_Iv_{II}} + \frac{CT_1(l_I - l_{II})}{Tl_Il_{II}}. \quad (11)$$

Различные типы породоразрушающего инструмента имеют различные технико-экономические показатели. Причем, одна коронка (долото) по сравнению с другой может обладать большей стойкостью, но обеспечивать меньшую механическую скорость. При больших глубинах скважин, когда время проведения спуско-подъемных операций велико, более выгодным является применение породоразрушающего инструмента большей стойкости, на меньших глубинах более эффективным оказывается получение максимальных механических скоростей.

Для того чтобы установить предел глубины, до которой экономично использовать коронку с более высокой механической скоростью, преобразуем формулу (11)

$$\frac{C(v_1 - v_{II})}{Tv_1v_{II}} - \frac{CT_1(l_{II} - l_1)}{Tl_1l_{II}} = 0$$

и режим ее относительно T_1

$$T_1 = \frac{(v_1 - v_{II})l_{II}l_{II}}{(l_{II}l_1)v_1v_{II}}. \quad (12)$$

С помощью этой формулы можно подсчитать минимум величины T_1 , при которой экономичнее применять коронки с более высокой углубкой за рейс.

Изложенная методика не является единственным способом экономической оценки наиболее эффективного породоразрушающего инструмента, однако в конкретных геолого-технических условиях может быть полезна для оперативного выбора того или иного типа коронки (долота).

ГЛАВА II

КОЛОНКОВЫЕ, ОБСАДНЫЕ, БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ И ИХ СОЕДИНЕНИЯ

Трубы, применяющиеся при сооружении скважин, относятся в соответствии с ГОСТ 16275—70 к технологическому и вспомогательному инструменту. Колонковые, шламовые и бурильные трубы являются технологическим инструментом, при помощи которого осуществляется непосредственно бурение скважины, обсадные трубы — вспомогательным инструментом.

§ 1. КОЛОНКОВЫЕ И ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

Трубы колонковые предназначены для приема керна, последующей транспортировки его на поверхность и поддержания нужного направления ствола скважины в процессе бурения.

Обсадные трубы служат для предотвращения обвалов стенок скважины в неустойчивых породах, перекрытия напорных и поглощающих горизонтов и для других целей.

С 1 января 1978 г. введен ГОСТ 6238—77 (взамен ГОСТ 6238—52) «Трубы обсадные и колонковые для геологоразведочного бурения и ниппели к ним», который находится на стадии внедрения. Этим стандартом предусмотрено изготовление обсадных и колонковых труб двух типов: безниппельных («труба в трубу») и ниппельных (соединяемых ниппелями).

На рис. 29 показана обсадная труба безниппельного соединения. В табл. 44 приведены размеры (в мм) безниппельных обсадных труб.

Размеры (в мм) колонковых и обсадных труб ниппельного соединения и ниппелей к ним должны соответствовать указанным на рис. 30 и в табл. 45.

Размеры (в мм) соединительных резьб обсадных и колонковых труб должны соответствовать указанным на рис. 31 и в табл. 46 и 47. Резьба труб и ниппелей может быть как правой, так и левой. Колонковые трубы изготавливают только с правой резьбой.

Механические свойства сталей, из которых изготавливают колонковые и обсадные трубы, должны соответствовать приведенным в табл. 48.

Опыт длительной эксплуатации тонкостенных колонковых труб показал, что жесткость их недостаточна, при больших осевых нагрузках на породоразрушающий инструмент они изги-

ТАБЛИЦА 44

Точность изготовления	Наружный диаметр трубы D_1		Толщина стенки S		Диаметр расточки D_2		Диаметр проточки D_3		Длина проточки под резьбу l_4	Длина наружной резьбы с полным профилем l_2	Длина внутренней резьбы с полным профилем l_3	Теоретическая масса 1 м трубы в гладкой части, кг	Длина трубы, L	
	номинальный	пределное отклонение	номинальная	пределное отклонение	номинальный	пределное отклонение	номинальный	пределное отклонение						
Повышенная	33,5	$\pm 0,15$	3,0	$\pm 0,25$	32,0	$+0,17$	29,5	$-0,17$					2,26	1500—3000
Повышенная	44	$\pm 0,20$	3,5	$\pm 0,25$	42,5	$+0,17$	40,0	$-0,17$					3,50	
Обычная	57	$\pm 0,45$	4,5	$+0,54$	54,5	$+0,50$ $-0,36$	52,0	$-0,50$					5,83	1500—4500
Повышенная		$\pm 0,25$	4,5	$\pm 0,36$	54,5	$+0,20$	52,0	$-0,20$						
Обычная	73	$\pm 0,57$	5,0	$+0,60$ $-0,40$	70,0	$+0,50$	67,5	$-0,50$					8,36	
Повышенная		$\pm 0,36$	5,0	$\pm 0,40$	70,0	$+0,20$	67,5	$-0,20$						1500—6000
Обычная	89	$\pm 0,70$	5,0	$+0,60$ $-0,40$	86,0	$+0,50$	83,5	$-0,50$					10,36	
Повышенная		$\pm 0,40$	5,0	$\pm 0,40$	86,0	$+0,23$	83,5	$-0,23$						

ТАБЛИЦА 45

Размер

Точность изготовления	Наружный диаметр трубы D		Толщина стенки трубы S		Наружный диаметр ниппеля D_1		Внутренний диаметр ниппеля d	
	номинальный	пределное отклонение	номинальная	пределное отклонение	номинальный	пределное отклонение	номинальный	пределное отклонение
Повышенная	25,0	$\pm 0,10$	3,0	$\pm 0,25$	—	—	—	—
Обычная	33,5	$\pm 0,27$	3,0	$\pm 0,30$	33,5	$\pm 0,27$	24,5	$+0,50$
Повышенная		$\pm 0,15$		$\pm 0,25$		$\pm 0,15$		$+0,28$
Обычная	44,0	$\pm 0,36$	3,5	$\pm 0,45$ $-0,30$	44,0	$+0,36$	34,0	$+0,50$
Повышенная		$\pm 0,20$		$\pm 0,25$		$\pm 0,20$		$+0,34$
Обычная	57,0	$\pm 0,45$	4,5	$+0,54$ $-0,36$	57,0	$\pm 0,45$	46,0	$+0,50$
Повышенная		$\pm 0,25$		$\pm 0,36$		$\pm 0,25$		$+0,34$
Обычная	73,0	$\pm 0,57$	5,0	$+0,60$ $-0,40$	73,0	$\pm 0,57$	62,0	$+0,50$
Повышенная		$\pm 0,36$		$\pm 0,40$		$\pm 0,36$		$+0,40$
Обычная	89,0	$\pm 0,70$	5,0	$+0,60$ $-0,40$	89,0	$+0,70$	78,0	$+0,50$
Повышенная		$\pm 0,40$		$\pm 0,40$		$\pm 0,40$		$+0,40$
Обычная	108,0	$\pm 1,05$	5,0	$+0,75$ $-0,63$	108,0	$\pm 1,05$	95,5	$+0,50$
Повышенная		$\pm 0,86$		$\pm 0,63$		$\pm 0,86$		$+0,46$
Обычная	127,0	$\pm 1,27$	5,0	$+0,75$ $-0,63$	127,0	$\pm 1,27$	114,5	$+0,50$
Повышенная		$\pm 1,02$		$\pm 0,63$		$\pm 1,02$		$+0,46$
Обычная	146,0	$\pm 1,46$	5,0	$+0,75$ $-0,63$	146,0	$\pm 1,46$	134,0	$+0,50$
Повышенная		$\pm 1,17$		$\pm 0,63$		$\pm 1,17$		$+0,46$

Размер

	Диаметр выточки (расточки) D_2		Диаметр наружной проточки D_3		Длина проточки под наружную резьбу l_1		Длина труб L	Теоретическая масса 1 м гладкой трубы, кг	Теоретическая масса одного ниппеля, кг
	номинальный	пределное отклонение	номинальный	пределное отклонение	номинальная	пределное отклонение			
	21,7	$+0,14$	—	—			1500—3000	1,63	—
	30,0	$+0,50$	28,0	$-0,50$					
		$+0,17$		$-0,17$					
	40,5	$+0,50$	38,0	$-0,50$			1500—4500	2,22	0,5
		$+0,17$		$-0,17$					
	52,5	$+0,50$	50,0	$-0,50$	40	$+2$	≤ 36	3,50	0,7
		$+0,20$		$-0,20$					
	69,0	$+0,50$	66,5	$-0,50$					
		$+0,20$		$-0,20$					
	85,0	$+0,50$	82,5	$-0,50$					
		$+0,23$		$-0,23$					
	103,5	$+0,50$	101,0	$-0,50$			10,36	1,7	
		$+0,23$		$-0,23$					
	122,5	$+0,50$	120,0	$-0,50$	60	$+2$	≤ 56	12,70	2,4
		$+0,26$		$-0,26$					
	141,5	$+0,50$	139,0	$-0,50$					
		$+0,26$		$-0,26$					

Параметры	Норма
Шаг резьбы S_1	4,000
Рабочая высота витка t	0,750
Ширина витка у вершины наружной резьбы m	1,922
Ширина витка вершины внутренней резьбы m_1	1,934
Наименьший зазор по ширине витка d	0,012
Угол наклона боковых сторон $d/2$, градус	5

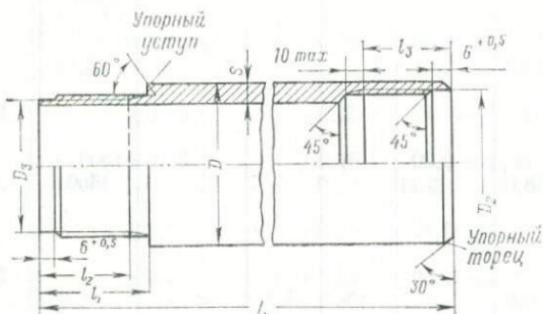


Рис. 29. Обсадная труба безниппельного соединения

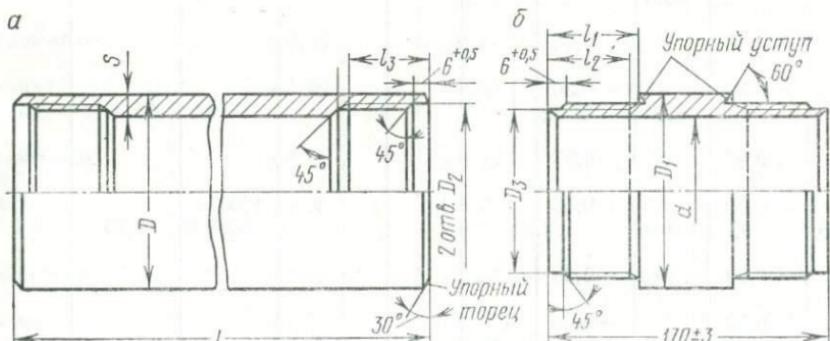
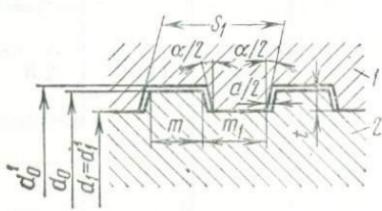
Рис. 30. Колонковая (обсадная) труба ниппельного соединения:
а — труба; б — ниппельРис. 31. Профиль резьбы обсадных труб ниппельного соединения:
1 — внутренняя резьба; 2 — наружная резьба

ТАБЛИЦА 47

Наружный диаметр трубы и ниппеля <i>D</i>	Номинальный диаметр резьбы	Наружная резьба				Внутренняя резьба			
		Наружный диаметр d_0		Внутренний диаметр d_1		Наружный диаметр d'_0		Внутренний диаметр d'_1	
		номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение
Обсадные трубы безниппельного соединения									
33,5	31,6	31,6	—0,100	30,1	—0,100	31,632	+0,140	30,1	+0,100
44,0	42,0	42,0		40,5		42,032	+0,170	40,5	
57,0	54,0	54,0	—0,120	52,5	—0,120	54,040	—0,120	52,5	+0,120
73,0	69,5	69,5		68,0		69,540		68,0	
89,0	85,5	85,5	—0,140	84,0	—0,140	85,550	+0,230	84,0	+0,140
Колонковые и обсадные трубы ниппельного соединения и ниппели к ним									
25,0	21,5	—	—	—	—	21,525	+0,140	20,0	+0,084
33,5	29,8	29,8	—0,084	28,3	—0,084	29,825		18,3	
44,0	40,0	40,0	—0,100	38,5	—0,100	40,032	+0,170	38,5	+0,100
57,0	52,0	52,0		50,5	—0,120	52,040		50,5	
73,0	68,5	68,5		67,0		68,540		67,0	
89,0	84,5	84,5	—0,140	83,0	—0,140	84,550		83,0	
108,0	103,0	103,0		101,5		103,050		101,5	
127,0	122,0	122,0	—0,160	120,5	—0,160	122,060		120,5	
146,0	141,0	141,0		139,5		141,060	+0,260	139,5	+0,160

Механические свойства стали	Норма для стали групп прочности		
	Д	К	М
Предел прочности при растяжении σ_b , кгс/мм ²	55	65	85
Предел текучести σ_t , кгс/мм ²	38	50	75
Относительное удлинение δ_b , %	16	12	12

баются в процессе бурения, быстро изнашиваются по наружной поверхности (особенно в абразивных породах) и могут быть причиной аварий. Изгиб труб способствует интенсивному искривлению скважин.

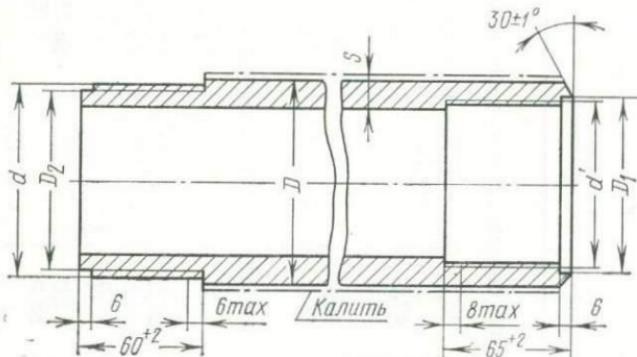


Рис. 32. Труба колонковая для дробового бурения

Для предотвращения изгиба труб, искривления скважин, возможных аварий, а также увеличения прочности резьбовой части часто применяют более жесткие толстостенные трубы из ниппельных заготовок, изготавливаемые в ремонтно-механических мастерских.

Размеры труб (в мм) должны соответствовать указанным на рис. 32 и в табл. 49.

Колонковые трубы должны поставлять длиной 3; 4,5; 6 и 8 м с допускаемыми отклонениями ± 100 мм. Трубы изготавливают бесшовными с закаленной наружной поверхностью с помощью тока высокой частоты (ТВЧ) из стали групп прочности Д, К и Е, удовлетворяющей следующим требованиям:

а) содержание серы и фосфора — не более 0,045% каждого, мышьяка — не более 0,15%;

б) механические свойства в состоянии поставки — согласно табл. 50.

Размеры (в мм) и масса труб и муфт с короткой и нормальной длиной резьбы должны соответствовать указанным на рис. 33

ТАБЛИЦА 49

Наружный диаметр		Толщина стенки		Наружный диаметр наружной резьбы		Наружный диаметр внутренней резьбы		Диаметр расточки		Диаметр уступа	
номинальный	дополнительное отклонение	номинальная	дополнительное отклонение	номинальный	дополнительное отклонение	номинальный	дополнительное отклонение	номинальный	дополнительное отклонение	номинальный	дополнительное отклонение
73	$\pm 0,6$	6,50	$+0,8$ $-0,5$	68		64,04	64,1	$+0,40$	66,4	$-0,40$	10,66
89	$\pm 0,7$	6,50	$+0,8$ $-0,5$	84		80,05	80,1	$+0,46$	82,4	$-0,46$	13,22
108	$\pm 1,0$	6,75	$+1,0$ $-0,6$	103		99,05	99,1	$+0,46$	101,4	$-0,46$	16,85
127	$\pm 1,2$	7,25	$+1,0$ $-0,7$	122		118,05	118,1	$+0,46$	120,4	$-0,53$	21,41
146	$\pm 1,4$	7,50	$+1,1$ $-0,7$	141		137,06	137,1	$+0,53$	139,4	$-0,53$	25,62

ТАБЛИЦА 50

Механические свойства	Группы прочности стали		
	Д	К	Е
Предел прочности при растяжении σ_b , кгс/мм ²	65	70	75
Предел текучести σ_t , кгс/мм ²	38	50	55
Относительное удлинение, в %:			
δ_5	16	12	12
δ_{10}	12	10	10

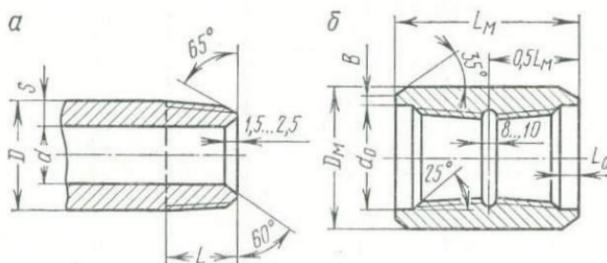
Рис. 33. Обсадная труба муфтового соединения:
а — труба; б — муфта

ТАБЛИЦА 51

Трубы с короткой и нормальной резьбой

Условный диаметр трубы	Трубы				Муфты					
	наружный диаметр D	толщина стенки S	внутренний диаметр d	теоретиче- ская масса 1 м, кг	наружный диаметр D_M	длина L_M	диаметр d_θ	длина l_0	ширина тор- цовой пло- щадки B	
114	114,3	6	102,3	16,0	133	158	116,7	12,7	6	3,7
		7	100,3	18,5						
		8	98,3	20,9						
127	127	6	115	17,9	146	165	129,4	12,7	6	5,7
		7	113	20,7						
		8	111	23,5						
		9	109	26,2						
140	139,7	6	127,7	19,8	159	171	142,1	12,7	6,5	7,0
		7	125,7	23,0						
		8	123,7	26,0						
		9	121,7	29,1						
		10	119,7	32,1						
		11	117,7	35,0						
146	146	6,5	133	20,7	166	177	148,4	12,7	6,5	8
		7	132	24,0						
		8	130	27,2						
		9	128	30,4						
		10	126	33,5						
		11	124	36,6						
168	168,3	6,5	155,3	25,9	188	184	170,7	12,7	6,5	9,1
		7	154,3	27,8						
		8	152,3	31,6						
		9	150,3	35,3						
		10	148,3	39,0						
		11	146,3	42,6						
178	177,8	12	144,3	46,2	198	184	180,2	12,7	6,5	10
		7	163,8	29,6						
		8	161,8	33,6						
		9	159,8	37,3						
		10	157,8	41,4						
		11	155,8	45,0						
194	193,7	12	153,8	49,0	216	190	196,1	12,7	6,5	12,2
		7	179,7	32,3						
		8	177,7	36,7						
		9	175,7	41,1						
		10	173,7	45,4						
219	219,1	12	169,7	53,9	245	196	221,5	12,7	7,5	16,2
		7	205,1	36,6						
		8	203,1	41,6						
		9	201,1	46,6						
		10	199,1	51,5						
		12	195,1	61,3						

Продолжение табл. 51

Условный диаметр трубы	Трубы					Муфты				
	наружный диаметр D	толщина стенки S	внутренний диаметр d	теоретиче- ская масса 1 м, кг	наружный диаметр D_M	длина L_M	Расточка	ширина тор- шевой гло- скоты B	теоретиче- ская масса, кг	
						диаметр d_0	длина l_0			
245	244,5	7	230,5	41,1	270	196	246,9	12,7	7,5	17,3
		8	228,5	46,5						
		9	226,5	52,4						
		10	224,5	58,0						
		12	220,5	69,0						
273	273,1	7	259,1	45,9	299	203	275,5	12,7	7,5	21
		8	257,1	52,3						
		9	255,1	58,6						
		10	253,1	64,9						
		12	249,1	77,2						
299	298,5	8	282,5	57,4	324	203	300,9	12,7	7,5	22,4
		9	280,5	64,4						
		10	278,5	71,3						
		11	276,5	78,1						
		12	274,5	84,9						
324	323,9	9	305,9	70,1	351	203	326,3	12,7	8,5	23,4
		10	303,9	77,6						
		11	301,9	85,1						
		12	299,9	92,6						
340	339,7	9	321,7	73,2	365	203	342,1	12,7	8,5	25,5
		10	319,7	82						
		11	317,7	89						
		12	315,7	96,6						
(351)	(351)	9	333	75,9	376	229	353	16	8,5	29
		10	331	84,1						
		11	329	92,2						
		12	327	100,3						
(377)	(377)	9	359	81,7	402	229	379	16	8,5	31
		10	357	90,5						
		11	355	99,3						
		12	353	108,0						
407	406,4	9	388,4	88,0	432	228	408,8	12,7	8,5	35,8
		10	386,4	97,5						
		11	384,4	107,0						
		12	382,4	117,5						
(426)	(426)	10	406	102,7	451	229	428	16	8,5	37,5
		11	404	112,6						
		12	402	122,5						
508	508	11	486	135	533	228	510,4	12,7	8,5	44,6

П р и м е ч а н и е. Размеры труб, указанные в скобках, применять не рекомендуется.

ТАБЛИЦА 52

Трубы с удлиненной резьбой

Условный диаметр трубы	Трубы				Муфты					
	наружный диаметр D	толщина стенки S	внутренний диаметр d	теоретическая масса, кг	наружный диаметр D_M	длина L_M	Расточка диаметр d_0	длина l_0	ширина торцовой гладкости B	теоретическая масса, кг
114	114,3	7	100,3	18,5	133	177	116,7	12,7	6	5,6
		8	98,3	20,9						
		9	96,3	23,3						
127	127	7	113	20,7	146	196	129,4	12,7	6	7
		8	111	23,5						
		9	109	26,2						
140	139,7	7	125,7	23,0	159	203	142,1	12,7	6,5	8,5
		8	123,7	26,0						
		9	121,7	29,1						
		10	119,7	32,1						
		11	117,9	35,0						
146	146	7	132	24,0	166	215	148,4	12,7	6,5	9,7
		8	130	27,2						
		9	128	30,4						
		10	126	33,5						
		11	124	36,6						
168	168,3	8	152,3	31,6	188	222	170,7	12,7	6,5	11,3
		9	150,3	35,3						
		10	148,3	39,0						
		11	146,3	42,6						
		12	144,3	46,2						
178	177,8	8	161,8	33,6	198	228	180,2	12,7	6,5	10,7
		9	159,8	37,3						
		10	157,8	41,4						
		11	155,8	45,0						
		12	153,8	49,0						
194	193,7	8	177,7	36,7	216	235	196,1	12,7	6,5	15,5
		9	175,7	41,1						
		10	173,7	45,4						
		12	169,7	53,9						
		14	165,7	62,2						
219	219,1	9	201,1	46,6	245	254	221,5	12,7	7,5	21,5
		10	199,1	51,5						
		11	197,1	56,4						
		12	195,1	61,3						
245	244,5	9	226,5	52,4	270	266	246,9	12,7	7,5	25,5
		10	224,5	58,0						
		11	222,5	63,5						
		12	220,5	69,8						
		14	216,5	79,8						

ТАБЛИЦА 53

Показатели	Группы прочности стали						
	С	Д	К	Е	Л	М	Р
Временное сопротивление σ_b , кгс/мм ²	55	65	70	75	80	90	110
Предел текучести Q_t , кгс/мм ²	32	38	50	55	65	75	95
Относительное удлинение, %:							
δ_5	18	16	12	12	12	12	12
δ_{10}	14	12	10	10	10	10	10

ТАБЛИЦА 54

Параметры	Число ниток 8 на длине 25,4 мм
Шаг резьбы S	3,175
Глубина резьбы h_1	1,810
Рабочая высота профиля h_2	1,734
Радиусы закруглений: r	0,508
r_1	0,432
Зазор Z	0,076
Угол уклона φ	$1^\circ 47' 24''$
Конусность $2 \operatorname{tg} \varphi$	1 : 16

Допускаемые отклонения от номинальных размеров резьбы (в мм) не должны превышать отклонений, указанных в табл. 55.

ТАБЛИЦА 55

По шагу		По полу- виде угла профиля	По конусности (отклоне- ния от разности двух диаметров приняты на длине резьбы 100 мм)		По глуби- не резьбы h_1	По длине резьбы на трубе L
на длине 25,4 мм	на всей длине резьбы		трубы	муфты		
$\pm 0,075$	$\pm 0,150$	$\pm 1^\circ 15'$	$+0,36$ $-0,22$	$+0,22$ $-0,36$	$+0,05$ $-0,1$	± 1 нитка

ТАБЛИЦА 56

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки S	Средний диаметр резьбы в основной плоскости d_{cp}	Диаметры резьбы у торца трубы		Длина резьбы от основной плоскости до конца сбега расточки $L = l + l_1$ до основной плоскости (нитки с полным профилем) l	
				наружный d_2	внутренний d_3		
Резьбовые соединения с короткой и нормальной длиной резьбы							
114	114,3	6—8	112,566	111,136	107,516	66,5	50,625
127	127	6	125,266	124,023	120,403	63,5	47,625
127	127	7—9	125,266	123,617	119,997	70	54,125
140	139,7	6	137,966	136,534	132,914	66,5	50,625
140	139,7	7—11	137,966	136,130	132,510	73	57,125
146	146	6,5—11	144,316	142,292	133,672	76	60,125
168	168,3	6,5—12	166,541	164,298	160,678	79,5	63,625
178	177,8	7—12	176,066	173,823	170,203	79,5	63,625
194	193,7	7	191,941	190,105	186,483	73	57,125
194	193,7	8—12	191,941	189,511	185,891	82,5	66,625
219	219,1	7	217,341	215,317	211,697	76	60,125
219	219,1	8—12	217,341	214,723	211,103	85,5	69,625
245	244,5	7	242,741	240,311	236,691	82,5	66,625
245	244,5	8—12	242,741	240,123	236,503	85,5	69,625
273	273,1	7	271,316	269,667	266,047	70	54,125
273	273,1	8—12	271,316	268,480	264,860	89	73,125
299	298,5	8—12	296,716	293,880	290,260	89	73,125
324	323,9	9—12	322,116	319,280	315,660	89	73,125
340	339,7	9—12	337,991	335,155	331,535	89	73,125
407	406,4	9—12	404,666	401,048	397,428	101,5	85,625
508	508	11	506,266	502,648	499,082	101,5	85,625

ТАБЛИЦА 57

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы D	Толщина стенки S	Средний диаметр резьбы в основной плоскости d_{cp}	Диаметры резьбы у торца трубы		Длина резьбы от основной плоскости до конца сбега резьбы $L = l + l_1$ до основной плоскости (нитки с полным профилем) l	
				наружный d_2	внутренний d_3		
Резьбовые соединения с удлиненной резьбой							
114	114,3	7—9	112,566	110,542	106,922	76	60,225
127	127	7—9	125,266	122,648	119,028	85,5	69,625
140	139,7	7—11	137,966	135,130	131,510	89	73,125
146	146	7—11	144,316	141,105	137,485	95	79,125
168	168,3	8—14	166,541	163,111	159,491	98,5	82,625
178	177,8	8—14	176,066	172,448	168,829	101,5	85,625
194	193,7	8—14	191,941	188,105	184,485	105	89,125
219	219,1	9—12	217,341	212,911	208,291	114,5	98,625
245	244,5	9—14	242,741	237,936	234,316	120,5	104,625

и в табл. 51, а размеры труб и муфт с удлиненной резьбой (в мм) в табл. 52.

Трубы должны поставляться длиной от 9,5 до 13 м. В партии допускается до 20% труб длиной от 8 до 9,5 м и не более 10% труб длиной от 5 до 8 м.

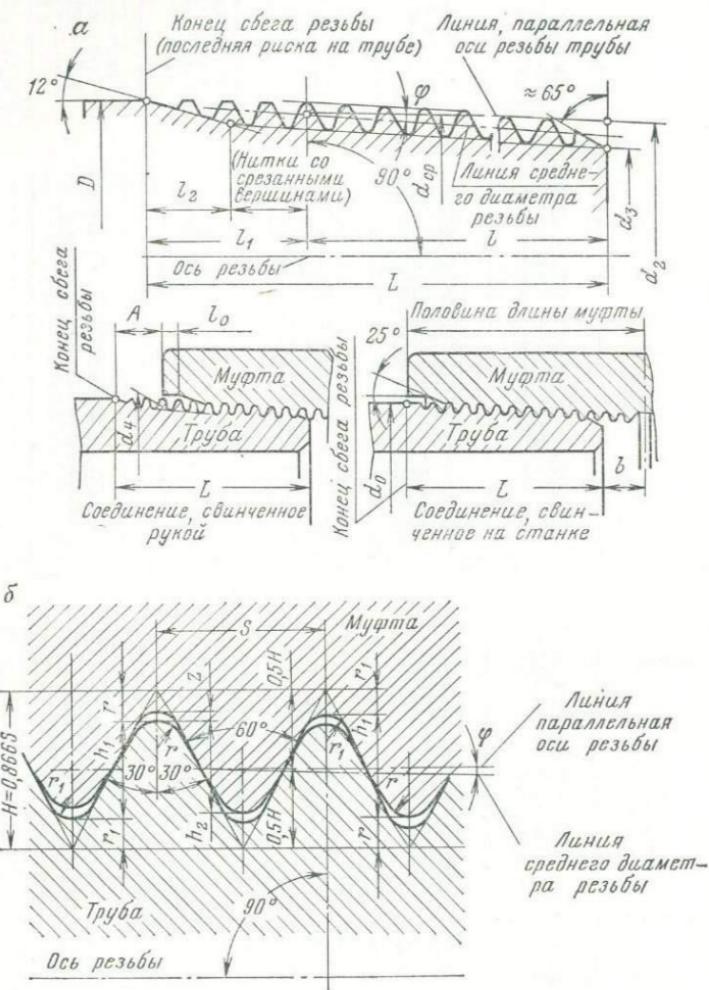


Рис. 34. Резьбовое соединение обсадных труб муфтевого соединения:
а — размеры резьбовых соединений; *б* — профиль резьбы

Трубы и муфты изготавливаются из стали одной из групп прочности, показатели которых не ниже приведенных в табл. 53.

Трубы и муфты должны изготавляться из стали одной и той же группы прочности.

Профиль и размеры резьбы труб и муфт к ним (в мм) должны соответствовать указанным на рис. 34, б и в табл. 54.

Допускаемые отклонения от номинальных размеров резьбы (в мм) не должны превышать отклонений, указанных в табл. 55.

Размеры резьбовых соединений (в мм) должны соответствовать указанным на рис. 34, а и в табл. 56 и 57.

При бурении гидрогеологических скважин конструкции и материалы применяющихся обсадных труб весьма разнообразны. В настоящее время широкое распространение получили асбокементные трубы, находят применение полиэтиленовые и другие трубы. Проводились эксперименты с обсадными трубами, изготовленными из нержавеющей стали, стекла, фанеры.

Применение в водозaborных скважинах инструмента, не подвергающегося коррозионному разрушению, позволит значительно снизить затраты на водоснабжение отдельных районов страны.

§ 2. ПЕРЕХОДНИКИ

Переходники служат для соединения колонны бурильных труб с колонковыми и шламовыми трубами.

В зависимости от элементов бурильных колонн переходники должны изготавливаться нескольких типов, размеры которых (в мм) указаны в табл. 58.

ТАБЛИЦА 58

Типы переходников	Элементы бурильной колонны, присоединяемые к переходникам					
	трубы бурильные	ниппели	замки	трубы колонковые	трубы шламовые	
	диаметр	номер стандартов		диаметр	номер стандартов	диаметр
П0	33,5; 42	8467—57	8482—57	—	34, 44, 57	6238—77
П1	42; 50; 63,5	7909—56	—	7918—75	57 и более	6238—77
П2	73	631—63	—	5286—58	108 и более	6238—77
П3	42; 50; 63,5	7909—56	—	7918—75	73 и более	6238—77
П3А	42; 50; 63,5	7909—56	—	7918—75	73 и более	11319—65
П4	50	7909—56	—	—	73	6238—77
П4А	50	7909—56	—	—	73	11319—65
П5	73	631—63	—	5286—58	108	73
П5А	73	631—63	—	5286—58	108 и более	11319—65
						108 и более

Основные параметры и размеры переходников (в мм) должны соответствовать указанным на рис. 35 и в табл. 59—64.

ТАБЛИЦА 59

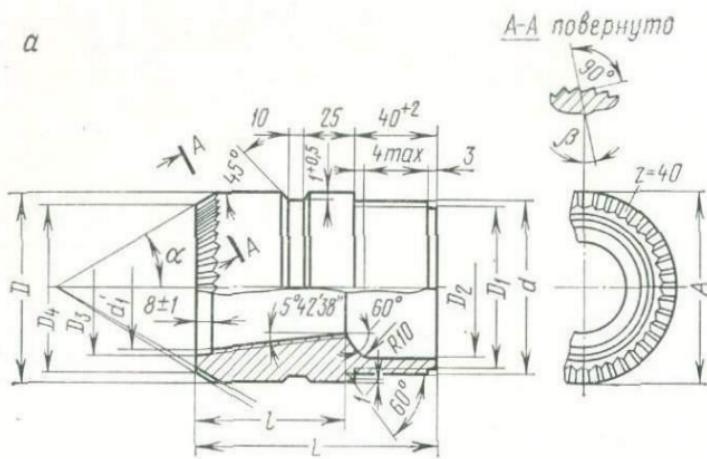
Типоразмеры переходников	Наружный диаметр бурильной трубы		Наружный диаметр колонковой трубы		<i>D</i> номинальный	<i>d</i>	<i>d'</i>	D ₁ номинальный		<i>D₂</i> номинальный	D ₃ номинальный		<i>L</i> номинальная	<i>l</i> , не менее предельное отклонение	<i>L</i> предельное отклонение	Масса, кг, не более	
	номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение				номинальный	предельное отклонение		номинальный	предельное отклонение					
П0-33,5/34	34	35			29			27		14							0,450
	33,5					28					28,5			40	110		
П0-33,5/44				-0,17						22			+0,34				0,800
	44	45			39			37								± 5	0,750
П0-42/57	42								-0,34					50	115		
					57	58	-0,2	52		32							1,40

ТАБЛИЦА 60

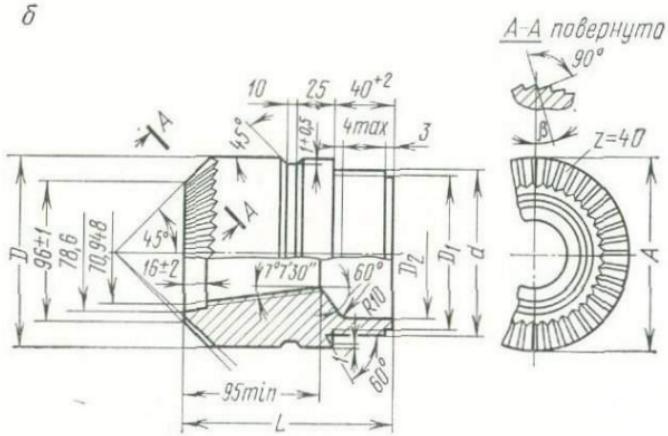
Типоразмеры переходников	Наружный диаметр бурильной трубы		D		d		d_1'		D_1		D_2		D_3		D_4		L				
	Наружный диаметр колонковой трубы								номинальный	предельное отклонение			номинальный	предельное отклонение	номинальный	предельное отклонение	номинальная	предельное отклонение	l не менее		
П1-52/57 *	42	57	57,5	52	40,616	50		-0,4	38	46			57		120		52		—		1,35
П1-42/73 *	42	73	74	68	40,616	66			50	46			60		120		52		—		2,50
П1-42/89	42	89	91	84	40,616	82			50	46			60		120		52		—		4,10
П1-42/108	42	108	110	103	40,616	101	-0,46		70	46			60		140		52		—		6,20
П1-42/127	42	127	130	122	40,616	120			88	46			60		140		52		—		8,40
П1-42/146	42	146	149	141	40,616	139	-0,53		105	46			60		140		52		—		10,80
П1-50/73 *	50	73	74	68	48,616	66	-0,4		50	54			68		120		62		—		2,30
П1-50/89	50	89	91	84	48,616	82			50	54			68		120		62		—		3,80
П1-50/108	50	108	110	103	48,616	101	-0,46		70	54			68	-0,74	140		62	45	—		6,00
											+0,5								± 5		
П1-50/127	50	127	130	122	48,616	120			88	54			68		140		62		—		8,35
П1-50/146	50	146	149	141	48,616	139	-0,53		105	54			68		140		62		—		10,90
П1-63,5/89 *	63,5	89	91	84	62,616	82			70	68			85		120		75		—		2,95
П1-63,5/108	63,5	108	110	103	62,616	101	-0,46		70	68			85		140		75		—		6,40
П1-63,5/127	63,5	127	130	122	62,616	120			88	68			85		140		75		—		7,30
П1-63,5/146	63,5	146	149	141	62,616	139			105	68			85	-0,87	140		75		—		11,20
П1-63,5/168	63,5	168	170	160	62,616	158	-0,53		125	68			85		150		75		—		15,40
П1-63,5/219	63,5	219	220	209	62,616	207	-0,6		140	68			85		170		75		—		28,40

* Переходник изготавливают без зубцов на конусе.

a



b



b

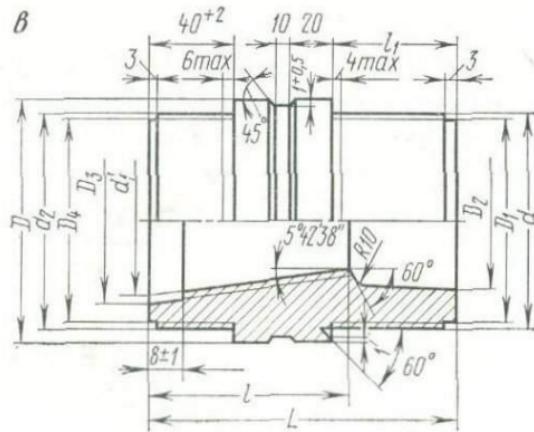


ТАБЛИЦА 61

Типоразмеры переходников	Наружный диаметр бурильной трубы	Наружный диаметр колонковой трубы	номинальный	D	d	D ₁	D ₂	L	β, градус	Масса, кг, не более
	предельное отклонение	предельное отклонение		номинальная	предельное отклонение	номинальная	предельное отклонение	номинальная		
П2-73/108	73	108	110	СМ ₇ по ОСТ 1010	103	101	-0,46	88	140	6,30
П2-73/127	73	127	130		122	120		88	140	9,10
П2-73/146	73	146	149		141	139	-0,53	105	140	11,9
П2-73/168	73	168	170		160	158		125	150	16,9
П2-73/219	73	219	220		209	207	-0,6	140	170	30,1

Клапанные переходники предназначены для обеспечения стабилизации работы колонкового снаряда, предупреждения излива промывочной жидкости из бурового снаряда в скважину и снижения износа верхней части колонковой трубы.

Техническая характеристика переходника ПК-46

Диаметр скважины, мм	46
Диаметр наружный, мм	45,5
Длина, мм	120

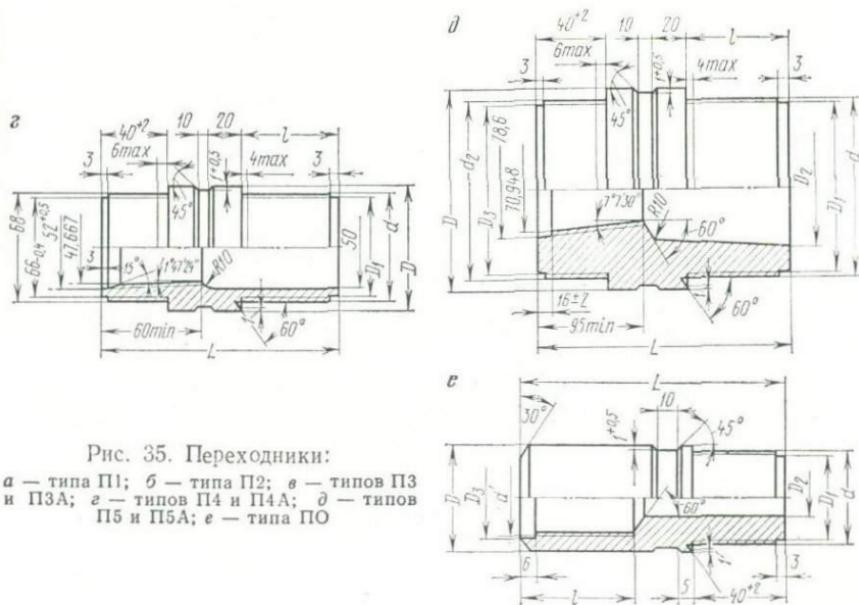


Рис. 35. Переходники:

a — типа П1; б — типа П2; в — типов П3 и П3А; д — типов П4 и П4А; е — типов П5 и П5А; е — типа П6

ТАБЛИЦА 62

Типоразмеры переходников	Наружный диаметр бурильной трубы	Наружный диаметр колонковой и шламовой труб	D			D ₁	D ₃	D ₄	L	l не менее	l ₁	Масса, кг, не более							
			номинальный		предельное отклонение														
			d	d' _l															
П3-42/73	42	73	74	68	40,616	68	66	-0,4	50	46	66	-0,4	140	52	40	2,60			
П3-42/89	42	89	91	84	40,616	84	82		50	46	82		140	52	40	5,00			
П3-42/08	42	108	110	103	40,616	103	101	-0,46	70	46	101	-0,46	140	52	40	7,00			
П3-42/127	42	127	130	122	40,616	122	120		88	46	120		140	52	40	9,55			
П3-42/146	42	146	149	141	40,616	141	139	-0,53	105	46	139	-0,53	140	52	40	12,4			
П3-50/89	50	89	91	84	48,616	84	82		50	54	82		140	62	40	4,80			
П3-50/108	50	108	110	103	48,616	103	101	-0,46	70	54	101	-0,46	140	62	40	7,00			
П3-50/127	50	127	130	122	48,616	122	120		88	54	120		140	62	40	9,65			
П3-50/146	50	146	149	по	48,616	141	139	-0,53	105	54	139	-0,53	140	62	40	12,6			
П3-63,5/108	63,5	108	110	ОСТ	103	62,616	103	101		70	68	101		140	75	40	6,45		
П3-63,5/127	63,5	127	130	1010	122	62,616	122	120	-0,46	88	68	120	-0,46	140	75	40	9,50		
П3-63,5/146	63,5	146	149	141	62,616	141	139		105	68	139		140	75	40	12,4			
П3-63,5/168	63,5	168	170	160	62,616	160	158	-0,53	125	68	158	-0,53	150	75	40	17,0			
П3-63,5/219	63,5	219	220	209	62,616	209	207	-0,6	140	68	207	-0,6	170	75	40	37,0			
П3А-42/73	42	73	74	64	40,616	68	62,4	-0,4	50	46	66	-0,4	150	52	60	2,80			
П3А-42/89	42	89	91	80	40,616	84	78,4		50	46	82		150	52	60	5,50			
П3А-42/108	42	108	110	99	40,616	103	97,4	-0,46	70	46	101		150	52	60	7,70			
П3А-50/89	50	89	91	80	48,616	84	78,4	-0,4	50	54	82	-0,46	150	52	60	5,40			
П3А-50/108	50	108	110	99	48,616	103	97,4	-0,46	70	54	101		150	62	60	7,60			
П3А-50/127	50	127	130	118	48,616	122	116,4	-0,46	88	54	120		150	62	60	10,5			
П3А-50/146	50	146	149	137	48,616	141	135,5	-0,53	105	54	139	-0,53	150	62	60	13,7			
П3А-63,5/108	63,5	108	110	99	62,616	103	97,4		70	68	101		150	75	60	7,00			
П3А-63,5/127	63,5	127	130	118	62,616	122	115,4	-0,46	88	68	120	-0,46	150	75	60	10,5			
П3А-63,5/146	63,5	146	149	137	62,616	141	135,4	-0,53	105	68	139	-0,53	150	75	60	13,5			

ТАБЛИЦА 63

Типоразмеры переходников	Наружный диаметр бурильной трубы	Наружный диаметр колонковой и шланговой труб	номинальный	<i>D</i>	<i>d</i>	<i>D₁</i>	номинальный	предельное отклонение	<i>L</i>	<i>l</i>	Масса, кг, не более	
	предельное отклонение	номинальный		предельное отклонение		номинальный			номинальный			
П4-50/73	50	73	74	СМ ₇ по ОСТ 1010	68	66	-0,4	140	±5	40	+2	2,00
П4А-50/73	50	73			64	62,1		150		60		2,05

Переходник ПК-46 разработан ВИТР ВПО «Союзгеотехника» и выпускается серийно.

Клапанные переходники (рис. 36) состоят из корпуса 1, имеющего в нижней части наружную резьбу для соединения с колонковой трубой, стального шарика 2 и органической шпильки 3. В средней части переходники имеют наплавки 4 из твердого сплава релита, выступающие над поверхностью корпуса на 0,25 мм.

При спуске бурового снаряда шарик перекрывает промывочный канал переходника, а в процессе бурения, находясь на шпильке 3, не препятствует поступлению промывочной жидкости на забой скважины.

Конусные переходники типа ПК, армированные твердым сплавом, предназначены для фрезерования уступа, образующегося при смене диаметра бурения на меньший. Переходники позволяют обеспечить соосность участков скважины в месте перехода и предотвратить дальнейшее искривление скважины.

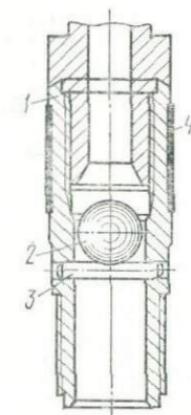


Рис. 36. Клапанный переходник

Техническая характеристика конусных переходов

ПК-93/76 ПК-76/59 ПК-59/46

Основной диаметр скважины, мм . . .	93	76	59
Диаметр скважины, на который осуществляется переход, мм . . .	76	59	46
Угол конуса переходника, градус . . .	30	30	30
Масса, кг	2,7	1,9	1,1

ТАБЛИЦА 64

Типоразмеры переходников	Наружный диаметр бурильной трубы	Наружный диаметр колонковой и шламовой труб	D		d	d ₂	D ₁		D ₂	D ₃		L	l	Масса, кг, не более	
			номинальный	предельное отклонение			номинальный	предельное отклонение		номинальный	предельное отклонение	номинальная			
115-73/108	73	108	110	СМ ₇	103	103	101	-0,46	88	101	-0,46	140	40	+2	5,55
115-73/127	73	127	130	по ОСТ 1010	122	122	120		88	120		140	40		9,30
П5-73/146	73	146	149		141	141	139	-0,53	105	139	-0,53	140	40		12,5
П5-73/168	73	168	170		160	160	158		125	158		150	40		17,6
П5-73/219	73	219	220	по ОСТ 1010	209	209	207	-0,6	140	207	-0,6	170	40	+2	37,8
П5А-73/108	73	108	110		99	103	97,4	-0,46	70	101	-0,46	150	60		6,20
П5А-73/127	73	127	130		118	122	116,4	-0,53	88	120	-0,53	150	60		10,2
П5А-73/146	73	146	149		137	141	135,4		105	139		150	60		13,7

§ 3. БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

Бурильные трубы служат для спуска бурового снаряда в скважину, обеспечения промывки или продувки ее забоя, передачи вращения породоразрушающему инструменту с поверхности от вращателя станка, передачи осевой нагрузки на забой скважины, подъема бурового снаряда из скважины, транспортировки керна, съемных керноприемников и ликвидации аварий.

Бурильные трубы испытывают в скважине различные напряжения: во время спуска бурового снаряда подвергаются растяжению (особенно в верхней части колонны); в процессе бурения или одновременно подвергаются скручиванию, изгибу, растяжению в верхней и сжатию в нижней части колонны; вибрационным нагрузкам; при подъеме бурового снаряда, особенно если он заклиниен в скважине, они испытывают большие растягивающие усилия, иногда приводящие к обрыву бурильных труб и аварий. Кроме того, в процессе вращения бурильные трубы и их соединения подвергаются износу по наружной поверхности.

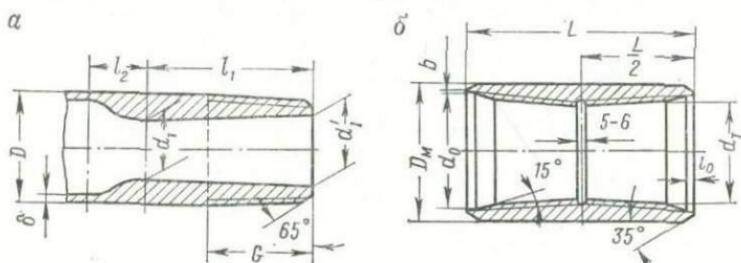


Рис. 37. Бурильная труба муфтового-замкового соединения:
а — труба; б — муфта

Для обеспечения безаварийной эксплуатации бурильных труб в соответствии с расчетными сроками их службы необходимо точное соблюдение требований государственных стандартов при изготовлении этого инструмента.

Бурильные трубы выпускаются как с правой, так и с левой резьбой. Последние применяют при ликвидации аварий и при левом вращении снаряда для уменьшения интенсивности естественного искривления скважин.

По типу соединений бурильные трубы для геологоразведочных работ подразделяются:

- трубы бурильные муфтово-замкового соединения;
- трубы бурильные ниппельного соединения.

Бурильные трубы муфтово-замкового соединения диаметром 42, 50, 63,5 и 73 мм и бурильные трубы ниппельного соединения изготавливаются из сталей группы прочности К и Д; ниппели — из стали марок 40Х и 45У; замки — из стали марки 40ХН.

Бурильные трубы муфтово-замкового соединения (рис. 37, а) и стальные бесшовные имеют высаженные внутрь (утолщенные)

ТАБЛИЦА 65

концы для увеличения прочности в местах соединений. Высадка концов труб должна производиться в заводских условиях, после которой трубы подвергаются термической обработке. Трубы имеют наружную коническую резьбу.

Муфты (рис. 37, б) предназначены для соединения труб в бурильные свечи и имеют внутреннюю коническую резьбу.

Размеры бурильных труб и муфт (в мм) приведены в табл. 65.

Длина муфтово-замковых труб диаметром 42 и 50 мм 1,5, 3,0 и 4,5 м, диаметром 63,5 мм 3,0, 4,5 и 6,0 м; допуски по длине от +100 до -50 мм.

Профиль и размеры резьбы бурильных труб и муфт (в мм) к ним (как правой, так и левой) приведены на рис. 38 и в табл. 66.

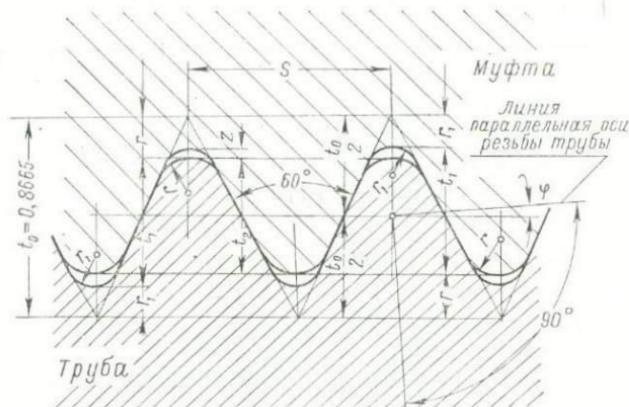


Рис. 38. Профиль и размеры резьбы бурильных труб и муфт

В соответствии с отраслевой нормалью ОН 41-1-68 основные размеры бурильных труб муфтово-замкового соединения (в мм) должны соответствовать данным табл. 67.

ТАБЛИЦА 66

Наименование размеров	Число ниток на 25 мм	
Диаметр труб	42 и 50	63,5 и 73
Шаг S	2,540	3,175
Глубина t_1	1,412	1,810
Рабочая высота профиля t_2	1,336	1,734
Радиусы закругления r	0,432	0,508
» » r_1	0,356	0,432
Зазор z	0,076	0,076
Угол уклона φ	$1^\circ 47' 24''$	
Конусность $2 \lg \varphi$	1 : 16	

ТАБЛИЦА 67

Номинальный наружный диаметр	Толщина стенки	Номинальный диаметр		Номинальная толщина	
		номинальный	допускаемое отклонение	номинальная	допускаемое отклонение
50	$\pm 0,40$	5,5	$\pm 0,55$		
60,3	$\pm 0,50$	5,0	$\pm 0,50$		
73	$\pm 0,60$	5,5	$\pm 0,55$		

Бурильные трубы в соответствии с нормалью ОН 41-1-68 должны изготавляться из стали различных групп прочности, приведенных в табл. 68.

ТАБЛИЦА 68

Механические свойства стали	Группа прочности стали			
	Д	К	Л	М
Предел прочности, кгс/мм ²	65	70	80	90
Предел текучести, кгс/мм ²	38	50	65	75
Относительное удлинение при пятикратном образце, %	16	12	12	12
Относительное сужение после разрыва, %	40	40	40	40
Ударная вязкость, кгс·м/см ²	4	4	4	4

В соответствии с требованиями нормали разрабатываются новые бурильные трубы из стали и легких сплавов.

Легкосплавные бурильные трубы разработаны СКБ ВПО «Союзгеотехника» двух типов: муфтово-замкового ЛБТМ-54 (рис. 39, а) и ниппельного ЛБТН-54 (рис. 39, б) соединений.

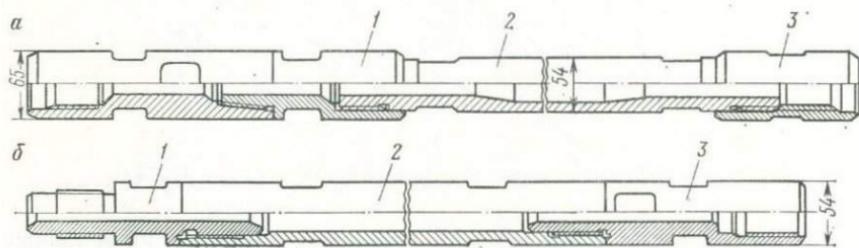


Рис. 39. Легкосплавные бурильные трубы:
а — ЛБТМ-54; 1 — замок; 2 — труба; 3 — муфта; б — ЛБТН-54; 1 — ниппель типа А;
2 — труба; 3 — ниппель типа Б

Трубы изготавливают из сплава Д16Т, соединительные замки и ниппеля (типов А и Б) — из стали 40ХН, муфты — из стали 36Г2С. Замки и ниппеля закалены ТВЧ. При сборке легкосплавных труб с ниппелями используют самотвердеющий герметизирующий состав УС-1, в связи с чем соединения являются неразборными. Техническая характеристика труб приведена в табл. 69.

Замки для соединения между собой бурильных свечей из труб диаметром 50 мм изготавливают по ГОСТ 7918—75. Замок состоит из ниппеля (рис. 40, а) и муфты (рис. 40, б), соединяемых между собой как правой, так и левой замковой резьбой.

По заказу производственной организации муфты замков должны изготавливаться с кольцевой проточкой вместо прорезей

ТАБЛИЦА 69

Показатели	ЛБТМ-54	ЛБТН-54
Диаметр, мм:		
трубы	54	54
замка и муфты (наружный)	65	—
ниппелей (наружный)	—	54
ниппелей (внутренний)	—	22
Толщина, мм:		
стенки трубы	7,5	9
концов трубы	13,0	9
Присоединительная резьба:		
труб с замками и муфтами свечей	3-50	ГОСТ 7918-75
Длина трубы, мм	4500	4700
Масса 1 м трубы с соединительными элементами, кг:		
в воздухе	4,0	4,4
в воде	2,8	3,0

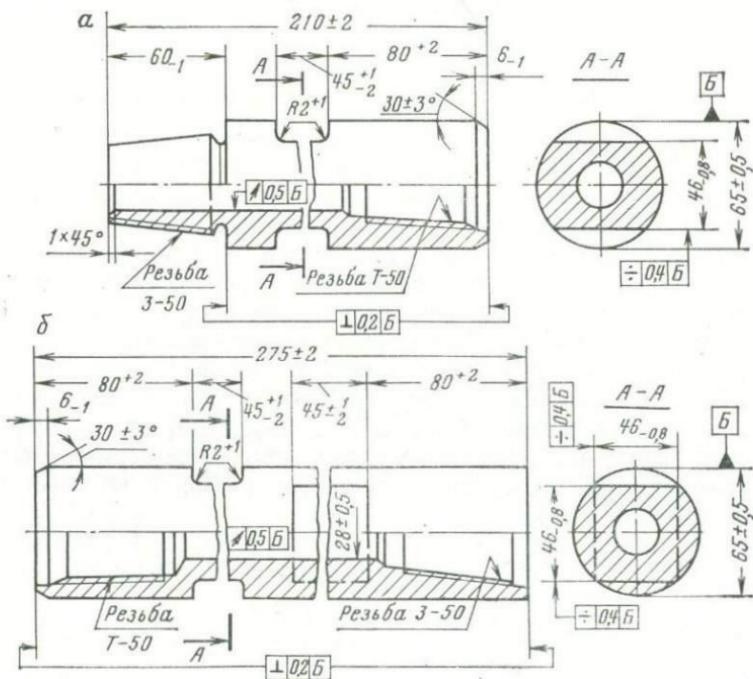


Рис. 40. Бурильный замок:
а — ниппель; б — муфта

«под ключ» со стороны замковой резьбы. Размеры проточки: ширина 55 мм, диаметр 50 мм (при диаметре замка 65 мм).

Профиль и размеры замковой резьбы ниппеля и муфты должны соответствовать указанным на рис. 41, I.

Профиль и размеры трубной резьбы ниппеля и муфты должны соответствовать указанным на рис. 41, II. Допускается изготовление трубной резьбы с плоским срезом вершин профиля.

Предельные отклонения шага (в мм) и конусности резьб не должны превышать значений, указанных в табл. 70.

ТАБЛИЦА 70

Элементы профиля резьбы	Предельные отклонения на длине	
	25,4	60
Шаг	± 0,05	± 0,10
Конусность (по наружному, среднему и внутреннему диаметрам)	± 0,08	± 0,16

Замки изготавливают из стали марки 40ХН, механические свойства которой после термообработки должны иметь:

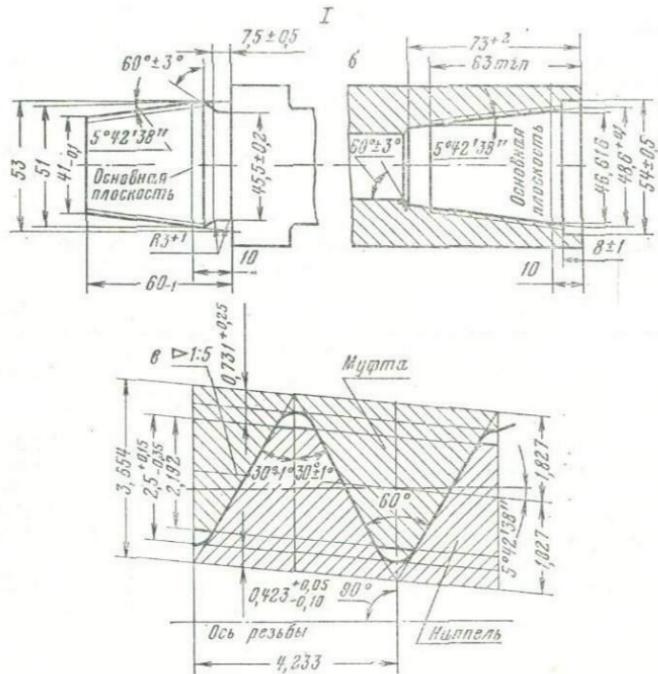
предел прочности при растяжении, кгс/мм ²	90
предел текучести при растяжении, кгс/мм ²	70
относительное удлинение, %	15
относительное сужение, %	50
ударная вязкость при 20° С, кгс/см ²	12
твердость по HRC	26

Наружная поверхность муфт и ниппелей должна быть подвергнута индукционной термообработке на глубину 1,5—2,5 мм до твердости не менее по HRC 50 единиц. При этом участки длиной 50—65 мм со стороны торца замковой резьбы муфты и 30—35 мм со стороны трубной резьбы ниппеля и муфты индукционной термообработке не подлежат. Замковая резьба З-50 ниппелей и муфт замков должна быть подвергнута индукционной термообработке на глубину 3,3—5,0 мм от вершины профиля до твердости по HRC 48—56 единиц в любом сечении.

В соответствии с ТУ 41-01-199-76 Министерства геологии СССР изготавливаются замки З-42-ТВЧ с индукционно закаленной замковой резьбой, предназначенные для соединения геологоразведочных бурильных труб, основные размеры которых приведены в табл. 71.

Замки должны изготавливаться из стали марки 40ХН, механические свойства которой после объемной термообработки должны иметь:

предел прочности, кгс/мм ²	80
предел текучести, кгс/мм ²	65
относительное удлинение, %	15
относительное сужение, %	50
ударную вязкость при 20° С	12
твердость по HB	255—321



II

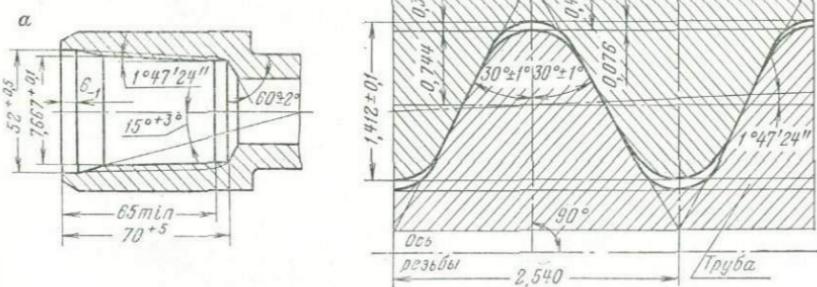


Рис. 41. Профили и размеры резьб ниппеля и муфты:

I — замковой: а — ниппель, б — муфта, в — профиль резьбы; II — трубной: а — размеры; б — профиль резьбы

ТАБЛИЦА 71

Показатели	Величина
Наружный диаметр, мм	57
Длина в сборе, мм	355
	370 *
Средний диаметр основной плоскости замковой резьбы, мм	40,808
Трубной резьбы, мм	40,664
Масса, кг	4,9 *

* В случае изготовления замковых муфт с кольцевой проточкой.

ТАБЛИЦА 72

Показатели	Величина
Наружный диаметр, мм	$83 \pm 0,5$
Диаметр внутреннего канала, мм	$40 \pm 0,5$
Длина в сборе, мм	480
Масса в сборе, кг	13,0
Средний диаметр в основной плоскости замковой резьбы, мм	61,633
То же трубной резьбы, мм	61,786

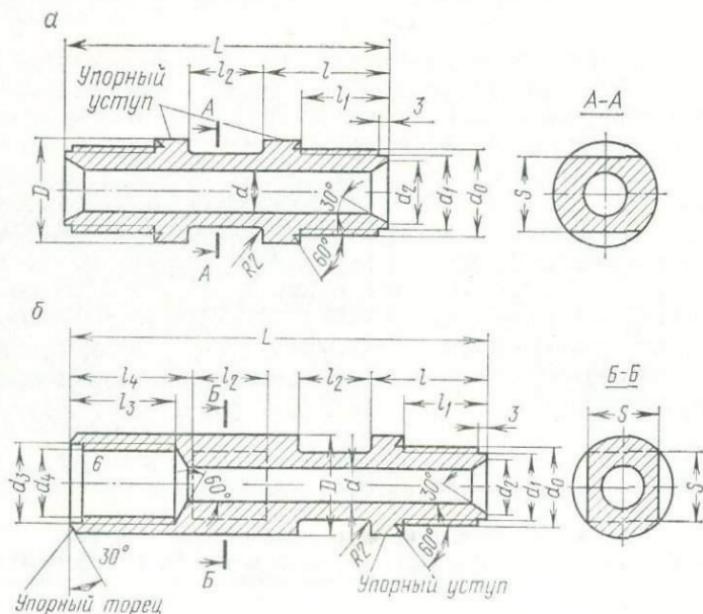


Рис. 42. Ниппели:

а — тип А, б — тип Б

ТАБЛИЦА 73

Обозначение типоразмера ниппеля		Наружный диаметр бурильной трубы	Ниппели типов А и Б													
для типа			D	d	d ₁		l		l ₁		L					
A	B	номинальный	дополнительное отклонение	номинальный	дополнительное отклонение	d ₀	номинальный	дополнительное отклонение	d ₂	l	номинальная	дополнительное отклонение	l ₂	номинальная	дополнительное отклонение	
A33,5	Б33,5	33,5	34	-0,62	14	+0,24	28	24,5	-0,52	21	40	30	-2,0	35	24	
A42	Б42	42	44		16		33	29,5		26	55	40		40	30	-0,52
A50	Б50	50	52	-0,74	22	+0,28	41,5	37,5	-0,62	34	60	45		40	36	
Обозначение типоразмера ниппеля		Наружный диаметр бурильной трубы	Ниппель типа А				Ниппель типа Б							Ниппели типов А и Б в сборе (справочная величина)		
для типа			L		масса, кг	l ₃		L		масса, кг			длина	масса, кг		
A	B	номинальная	дополнительное отклонение	d ₃	d ₄	номинальная	дополнительное отклонение	l ₄	номинальная		дополнительное отклонение	масса, кг				
A33,5	Б33,5	33,5	115	±5,0	0,5	28,5	25	40	+2,0	50	175	±5,0	0,96	260	1,46	
A42	Б42	42	150		1,1	33,5	30	50		60	210		1,82	320	2,92	
A50	Б50	50	160		1,46	42	38	55		65	220		2,08	335	3,54	

ТАБЛИЦА 74

Марка стали	Предел прочности при растяжении, кгс/мм ²	Предел текучести, кгс/мм ²	Относительное удлинение, %	Относительное сужение, %	Ударная вязкость, кгс/см ²	Твердость по НВ
40Х	78	58	14	50	8	255—321
45	70	45	14	50	5	217—285

Замки З-63,5 изготавливаются в соответствии с ТУ 41-01-208-76, основные параметры и размеры которых приведены в табл. 72.

Конструкция и материал замков З-63,5 аналогичны замкам других размеров.

Ниппели для соединения бурильных геологоразведочных труб ниппельного соединения в свечи и свечей в колонны выпускаются двух типов:

А — с наружной резьбой на обоих концах (рис. 42, а);

Б — с наружной резьбой на одном конце и внутренней на другом (рис. 42, б).

Ниппели каждого типа должны изготавливаться как с правой, так и с левой резьбой.

Размеры ниппелей (в мм) должны соответствовать указанным в табл. 73.

Ниппели должны изготавляться из стали марки 40Х или из стали марки 45 со следующими механическими свойствами после термообработки (табл. 74).

Бурильные колонны ниппельного соединения находят ограниченное распространение из-за разрушения резьбы ниппелей при использовании труборазворотов.

В ряде организаций ниппели изготавливают с разгрузочными шайками по типу соединений ЛБТН-54, что значительно повышает их работоспособность.

Утяжеленные бурильные трубы (УБТ)

УБТ применяются для создания осевой нагрузки на забой и увеличения жесткости нижней части колонны, что способствует уменьшению искривления скважины, облегчению работы бурильных труб и уменьшению их износа.

Одновременно с этим при использовании УБТ колонна бурильных труб находится в растянутом состоянии, что уменьшает износ труб и менее опасно для их работы.

УБТ включаются между колонковым набором или долотом и колонной бурильных труб.

Необходимая длина колонны УБТ определяется по эмпирической формуле

$$L = \frac{Ck}{q},$$

где L — длина утяжеленных труб, м; C — осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, кгс; q — масса 1 м утяжеленных труб с соединительными звеньями, кг; k — коэффициент, равный 1,25—1,50.

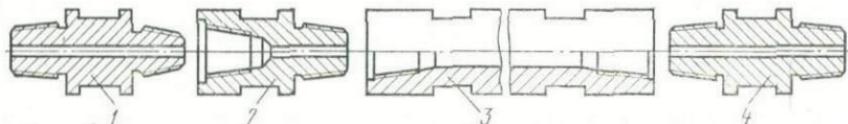


Рис. 43. Утяжеленная бурильная труба УБТ-Р-73:

1 — ниппель; 2 — полуниппель; 3 — труба; 4 — трубный ниппель

СКБ ВПО «Союзгеотехника» разработаны УБТ двух типов.

Утяжеленные бурильные трубы УБТ-Р-73 (рис. 43) предназначены для включения в буровой снаряд при диаметре скважин 76 мм.

Техническая характеристика бурильных труб УБТ-Р-73

Наружный диаметр труб и соединений, мм	73
Толщина стенки трубы, мм	19
Присоединительная резьба:	
труб с трубными ниппелями	упорная 50
свечей	3-50
Инструмент для спуско-подъемных операций	элеватор и вилки для замков 3-63,5
Длина трубы, мм	4500
Масса, кг:	
1 м трубы	25,3
комплекта	2298

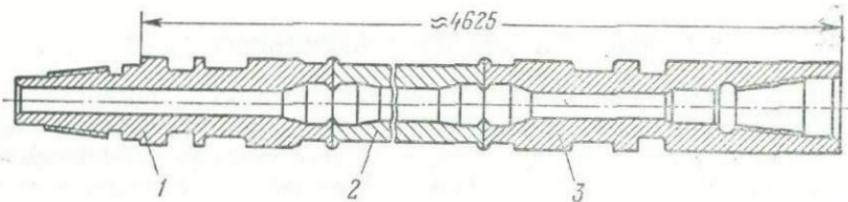


Рис. 44. Утяжеленная бурильная труба с приваренными соединительными концами:

1 — ниппель, 2 — труба, 3 — муфта

Трубы в свечи собирают при помощи трубных ниппелей, свечи между собой — при помощи ниппелей и полуниппелей.

Утяжеленные бурильные трубы УБТ-РПУ-89 (рис. 44) имеют приварные соединительные концы и предназначены для работы в скважине диаметром 93 мм.

Резьбовые соединительные концы, подвергнутые закалке с высоким отпуском, приваривают к трубе методом контактно-стыковой сварки. Чтобы предохранить резьбу от износа, на ниппельном конце до и после резьбы проточены цилиндрические шейки, а на муфтовом конце — соответствующие им цилиндрические расточки.

Для снижения изгибающих нагрузок, действующих на резьбовые соединения в скважине, на приваренных концах сделаны цилиндрические проточки уменьшенной жесткости длиной 80—100 мм. С целью снижения концентрации напряжений в резьбе и повышения ее усталостной прочности на ниппельном и муфтовом концах вместо сбега резьбы выполнены разгрузочные канавки, а поверхность впадин резьбы и канавки ниппеля обкатана роликом.

Для уменьшения повреждений резьбы в начальный период работы ее поверхность, а также поверхность шеек ниппеля подвергают цинкованию или омеднению.

Техническая характеристика утяжеленных бурильных труб УБТ-РПУ-89

Наружный диаметр, мм:	
труб	89
соединений	90
Толщина стенки трубы, мм	22
Длина трубы с приварными концами, мм	4625
Минимальный внутренний диаметр ниппеля, мм	28
Масса трубы с приваренными концами, кг	167
Резьба:	
шаг, мм	6,35
конусность	1 : 6
Материал:	
трубы	36Г2С
ниппеля и муфты	40ХН

Наружную поверхность труб и приваренных концов закаляют с нагревом ТВЧ.

§ 4. ОСНОВНЫЕ РАСЧЕТЫ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

В процессе эксплуатации бурильные трубы подвергаются различным нагрузкам, основные из которых: растяжение, сжатие, скручивание, изгиб и др. Величина и характер возникающих напряжений изменяются в зависимости от геолого-технических условий сооружения скважины, от ее глубины и параметров режима бурения.

Расчет бурильных труб на статическую прочность

Наибольшие статические нагрузки на бурильные трубы и их соединения действуют у устья скважины при максимальной ее глубине. Бурильные трубы, расположенные в верхней части ко-

лонны, рассчитывают на одновременное действие наибольших нормальных и касательных напряжений.

Условие прочности определяется неравенством

$$[\sigma] \geq \sqrt{\sigma^2 + 4\tau^2}, \quad (1)$$

где σ — напряжение растяжения, кгс/мм²; τ — касательное напряжение, кгс/мм²; $[\sigma]$ — допускаемое напряжение растяжения, кгс/мм².

Величину допускаемого напряжения определяют, исходя из значения предела текучести и выбранного запаса прочности

$$[\sigma] = \sigma/V.$$

V — запас прочности.

Напряжение растяжения в верхней части бурильной колонны определяется из выражения

$$\sigma = \frac{[(l - l_1)q + l_1 q_1] \left(1 - \frac{\gamma}{\gamma_t}\right)}{F_1}, \quad (2)$$

где l — длина колонны бурильных труб, м; l_1 — длина колонны УБТ, м; q — масса бурильных труб в воздухе, кг/м; q_1 — масса УБТ в воздухе, кг/м; γ — плотность промывочной жидкости, г/см³; γ_t — плотность металла труб, г/см³; F_1 — площадь поперечного сечения трубы, см².

Касательные напряжения определяются по формуле

$$\tau = M_{kp}/W_n, \quad (3)$$

где M_{kp} — крутящий момент, передаваемый бурильным трубам; W_n — полярный момент сопротивления площади поперечного сечения трубы, который определяется по формуле

$$M_{kp} = 716,20 \frac{N}{n}, \text{ кгс} \cdot \text{м}. \quad (4)$$

где N — мощность на вращателе станка, л. с.; n — частота вращения бурового снаряда, об/мин.

Мощность, передаваемая вращателем бурового станка колонне бурильных труб, затрачивается на: разрушение горных пород (N_1), преодоление сил трения бурового снаряда о забой и стенки скважины (N_2) и вращение бурового снаряда (N_3), т. е.

$$N = N_1 + N_2 + N_3, \text{ л. с.} \quad (5)$$

Мощности N_1 и N_2 приближенно определяются из выражения

$$N_1 + N_2 = N_0 F_2, \quad (6)$$

где $N_0 = 0,1 \div 0,25$ л. с./см² — удельная мощность, отнесенная к 1 см² забоя; F_2 — площадь забоя, см².

Для расчета мощности на вращение бурового снаряда существует ряд эмпирических формул, которые с допустимой погреш-

ностью позволяют вычислять эту величину. Наиболее простой из них является

$$N_3 = (6,2 \cdot 10^{-7} n^2 + 5,2 \cdot 10^{-5} n) l^{0,68}, \text{ л. с.,} \quad (7)$$

где l — длина бурильной колонны, м.

В формуле (3) напряжение кручения определяется для труб идеального круглого сечения и строго концентрических. Однако государственные стандарты на изготовление труб допускают наличие эксцентриситета разностенности, а в процессе эксплуатации, как правило, происходит односторонний износ труб. В этом случае напряжение кручения определяется по формуле

$$\tau = \frac{M_{kp}}{2F_3\delta_c}, \quad (8)$$

где F_3 — площадь условного круга, диаметр которого равен среднему диаметру трубы; δ_c — минимальная толщина стенки трубы.

В равной мере, как и (8), может быть использована формула

$$\tau = \frac{M_{kp}}{W_p} \frac{\delta_k}{\delta_3}, \quad (9)$$

где δ_k — толщина стенки из расчета концентрического износа; δ_3 — минимальная толщина стенки при одностороннем износе.

Используя полученные выражения, преобразуем формулу (1):

$$\frac{\sigma_T}{v} \geq \sqrt{\left\{ \frac{[(l - l_1)q + l_1 q_1] \left(1 - \frac{\gamma}{\gamma_{jk}} \right)}{F_1} \right\}^2 + 4 \left(\frac{716,2N}{nW_{II}} \frac{\sigma_k}{\sigma_3} \right)^2} \quad (10)$$

или

$$N = \frac{nW_{II}\delta_3}{143240\sigma_k} \times \sqrt{\left(\frac{\sigma_T}{v} \right)^2 - \left\{ \frac{[(l - l_1)q + l_1 d_1] \left(1 - \frac{\gamma}{\gamma_{jk}} \right)}{F_1} \right\}^2}. \quad (11)$$

В процессе бурения при данной частоте вращения следует не допускать превышения полученной расчетной величины мощности.

§ 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ НАГРУЗОК НА БУРИЛЬНУЮ КОЛОННУ

При правильной и безопасной эксплуатации колонны бурильных труб в глубоких скважинах основная ее часть находится в растянутом состоянии. Для расчета предельно допустимой нагрузки на бурильные трубы (максимально возможная осевая нагрузка и число оборотов бурового снаряда) необходимо определить мощность, которую можно передавать колонне с учетом ее технического состояния. Эту мощность определяют из выражения (11), принимая запас прочности $V = 1,4$ (такая величина

выбирается при расчетах бурильных труб нефтяного сортамента).

В зоне, прилегающей к нулевому сечению колонны, и в сжатой ее части опасными являются переменные изгибающие нагрузки.

По данным Л. А. Лачиняна и С. А. Угарова, резьбовые соединения бурильных труб выдерживают в лабораторных условиях 10^7 циклов знакопеременных нагрузок при значениях предельных изгибающих моментов для трубной и замковой резьбы 50-мм колонны соответственно 70 кгс·м и 150 кгс·м.

Несмотря на идентичность профилей и размеров трубной резьбы соединений различных типоразмеров и их материалов, отношение предельных амплитуд переменного напряжения для резьбовых соединений труб диаметром 42, 50, 63,5 мм и УБТ-80, РПУ-89 составляет 1,1, 1,0, 0,91, 0,86. Это объясняется влиянием масштабного фактора.

Имея указанные соотношения и зная предельную амплитуду знакопеременного изгиба для различных резьб соединений 50-мм труб, можно получить предельные значения знакопеременного изгибающего момента для соединений всех типоразмеров с помощью выражения

$$M_D = \frac{M_{50}}{W_{50}} W_D k_1, \quad (12)$$

где M_D — предельный знакопеременный изгибающий момент для резьбового соединения труб диаметром D ; M_{50} — предельный знакопеременный изгибающий момент для резьбового соединения к 50-мм трубам; W_{50} — момент сопротивления в опасном сечении резьбового соединения к трубам диаметром 50 мм; W_D — момент сопротивления в опасном сечении резьбового соединения к трубам диаметром D ; k_1 — коэффициент, учитывающий влияние масштабного фактора.

В табл. 75 приведены значения предельных знакопеременных изгибающих моментов (M_c) для бурильных и утяжеленных бу-

ТАБЛИЦА 75

Параметры	Типы и размеры резьбы, мм						соединения УБТ-РПУ-89	
	42		50		63,5			
	замко- вая	труб- ная	замко- вая	труб- ная	замко- вая	труб- ная		
Предельный зна- копеременный из- гибающий момент, кгс·м	92	46	150	70	249	111	348	
Оптимальный момент при затяже- ке соединений, кгс·м	170— 225	105— 140	225— 300	150— 200	390— 520	225— 300	710—950	

рильных труб, рассчитанных этим способом, при затяжке соединений с моментами, величины которых даны также в табл. 76. Значения моментов затяжки рассчитаны СКБ ВПО «Союзгеотехника».

ТАБЛИЦА 76

Коэффициент	Соединение трубы с замком диаметром, мм			Замковая резьба			Соединения УБТ-РПУ-89
	42	50	63,5	3-42	3-50	3-63,5	
<i>G</i>	71,1	9,3	16,2	3,6	4,3	5,8	7,9
<i>C</i>	36,2	50,0	83,8	36,2	50,0	83,8	168,6

В зоне прилегающей к нулевому сечению величиной осевых нагрузок можно пренебречь, в связи с чем длина полуволны изгиба может быть выражена

$$L = \frac{10}{\omega} \sqrt[4]{\frac{0,2I\omega^2}{q}}, \quad (13)$$

где ω — угловая скорость вращения бурильной колонны; I — момент инерции сечения бурильных труб; q — масса 1 м (с учетом резьбовых соединений).

Из формулы запаса прочности замков, расположенных в нейтральном сечении и в растянутой части колонны, получим

$$L = \sqrt{\frac{\pi^2 EI \eta V}{10^4 M_{\text{пред}}}}, \quad (14)$$

где η — радиальный зазор между колонной и стенками скважины. Обозначая

$$\frac{\pi^2 EI}{10^4 M_c} = G, \quad \frac{0,2I}{q} = C$$

и используя выражения (13) и (14), можно получить:

$$\omega = \frac{\sqrt{C}}{G\eta} \quad (15)$$

$$n = \frac{19\sqrt{C}}{G(k_2 D_c - D)}, \quad (16)$$

где k_2 — коэффициент разбуривания ствола скважины; D_c — диаметр скважины, м; D — диаметр замка, м.

Выражение (16) позволяет определить предельно допустимую частоту вращения бурового снаряда при различных его параметрах и заданном запасе прочности.

В табл. 76 приведены значения коэффициентов G и C для различных труб.

Предельно допустимую нагрузку для сжатой части колонны определяем из выражения

$$P = \frac{M_c}{k_2 D_c - D}. \quad (17)$$

Поскольку величина M_c для данного типоразмера является постоянной, то выражение (16) представляет собой зависимость между осевой нагрузкой на породоразрушающий инструмент и диаметром скважины.

Выражения (16) и (17) определяют предельные значения числа оборотов снаряда и осевой нагрузки, при которых запас прочности по переменным направлениям не ниже 1,6. Если величины n и P больше подсчитанных из формул (16) и (17), то запас прочности окажется ниже 1,6 и вероятность безотказной работы бурильных труб и соединений будет уменьшаться. В этом случае необходимо уменьшить частоту вращения и нагрузку до расчетных значений.

§ 6. РАЦИОНАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБ

Все типы труб, работающих в скважине, подвергаются различным видам нагрузок, истиранию и коррозии, что в конечном счете нередко приводит к их поломке или преждевременному выходу из строя.

Для сокращения расхода и повышения срока службы необходима правильная организация трубного хозяйства, основной задачей которого является обеспечение рациональной системы эксплуатации колонковых, бурильных и обсадных труб.

Как показывает опыт работы производственных геологоразведочных организаций, не всегда выполняются требования к транспортировке, хранению и уходу за трубами, а в процессе их отработки не учитываются многие факторы, обуславливающие эффективность их эксплуатации.

Поступающие в геологоразведочные организации трубы и их соединения прежде всего должны подвергаться выборочному контролю для оценки соответствия их технических параметров требованиям ГОСТ и технических условий на изготовление. Во всех изделиях контролируются специальными калибрами резьбы, проверяются кривизна труб, твердость наружной поверхности, устанавливается отсутствие механических повреждений и т. д. Объем контролируемого инструмента должен составлять около 10% изделий данного вида отдельно для каждой поставляемой партии. При обнаружении хотя бы в одном из проверенных изделий партии недопустимых отклонений от требований ГОСТ по любому проверяемому параметру объем выборки удваивается. В случае повторного обнаружения дефекта изготовления вся партия инструмента бракуется, о чем составляется соответствующий акт.

Транспортировка, погрузка, разгрузка и хранение труб внутри партии (экспедиции) должны осуществляться с соблюдением всех правил, исключающих механические повреждения инструмента. Резьбы инструмента должны быть смазаны антакоррозионной смазкой и предохранены специальными кольцами, ниппелями или заглушками.

При хранении труб в складских помещениях и непосредственно на буровых их укладка должна быть осуществлена на специальных стеллажах, исключающих прогиб труб, с укрытием от атмосферных осадков.

В наиболее тяжелых условиях в процессе эксплуатации находятся бурильные трубы и УБТ. Поэтому около 50% всех аварий в скважине происходит из-за поломки бурильных труб и их соединений.

Для обеспечения рациональной эксплуатации инструмента прежде всего необходим выбор оптимальной системы отработки бурильных труб. Эта система предусматривает комплекс организационно-технических мероприятий, в результате которых все элементы колонны бурильных труб исчерпают свой ресурс одновременно.

Для удобства построения оптимальной системы отработки бурильной колонны примем в качестве постоянных величин: $T_{\text{р.ср.т}} = 100$ ч (средний ресурс бурильной трубы), $L_{\text{скв}} = 100$ м (глубина скважины), $n_{\text{св}} = 10$ (число свечей), $n_{\text{т.св}} = 1$ (число труб в свече).

Будем изменять только $T_{\text{скв}}$ — время бурения скважины, в связи с чем будут соответственно изменяться

$$k_t = T_{\text{скв}} / T_{\text{р.ср.т}} \quad \text{и} \quad t_{\text{св}} = T_{\text{скв}} / n_{\text{св}}.$$

Система оптимальной отработки бурильной колонны зависит от коэффициента k_t . Как показывает практика эксплуатации бурового инструмента, ресурс бурильной трубы в несколько раз превышает время бурения геологоразведочной скважины и поэтому, как правило, $k_t < 1$. В отдельных случаях при значительных глубинах скважин, высокой абразивности бурильных пород и сложных геолого-технических условиях величина k_t приближается к 1. Таким образом, выбор оптимальной системы отработки практически во всех случаях производится при условии $k_t \ll 1$.

На рис. 45, а представлена система оптимальной отработки бурильной колонны при $k_t = 1$. В этом случае для равномерной отработки всех труб необходимо пробурить две скважины, причем при бурении второй скважины порядок включения свечей в работу следует изменить на обратный.

В результате суммарная наработка каждой свечи в часах (100) равна ресурсу трубы (100). Такая система отработки бурильной колонны называется переменно-последовательной. Система оптимальной отработки, приведенная на рис. 45, приемлема для всех

значений $k_t \leq 0,5$ и $0,7 < k_t \leq 1$, причем отличие в этих случаях будет заключаться только в количестве пробуренных скважин.

На рис. 45, б представлена схема оптимальной системы отработки бурильной колонны при $k_t = 0,7$. При этой системе в процессе сооружения первой скважины до половины ее глубины свечи с 1 по 5 включаются в колонну последовательно. Затем

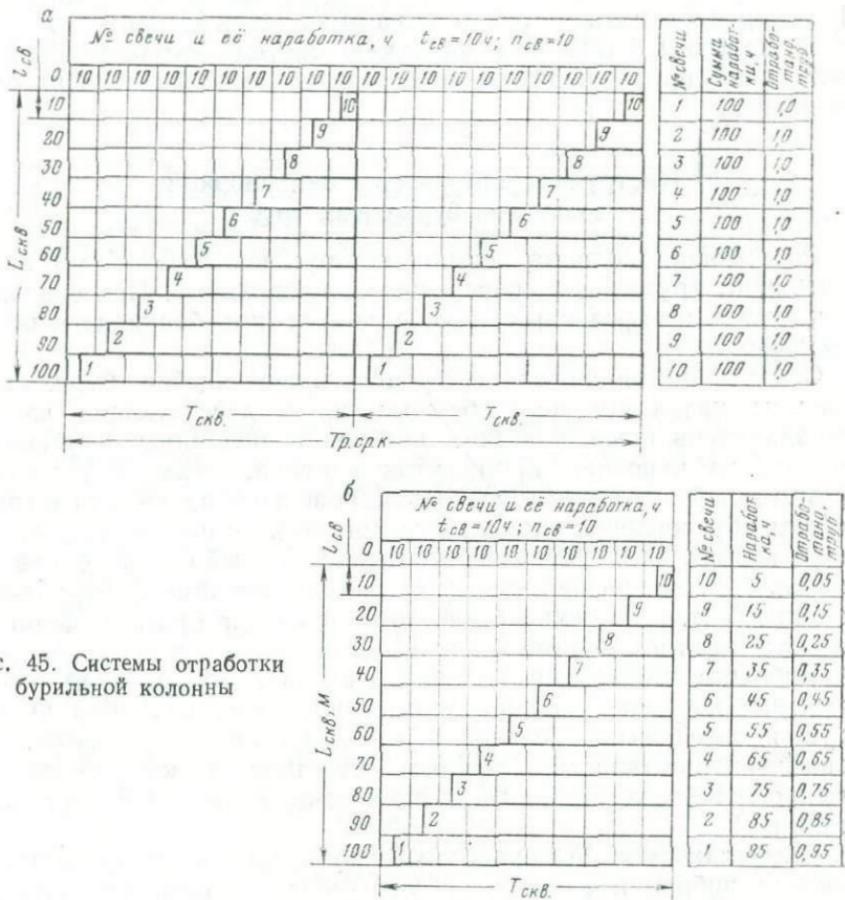


Рис. 45. Системы отработки бурильной колонны

в процессе очередного подъема бурового снаряда верхняя часть ее (свечи с 1 по 5) устанавливается на подсвечник и в работу включаются одновременно свечи (с 6 по 10) нижней части колонны, после чего при дальнейшем бурении в работу вновь включаются свечи верхней части колонны, но в обратной последовательности (с 5 по 1).

Далее сооружаются еще две скважины, причем в первой из них свечи следуют с 1 по 10, а во второй — в обратной последовательности. Такая система отработки называется комбинированной и может быть использована при значениях $0,7 \geq k_t \geq 0,6$.

При отработке труб по обеим системам все бурильные трубы исчерпают свой ресурс за время, равное двум ресурсам трубы.

СКБ ВПО «Союзгеотехника» разработана оптимальная система отработки УБТ. В колонне УБТ используется дополнительная утяжеленная труба, которая при каждом подъеме устанавливается в верхнюю часть колонны УБТ. После окончания подъема бурового снаряда нижняя УБТ всегда будет оказываться лишней. При очередном подъеме она должна быть установлена в верхнюю часть колонны УБТ. Приняв такую систему отработки УБТ, необходимо придерживаться ее в течение всего периода работы комплекта.

Инструмент для уменьшения вибрации колонны бурильных труб

Работающая колонна бурильных труб испытывает три вида колебаний: крутильные, поперечные и продольные. При совпадении частот вынужденных и собственных колебаний возникает резонанс.

Основными причинами вибрации вращающейся бурильной колонны являются: центробежные силы, действующие на ее несбалансированные участки, изменение величины крутящего момента за короткий промежуток времени, пульсация потока промывочной жидкости и др. Возникновение этих причин в свою очередь обусловлено причинами геологического (бурение трещиноватых пород и т. п.), технического (неправильный монтаж бурового станка, большие зазоры между стенками скважины и бурильной колонной и т. п.) и технологического характера (нарушение оптимальных режимов бурения и т. п.).

Вибрация бурильной колонны вызывает повышенный износ алмазных коронок, ускоряет усталостное разрушение бурильных труб и резьбовых соединений, отрицательно сказывается на повышении механических скоростей бурения, так как при вибрации возможности применения высокоскоростного бурения невелики.

Профилактические мероприятия по предупреждению возникновения вибраций сводятся к устраниению в основном причин технического и технологического характера.

Однако существует ряд способов снижения величины вибрации: применение антивибрационных смазок и эмульсий, которые способствуют уменьшению действия ряда причин резкого изменения крутящего момента, и применение специального инструмента — забойных амортизаторов (виброгасителей).

На рис. 46 представлен забойный амортизатор конструкции ЦНИГРИ ЗА-7, предназначенный для работы с буровыми коронками диаметром 59 мм. Снижение вибрации колонны бурильных труб происходит благодаря тарельчатым пружинам амортизатора, который включается в буровой снаряд.

Техническая характеристика забойного амортизатора ЗА-7

Диаметр наружный, мм	57
Диаметр отверстия для прохода промывочной жидкости, мм	16
Наибольшая осевая нагрузка, кгс	1450
Ход амортизатора, мм	65
Тип упругих элементов тарельчатая пружина	45×25×3
Число пакетов тарельчатых пружин, шт.	40
Число пружин в пакете, шт.	2
Длина амортизатора, мм	930
Масса, кг	14,9

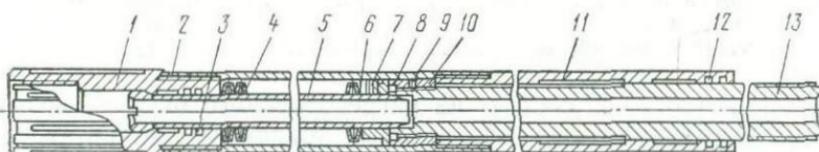


Рис. 46. Забойный амортизатор ЗА-7:

1 — переходник; 2 — труба; 3, 8, 12 — резиновые уплотнительные кольца; 4 — тарельчатые пружины; 5 — внутренняя труба; 6 — опорная гайка; 7, 9 — фиксирующие винты; 10 — гайка шлицевого вала; 11 — муфта шлицевая; 13 — вал шлицевой

Забойный амортизатор ГО-3, разработанный СКБ ВПО «Союзгеотехника», предназначен для уменьшения вибрации колонны бурильных труб при гидроударном бурении.

Техническая характеристика забойного амортизатора ГО-3

Наружный диаметр, мм	89
Длина, мм	1000
Число пружин, шт.	2—3
Предварительный натяг пружины, кгс	120
Ход шлицев, мм	30
Масса, кг	29,3; 33,8

Амортизатор устанавливают в колонне бурильных труб непосредственно над гидроударником. Он состоит из переходника, цилиндра воротниковых манжет, пружин, составного штока, патрубков и ниппеля корпуса и шлицевого разъема. Передача осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент через пружины амортизатора сглаживает вибрацию бурильной колонны.

Устройство для смазки колонны бурильных труб УСК, разработанное ВИТР ВПО «Союзгеотехника», предназначено для механизированного нанесения антивибрационной смазки на бурильные трубы в процессе их спуска в скважину.

Техническая характеристика УСК

Диаметр и тип бурильных труб, мм	42,50 ниппельного и муфтово-замкового соединения
Вид смазочного материала	КАВС (нигролоканифольная смесь)

Напряжение тока, В	220
Потребляемая мощность, Вт	1260
Объем нагревательного бака, л	55
Объем бачка смазывающего механизма, л	4,7
Габаритные размеры смазывающего механизма, мм:	
длина	375
ширина	270
высота	235
Масса (без смазки), кг	7,7
Габаритные размеры нагревательного бака, мм:	
длина	865
ширина	430
высота	470
Масса (без смазки), кг	19

Устройство УСК состоит из нагревательного бака и смазывающего механизма (рис. 47), который включает металлический корпус 6 с отверстием для прохода бурильных труб 3 и кронштейны-рычаги 4, шарнирно прикрепленные к дну корпуса. На

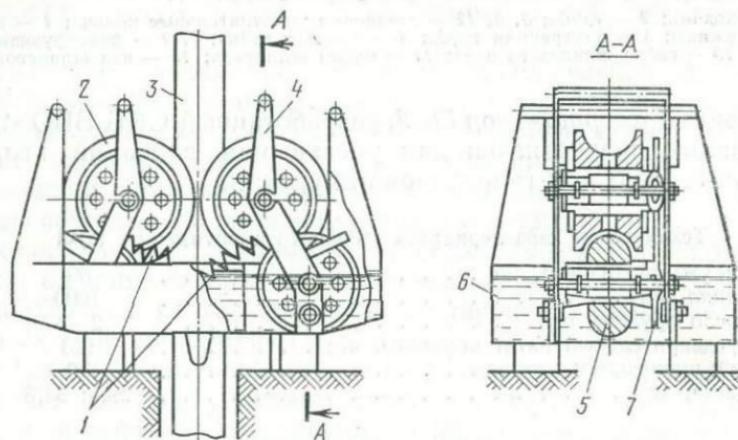


Рис. 47. Устройство для смазки колонны бурильных труб УСК

кронштейнах укреплены смазывающие ролики 2 и маслоподающие ролики 5. Ролики связаны с шестернями 7, которые закреплены на ступицах. Ободы смазывающих роликов имеют шайбы с пружинами 1.

При спуске бурильных свечей ролики начинают вращаться и через шестерни приводят во вращение маслоподающие ролики, погруженные в смазочный материал, залитый в корпус. Смазка подается на смазывающие ролики и далее наносится равномерным слоем на бурильные трубы.

Для различных труб имеются соответствующие комплекты роликов и шайб.

Нагревательный бак служит для нагрева смазки, который осуществляется двумя трубчатыми нагревателями и контролируется специальным термометром.

Перед спуском снаряда смазывающий механизм ставится на поддон и заполняется смазкой из нагревательного бака. После присоединения к колонне очередной свечи рычаги 4 следует развести в стороны и механизм нанесения смазки установить на верхний торец обсадной колонны или на труборазворот так, чтобы бурильная труба охватывалась смазывающими роликами.

Механизм УСК рассчитан на покрытие смазкой 70—100 м бурильных труб, после чего корпус вновь наполняют смазочным материалом.

Количество требуемой смазки Q можно рассчитать по формуле

$$Q = 5 \cdot 10^{-3} \left(\frac{30L^2}{vk} + L \right) q, \text{ кг},$$

где L — глубина скважины, м; v — скорость бурения, м/ст; k — коэффициент периодичности смазывания колонны труб (при смазке раз в пять суток $k = 5$); q — количество смазки, затрачиваемое на 100 м колонны (определяется опытным путем для конкретных геолого-технических условий, в среднем 4—6 кг).

Эксплуатация устройства для смазки колонны бурильных труб позволяет в восемь раз сократить время ручной смазки, почти в два раза расход смазочного материала и улучшить условия труда рабочих.

Для оперативного контроля на скважине пригодности бурильных труб для дальнейшей эксплуатации СКБ ВПО «Союзгеотехника» разработан ряд приборов.

Индикатор износа бурильных труб ДИТ предназначен для контроля их износа в процессе проведения спуско-подъемных операций.

Техническая характеристика индикатора ДИТ

Диапазон регулировки порога сигнализации, %	3—6 от наружного по-
	перечного размера бу-
рильной трубы	
Условия эксплуатации:	
температура окружающей среды, °С	от —30 до +50
влажность окружающего воздуха при	
температуре +35° С, %	<95
Питание	переменный ток 36/220 В
	±20%, 50 ± 1 Гц
Потребляемая мощность, ВА	15
Размеры, мм:	
вторичного прибора	215×350×380
датчика	225×470
Масса, кг:	
вторичного прибора	17
датчика	48

Датчик индикатора износа помещают в труборазворот. Контролируемую трубу помещают внутри катушки-датчика, по обмотке которой пропускают переменный ток, создающий перемен-

ное магнитное поле. Это поле индуцирует в теле трубы вихревые токи. Магнитное поле вихревых токов, в свою очередь, образует поле, направленное навстречу основному, в результате чего напряженность первичного поля уменьшается. Таким образом, при взаимодействии первичного поля и поля вихревых токов изменяются электромагнитные параметры катушки.

В то же время электромагнитные параметры катушки зависят от геометрических размеров бурильной трубы, являющейся сердечником датчика. При уменьшении поперечного размера трубы более чем на 3% от ее номинального диаметра на измерительном приборе возникает световой сигнал.

Другой прибор толщиномер Т-1 предназначен для измерения толщины стенок стальных бурильных труб геологоразведочного сортамента.

Техническая характеристика толщиномера Т-1

Пределы толщины измеряемых стенок, мм	от 1 до 6
Погрешность прибора в эксплуатационных усло-	
виях, мм	± 0,3
Потребляемая мощность, ВА	200
Питание	переменный ток 36 В, 50 Гц
Условия эксплуатации прибора:	
температура окружающей среды, °С	-30 + 50
влажность окружающего воздуха при +35°С, %	95
Масса прибора, кг	12

Работа прибора основана на измерении электрического сопротивления участка трубы с помощью четырех электродов, вмонтированных в легкий портативный датчик.

На наружную поверхность измеряемой трубы помещают две пары электродов. Через одну пару (токовую 1—2) пропускают постоянный ток, а с помощью другой (потенциальной 3—4) определяют величину падения напряжения на измеряемом участке трубы. Величина падения напряжения зависит от толщины стенки.

Дефектоскоп бурильных труб ДБТ предназначен для обнаружения трещин на высаженных концах бурильных труб геологоразведочного сортамента во время спуско-подъемных операций и на стеллажах.

Техническая характеристика дефектоскопа ДБТ

Минимальная глубина обнаруживаемых трещин, мм	0,7
Электропитание:	
насоса	переменный ток (220 В, 50 Гц)
показывающего прибора	переменный ток (36 В, 50 Гц)
Максимальная потребляемая мощность, ВА:	
прибором	200
насосом	700
Максимальный расход технической воды для кон- троля колонны труб длиной 1000 м, л	300

Условия эксплуатации:

допустимые колебания напряжения питания, %	—20+20
температура окружающего воздуха, °С	—10+40
допустимая влажность воздуха, %	до 90

Размеры, мм:

показывающего прибора	280×250×330
блока датчика	150×110×80
блока ПГУ	185×270×360
блока питания	220×285×310
насоса	230×230×380

Максимальная масса, кг:

показывающего прибора	5
блока датчика	0,7
блока ПГУ	10
блока питания	7
насоса	5

Принцип работы прибора основан на импульсной ультразвуковой дефектоскопии.

Пьезодатчик генерирует короткий ультразвуковой сигнал (импульс), который через слой контактной жидкости (вода) поступает в трубу. Ультразвуковой импульс отражается от торцевой части труб и от границ дефектов, расположенных в ее высаженной части. Отраженные импульсы принимаются тем же пьезодатчиком, который после излучения импульса работает в режиме приема. Сигнал от противоположной поверхности изделия приходит позднее, чем сигналы от дефектов, что дает возможность обнаружить последние. Конструктивное выполнение пьезодатчика дефектоскопа ДБТ обеспечивает направление распространения ультразвуковых импульсов под острым углом к наружной поверхности контролируемого объекта. Это позволяет производить дефектоскопию высаженных концов бурильных труб без разборки резьбовых соединений.

ГИДРОУДАРНИКИ И ПНЕВМОУДАРНИКИ

Гидроударники и пневмоударники представляют собой забойные гидравлические или пневматические машины ударного действия. В них энергия потока промывочной жидкости или струи сжатого воздуха преобразуется в энергию удара специальной детали (бойка), передаваемую породоразрушающему инструменту.

§ 1. ГИДРОУДАРНИКИ

Современные технические средства для гидроударного бурения позволяют сооружать скважины как в крепких породах, так и в породах средней крепости породоразрушающим инструментом, армированным твердыми силовыми и алмазами диаметром 115, 93, 76 и 59 мм. Коронки диаметром 115 мм применяются редко, в основном при бурении гидрогеологических скважин.

В зависимости от области применения гидроударники подразделяются на два основных типа: гидроударники нормального ряда, предназначенные для бурения пород VII—X категорий, и высокочастотные гидроударники — для бурения пород IV—XII категорий по буримости. Гидроударники нормального ряда являются основным инструментом комплексов технических средств для гидроударного бурения (КТСГ), которые включают породоразрушающий и вспомогательный инструмент (коронки, колонковые снаряды, кернорватели, эжекторы и ловушки).

Технические характеристики серийно выпускаемых в СССР гидроударников, разработанных СКБ ВПО «Союзгеотехника», приведены в табл. 77.

Гидроударник Г-7 (рис. 48) работает по схеме прямого действия с клапанной системой распределения промывочной жидкости.

Гидроударник опускают в скважину на колонне бурильных труб. В подвешенном положении, когда шлицевой разъем 13 раскрыт и боек 9, 10, 12 с пружиной 11, упирающейся нижним торцом в шток разъема, опускается вниз, между клапаном и поршнем свободно проходит закачиваемая буровым насосом промывочная жидкость. В это время клапан 3 понизителя расхода прижат пружиной 4 к седлу и жидкость поступает через отверстие в седле понизителя, проходя предварительно кольцевую щель.

После постановки гидроударника на забой шлицевой разъем закрывается, перемещая шток, который через пружину поднимает

ТАБЛИЦА 77

Показатели	Г-7	Г-9	ГВ-5	ГВ-6
Диаметр скважины, мм	76	59	76,93	59
Наружный диаметр гидроударника, мм	70	54	73	57
промывочная жидкость	Вода		Глинистый раствор, вода, глинистый раствор	
Расход жидкости, л/мин	100—220	120—160	140—160	80—100
Перепад давления в гидроударнике, кгс/см ²	12—15,30	—	15—20	5—8
Энергия удара, кгс·м	4	4—5	1,2—1,8	0,5—0,8
Частота ударов, удар/мин	1200	1200	2800—3440	2500—3200
Ход клапана, мм	—	—	6—7	7—8
Ход бойка, мм	—	—	4	3—4
Длина, мм	2000	2545	1280	1570
Масса, кг	41	31	30	25

боек до соприкосновения с клапаном. Возникает гидравлический удар, в результате чего сжимаются силовые пружины, открывается клапан понизителя и поршень боек с клапаном гидроударника перемещаются вниз. Ограничительный торец цилиндра остана-

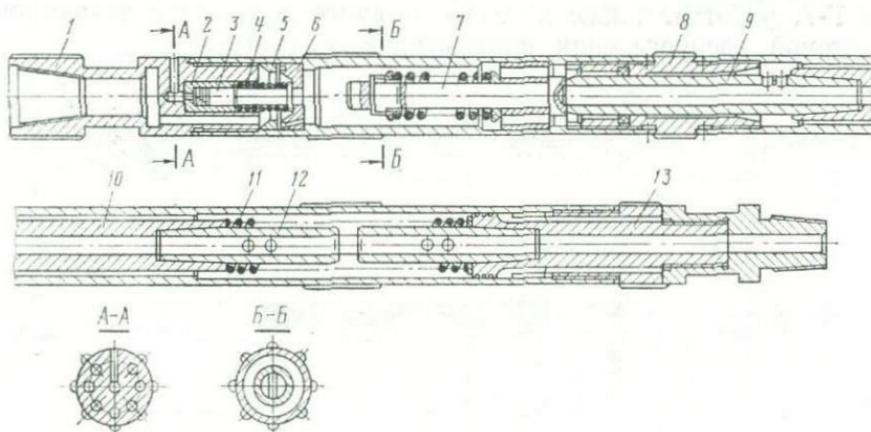


Рис. 48. Гидроударник Г-7:

1 — переходник; 2 — гильза; 3, 7 — клапан; 4, 11 — пружина; 5, 6 — седло, 8 — цилиндр; 9, 10, 12 — боек; 13 — шлицевой разъем

вливает клапан 7, а поршень-боек продолжает движение вниз по инерции до нанесения удара по наковальне.

После отрыва поршня-бойка от клапана жидкость свободно поступает к забою, давление в камере гидроударника падает и клапан понизителя перекрывает канал. Поток жидкости начинает дросселировать через отверстие. Под действием сжатых пружин

клапан и поршень-боек перемещаются в первоначальное (верхнее) положение, причем клапан движется с опережением. При встрече клапана с поршнем-бойком образуется гидроудар, открывается клапан понизителя, а кинетическая энергия, накопленная бойком при движении вверх, расходуется на гидроторможении при совме-

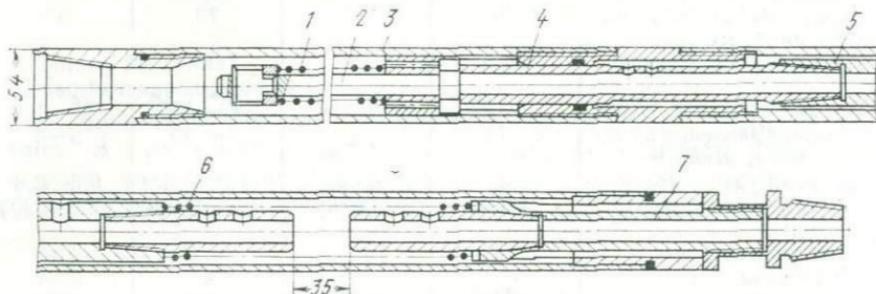


Рис. 49. Гидроударник Г-9:

1, 6 — возвратные пружины; 2, 5 — узел клапан-боек; 3 — корпус; 4 — поршень; 7 — шлицевой разъем

стном ходе вверх клапана и поршня-бойка (благодаря плавающей втулке — подвижному корпусу верхнего клапана). После остановки клапана начинается его движение вниз, и цикл повторяется.

Гидроударник Г-9 (рис. 49), незначительно отличающийся от Г-7, работает также по схеме прямого действия с клапанной системой распределения промывочной жидкости.

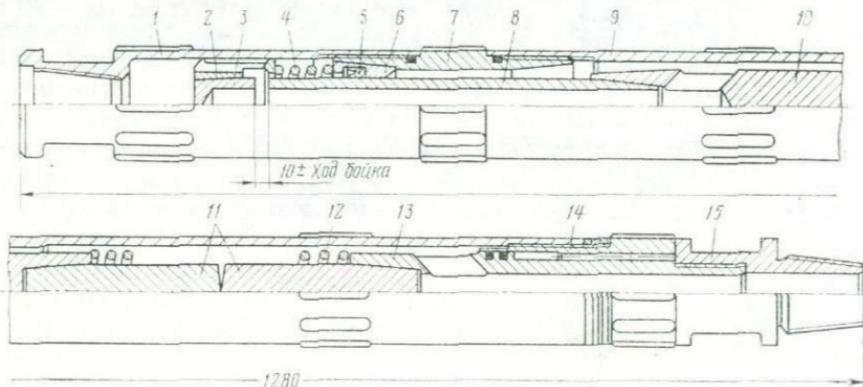


Рис. 50. Высокочастотный гидроударник ГВ-5:

1, 15 — переходник; 2 — клапан; 3 — вставка; 4, 12 — пружина; 5 — уплотнительная манжета; 6 — цилиндр; 7 — корпус цилиндра; 8, 11 — насадка; 9 — корпус гидроударника; 10 — боек; 13 — шлицевой вал; 14 — стакан.

Гидроударники ГВ-5 (рис. 50) и ГВ-6 представляют собой высокочастотные забойные гидроударные машины прямого действия, в которых распределение промывочной жидкости осуществляется плавающим клапаном. Гидроударник состоит из узла клапана, поршня-бойка, пружины 12 и корпуса 9.

Рекомендуемые режимы гидроударного бурения твердосплавными и алмазными коронками

Типы гидроударных машин	Коронки	Диаметр скважины, мм	Категория пород по буримости	Режим бурения		
				осевая нагрузка, кгс	частота вращения, об/мин	расход очистного агента, л/мин
Нормальный ряд Г-9		59	VII—X	300—400	30—70	140—160
		76	VII—X	300—500	30—70	180—200
Высокочастотные ГВ-6	Твердосплавные	59	IV—VII	800—1200	150—500	80—120
	Алмазные	59	VIII—XII	800—1400	400—800	80—120
ГВ-5	Твердосплавные	76	IV—VII	1200—1800	150—500	150—180
	Алмазные	76	VIII—XII	1200—1800	400—800	140—150

В подвешенном положении гидроударника шток занимает крайнее нижнее положение. Промывочная жидкость через отверстия клапана 2, поршня-бойка и штока свободно поступает на забой скважины. После установки гидроударника на забой скважины шлицевой разъем смыкается и поршень-боек под действием пружины 12 перемещается в крайнее верхнее положение до встречи с клапаном 2.

В момент перекрытия потока промывочной жидкости происходит гидравлический удар, в результате которого поршень-боек, получая ускорение, перемещается вниз и сжимает пружины 4 и 12. При полном сжатии пружины 4 клапан 2 открывает свободный проход промывочной жидкости через гидроударник. При этом поршень-боек по инерции продолжает двигаться и наносит удар по наковальне, связанной с колонковым набором.

Затем под действием пружин 4 и 12 клапан и поршень-боек возвращаются в исходное положение, и цикл повторяется.

Рекомендуемые режимы гидроударного бурения приведены в табл. 78.

§ 2. ПНЕВМОУДАРНИКИ

ЦНИГРИ разработаны комплексы технических средств для пневмоударного бурения. Комплекс «РП» предназначен для бурения геологоразведочных скважин при разведке коренных месторождений твердых полезных ископаемых, комплекс «КПР» — для бурения на рассыпных месторождениях полезных ископаемых в районах многолетней мерзлоты.

В комплексы входят пневмоударники (табл. 79), одинарные или двойные колонковые трубы, соответствующий породоразрушающий инструмент, шламовые трубы.

ТАБЛИЦА 79

Показатели	РП-III	РП-130 (РП-130М)
Диаметр скважины, мм	113	132, 161, 184, 216
Глубина бурения, м:		
в сухих породах	250—300	250—300
в обводненных породах	100	100
Расход воздуха, м ³ /мин:		
общий	7—8	8—10
в том числе на работу пневмоударника	4	6,5
Давление воздуха, кгс/см ²	6—7	6—7
Энергия удара, кгс·м	14—16	25—30
Частота ударов, удар/мин	1450—1500	900—1100
Ресурс, ч	400	400
Габаритные размеры, мм:		
диаметр по выступам	111	130
длина	1077	1125
Масса, кг	48	62

На рис. 51 показан колонковый снаряд комплекса «КПР».

Глубина пневмоударного бурения достигает 350 м в сухих и 100 м в обводненных породах. Привод пневмоударников осуществляется от компрессоров, имеющих подачу до 10 м³/мин и давление сжатого воздуха до 7 кгс/см².

Пневмоударник РП-130 (рис. 52) состоит из воздухораспределительного устройства и ударного узла.

Цилиндр 11 с поршнем 12 имеет верхнюю и нижнюю камеры. В состав нижней камеры входит полость воздухопроводящей трубы 9, крышки клапана 7 и поршня 12.

Воздухораспределительный и ударный узлы расположены в корпусе 10, который в нижней части имеет шлицевую муфту 15, а в верхней — переходник 2. Между переходником 2 и крышкой клапана 4 имеются резиновые амортизационные кольца 5.

Крутящий момент передается от вращателя станка на породоразрушающий инструмент через колонну бурильных труб, переходник 2, корпус 10, шлицевую муфту 15, втулку 16, переходник 18 и колонковую трубу.

Для предотвращения попадания в рабочие узлы пневмоударника шлама и воды служит обратный клапан, который состоит из плавающего стакана и фиксирующей шайбы.

При транспортировке пневмоударника для предотвращения повреждений резьб переходники 2, 18 имеют предохранительные пробку и крышку.

Перед пуском пневмоударника, находящегося в скважине, поршень занимает кранее нижнее положение. Верхняя камера цилиндра сообщается с атмосферой через выхлопные отверстия «а», кольцевой зазор между цилиндром и корпусом, отверстия во втулке и переходнике 18. Нижняя камера в это время закрыта. Сжатый воздух от компрессора через колонну бурильных труб подается в верхнюю камеру цилиндра и перемещает вниз правое крыло перекидного клапана 6, перекрывая доступ воздуха в верхнюю камеру и открывая канал, соединяющий трубку 9 и наклонные отверстия в поршне с нижней камерой. Далее поршень сжатым воздухом перемещается вверх и перекрывает выхлопные отверстия «а». После того как откроются выхлопные отверстия «б», давление в нижней камере падает, а в верхней — растет, благодаря чему в определенный момент клапан перекидывается и открывает доступ воздуха в верхнюю камеру, перекрывая его поступление в нижнюю. После этого под действием сжатого воздуха поршень начинает двигаться вниз и наносит в крайнем положении удар по хвостовику 14. В этот момент закрываются выхлопные отверстия «б» и открываются отверстия «а». Давление в нижней камере растет, воздействует на левое крыло перекидного клапана, который занимает свое первоначальное положение. Далее цикл повторяется. Для более интенсивной продувки скважины и проведения спуско-подъемных операций с одновременной подачей сжатого воздуха снаряд приподнимают над забоем. В это время ко-

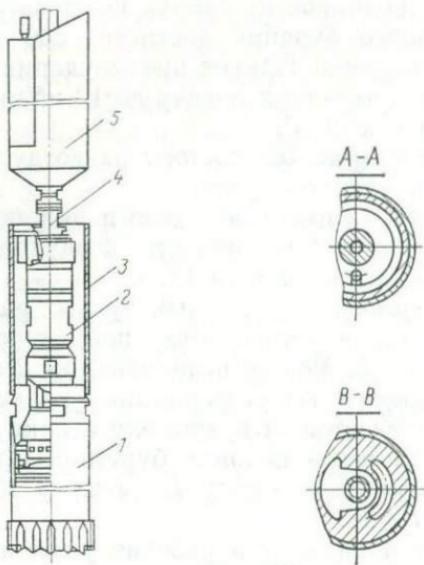


Рис. 51. Колонковый снаряд с пневмоударником комплекса «КПР»:

1 — колонковая труба (одинарная ТП или двойная ТДП); 2 — пневмоударник РП-130 (М); 3 — кожух; 4 — переходник; 5 — шламовая труба

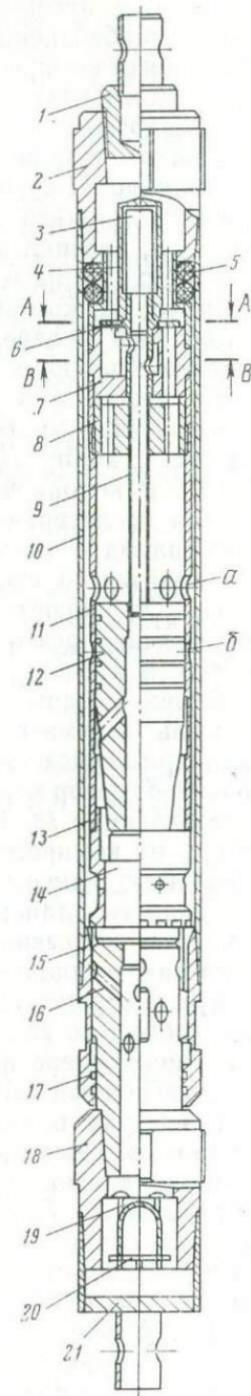


Рис. 52. Пневмоударник РП-130:

1 — предохранительная пробка; 2, 18 — переходник; 3 — стержень; 4 — крышка клапана; 5 — амортизационные кольца; 6 — перекидной клапан; 7 — крышка клапана; 8 — вкладыш; 9 — трубка; 10 — корпус; 11 — цилиндр; 12 — поршень; 13 — втулка нижняя; 14 — хвостовик; 15 — шлицевая муфта; 16 — втулка шлицевая; 17 — уплотнительное кольцо; 18 — стакан; 19 — стакан; 20 — фиксирующая шайба; 21 — крышка предохранителя; « α » и « δ » — выхлопные отверстия

лонковый набор перемещает вниз переходник 18, шлицевую втулку и хвостовик, который выходит из муфты на 20—25 мм. При этом открываются отверстия в неподвижной нижней втулке 13 и соединяют нижнюю камеру цилиндра с кольцевым зазором, через который отводится выхлопной воздух. В результате этого обе камеры оказываются открытymi, и работа пневмоударника прекращается.

В процессе бурения скважины сжатый воздух в пневмоударнике расширяется и выполняет механическую работу, благодаря чему его температура понижается. При остановленном пневмоударнике сжатый воздух попадает на забой скважины не охлажденным, что может привести в мерзлых породах к растеплению керна.

Для непрерывного охлаждения сжатого воздуха непосредственно в скважине разработан пневмоударник РП-130М. Благодаря некоторым конструктивным изменениям при подъеме пневмоударника над забоем скважины и подаче сжатого воздуха поршень продолжает осуществлять возвратно-поступательные движения, не нанося ударов по хвостовику. При этом пневмоударник будет работать только как холодильная камера. Пневмоударник РП-111 не имеет принципиальных отличий от РП-130.

Разработаны в СССР и другие пневмоударные машины, применяющиеся при бурении скважин.

ГЛАВА IV

СПУСКО-ПОДЪЕМНЫЙ ИНСТРУМЕНТ

В начале и конце рейса при бурении скважин производят спуско-подъемные операции бурового снаряда, при которых используется различный инструмент — от легких ключей для свинчивания и развинчивания резьбовых соединений до тяжелых грузо-подъемных приспособлений — блоков.

Спуско-подъемные операции являются наиболее трудоемкими и продолжительными в цикле сооружения буровых скважин.

От степени совершенства спуско-подъемного инструмента и уровня механизации и автоматизации отдельных операций зависят безопасность и производительность труда буровой бригады.

Каждый рейс при сооружении скважины состоит из чистого бурения (времени работы породоразрушающего инструмента) и вспомогательных операций (времени на спуск и подъем бурового снаряда, перекрепление шпинделя и т. д.).

Структурно рейс состоит из следующих основных операций, требующих использования различного инструмента и приспособлений:

сборки колонкового набора (ключи, опора для монтирования колонкового набора);

спуска бурового снаряда, в который входят колонковый набор и бурильные трубы (труборазворот, подкладная вилка, элеватор и др.);

бурения скважины;

перехвата (перекрепление) шпинделя;

наращивания колонны бурильных труб по мере углубки скважины (ключи, подкладная вилка);

заклинивания и срыва керна;

подъема бурового снаряда (то же, что и при спуске);

извлечения керна, смены породоразрушающего инструмента (ключи).

Спуск и подъем колонны бурильных труб производится свечами, состоящими из нескольких бурильных труб (2—4) в зависимости от высоты буровой вышки (мачты). Чем больше длина свечей, тем меньше время спуско-подъемных операций, которое возрастает с глубиной скважины. Минимальное необходимое число спуско-подъемов при сооружении скважины

$$n = L/l,$$

где L — глубина скважины, м; l — средняя углубка за рейс, м.

Средняя глубина скважины при ее бурении от 0 до L составит $L/2$ м. Тогда средняя продолжительность времени одного спуско-подъема бурового снаряда составит

$$T_{\text{сп}} = \frac{L}{2} t,$$

где t — среднее время на спуск и подъем 1 м колонны бурильных труб, мин (при длине свечи 13,5 м на один спуск со всеми операциями затрачивается около 45—50 с, на подъем 55—60 с).

Тогда при сооружении скважины глубиной L на спуско-подъемные операции будет затрачено

$$T_{\text{общ}} = T_{\text{сп.н}} = \frac{L^2 t}{2l}.$$

Таким образом, время проведения спуско-подъемных операций зависит от L^2 . Практически $T_{\text{общ}}$ с глубиной скважины возрастает более интенсивно, что объясняется:

снижением углубки за рейс в связи с возрастанием крепости пород;

снижением скоростей подъема снаряда в связи с увеличением его массы;

увеличением утомляемости членов буровой вахты.

Сокращение времени проведения спуско-подъемных операций — один из резервов повышения производительности буровых работ.

§ 1. ТРУБОРАЗВОРОТЫ, СВЕЧЕУКЛАДЧИКИ

Труборазворот РТ-1200М предназначен для механического свинчивания и развинчивания бурильных труб диаметром 42,50, 63, 5 мм, а также УБТ диаметром 73, 89 и 108 мм при проведении спуско-подъемных операций.

Механизм разработан СКБ ВПО «Союзгеотехника».

Техническая характеристика труборазворота РТ-1200М

Максимальный крутящий момент, кгс·м	350
Частота вращения водила, об/мин	75
Время свинчивания и развинчивания, с	4—5
Тип редуктора	двуухступенчатый с цилиндрическими зубчатыми парами
Передаточное число редуктора	19
Диаметр проходного отверстия, мм	205
Электродвигатель: типа	АОЛС2-31-4В с влагостойкой изоляцией класса В и клеммной коробкой К-3
Мощность, кВт	3
Частота вращения, об/мин	1350

Пускатель	ПМЕ-224 магнитный реверсивный
Размеры, мм:	
длина	885
ширина	495
высота:	
до верха электродвигателя	760
до верха кромки крышки	376
Масса (без вилок), кг	246

Труборазворот РТ-1200М (рис. 53) состоит из вращателя 1, электродвигателя 2, рамы 3, центратора 4, комплекта подкладных 5 и ведущих вилок 6, пусковой аппаратуры.

Вращатель с электродвигателем закрытым защитным кожухом 7 закреплены на опорной раме механизма. Он представляет

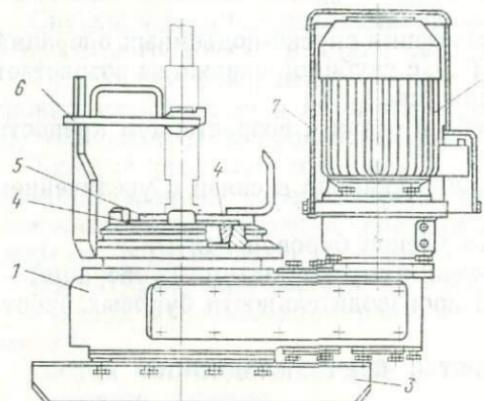


Рис. 53. Труборазворот РТ-1200М

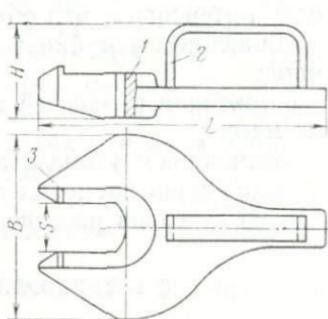


Рис. 54. Ведущая вилка к РТ-1200М

собой редуктор, вращаемый фланцевым электродвигателем. В корпусе вращателя имеется центральное отверстие диаметром 205 мм, предназначенное для прохода бурового снаряда в процессе бурения и во время проведения спуско-подъемных операций. В центральном отверстии труборазворота установлен центратор, ограничивающий радиальное перемещение бурового инструмента и являющийся опорой для подкладных вилок.

К ведомой шестерне второй пары редуктора прикреплен корпус водила с рычагом, передающим вращение через ведущую вилку на резьбовое соединение при свинчивании и развинчивании бурильных труб.

В отличие от ранее созданного труборазворота РТ-1200 у модернизированного механизма имеется новая соединительная муфта, передающая вращение от электродвигателя к вращателю, которая по сравнению с муфтой старой конструкции обеспечивает больший срок службы электродвигателя и механизма в целом. РТ-1200М укомплектован также ведущими вилками новой кон-

структурции с более надежным закреплением в прорези замкового или ниппельного соединения.

Труборазворот устанавливают над устьем скважины на весь период бурения. Вертикальная ось отверстия в корпусе механизма для прохода бурового инструмента должна совпадать с осью вращателя станка.

Для обеспечения максимальной длины хода шпинделя станка необходимо, чтобы нижняя плоскость нижнего патрона станка при опущенном шпинделе была выше, чем верхняя плоскость крышки механизма.

Опорную плоскость рамы механизма рекомендуется устанавливать на уровне пола, а станок приподнимать на необходимую высоту.

Для свинчивания или развинчивания бурильных труб колонну пропускают через центральное отверстие в корпусе вращателя или центратора (в зависимости от диаметра коронки) и подвешивают на подкладной вилке, которая опирается на верхнюю плоскость центратора. Хвостовик вилки упирается в один из выступов крышки корпуса, что удерживает колонну от проворачивания. Ведущую вилку вставляют в верхнюю прорезь замка или ниппеля. При включении электродвигателя водило вращает ведущую вилку по или против часовой стрелки и свинчивает или развинчивает резьбовое соединение.

Ведущие вилки к РТ-1200М (рис. 54, табл. 80), разработанные СКБ ВПО «Союзгеотехника», предназначены для передачи крутящего момента от водила механизма к свинчивающим свечам при проведении спуско-подъемных операций бурового снаряда.

ТАБЛИЦА 80

Обозначение вилки	Вид соединения свечей	Размеры, мм				Масса, кг
		S	L	B	H	
Н-42	Ниппельное	31	272	160	82	3,76
Н-50	»	37	275	165	82	4,00
МЗ-42	Муфтово-замковое	42	275	170	82	4,10
МЗ-50	То же	47	280	175	85	3,05
МЗ-63,5	Муфтово-замковое и утяжеленные бурильные трубы	56	290	190	88	3,25
УБТ-73	Утяжеленные бурильные трубы	76	285	210	88	3,45
УБТ-89	То же	91	290	225	88	3,75
УБТ-108						

Ведущая вилка состоит из корпуса 1 с пазом и ручки 2. На верхнем торце корпуса по обеим сторонам от паза имеются запорные выступы 3, составляющие единое целое с корпусом.

Вилку на лыски трубы надевают до упора и опускают ручку вниз, чтобы запорные выступы зацепились за трубу над лысками.

При таком способе закрепления вилка прочно удерживается в зацеплении со свечой благодаря силе веса противоположного конца вилки.

В процессе проведения спуско-подъемных операций перемещение бурильных свечей между устьем и свечеприемником является трудоемкой ручной операцией. При длине свечи выше 15 м и максимальном диаметре бурильных труб ее перенос без специальных приспособлений — свечеукладчиков является трудоемкой операцией. Применение свечеукладчиков облегчает труд рабочих и сокращает время проведения спуско-подъемных операций.

Свечеукладчик «Север-1» (рис. 55) разработан в Ухтинском территориальном геологическом управлении и состоит из толкателя 1 и подсвечника 7.

Толкатель представляет собой раму, приваренную к трубе 2, снабженной рычагом 3. Труба 2 одета на трубу 4 меньшего диаметра, концы которой закреплены на одном из поясов вышки. Рычаг 3 канатом 5 соединен с подвижной площадкой 6 подсвечника. Под влиянием силы веса рамы подвижная площадка стремится занять крайнее верхнее положение, перемещаясь по направляющим трубам.

При установке очередной свечи на подвижную площадку трос, натягиваясь, поворачивает раму толкателя. Одновременно площадка опускается вниз до упора трубок в раму подсвечника. Элеватор при установке свечи на площадку освобождается, при этом верхний конец свечи рамой толкителя перемещается в свечеприемник, а нижний конец сдвигается с площадки и направляется по наклонной плите подсвечника помощником бурильщика. Как только подвижная площадка освободится от свечи, все узлы свечеукладчика займут первоначальное положение. Наклонная плита подсвечника шарнирно соединена с рамой 8.

Во время подъема бурового снаряда плита под углом наклона 8° в сторону свечеприемника фиксируется крючком 9, что облегчает перемещение нижнего конца свечи.

Для облегчения одевания элеватора на очередную свечу (при спуске снаряда) наклонная плита со стоящими на ней свечами при помощи каната буровой лебедки, соединяемого со скобой 10, поворачивается в обратную сторону до угла наклона 7°.

Наклонная площадка подсвечника представляет собой емкость, куда может заливаться горячая вода для подогрева замковых соединений свечей в зимнее время перед спуском их в скважину. Сюда же стекает со свечой промывочная жидкость после подъема их на дневную поверхность. Слив жидкости из емкости производится через шланг 11.

Толкатель свечеукладчика устанавливается на вышке (мачте) на высоте, равной примерно $\frac{2}{3}$ длины свечи.

Свечеукладчик ШК-ЗМ (рис. 56) представляет собой комплекс механизмов и узлов, в который входят: толкатель, кассетный механизм и лебедка.

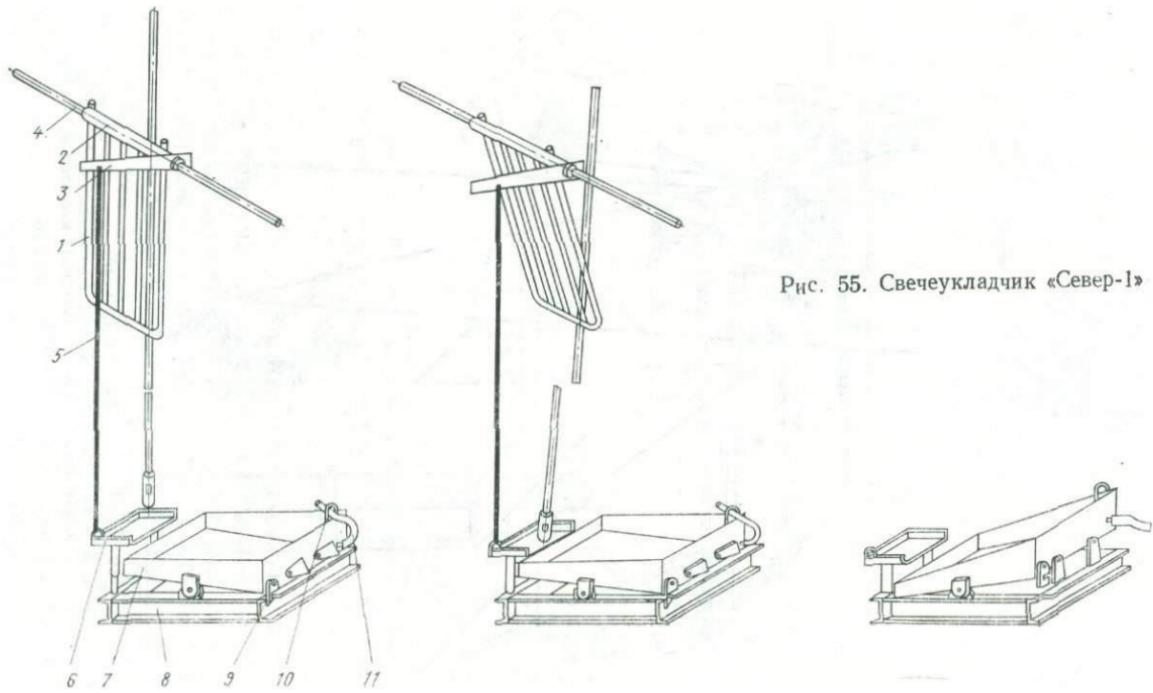


Рис. 55. Свечаукладчик «Север-1»

Толкатель представляет собой тележку на четырех катках, которая перемещается по направляющим внутри швейлерной балки, закрепленной на верхних полатях вышки. Тележка имеет рычаг.

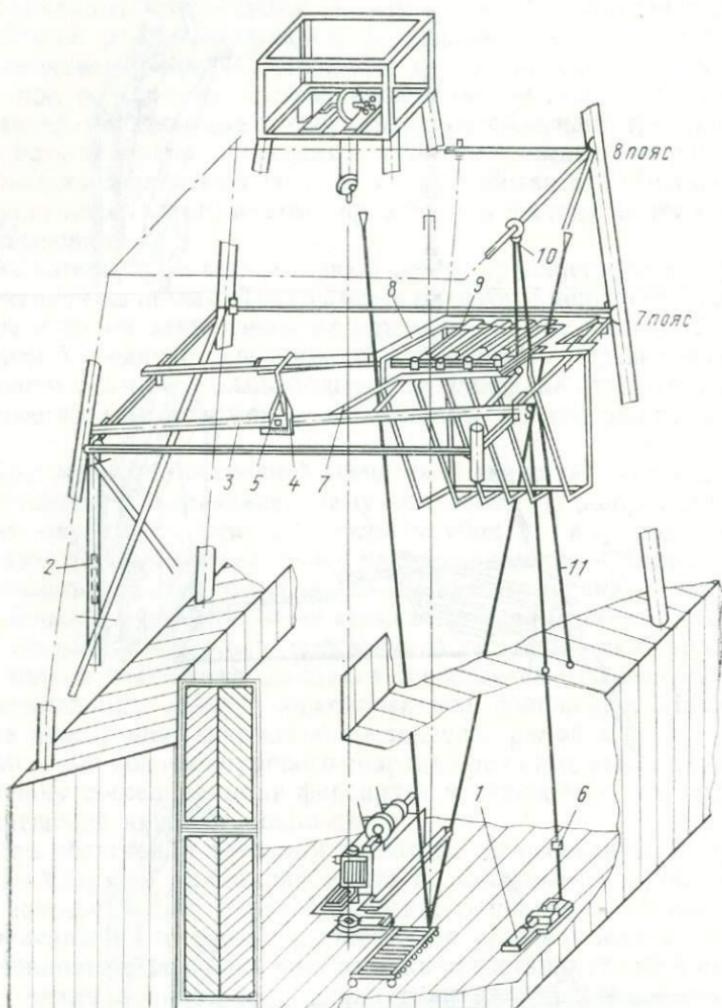


Рис. 56. Свечаукладчик ПИК-ЗМ:

1 — лебедка; 2 — груз; 3 — направляющая балка; 4 — тележка; 5 — толкатель; 6, 11 — канат; 7 — направляющая рамка; 8 — рама кассеты; 9 — кассета; 10 — ролик

Толкатель перемещает верхний конец бурильной свечи от устья скважины в сторону свечеприемника в момент освобождения ее от полуавтоматического элеватора, после того как помощником бурильщика свеча установлена на подсвечник.

Толкатель приводится в движение канатом 6 лебедки 1. В исходное положение тележка возвращается благодаря действию грузов 2.

Толкатель подает свечу в кассету с помощью направляющей рамки 7, имеющей склоненную сторону. Кассета расположена на одном пояске с толкателем на несколько сантиметров ниже его.

Толкатель, переместив свечу, продолжает движение до крайнего положения, откуда путевым переключателем возвращается в исходное положение.

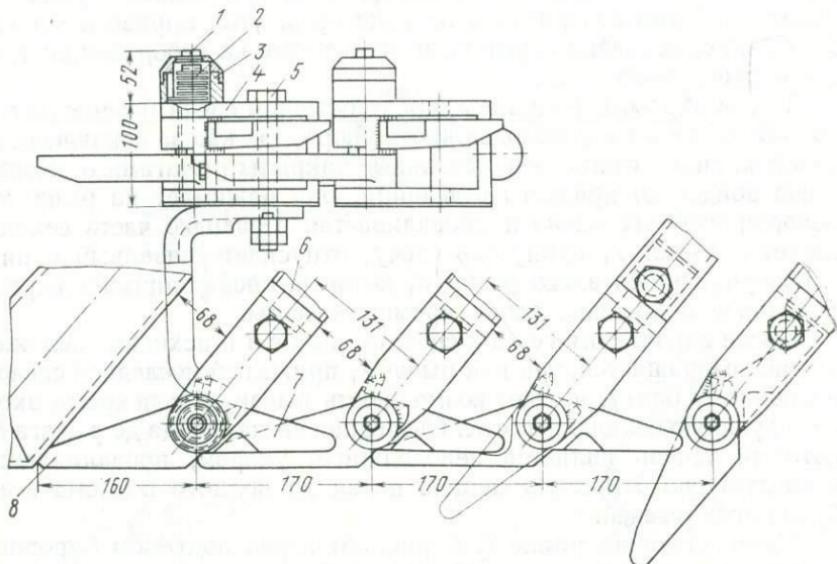


Рис. 57. Кассета свечеукладчика ШК-ЗМ.

1 — винт; 2 — пружина; 3 — коробка; 4 — вилка; 5 — болт; 6 — разделительная трубка; 7, 8 — рычаги

Кассетный механизм для автоматической укладки верхних концов свечей состоит из швеллерной П-образной рамы 8, соединенной накладками с несущей балкой. Рама разделена на пять отделений приваренными к ней патрубками. Ширина каждой секции кассеты предназначена для помещения бурильных труб диаметром 50 и 63,5 мм. Емкость кассеты около 1000 м бурильных труб диаметром 50 мм. Конструкция кассеты предусматривает поочередное заполнение каждой секции.

Автоматическое действие кассеты достигается благодаря рычажному устройству, которым снабжена каждая секция кассеты (рис. 57). На свободных концах разделительных трубок в кассете закреплены П-образные вилки 4. Каждая вилка имеет ось, на которой закреплен рычаг 8 при помощи винта 1. Второй рычаг 7 свободно посажен на этой оси. Пружина 2 зафиксирована одним

концом в вертикальном пазу коробки 3, а другим — на верхнем торце оси.

Пружина удерживает оба рычага в положении, указанном на плане, поскольку, стремясь раскрутиться, она вращает ось рычагом 8 вправо.

На верхней торцевой плоскости рычага 8 и нижней кольцевой плоскости рычага 7 имеется по одному выступу (в плане показаны пунктирными линиями).

Поскольку выступы обоих рычагов входят встык, то рычаг 7 удерживается от свободного поворота влево. Однако рычаг 7 может свободно повернуться на некоторый угол вправо и занять положение, показанное условным пунктиром на изображении третьего рычажного узла.

Таким образом, направляемая толкателем свеча перемещается по кромке кассеты до неподвижного упора, так как за исключением одной крайней секции все остальные закрыты рычагами 8. Когда свеча дойдет до крайнего отделения, она нажимает на рычаг 8, поворачивает его влево и проваливается в заднюю часть секции кассеты. Рычаг 7, пропустив свечу, отпускает связанный с ним и повернувшийся влево рычаг 8, который снова занимает первоначальное положение вдоль кромки кассеты.

После заполнения секции свечами рычаг 8 в исходное положение не возвращается, так как рычаг 7, прижатый последней свечой к упорному болту, не дает возможность рычагу 8 перекрыть вход в следующую секцию кассеты. Очередная свеча, дойдя до рычага 8, который теперь является неподвижным упором, проваливается в следующую открытую секцию и так до полного подъема всех бурильных свечей.

Направляющая рамка (см. рис. 56) перед подъемом бурового снаряда с помощью каната 11, перекинутого через ролик 10, поднимается до горизонтального положения, а по окончании подъема вновь откидывается благодаря силе веса в вертикальное положение.

При спуске снаряда лебедка свечеукладчика в работе не участвует. Кассета свободно отдает свечи, извлекаемые из нее в обратном порядке, т. е. сначала из первой секции. Рычаг 8 (см. рис. 57) этой секции до извлечения последней свечи находится в отведенном положении.

Для облегчения извлечения свечей из кассеты в одной вертикальной плоскости с разделительными трубками кассеты находятся отражательные дуги. Они служат для отведения талевого блока в случае затягивания его под кассетную раму.

§ 2. ЭЛЕВАТОРЫ, ФАРШТУЛИ, КАНАТЫ

Элеватор является грузоподъемным приспособлением, которое служит для соединения каната лебедки с буровым снарядом при спуске или подъеме его из скважины. Существуют несколько ти-

лов элеваторов различной конструкции, грузоподъемности, степени автоматизации при их эксплуатации и т. д.

В соответствии с ГОСТ 8542—76 серийно выпускаются элеваторы с кольцевым фиксатором, предназначенным для работы с бурильными трубами геологоразведочного сортамента. Элеваторы изготавливаются в двух исполнениях: с серьгой штампованной цельнозамкнутой и с серьгой в виде проушины. Основные размеры элеваторов (в мм) даны соответственно на рис. 58 и в табл. 81.

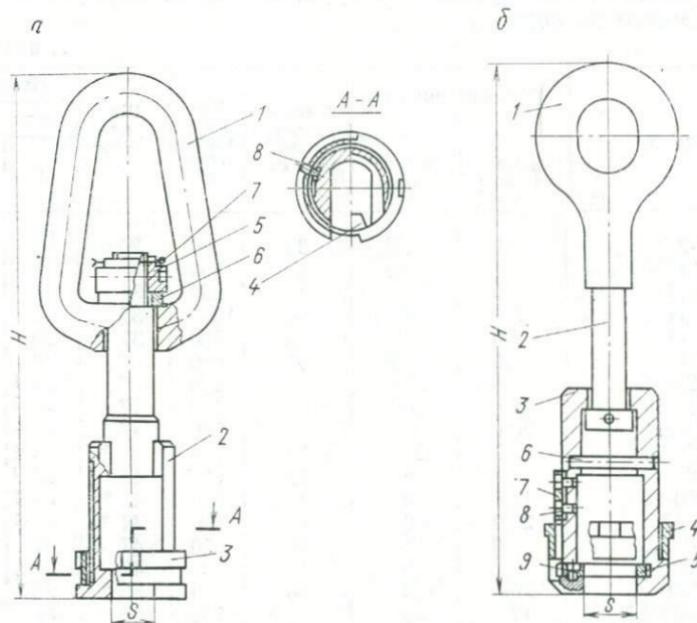


Рис. 58. Элеватор:

a — с цельнозамкнутой серьгой (1 исполнение): 1 — серьга; 2 — корпус; 3 — кольцо; 4 — сухарь; 5 — гайка; 6 — шайба; 7 — шплинт; 8 — фиксатор; *b* — с проушиной (2 исполнение): 1 — проушина; 2 — шток; 3 — корпус; 4 — кольцо с сухарем; 5 — вкладыш; 6 — ограничитель; 7 — шпонка; 8, 9 — винты

Материал для изготовления деталей элеваторов и твердость деталей должны соответствовать указанным в табл. 82.

СКБ ВПО «Союзгеотехника» разработан полуавтоматический элеватор ЭН-12, представляющий собой модернизированный элеватор М3-50-80. При его эксплуатации спуско-подъемные операции также производятся без участия верхового рабочего.

В комплект элеватора входят наголовники, надеваемые на муфты замков или на ниппели.

Техническая характеристика элеватора ЭН-12

Диаметр бурильных труб, мм	42, 50
Грузоподъемность (номинальная), т	12
Предельно допускаемая кратковременная нагрузка, тс	20

Диаметр проходного отверстия корпуса, мм	87
Размеры, мм:	
длина	238
ширина	230
высота	660
Масса, кг	30

Элеватор (рис. 59) состоит из шарнирной головки 1, которая обеспечивает его вращение относительно талевого блока во время свинчивания свечей бурильных труб, серьги 2, корпуса 3 и быстросъемного затвора 4.

ТАБЛИЦА 81

Тип элеватора	Грузоподъемность, т		Условный диаметр ниппеля или замка	Высота элеватора H	Ширина зева S	Масса, кг				
	исполнение					1	2			
	номинальная	максимальная								
ЭК-2/3,2-32Н	2,0	3,2	32	500	25	8	—			
ЭК-2/3,2-42Н	2,0	3,2	42	500	31	8	—			
ЭК-5/8-42Н	5,0	8,0	42	600	31	16	—			
ЭК-5/8-50Н	5,0	8,0	50	600	37	16	—			
ЭК-8/12-50Н	8,0	12,0	50	600	37	20	16			
ЭК-8/12-54Н	5,0	8,0	54	600	37	18	—			
ЭК-12,5/20-54Н	12,5	20,0	54	650	37	30	20			
ЭК-12,5/20-68Н	12,5	20,0	68	650	47	—	22			
ЭК-20/32-68Н	20,0	32,0	68	700	47	—	28			
ЭК-12,5/20-70	12,5	20	70	700	64 *	—	22			
ЭК-5/8-42	5,0	8	42	600	42	20	—			
ЭК-12,5/20-42	12,5	20	42	650	44 *	—	20			
ЭК-20/32-42	20,0	32	42	700	44 *	—	26			
ЭК-5/8-50	5,0	8	50	650	47	22	—			
ЭК-12,5/20-50	12,5	20	50	700	47	32	22			
ЭК-20/32-50	20,0	32	50	850	50 *	38	28			
ЭК-12,5/20-63,5	12,5	20	63,5	700	56	32	24			
ЭК-20/32-63,5	20	32	63,5	850	56	42	32			

* Ширина зева корпуса под кольцевую проточку на замке или ниппеле.

ТАБЛИЦА 82

Наименование детали	Материал детали	Твердость детали по HRC после термообработки
Корпус, гайка, шайба, фиксатор, ограничитель, шпонка	Сталь марки 40Х по ГОСТ 4543-71 или марки 45 по ГОСТ 1050-74	24—32
Шток, серьга (исполнение 2)	Сталь марки 40Х или 40ХН по ГОСТ 4543-71	24—32
Вкладыш	Сталь марки 12ХНЗА по ГОСТ 4543-71	45
Серьга (исполнение 1)	Сталь марки 20 по ГОСТ 1050-74	
Кольцо	Сталь марки Ст3 по ГОСТ 380-71	

К серье 2 приварены ребро 5 и отражатель 6. С корпусом 3 серье соединяется пальцами 7. Относительно корпуса серье может поворачиваться на 7—9° (в пределах, ограниченных ребром 5) в сторону бокового выреза корпуса и на 45° — в противоположную сторону.

Отражатель 6 предназначен для отсоединения элеватора от свечи, извлеченной из скважины.

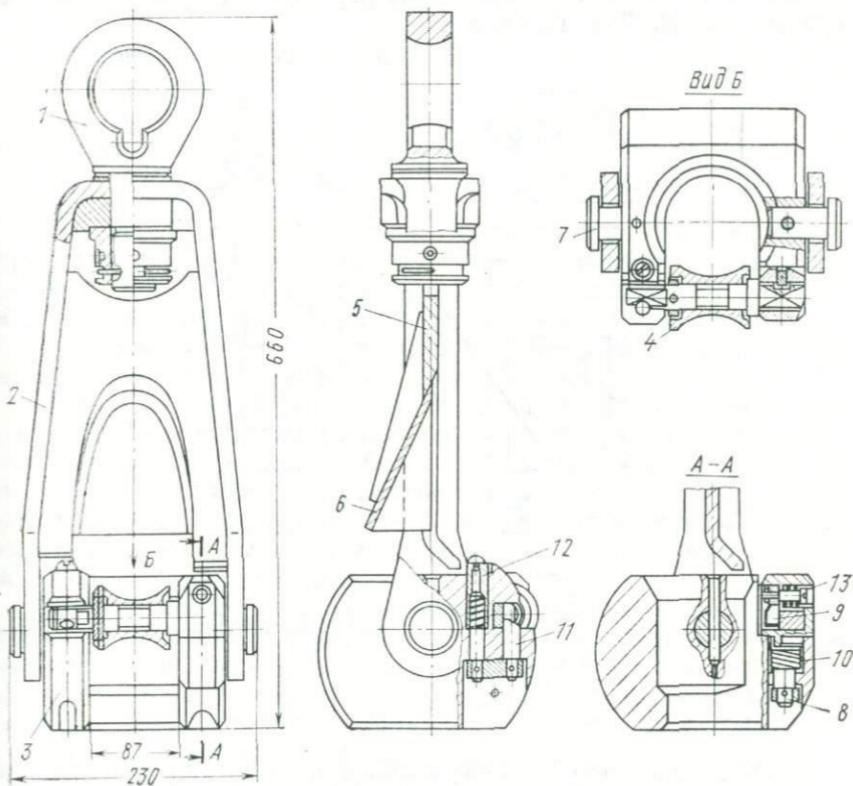


Рис. 59. Элеватор ЭН-12

У корпуса элеватора имеется вертикальная цилиндрическая расточка с опорным буртом в нижней части для подхвата свечи за наголовник. Боковой вырез в теле корпуса служит для одевания (снятия) элеватора на свечу. Во время спуска снаряда в скважину боковой вырез корпуса закрывается быстросъемным затвором 4, состоящим из оси и направляющего ролика. В закрытом положении затвор фиксируется защелкой 11. Ось затвора прикреплена к шкворню 8 фиксатором 9.

Для открывания затвора имеется крышка 12, при нажатии на которую защелка 11 выходит из зацепления с осью затвора и под

действием пружины 10 затвор, поворачиваясь против часовой стрелки (вид элеватора сверху), открывается. Закрывается затвор автоматически.

Чтобы снять затвор перед подъемом бурового снаряда из скважины, необходимо, нажимая на винт 13, вывести из зацепления с осью фиксатор 9 и извлечь ось затвора с роликом из посадочного отверстия в шкворне.

Наголовник (рис. 60) состоит из корпуса 1, стержня 2, фиксирующего винта 3 и головки 4.

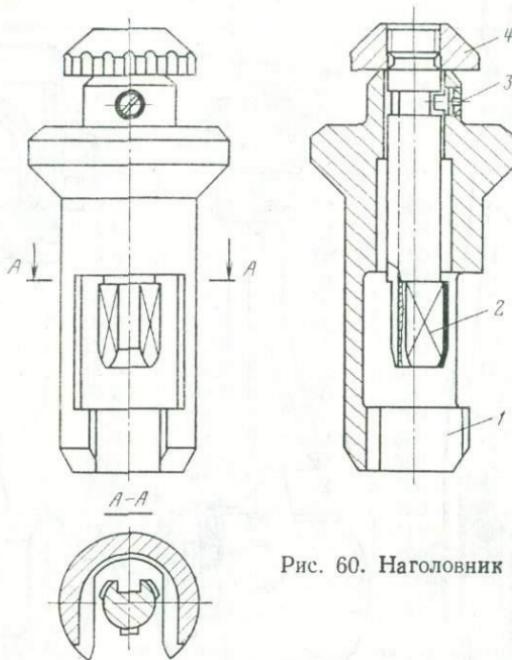


Рис. 60. Наголовник

На муфту бурильного замка наголовник надевают при верхнем положении стержня, после чего стержень опускают вниз и поворачивают относительно корпуса на 180° . Нижняя часть стержня входит внутрь резьбовой расточки муфты и препятствует отсоединению от нее наголовника.

При подъеме снаряда из скважины на муфту (ниппель) свечи надевают наголовник, под который заводят элеватор, и колонну бурильных труб поднимают на длину свечи. Во время подъема колонны труб затвор с элеватором снимают.

При спуске колонны труб элеватор надевают на нижний конец свечи и с закрытым затвором поднимают его по свече вверх, затем подхватывают свечу за наголовник. После спуска свечи в скважину и установки колонны труб на подкладную вилку со свечи снимают сначала элеватор, затем — наголовник.

Все операции по спуску и подъему колонны бурильных труб выполняют бурильщик и его помощник.

Элеватор МЗ-50-80 разработан на базе элеватора ЭШ-3 СКБ ВПО «Союзгеотехника» и предназначен для проведения спуско-подъемных операций в комплекте с наголовниками стержневого типа.

Техническая характеристика элеватора МЗ-50-80

Бурильные трубы муфтово-замкового соединения диаметром,	
мм	50
Грузоподъемность (номинальная), т	10
Размеры, мм:	
высота	540
ширина	214
Масса, кг:	
элеватора	25,6
наголовника	4

Элеватор состоит из серьги, корпуса и затвора. К серьге приварены пластина отражателя и бобышка, которая ограничивает поворот серьги. Отражатель предназначен для предотвращения выхода верхнего конца свечи в пространство между серьгой и корпусом и способствует отклонению элеватора от свечи, извлеченной из скважины при ее установке на подсвечник.

Корпус элеватора соединяется с серьгой шарнирно пальцами, запрессованными в корпус. Боковой вырез корпуса перекрывается затвором, на горизонтальной оси которого свободно посажен ролик. В закрытом положении затвор удерживается подпружиненной защелкой. Опорный буртик в нижней части корпуса предназначен для подхватывания свечи за наголовник в процессе спуска и подъема бурового снаряда.

При подъеме из скважины колонны бурильных труб на верхний конец свечи надевается наголовник, затем элеватор. После подъема очередной свечи при ее установке на подсвечник вырез корпуса элеватора поворачивают в сторону свечеприемника, а сам элеватор опускают вниз. Отражатель, проходя по наголовнику, отсоединяет элеватор от свечи.

При спуске бурового снаряда элеватор надевают на нижнюю часть свечи и фиксируют затвором. При движении элеватора по свече вверх ролик обеспечивает разворот его корпуса под углом к продольной оси свечи, в результате чего муфтовые соединения свободно проходят через вырез в корпусе элеватора. Далее элеватор подхватывает свечу за наголовник.

Полуавтоматический элеватор Э-18/50, разработанный СКБ ВПО «Союзгеотехника», предназначен для проведения спуско-подъемных операций с бурильными трубами диаметром 50 мм муфтово-замкового соединения. Применение элеватора исключает необходимость участия в спуско-подъеме верхового рабочего. При работе с элеваторами Э-18/50 и «Урал-2М» применяются специальные замки, муфты которых имеют вместо прорезей, располагающихся со стороны замковой резьбы, кольцевую проточку.

**Техническая характеристика полуавтоматического
элеватора Э-18/50**

Грузоподъемность номинальная, т	18
Допускаемая кратковременная нагрузка, тс	26
Диаметр проходного отверстия корпуса, мм	70
Захватный орган	подвижные кулачки
Типоразмер бурильных труб	M 3,50
Размеры, мм:	
длина (высота)	705
диаметр корпуса	220
Масса, кг	55

Элеватор Э-18/50 (рис. 61) включает серьгу, корпус, детали запорного механизма и захватного устройства.

Сварная серьга состоит из двух щек 1, отражателя 2, втулки 3 и рукоятки 4 с цепью 5.

В корпусе 6 имеются центральное проходное отверстие диаметром 70 мм, боковой зев шириной 55 мм и внутренние отверстия, в которых размещены детали запорного механизма и захватного устройства.

Серьга шарнирно соединена с корпусом двумя пальцами 7, запрессованными в корпус и зафиксированными в нем при помощи резьбовых фиксаторов 8.

В нижней части корпуса шарнирно установлены валики 9 с жестко закрепленными на них кулачками 10 и хвостовиками 11.

К верхней части корпуса шарнирно прикреплен копир 12, который при помощи тяги 13, траверсы 14 и штифтов 15 присоединен к хвостовикам 11.

Пружины 16 и 17 отводят траверсу тяги в нижнее положение, при котором копир 12 перекрывает сверху центральное проходное отверстие корпуса, а кулачки занимают рабочее положение, выступая своими опорными торцами внутрь этого проходного отверстия.

Траверсу 14 устанавливают в корпусе элеватора через паз, перекрываемый крышкой 18 с винтами 19. При монтаже крышки используют установочные штифты 20, запрессованные в корпус. Для предохранения от загрязнения внутренней полости имеются манжеты 21 и 22.

Запорный механизм элеватора включает створки 23 с осями 24 и пружины 25. Створки можно устанавливать в двух положениях — рабочем и нерабочем, поворачивая оси 24 на 180°.

Перед спуском колонны бурильных труб в скважину элеватор со створками надевают на нижнюю часть спускаемой свечи. При надевании элеватора и его последующем перемещении лебёдкой по свече копир отводится в верхнее положение, а кулачки углубляются в пазы корпуса; при сходе со свечи копир под действием пружин перемещается в исходное положение, а кулачки выходят из пазов корпуса и захватывают муфту за кольцевую проточку.

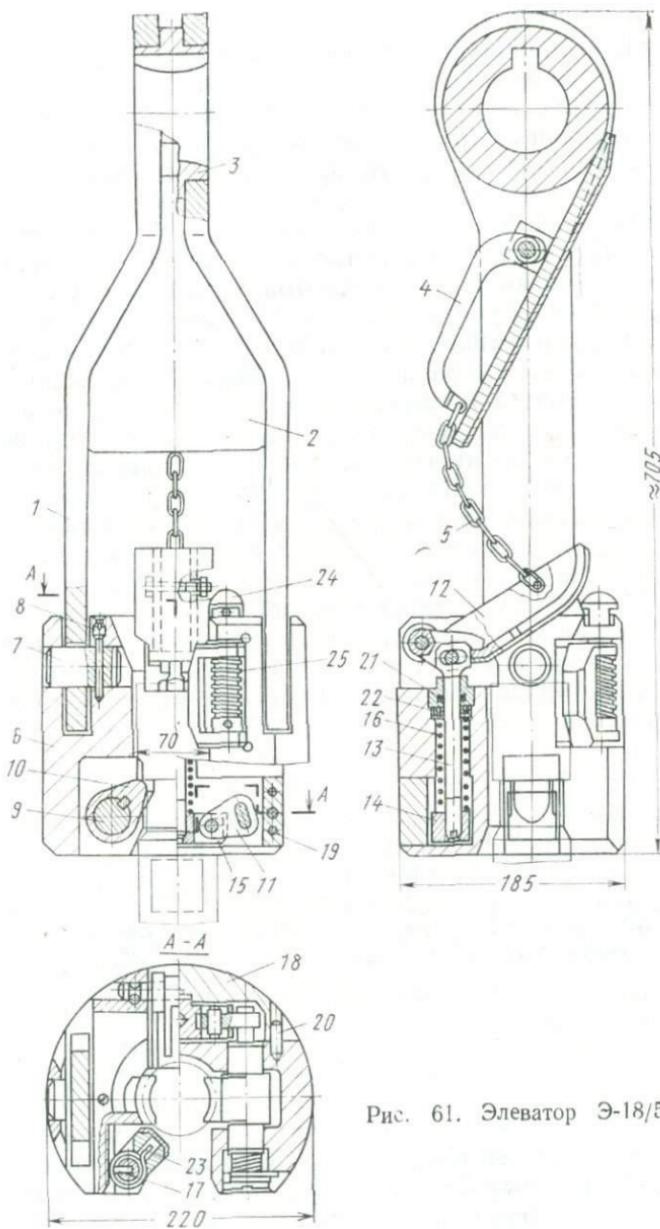


Рис. 61. Элеватор Э-18/50

После спуска и установки колонны бурильных труб на подкладную вилку кулачки элеватора при помощи цепи 5 отводятся, а пазы корпуса и элеватор лебедкой поднимают вверх, отсоединяя его от свечи.

Перед подъемом колонны бурильных труб из скважины створки элеватора переводят в нерабочее положение.

Элеватор опускают сверху на выступающий из скважины конец колонны бурильных труб. Кулачки при этом автоматически захватывают свечу за кольцевую проточку, после чего колонну бурильных труб поднимают из скважины на длину свечи.

При установке нижнего конца отвинченной свечи на подсвечник зев корпуса элеватора ориентируют в сторону свечеприемника, и элеватор опускают вниз. Копир отводится свечой в верхнее положение, а кулачки убираются в пазы корпуса. Элеватор, скользя по свече, отсоединяется от нее и продолжает свободный спуск.

Применение элеватора позволит ускорить проведение спуско-подъемных операций и снизить стоимость буровых работ.

Вертлюги-сальники предназначены для подачи промывочной жидкости из неподвижного нагнетательного шланга во вращающуюся колонну бурильных труб, а также для удержания снаряда в подвешенном состоянии при перекреплении зажимного патрона вращателя бурового станка и снятия излишней осевой нагрузки (как правило, при больших глубинах скважин).

ВИТР ВПО «Союзгеотехника» разработал серийно выпускаемые вертлюги-сальники типа ВС, предназначенные для алмазного бурения и рассчитанные на высокие частоты вращения бурового снаряда. Техническая характеристика этих инструментов приведена в табл. 83.

ТАБЛИЦА 83

Показатели	ВС-2,5	ВС-5	ВС-10	ВС-12,5/20
Грузоподъемность, т	2,5	5	10	20
Максимальная частота вращения бурового снаряда, об/мин	1200	900	600	1000
Давление промывочной жидкости, кгс/см ²	50	50	50	63
Высота, мм	580	670	895	780
Масса, кг	27,8	36,3	96,3	97,0

На рис. 62 приведен вертлюг-сальник ВС-2,5, который состоит из корпуса 3 и крышки 9, соединяющихся между собой с помощью левой метрической резьбы. Крышка имеет продольный паз, который позволяет затягивать ее резьбовую часть после свинчивания с корпусом при помощи болта 27 и, таким образом, надежно скреплять крышку с корпусом. Верхняя часть крышки осью соединя-

ется с серьгой 10, к которой крепится канат лебедки бурового станка. Патрубок, приваренный к боковой поверхности крышки, имеет узел крепления нагнетательного шланга 12 и 20. Нагнетательный шланг удерживается от падения в случае срыва его с патрубка цепью, соединенной с патрубком и накладками 26. Для

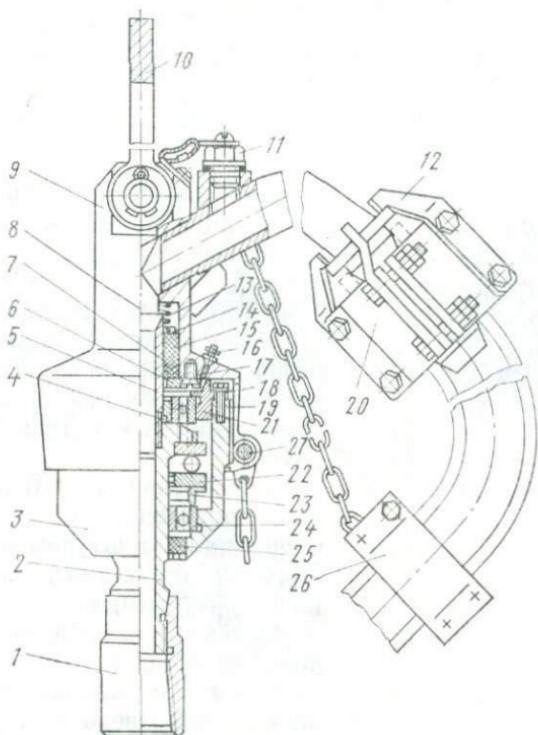


Рис. 62. Вертлог-сальник BC-2,5, BC-5:

1 — переходник; 2 — шпиндель; 3 — корпус; 4, 22, 24 — шарикоподшипники; 5 — гильза; 6 — кольцо опорное; 7 — кольцо промежуточное; 8 — контрольные отверстия; 9 — крышка; 10 — серьга; 11 — пробка; 12, 20 — нагнетательный шланг; 13 — пружина; 14 — кольцо нажимное; 15, 25 — уплотнительные манжеты; 16 — масленка; 17 — винт; 18, 27 — болт; 19 — прокладка; 21 — кольцо; 23 — кольцо распорное; 26 — накладка

засыпки в буровой снаряд заклиночного материала на патрубке имеется отверстие с пробкой 11, застрахованной от падения тро-сиком. Вращающийся шпиндель 2 установлен в корпусе на трех шарикоподшипниках 4, 22, 24. Верхняя часть шпинделя соединяется левой резьбой с гильзой 5, которая является быстроизнашивающейся деталью вертлюга-сальника. Шпиндель изготавливают из стали марки ШХ-15, а его поверхность, контактирующая с уплотнительными манжетами 15, закалена ТВЧ до твердости HRC 58—64 единиц.

Диаметр бурильных труб, мм	Грузоподъемность, т	Размеры, мм				Масса, кг
		D	B	H	L	
42	3	59	38	545	272	11,8
50	5	86	60	585	325	18,6
50	10	86	75	600	320	26,9

Шарикоподшипники 4 и 24 воспринимают радиальные нагрузки, а осевую нагрузку — упорный шарикоподшипник 22, регулируемый прокладками 19, помещенными между корпусом и кольцом 21. Вытекание смазки из внутренней полости вертлюга-сальника предотвращается манжетой.

Нижний конец шпинделя левой резьбой соединен с переходником 1, который также через левую резьбу присоединяют к ведущей бурильной трубе.

Фарштуль (рис. 63) предназначен для проведения спуско-подъемных операций. Фарштулем подхватывают колонну бурильных труб (свечу) под муфту замка.

Основные показатели фарштулей даны в табл. 84.

Стальные канаты применяются на геологоразведочных работах.

Главным образом, канаты используют при проведении спуско-подъемных операций.

В соответствии с требованиями государственного стандарта канаты по назначению подразделяются на грузолюдские, грузовые и бензельные (для перевозок).

Рис. 63. Фарштуль:
1 — скоба; 2 — серга;
3 — шпилька

Канаты различаются по форме поперечного сечения, типу, направлению и способу свивки, по материалу сердечника, по степени крутизности, по механическим свойствам и виду покрытия проволок и т. д.

На буровых работах применяют стальные канаты из оцинкованной канатной проволоки с точечным касанием проволок между слоями (тип ТК) с одним металлическим сердечником или с одним или несколькими органическими сердечниками.

Основные типы канатов приведены на рис. 64.

При расчете талевых канатов запас прочности принимают равным 6. Диаметры барабана лебедки и роликов блоков должны соответствовать диаметрам каната и проволок, чтобы возникаю-

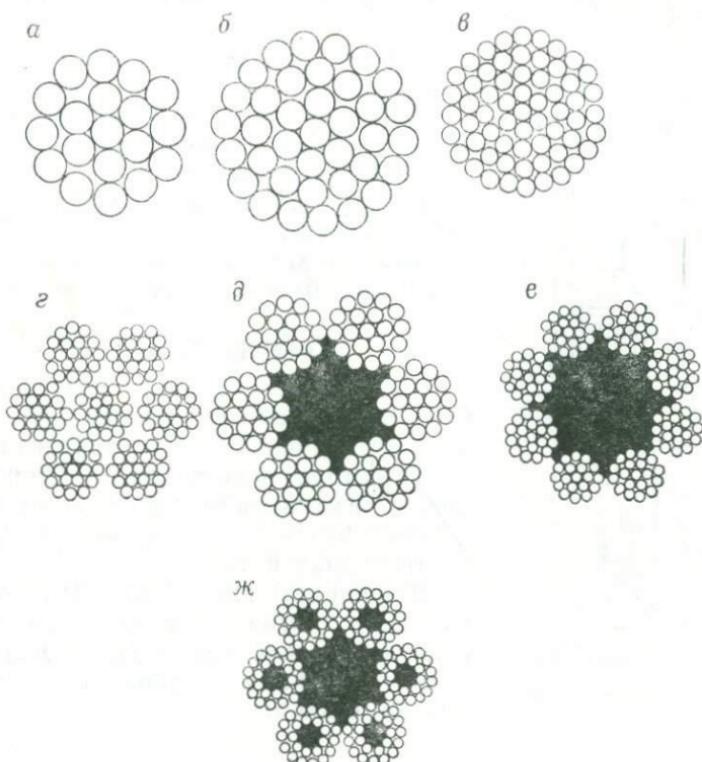


Рис. 64. Стальные канаты типа ТК:

а, б, в — канат спиральный; г — канат с одним металлическим сердечником; д, е — канат с одним органическим сердечником; ж — канат с семью органическими сердечниками

щие изгибающие напряжения не достигали больших значений. Обычно принимают

$$D \geq 400d,$$

где D — диаметр барабана или ролика; d — диаметр проволоки каната.

§ 3. БЛОКИ

Кронблоки и талевые блоки — грузоподъемные устройства, предназначенные для проведения спуско-подъемных операций, а также для поддержания в подвешенном состоянии части колонны бурильных труб в процессе бурения.

Кронблок — часть талевой системы, неподвижно устанавливаемый на верхней площадке вышки. Кронблок может иметь от

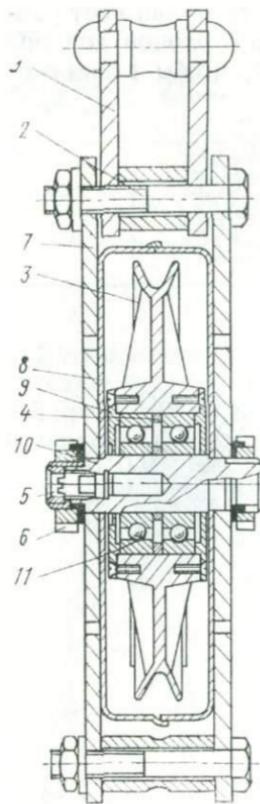


Рис. 65. Однороликовый талевый блок:
1 — подвеска; 2 — ось подвески; 3 — ролик; 4 — кольцо распорное; 5 — пробка для смазки; 6 — гайка; 7 — накладки; 8 — кожух предохранительный; 9 — фланец; 10 — ось блока; 11 — шарикоподшипник

одного до нескольких канатных шкивов.

Талевый блок — подвижная часть талевой системы, с которым соединяется колонна бурильных труб.

На рис. 65 приведен однороликовый талевый блок.

Технические характеристики различных типов блоков приведены в табл. 85.

§ 4. КЛЮЧИ, ХОМУТЫ

Шарнирные ключи, разработанные СКБ ВПО «Союзгеотехника», предназначены для свинчивания и развинчивания бурильных труб и их соединений. Шарнирные ключи изготавливаются в соответствии с ГОСТ 6494—71. Техническая характеристика дана в табл. 86.

Шарнирный ключ (рис. 66) состоит из рукоятки 6, откидной и наружной скоб 1 и 4, соединенных между собой шарнирно осями 2. Сухарь 3 крепится к скобе наружной осью 5.

ТАБЛИЦА 85

Тип блока	Грузо-подъемность, т	Число канатных шкивов, шт.	Диаметр шкивов, мм	Диаметр каната, мм	Габаритные размеры, мм	Мас-са, кг
Кронблоки						
БИ-249-139	10	2	300	15	770×330×406	117
БИ-249-141	15	2	440	17	1100×420×630	270
БИ-249-142	30	3	440	20,5	1100×420×630	300
К-30М	30	4	500	20,5	1830×800×820	668
Талевые блоки						
БИ-249-143	10	1	440	17,0	865×550×150	155
БИ-249-137	10	1	440	20,5	880×550×150	155
БИ-249-199А	12	1	530	20,5	1060×635×230	325
БИ-249-138	20	2	440	20,5	877×550×240	240
БИ-249-198А	25	2	530	20,5	1080×635×310	425
БИ-249-197А	35	3	530	20,5	1090×635×410	530
БИ-249-136	5	1	300	15	415×610	75
Для УГБ-50М	7,5	1	310	15	695×390×195	47

Показатели	БИ179.176	БИ179.177	БИ179.178	БИ179.179	БИ179.180
Диаметр трубы D , мм	33,5	42	50	60,3	63,5
Ширина рукоятки h_1 , мм	16	16	18	18	18
Ширина по заклепкам h_2 , мм	56	64	64	64	64
Высота h_3 , мм	107	134	170	195	195
Длина рукоятки l_1 , мм	400	400	400	400	400
Длина ключа l_2 , мм	515	530	560	590	590
Допускаемое усилие на конце рукоятки, кгс	300	375	525	600	600
Масса ключа, кг	3,1	4,2	6,2	7,4	7,4

В шарнирных ключах на рабочую поверхность откидной скобы нанесен слой релита с шероховатой поверхностью, прочно сцепляющийся с поверхностью бурильной трубы. Рабочие детали ключей подвергнуты объемной закалке до твердости по HRC 33—38 единиц. Зуб рукоятки термообработан ТВЧ на глубину 1—1,5 мм до твердости по HRC 50—55 единиц.

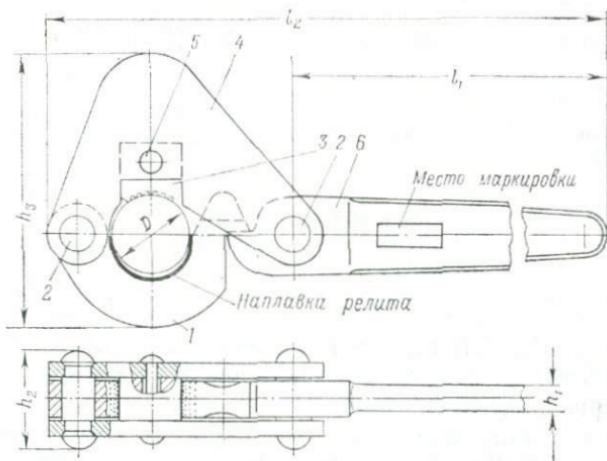


Рис. 66. Шарнирный ключ для бурильных труб

Ключи обеспечивают надежный захват и передачу момента при свинчивании и развинчивании бурильных труб, даже покрытых антивibrationной смазкой.

Материал, из которого изготавливаются детали ключей, приведен в табл. 87.

Для навинчивания и отвинчивания колонковых труб применяются гладкозахватные ключи КГ-44, КГ-57, КГ-73 (рис. 67), которые не допускают смятия труб при работе с ними. Звенья захватной части ключа, шарнирно соединенные между собой, плотно охватывают тело трубы и обеспечивают передачу крутящего момента за счет сил трения, возникающих между рабочими поверхностями ключа и трубы.

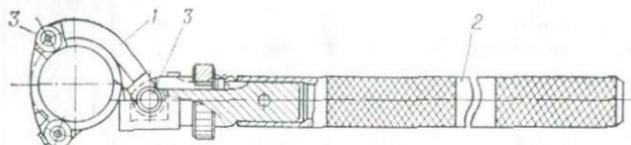


Рис. 67. Гладкозахватные ключи для колонковых труб типа КГ:

1 — захватная часть; 2 — рукоятка; 3 — шарнир

Шарнирный ключ, предназначенный для обсадных и колонковых труб, состоит из рукоятки и шарнирно соединенных между собой звеньев. Основные параметры ключей даны в табл. 88.

Для свинчивания и навинчивания алмазных коронок и расширителей применяются специальные ключи, предотвращающие деформацию короночного кольца и поломку матрицы.

ТАБЛИЦА 87

Детали	Марка стали	Диаметр труб, мм	Длина, мм	Масса ключа, кг
Рукоятка		243 и 219	620	14,0
Скоба откидная	Сталь 40Х	188 и 168	620	13,0
Скоба наружная		146	450	6,2
Оси шарнирные	Сталь 40ХН	127 и 108	450	6,0
Сухарь	Сталь У7	89 и 73	450	4,6
Заклепка	Ст3	57 и 44	400	3,1

ТАБЛИЦА 88

Детали	Марка стали	Диаметр труб, мм	Длина, мм	Масса ключа, кг
Рукоятка		243 и 219	620	14,0
Скоба откидная	Сталь 40Х	188 и 168	620	13,0
Скоба наружная		146	450	6,2
Оси шарнирные	Сталь 40ХН	127 и 108	450	6,0
Сухарь	Сталь У7	89 и 73	450	4,6
Заклепка	Ст3	57 и 44	400	3,1

Ключи КБ-11, КБ-12, КБ-13 состоят из рукоятки и откидной скобы со штифтом, входящим в специальное отверстие на корпусе коронки (расширителя).

Ключи для ниппельных и муфтово-замковых соединений бурильных труб предназначены, в основном, для страгивания (первоначального отвинчивания) сильно затянутого резьбового соединения (как правило, после работы колонны бурильных труб).

Основные размеры ключей (в мм) приведены в табл. 89 и на рис. 68.

Ключи изготавливают из стали марки 45 либо 40Х.

При спуске колонны обсадных труб в скважину применяют хомуты (рис. 69). Спущенную в скважину часть колонны зажи-

ТАБЛИЦА 89

Типоразмер ключа	Вид соединения	<i>L</i>	<i>l</i>	<i>l₁</i>	<i>B</i>	<i>b</i>	<i>b₁</i>	<i>S</i>	<i>h</i>	<i>h₁</i>	<i>R</i>	Мас-са, кг
H-33,5	Ниппельное (H)	500	100	40	85	30	20	24	25	16	30	2,2
H-42		500	100	50	91	30	20	30	25	16	30	2,3
H-50		600	110	55	117	40	25	36	30	16	30	3,7
M3-42	Муфтово-замковое (M3)	600	110	60	122	40	25	41	30	16	35	3,3
M3-50		600	120	70	147	50	25	46	30	16	40	5,2
M3-63,5		600	125	90	176	60	25	55	35	20	45	7,8

мают в хомуте, на котором она подвешивается при навинчивании очередной обсадной трубы.

Основные размеры хомутов (в мм) даны в табл. 90.

Хомуты выпускаются также для труб диаметром 168, 194 и 219 мм.

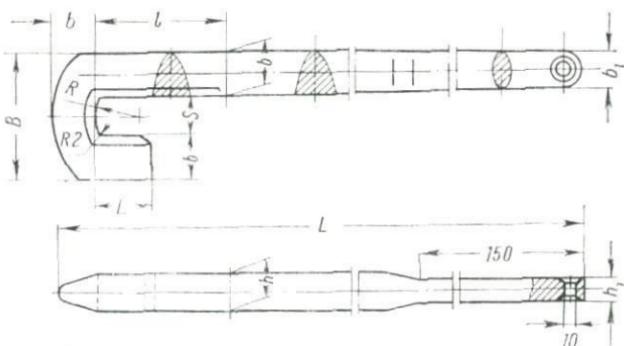


Рис. 68. Ключ для ниппельных и муфтово-замковых соединений

Короночные ключи, разработанные в СКБ ВПО «Союзгеотехника», предназначены для свинчивания и навинчивания твердосплавных коронок, корпусов кернорвателей, а также могут использоваться при работе с алмазными коронками. Основные размеры ключей (в мм) приведены в табл. 91.

Ключи для коронок диаметром 93, 112, 132 и 151 мм (рис. 70) состоят из верхней 5 и нижней 2 скоб и рукоятки 7. Скобы и рукоятка соединены между собой накладками 3 и 6 и шарнирными осьми 4. Скоба 2 оснащена тремя твердосплавными зубками 1.

Твердосплавные зубки из сплава Г-2514-ВК15 затачиваются под углом 90° и запрессовываются в скобу так, чтобы превышение остряя зубка над внутренней поверхностью скобы находилось в пределах 1,5—2,0 мм.

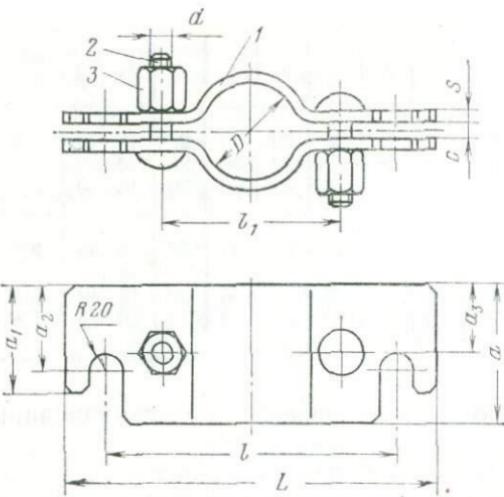


Рис. 69. Хомут для обсадных труб:
1 — скоба; 2 — болт; 3 — гайка

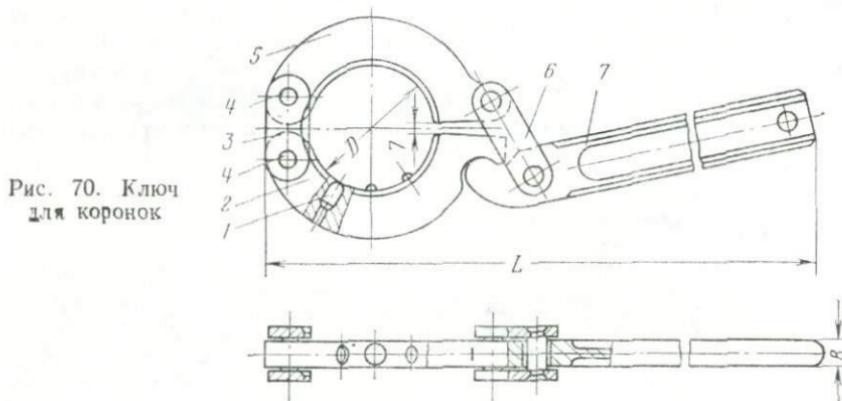


Рис. 70. Ключ для коронок

ТАБЛИЦА 90

Наружный диаметр обсадных труб	D	C	S	d	L	l	l_1	a	a_1	a_2	a_3	Масса, кг
44 57	44 57		12	24	310	230	130	100	70	50		5,80 5,90
73	73	10			340	260	160					10,9
89	89				360	280	180	120	90	60		11,6
108 127 146	108 127 146	15	16	27	380 400 420	300 320 340	200 220 240	150	120	90	75	15,7 16,8 17,9

ТАБЛИЦА 91

Типоразмер ключа	Диаметр коронки	Диаметр зева	Толщина скоб и рукоятки	Длина	Масса, кг	Допускае- мое усилие на рукоятке, кгс
БИ179-181	36	34,5	16	440	1,8	350
БИ179-182	46	44,5	16	450	1,9	350
БИ179-183	59	57,5	16	450	2,0	350
БИ179-187	76	74,0	16	485	2,4	400
БИ179-171	93	91,0	18	610	3,7	400
БИ179-172	112	110,0	18	626	4,3	400
БИ179-185	132	130,0	18	745	4,7	400
БИ179-186	151	149,0	18	770	5,1	400

При повороте рукоятки ее зуб, входя в паз нижней скобы, поджимает скобу к коронке. В это время твердосплавные зубки, равномерно расположенные на внутренней поверхности нижней скобы, прочно захватывают коронку и передают крутящий момент.

Короночные ключи для труб диаметром 36, 46, 59, 76 мм имеют незначительные конструктивные отличия.

Опора для монтажа колонковых наборов (ОКН) предназначена для свинчивания и развинчивания различных элементов наборов. Такого рода инструмент относится к средствам малой механизации, которые позволяют совершенствовать организацию, улучшать условия труда и сокращать время проведения отдельных операций.

Техническая характеристика ОКН

Диаметр монтируемого инструмента, мм	44, 57, 73
Габаритные размеры, мм:	
высота	695
длина	665
ширина	495
Масса, кг	24,4

Опора представляет собой хомут, установленный на раме. Основание соединено с рамой болтами, что позволяет отсоединять хомут и закреплять его, например, на стене бурового здания для работы с колонковым набором в вертикальном положении [19].

Трубная тележка ТТ-300, разработанная ВИТР ВПО «Союзгеотехника», предназначена для перемещения в здании буровой и околовышечной площадки различных труб диаметром от 57 до 146 мм.

Техническая характеристика трубной тележки ТТ-300

Грузоподъемность, кг	300
Размеры тележки, мм:	
длина без рукоятки	410
высота	418

ширина	388
длина рукоятки	1100
ширина колен	388
высота оси	68,5
Масса, кг	18

Применение тележки при проведении спуско-подъемных операций и для других целей позволяет улучшить условия труда рабочих.

Подсвечники обогреваемые типа ПО разработаны ВИТР ВПО «Союзгеотехника». Они предназначены для установки бурильных свечей во время проведения спуско-подъемных операций (табл. 92).

ТАБЛИЦА 92

Показатели	ПО-3	ПО-4/5	ПО-6	ПО-7
Длина, мм	615	745	820	1065
Ширина, мм	615	745	820	1065
Высота, мм	570	570	570	570
Внутренний диаметр сливного патрубка, мм	65	65	65	65
Масса, кг	55	72	85	110
Буровые установки, для которых предназначен подсвечник	УКБ-3 (200/300)	УКБ-4,5 (300/500)	УКБ-6 (800/1200)	УКБ-7 (1200/2000)
Емкость (число свечей), шт.:				
при диаметре 42 мм	42	56	72	121
» » 50 »	42	56	72	121
» » 54 »	42	72	90	156
» » 60,3 »	—	72	90	156
» » 68 »	—	—	90	156
Напряжение питающей сети переменного тока, В	220	220	220	220
Потребляемая мощность, Вт	1000	2000	2000	3000
Число нагревателей, шт	1	2	2	3

Подсвечники позволяют избежать обледенения инструмента при работе в зимнее время, предусматривают отвод промывочной жидкости, стекающей с бурильных свечей.

Применение подсвечников улучшает условия труда рабочих и позволяет повысить производительность буровых работ.

ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ВЗЯТИЯ КЕРНА

При разведочном бурении основной целью сооружения скважин является получение геологической информации с глубины, объем и качество которой зависит от степени сохранности керна и точности других видов опробования.

При перебуривании отдельных видов полезных ископаемых (калийные соли, уголь и другие), а также неустойчивых и разрушенных горных пород происходит интенсивное механическое разрушение и размытие струей промывочной жидкости получаемого керна. Некоторые виды полезных ископаемых частично или полностью вымываются из образца выбуриываемой породы.

Все это отрицательно сказывается на достоверности и качестве опробования полезных ископаемых при геологоразведочном бурении.

Выбор тех или иных технических средств, повышающих выход керна, производится с учетом конкретных геолого-технических условий сооружения скважин. Классификация пород и полезных ископаемых по трудности отбора кондиционного керна разработана проф. С. А. Волковым.

В основу классификации положены два фактора:

- 1) механическое разрушение керна очистным агентом и вибрирующим буровым снарядом;
- 2) растворимость породы (полезного ископаемого).

В соответствии с этим все породы и полезные ископаемые по трудности отбора керна при колонковом бурении разделены на 4 группы:

Первая группа — породы и полезные ископаемые монолитные и слаботрещиноватые, практически не разрушающиеся промывочной жидкостью и вибрациями снаряда.

Вторая группа — породы и полезные ископаемые, легко растворимые (минеральные соли).

Третья группа — породы и полезные ископаемые, легко разрушающиеся под действием очистных агентов.

Четвертая группа — породы и полезные ископаемые, разрушающиеся очистным агентом и вибрациями снаряда:

- а) сильно трещиноватые;
- б) перемежающиеся по твердости;
- в) сыпучие и плавучие.

Для повышения выхода керна используются различные технологические и организационные способы, а также применяется раз-

личного типа инструмент, разработке которого уделяется большое внимание проектными и производственными организациями в нашей стране.

§ 1. ДВОЙНЫЕ КОЛОНКОВЫЕ ТРУБЫ

Двойные колонковые трубы предназначены в основном для повышения выхода (сохранности) керна и увеличения углубки за рейс в различных геолого-технических условиях.

В двойных колонковых трубах внутренняя труба предохраняет поступающий в нее керн от разрушения, а наружная — служит для передачи осевой нагрузки и крутящего момента на породоразрушающий инструмент.

Основным отличием двойных колонковых труб друг от друга является возможность вращения внутренней колонковой трубы.

По этому признаку они подразделяются на двойные колонковые трубы с вращающейся (ТДВ) или невращающейся (ТДН) внутренней трубой в процессе бурения. Двойные колонковые трубы, как правило, изготавливают из стали 35 (внутренняя) и стали 40Х (наружная).

Серия двойных колонковых труб различных типов разработана ВИТР ВПО «Союзгеотехника» (табл. 93).

Трубы первого типа предназначены для бурения в монолитных слаботрещиноватых породах V—XII категорий по буримости с промывкой скважины только водой с использованием серийно выпускаемых алмазных и твердосплавных коронок.

Трубы первого типа диаметром 59 и 76 мм изготавливаются с вращающейся и невращающейся внутренней трубой.

Труба ТДН-59-1 (рис. 71) состоит из переходника 12, труб наружной 13 и внутренней 15, подшипникового узла, корпуса кернорвателя с кольцом 17 и расширителя 16.

Износостойкий переходник 12 с релитовыми наплавками служит для соединения с колонной бурильных труб.

Подшипниковый узел, связывающий наружную и внутреннюю трубы, обеспечивает свободное проворачивание внутренней трубы, благодаря чему она остается неподвижной при бурении. Узел состоит из переходника 1, вала 14, втулки 5 с упорными подшипниками, подшипника скольжения, имеющего корпус 8, манжету 9, втулку 7, гайку 2, шайбу 3 и винт 6 с конической резьбой.

Упорные подшипники 4 поджаты подшипником скольжения, который ввинчен в переходник 1.

Корпус кернорвателя имеет внутреннюю цилиндрическую проточку, в которой расположена нижняя часть внутренней трубы. Между концом проточки и нижним торцом внутренней трубы имеется зазор (0,5—1,0 мм), величина которого регулируется гайкой 10 и пружинной шайбой 11 с помощью резьбы на валу 14.

ТАБЛИЦА 93

Двойные колонковые трубы ВИТР

Показатели	ТДН-76-1	ТДН-59-1	ТДВ-76-1	ТДВ-59-1	ТДН-76-2	ТДН-59-2	ТДВ-76-2	ТДВ-59-2
Диаметр скважины, мм	76	59	76	59	76	59	76	59
Диаметр керна, мм	59	42	59	42	52	38	52	38
Общая длина трубы, мм	5975	5930	5855	5820	6200	6055	5955	5815
Масса трубы, кг	59,7	48,0	60,0	43,0	59,5	52,0	63,5	44,5
Наружная труба:								
наружный диаметр, мм	75	57	75	57	73	57	73	57
толщина стенки, мм	3,5	3,5	3,5	3,5	3,75	3,75	3,75	3,75
длина, мм	5520	5685	5500	5685	5940	5730	5430	5440
Внутренняя труба:								
наружный диаметр, мм	65	48	65	48	60	45	60	45
толщина стенки, мм	2	2	2	2	2,5	2	2,5	2
длина, мм	5455	5470	5455	5470	5485	5485	5485	5485

Продолжение табл. 93

Показатели	ТДН-76-4	ТДН-46-0	ТДН-59-0	ТДН-76-0	ТДН-93-0	ТДН-46-УТ	ТДН-59-УТ	ТДН-76-УТ
Диаметр скважины, мм	76	46	59	76	93	46	59	76
Диаметр керна, мм	46	30	38	42	68	31	42	58
Общая длина трубы, мм	4185	4390	4460	3640	4657	4470	4500	4500
Масса трубы, кг	56	24	30	52	70	21,5	31,5	45,0
Наружная труба:								
наружный диаметр, мм	73	44	57	73	89	44	57	73
толщина стенки, мм	3,75	3,5	3,75	3,75	4,0	3,5	3,5	3,5
длина, мм	3815	4162	4166	3,230	4375	4315	4215	4205
Внутренняя труба:								
наружный диаметр, мм	57	34	45	57	75	35	48	63
толщина стенки, мм	3,75	2,0	3,0	3,75	3,0	1,2	2,0	1,5
длина, мм	3410	3837	3756	1890	4024	4170	3925	3850

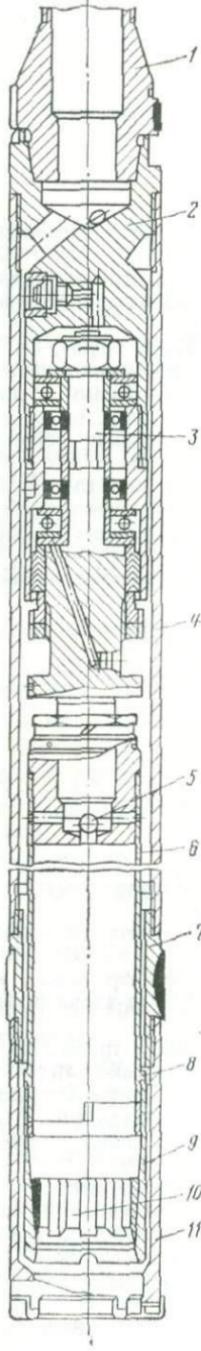
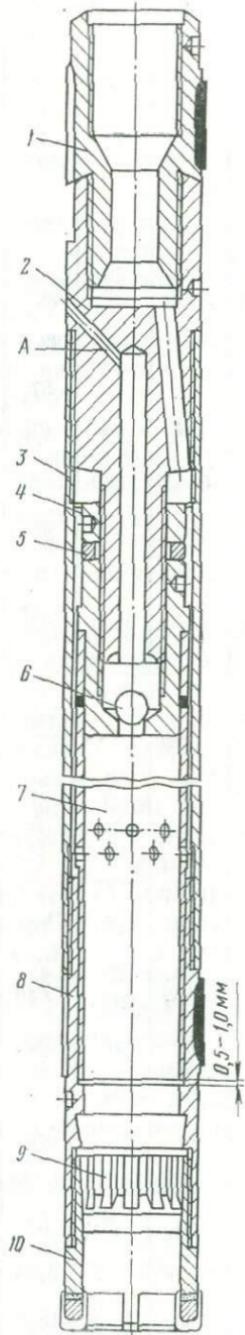
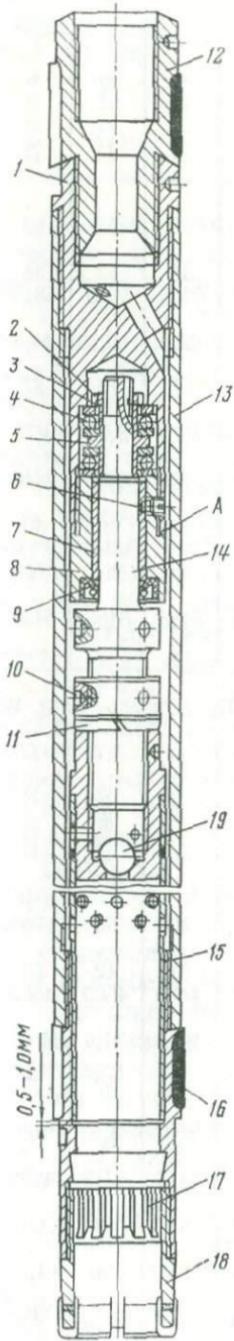


Рис. 71. Двойная колонковая труба ТДН-59-1:

1, 12 — переходник; 2, 10 — гайка; 3, 11 — шайба стопорная; 4 — подшипник; 5 — втулка; 6 — винт; 7 — втулка; 8 — корпус подшипника скольжения; 9 — манжета; 13 — наружная труба; 14 — вал; 15 — внутренняя труба; 16 — корпус керновратаеля и расширитель; 17 — рвательное кольцо; 18 — породоразрушающий инструмент; 19 — шаровой клапан

Рис. 72. Двойная колонковая труба ТДВ-59 (76)-1:

1 — износостойкий переходник; 2 — переходник; 3 — наружная труба; 4 — гайка; 5 — пружинная шайба; 6 — шаровой клапан; 7 — внутренняя труба; 8 — расширитель; 9 — керновратель; 10 — породоразрушающий инструмент

Рис. 73. Двойная колонковая труба ТДН-59 (76)-2:

1 — износостойкий переходник; 2 — переходник подшипникового узла; 3 — подшипниковый узел; 4 — наружная труба; 5 — шаровой клапан; 6 — внутренняя труба; 7 — расширитель; 8 — упорное кольцо; 9 — корпус керновратаеля; 10 — рвательное кольцо; 11 — породоразрушающий инструмент

При бурении с двойной трубой ТДН-59-1 промывочная жидкость направляется в износостойкий переходник, далее движется вниз по межтрубному пространству, затем через отверстия во внутренней трубе поступает к породоразрушающему инструменту. Для предотвращения возникновения во внутренней трубе водяной или воздушной подушки предусмотрен обратный шаровой клапан 19.

Трубы ТДН-76-1 по конструкции и принципу действия аналогичны ТДН-59-1; различие заключается в конструкции подшипникового узла.

В двойной колонковой трубе ТДВ-59 (76)-1 (рис. 72) внутренняя труба при работе вращается вместе с наружной.

При работе ТДВ промывочная жидкость поступает в межтрубное пространство, затем через отверстия во внутренней трубе в зазор между керном и внутренней трубой. Далее часть жидкости направляется к коронке, а затем в затрубное пространство, другая часть — по внутренней трубе в каналы А.

Регулировка положения внутренней трубы 7 на переходнике 2 осуществляется при помощи гайки 4 и пружинной шайбы 5. Для прохода промывочной жидкости из внутренней трубы к каналам А имеется обратный шаровой клапан 6.

Трубы второго типа предназначены для бурения с промывкой водой и глинистым раствором слаботрещиноватых, трещиноватых и малоустойчивых горных пород VII—XII категорий по буримости.

Применяемые с ними алмазные коронки имеют специальную конструкцию с увеличенной шириной матрицы и удлиненным стальным корпусом с внутренней резьбой.

Двойные колонковые трубы второго типа также выпускаются с невращающейся и вращающейся внутренней трубой.

Двойная колонковая труба ТДН-59 (76)-2 (рис. 73) состоит из износостойкого центрирующего переходника 1, наружной 4

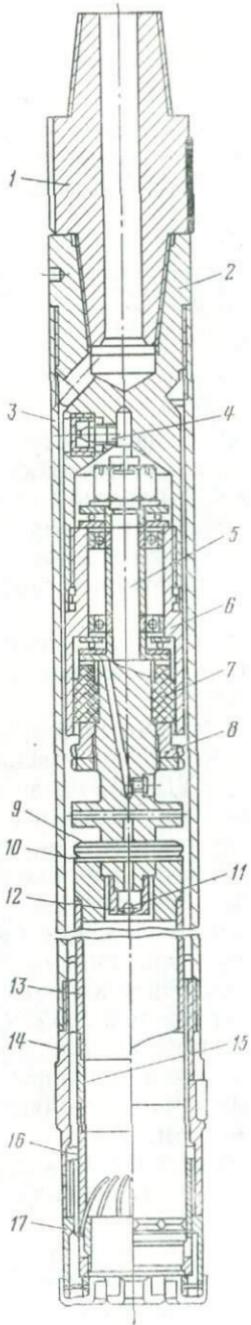
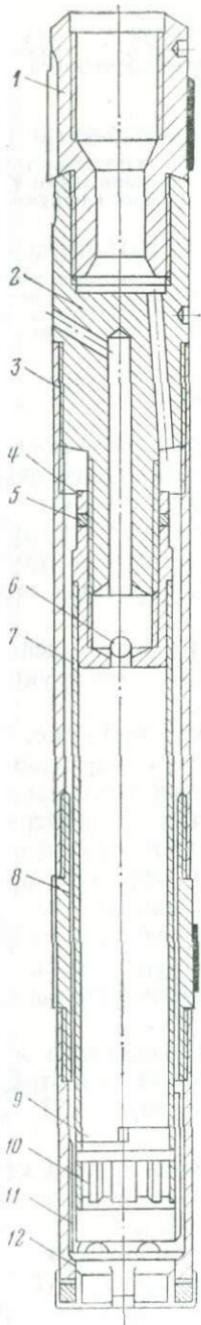


Рис. 74. Двойная колонковая труба ТДВ-59 (76)-2:

1 — износостойкий переходник; 2 — переходник; 3 — наружная труба; 4 — гайка; 5 — пружинная шайба; 6 — шаровой клапан; 7 — внутренняя труба; 8 — расширитель; 9 — кольцо упорное; 10 — рвательное кольцо; 11 — корпус кернорваталя; 12 — породоразрушающий инструмент

Рис. 75. Двойная колонковая труба ТДН-76-4:

1 — износостойкий переходник; 2 — переходник; 3 — наружная труба; 4 — масленка; 5 — вал; 6 — корпус подшипникового узла; 7 — манжета; 8 — нажимная гайка; 9 — гайка; 10 — пружинная шайба; 11 — шаровой клапан; 12 — седло клапана; 13 — внутренняя труба; 14 — удлинители; 15 — упорный удлинитель; 16 — кернорватель; 17 — породоразрушающий инструмент

и внутренней 6 труб, подшипникового узла 3, корпуса кернорваталя 9, рвательного кольца 10, расширителя 7, упорного кольца 8 и алмазной коронки.

Промывочная жидкость через износостойкий переходник 1, переходник 2 подшипникового узла попадает в межтрубное пространство, омывает забой и через промывочные каналы в коронке попадает в затрубное пространство. Во избежание возникновения водяной или воздушной подушки во внутренней трубе и перетекания в нее промывочной жидкости из межтрубного пространства в снаряде предусмотрен шаровой клапан 5.

Двойная колонковая труба ТДВ-59 (76)-2 (рис. 74) с вращающейся внутренней трубой состоит из тех же основных частей, что и трубы ТДН-59 (76)-2.

Трубы четвертого типа с неподвижной внутренней трубой выпускаются одного размера. Двойная колонковая труба ТДН-76-4 дана на рис. 75.

Эти трубы предназначены для бурения с промывкой глинистым раствором или водой разрушенных, легкоразмываемых и сильно трещиноватых пород V—X категорий по бурильности.

В этих снарядах используют специальные алмазные коронки (однослойные КДТ-4А), импрегнированные (КДТ-4И) и расширители (РДТ-4-76).

Трубы типа О разработаны четырех размеров с невращающейся внутренней трубой и предназначены для бурения в сложных геологических условиях по сильно разрушенным и перемежающимся по твердости горным породам VII—XII категорий по бурильности с промывкой водой и глинистым раствором. Двойная колонковая труба ТДН-76-0 дана на рис. 76.

В трубах типа ТДН-76-0 применяются алмазные коронки специальных конструкций.

Конструкции двойных колонковых труб этого типа обеспечивают частичную обратную призабойную циркуляцию промывочной жидкости благодаря меньшим гидравлическим сопротивлениям во внутренней трубе по отношению к затрубному пространству.

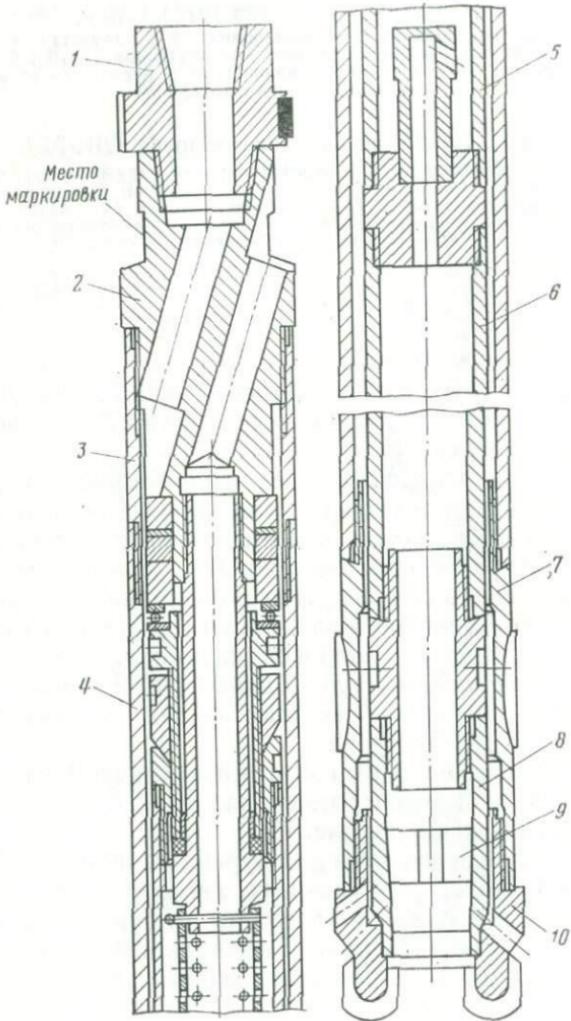


Рис. 76. Двойная колонковая труба ТДН-76-0

1 — износостойкий переходник; 2 — подшипниковый узел;
 3 — сменный переходник; 4 — наружная труба; 5 — шламомо-
 вая труба; 6 — внутренняя труба; 7 — удлинитель; 8 — кор-
 пус кернорватаеля; 9 — рвательное кольцо; 10 — коронка
 алмазная

Трубы типа УТ предназначены для бурения слаботре-
 щиноватых пород VII—XI категорий по буримости.

Трубы с неподвижной в процессе бурения керноприемной тру-
 бой и сигнализатором самозаклинивания керна обеспечивают как
 прямую, так и обратную промывку. Алмазные коронки, применяю-
 щиеся с ТДН-УТ, имеют нормальную толщину матриц.

Рис. 77. Принципиальная схема двойной колонковой трубы ТДН-УТ с прямой промывкой забоя скважины:

1 — наружная труба; 2 — внутренняя труба; 3 — вал; 4, 5 — подшипниковый узел; 6 — корпус рвателья; 7 — рвательное кольцо; 8 — коронка; 9 — пробка; 10 — шаровой клапан

На рис. 77 изображена принципиальная схема двойной колонковой трубы типа УТ, основными частями которой является подшипниковый узел 4, 5, обеспечивающий неподвижность внутренней трубы 2 при вращении наружной трубы 1, и узел регулирования положения трубы 2.

В ряде производственных геологических организаций разработаны конструкции двойных колонковых труб для конкретных условий различных месторождений полезных ископаемых.

В Западно-Сибирском ТГУ разработаны и применяются при перебурке угольных пластов двойные колонковые трубы ДК-73, ДК-57Б, ДКТБ-57, ДК-44Д.

Наибольший интерес представляют собой трубы ДК-57Б и ДК-44Д.

Труба ДК-57Б отличается оригинальной конструкцией узла подвески и включением во внутреннюю трубу разъемной кассеты.

Труба ДК-44Д работает по принципу «штампа», при котором наконечник керноприемной (внутренней) трубы опережает коронку, предохраняя керн от разрушения. Регулирование величины опережения наконечника осуществляется пакетом пружин.

В Казахстане применяется двойной колонковый снаряд ДКСВ-108/89 (рис. 78, а), предназначенный для бурения равнозернистых конгломератов с прослойками гранитно-песчаных отложений VI—VIII категорий по буримости.

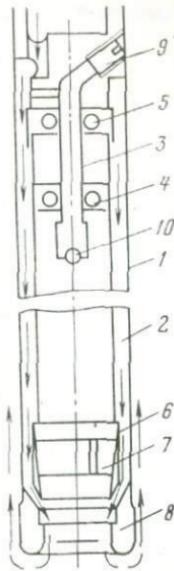
В Бурятском ТГУ разработана и применяется двойная колонковая труба ДКТ-76 (рис. 78, б), предназначенная для перебуривания угольных пластов.

На рис. 78, в приведена принципиальная схема двойной колонковой трубы ЗМ-Д-93, разработанной в Сахалинском ТГУ.

Техническая характеристика двойной колонковой трубы ЗМ-Д-93 с невращающейся внутренней трубой

Диаметр скважины, мм	93
Диаметр наружной трубы, мм	73
Диаметр керна, мм	38
Длина снаряда, мм	3280
Длина внутренней трубы, мм	3100
Масса снаряда, кг	47

С гидроударниками применяется двойная колонковая труба ОК70М, разработанная СКБ ВПО «Союзгеотехника» (рис. 79),



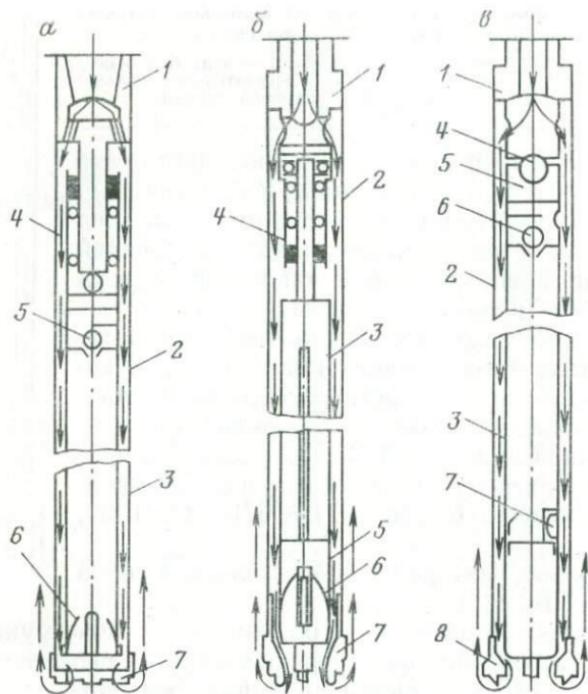


Рис. 78. Схемы двойных колонковых труб:

α — ДКСВ-108/89; *1* — переходник; *2* — наружная труба; *3* — внутренняя труба; *4* — подшипниковый узел; *5* — шаровой клапан; *6* — кернорватель; *7* — породоразрушающий инструмент; *β* — ДКТ-76; *1* — переходник; *2* — наружная труба; *3* — внутренняя труба; *4* — подшипниковый узел; *5, 6* — кернорватель; *7* — породоразрушающий инструмент; *γ* — ЗМ-Д-93; *1* — переходник; *2* — наружная труба; *3* — внутренняя труба; *4* — шаровая опора; *5* — пята; *6* — шаровой клапан; *7* — кернорватель; *8* — породоразрушающий инструмент

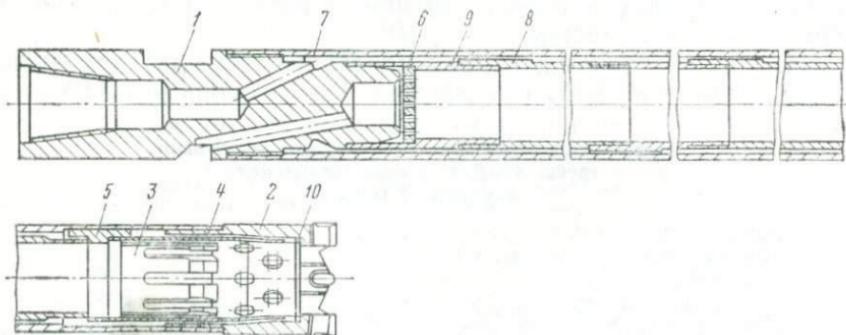


Рис. 79. Двойная колонковая труба ОК70М:

1 — переходник; *2* — породоразрушающий инструмент; *3* — кернорвательное кольцо; *4* — корпус кернорвателя; *5* — центратор; *6* — щелевой фильтр; *7* — наружная труба; *8, 9* — внутренние секционные трубы; *10* — резиновое кольцо

которая позволяет увеличить выход керна и повысить качество очистки скважины от шлама и прижога коронки.

Техническая характеристика двойной колонковой трубы ОК70М

Наружный диаметр (по резцам коронки), мм	76
Наружный диаметр корпуса, мм	73
Диаметр внутренней трубы, мм	60
Общая длина снаряда, м	4—4,5
Длина керноприемной части, мм	2,7—3,2
Внутренний диаметр коронки, мм	48
Масса, кг	55—63

Двойная колонковая труба ОК70М состоит из верхнего переходника, наружной трубы, внутренних секционных труб, корпуса кернорвателя, кернорвательного кольца и коронки. Между корпусом кернорвателя и внутренней трубой установлен центратор 5. В верхней части внутренней трубы установлен щелевой фильтр 6. Промывочная жидкость в снаряде проходит между трубами до корпуса кернорвателя 4, где поток раздваивается: меньшая его часть благодаря резиновому кольцу 10 проходит к резцам коронки и выходит в затрубное пространство, а основная часть (обратный поток) направляется внутрь трубы 8, 9, увлекая за собой керн, фильтруется в фильтре 6 и через каналы в верхнем переходнике 1 выходит наружу.

Для повышения выхода керна при бурении скважин с использованием пневмоударников ЦНИГРИ разработаны двойные колонковые трубы типа ТДП, технические характеристики которых приведены в табл. 94.

Двойная колонковая труба ТДП (рис. 80) состоит из наружной трубы 6, которая соединена с коронкой 7 и переходником на колонну бурильных труб с помощью внутренней конической резьбы, и внутренней трубы 5. Труба 5 нижним концом упирается в расточку коронки, а верхним через нажимное кольцо 4, амортизатор 2 и упорную втулку 1 — в переходник.

Для отрыва и удержания выбуренной породы в колонковой трубе предусмотрен кернорватель. При работе снаряда воздух из пневмоударника через отверстие

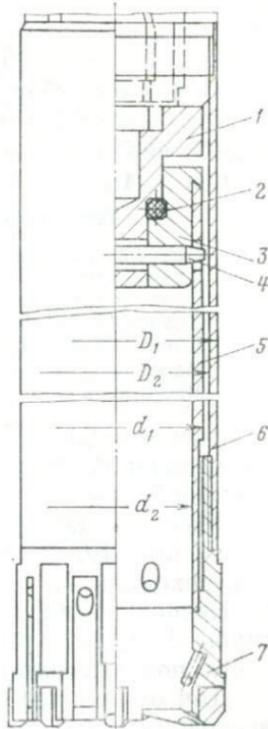


Рис. 80. Двойная колонковая труба типа ТДП:
1 — упорная втулка; 2 — амортизатор; 3 — стопор; 4 — нажимное кольцо; 5 — внутренняя труба; 6 — наружная труба; 7 — коронка

ТАБЛИЦА 94

Двойные колонковые трубы для пневмодарников

Показатели	ТДП-102	ТДП-121	ТДП-146	ТДП-168	ТДП-203
Н а р у ж н а я т р у б а					
Наружный диаметр D_1 , мм	102	121	146	168	203
Внутренний диаметр D_2 , мм	90	107	132	154	191
Длина, мм	2120	2147	2060	2110	1710
В н у т р е н н я я т р у б а					
Наружный диаметр d_1 , мм	85	100	127	150	180
Внутренний диаметр d_2 , мм	78	93	119	143	173
Длина, мм	2070	2092	2000	2053	1650
Длина керноприемной части, мм	2040	2062	1988	2041	1638
Масса, кг	27,4	66,9	94,0	110,7	111,8

в упорной втулке поступает в межтрубное пространство и далее через сверления в корпусе коронки на забой скважины. Внутренняя труба изолирует керн от прямого воздействия пульсирующего воздушного потока.

§ 2. ПРОБООТБОРНИКИ

Керноаборник ЗВК-1 виброударного действия разработан СКБ ВПО «Союзгеотехника» для опробования месторождений нерудных полезных ископаемых (фосфоритов, песков, глин и т. д.).

Техническая характеристика керноаборника ЗВК-1

Наружный диаметр, мм	324
Длина, мм	1630
Диаметр породоразрушающего инструмента, мм	340
Диаметр керноприемника, мм	274
Длина керноприемника, мм	1000
Масса керноприемника, кг	55
Масса керноаборника, кг	200

Керноаборник ЗВК-1 (рис. 81) состоит из обуруивающей трубы со специальной твердосплавной коронкой, невращающейся керноприемной части и виброударного механизма.

Обуруивающая труба включает наружную трубу 15 с коронкой 3, переходник 10, корпус 6 с болтом 7, запорное кольцо 8, палец 9 и переходник 1.

Невращающаяся керноприемная часть состоит из внутренней трубы 16 и двух полуgilльз 17 и 18 с приваренными к нижней части полуштампами.

Для отбора проб различных пород в комплект ЗВК-1 входит несколько типов керноудерживающих устройств.

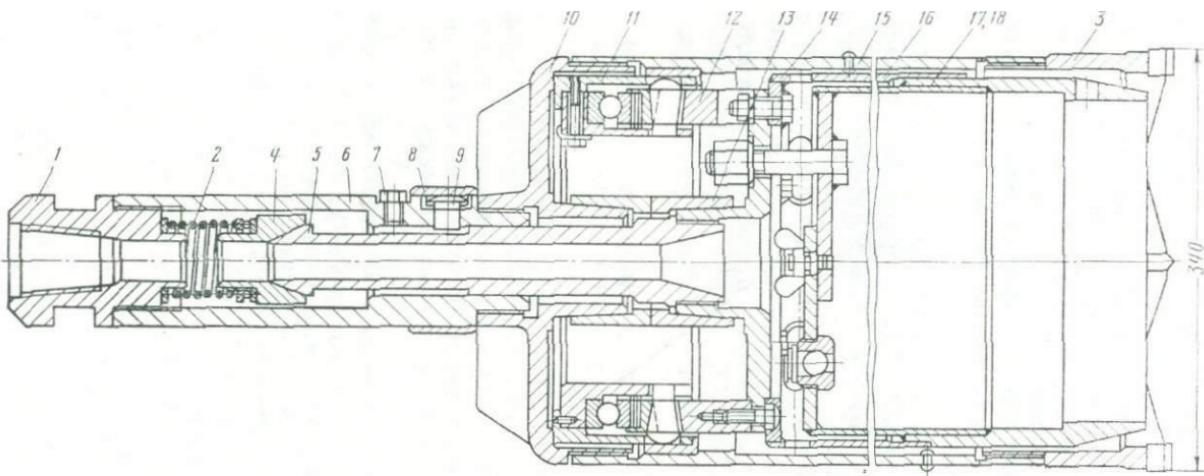


Рис. 81. Қерноаборник ЗВК-1

Виброударники, автоматически включающиеся при встрече твердых пород, состоят из обоймы 11, венца 12, диска 14, насадки 13, штока 5 и штуцера 4, поджимающего пружину 2.

Кернонаборник ЗВК-1 опускается в скважину на трубах диаметром 63, 73 мм и более.

При бурении мягких пород подпружиненный штамп углубляется в породу и надежно удерживается в ней. Упорный подшипник обеспечивает во время бурения вращение колонковой трубы относительно керноприемника.

Бурение осуществляется при одновременном воздействии на забой ударных импульсов, передаваемых на штамп вибромеханизмом, и вращения.

По мере поступления керна в керноприемник промывочная жидкость, находящаяся внутри керноприемника, попадает в кольцевой зазор между трубами через обратный клапан, установленный в полугильзу.

В случае встречи твердых пропластков керноприемник со штампом подается вверх снаряда, сжимая пружину 2. При этом муфтовые соединения входят в зацепление между собой. В результате этого венец 12, набегая на ролик, приподнимает над забоем наружную трубу, после чего через насадки 13 наносится удар по штампу.

После бурения на длину керноприемника кернонаборник поднимают на поверхность, отделяют керноприемную часть и извлекают керн.

Герметический угольный пробоотборник ПГУ-89 разработан СКБ ВПО «Союзгеотехника». Он предназначен для отбора проб угля и вмещающих пород с их герметизацией на забое скважины с целью определения природной газоносности исследуемых горизонтов месторождения.

Техническая характеристика пробоотборника ПГУ-89

Наружный диаметр пробоотборника, мм	89
Диаметр породоразрушающего инструмента, мм	93
Внутренний диаметр керноприемника, мм	30—32
Расчетное усилие герметизации, развиваемое забойным домкратом, кгс	2500
Длина, мм:	
пробоотборника	1935
керноприемной секции	450
Масса, кг:	
пробоотборника	63
керноприемной секции	28,8

Пробоотборник ПГУ-89 (рис. 82) состоит из двух основных узлов: приводного и керноприемного. Керноприемный узел состоит из твердосплавной коронки 1, нижней герметизирующей крышки 3, опоры керноприемника 2, керноприемника 4, верхнего герметизирующего клапана 5, домкрата (включающего винт 7 и запорную гайку 8) и переходников 6 и 10.

В приводной узел входят: шпиндель 18, корпус 13, переходник 11, отжимной поршень 12. К нему же относятся шаровой затвор, который состоит из поршневой втулки 16, пружины, шарового фиксатора 15, пружинного толкателя 17 и втулки 14, а также гильзы 9 привода керноприемника, одновременно выполняющей роль ограничителя крутящего момента, и переходник для соединения с бурильной колонной 19.

Пробоотборник опускают в скважину на колонне бурильных труб, которую заполняют промывочной жидкостью. После углубки скважины на 0,4 м пробоотборник поднимают над забоем на 1,5—2 м для отрыва керна.

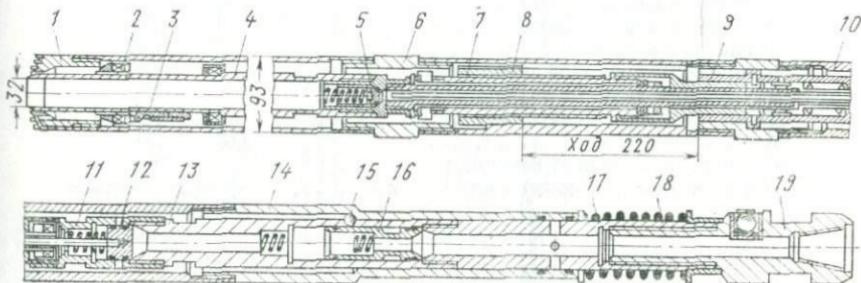


Рис. 82. Пробоотборник ПГУ-89

Для привода в действие механизма герметизации керна в колонну бурильных труб забрасывают шарик диаметром 22 мм, который попадает на седло поршня.

При возобновлении подачи промывочной жидкости поршень 16 перемещается в крайнее нижнее положение и шарик 15 западает на выточку в поршне, разъединяя корпус 13 и втулку 14. Втулка под действием пружины 17 перемещается в нижнее положение вместе с переходниками 10 и 6 и коронкой 1. В это время крышка 3 под действием спиральных пружин захлопывается.

После этого пробоотборник опускают на забой, создают осевую нагрузку 2000—2500 кгс и вращают колонну бурильных труб на 1-й скорости станка. При этом корпус пробоотборника остается неподвижным, а вращающийся винт 7 перемещает вверх гайку 8, связанную с наружной трубой шлицевым соединением. Движение гайки продолжается до ее упора в торец переходника 10.

Дальнейшее вращение вала пробоотборника вызывает вдавливание керноприемника 4 в медную прокладку, установленную в герметизирующую крышке 3 до срезания шипельки, размещенной в гильзе 9 привода керноприемника. Это обеспечивает герметизацию керна в керноприемнике и фиксирует положение его внедрения в медную прокладку домкратом.

Герметизация верхней части керноприемника обеспечивается клапаном 5 сразу после прекращения подачи промывочной жидкости.

Пробоотборник позволяет повысить достоверность и качество опробования скважин.

Колонковый герметический снаряд КГС-1, разработанный СКБ ВПО «Союзгеотехника», предназначен для опробования газонефтяных коллекторов при бурении скважин глубиной до 3000 м. Снаряд обеспечивает отбор керновых проб с их герметизацией на забое скважин.

Техническая характеристика снаряда КГС-1

Глубина бурения, м	3000
Диаметр скважины, мм	151,161
Наружный диаметр корпуса, мм	127,146
Длина снаряда, мм	2844
Длина керноприемной секции, мм	1360
Внутренний диаметр керноприемника, мм	45
Длина керноприемника, мм	1000
Масса снаряда, кг	256
Масса керноприемной секции, кг	100
Тип породоразрушающего инструмента	твердосплавные ребристые коронки

Снаряд КГС-1 (рис. 83) состоит из твердосплавной коронки 1, нижнего герметизирующего устройства 2, керноприемной трубы 3, винтового механизма 4, верхнего герметизирующего устройства 5, включающего клапан и отжимной поршень, приводного узла 6, передающего крутящий момент керноприемной трубе и буровой коронке, шарового затвора 7, гидравлического расчленителя 8 и сливного переходника 9.

Снаряд опускают на колонне бурильных труб. После углубки скважины на величину, соответствующую длине керноприемной трубы, производят отрыв керна от забоя и приподнимают колонну бурильных труб на 1,5—2 м. Через трубы забрасывают металлический шарик диаметром 38 мм и включают буровой насос. Дойдя до поршня шарового затвора, шар вызывает перемещение поршня вниз, чем обеспечивается его срабатывание, вызывающее расчленение снаряда. При этом одновременно закрываются нижний и верхний клапаны, что отмечается падением давления на манометре. Затем в трубы забрасывают шарик диаметром 50 мм и включают буровой насос. Шарик обеспечивает открытие окон сливного переходника для слива промывочной жидкости из колонны при подъеме снаряда из скважины.

Расчлененный снаряд устанавливают на забой скважины, дают нагрузку порядка 1,0—1,5 тс и вращением бурильной колонны приводят в действие забойный домкрат для герметизации керноприемника снизу. Снаряд с герметически закрытым керноприемником поднимают на поверхность, где его разъединяют на керноприемную и приводную части. Керноприемник направляется на лабораторную обработку пробы.

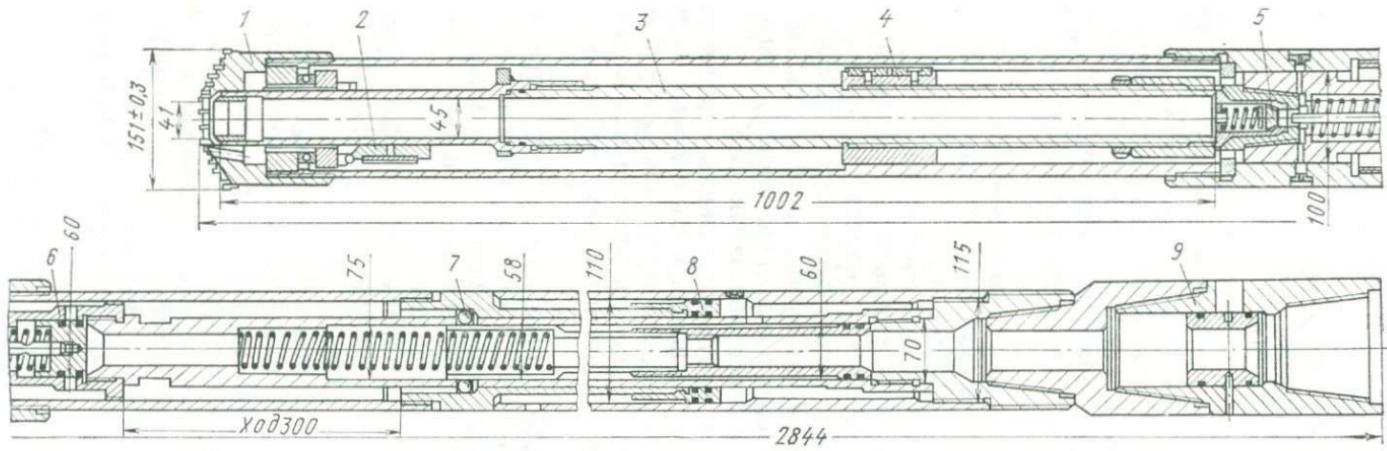


Рис. 83. Снаряд КГС-1

§ 3. СНАРЯДЫ СО СЪЕМНЫМИ КЕРНОПРИЕМНИКАМИ

Одним из наиболее производительных и перспективных способов сооружения скважин является бурение с использованием снарядов со съемными керноприемниками (ССК). В СССР серийное производство снарядов со съемными керноприемниками началось в 1973 г. Этот инструмент нашел широкое применение в США, Франции, ФРГ, Канаде и других странах.

Использование ССК позволяет увеличить механическую, рейсовую, техническую и цикловую скорости бурения соответственно на 55, 50, 40 и 25%. Максимальная величина углубки за рейс без подъема бурового снаряда достигла 265 м при 95%-ном выходе керна [18].

В настоящее время выпускаются комплексы технических средств для алмазного бурения геологоразведочных скважин со съемными керноприемниками КССК-76 (СКБ), ССК-76 и ССК-59 (ВИТР), разработанные в ВПО «Союзгеотехника».

Принцип работы ССК заключается в следующем. На колонне специальных бурильных труб опускают в скважину колонковый набор, а затем на канате керноприемник. Таким образом, в составе бурового снаряда формируется особая двойная колонковая труба, способствующая повышению процента выхода керна. Это первое преимущество использования ССК.

После окончания углубки скважины в рейсе съемный керноприемник извлекают на поверхность с помощью ловителя, опускаемого на канате через колонну бурильных труб без их подъема. Это позволяет резко сократить время проведения спуско-подъемных операций, что является вторым, основным преимуществом ССК.

Комплекс КССК-76 предназначен для бурения на глубину 2000 м в породах V—VIII и частично IX категорий по буримости, ССК-76 — для бурения до глубины 1200 м в породах IV—X категорий по буримости, ССК-59 — на глубину до 1200 м в породах V—XI категорий по буримости.

В табл. 95 приведена краткая техническая характеристика основного инструмента, входящего в серийно выпускаемые в СССР комплексы КССК и ССК.

Кроме того, в комплексы входят спуско-подъемный инструмент (вертлюги, элеваторы, трубодержатели), вспомогательный инструмент (опоры для монтажа керноприемников, специальные ключи) и аварийный инструмент (труборезы, труболовки и др.).

В каждый комплекс входит специальная лебедка, предназначенная для проведения спуска и подъема керноприемника с ловителем в процессе бурения скважины.

На рис. 84 дан колонковый снаряд КССК-76 со съемным керноприемником.

Колонковая труба 28 с расширителем 30 и алмазной коронкой 34 имеет центратор 29, предназначенный для стабилизации съемного

ТАБЛИЦА 95

Тип инструмента	Показатели	Тип комплекса		
		КССК-76	ССК-76	ССК-59
Алмазные коронки	Диаметр, мм: наружный внутренний Твердость матрицы по HRC Крупность алмазов, шт./карат Содержание алмазов, карат	76 40 30 20—30 8—22	76,4 48 25—35 5—60 12—20	59 35,4 25—35 5—10 150—200 8—15
Алмазный расширитель	Наружный диаметр, мм Твердость матрицы по HRC Крупность алмазов, шт./карат Содержание алмазов, карат	76,5 30—35 20—30 7	76,5 35 20—30 19	59,4 35 20—30 8
Колонковый набор	Длина, мм Масса, кг	6815 103	2450, 3950 45,66	2450, 3950, 5450 31, 41, 55
Бурильные трубы	Диаметр, мм: наружный внутренний внутренний выраженной части Длина, мм Масса, кг Марка стали	70 61 53 4500 35 36Г2С	70 60,4 1500, 3000, 4500 11,55; 23,1; 34,65 30ХГСА	55 45,4 1500, 3000, 4500 9, 18, 27 30ХГСА

Примечание. В комплекс ССК-76 входят алмазные коронки четырех типов; ступенчатые, конусные, зубчатые, штыревые.

керноприемника. К верхнему концу колонковой трубы присоединены переходники 10 и 7, между которыми расположена опора 9 для подвески съемного керноприемника. Корпус снаряда соединяется с колонной бурильных труб через центратор 4.

В съемный керноприемник входят механизм блокирования, узел подвески, приемная труба и кернорватель.

Механизм блокирования состоит из головки 1, гильзы 2, штифта 3, защелок 6, связанных с пружиной кручения 5, корпуса 8.

Переходник подвески соединен с приемной трубой 27, к нижнему концу которой присоединяется кернорватель.

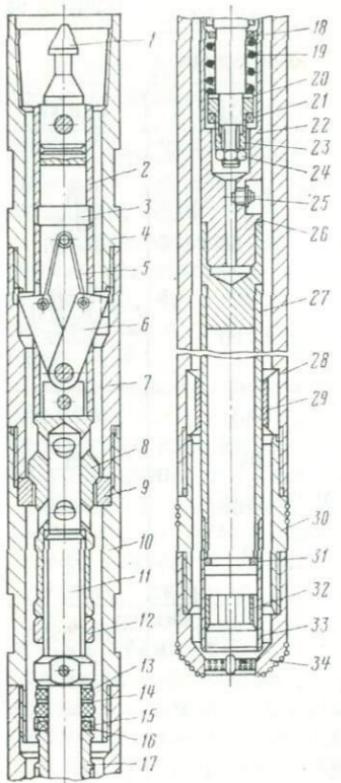


Рис. 84. Колонковый снаряд КССК-76 со съемным керноприемником:

1 — головка; 2 — гильза; 3 — штифт; 4 — центратор; 5 — пружина кручения; 6 — защелка; 7 — переходник; 8 — корпус; 9 — опора; 10 — переходник; 11 — шпиндель; 12 — регулировочная гайка; 13 — манжета; 14 — шайба; 15 — упорный подшипник; 16 — кожух подшипника; 17 — пружина; 18 — шайба; 19 — подшипник; 20 — пружина; 21 — подшипник; 22 — кольцо; 23 и 24 — гайки; 25 — масленка; 26 — переходник подвески; 27 — приемная труба; 28 — колонковая труба; 29 — центратор; 30 — расширителя; 31 — кольцо стопорное; 32 — рывательное кольцо; 33 — корпус кернорвателя; 34 — коронка

В снаряде съемный керноприемник подвешен буртиками корпуса 8 на опоре 9 так, что между торцом кернорвателя и внутренней поверхностью породоразрушающего инструмента образуется зазор.

Механизм блокирования предохраняет объемный керноприемник от перемещения из наружного корпуса в колонну бурильных труб в процессе бурения. Это обеспечивается упором защелок 6 в нижний торец центратора 4. При вращении бурового снаряда крутящий момент передается с наружного корпуса через выступ центратора 4 на защелки 6, корпус 8 и шпиндель 11.

Сила трения между керном и приемной трубой предотвращает вращение последней, а также переходника 26 и опоры 17 подвески.

Промывочная жидкость проходит в кольцевом зазоре между наружным корпусом и съемным керноприемником, обходя опору 9 через отверстия корпуса 8.

При заполнении приемной трубы керном или произвольном заклинивании керна наружный корпус перемещается вниз относительно неподвижной приемной трубы. В результате этого через упорный подшипник 15 передается усилие на резиновые манжеты 13, которые перекрывают межтрубный зазор, вызывая повышение давления в нагнетательной магистрали бурового насоса.

Заклинивание керна в конце рейса осуществляется при отрыве бурового снаряда от забоя скважины.

Извлечение съемного керноприемника из наружного корпуса колонкового снаряда производится ловителем КССК-76 (рис. 85, а). Ловитель состоит из канатного замка 1 с втулкой 2, соединяемой с канатом лебедки ЛГ-2000. Замок соединяется с утяжелителем 3, на нижний конец которого навинчивается труба 5 с втулкой 8. Внутри трубы 5 размещен шток 6 с гайками 4, нижний конец которого соединен штифтом 9 с втулкой 10. Втулка 10 соединена

с корпусом ловителя 16, в пазы которого вставлены на штифтах 13, 14 захваты 15 с пружиной 12. На корпусе ловителя фиксируется винтом 11 освобождающаяся труба 7.

При спуске ловителя шток 6 выдвинут из трубы 5 и подведен на верхнем торце втулки 8 с помощью гаек 4.

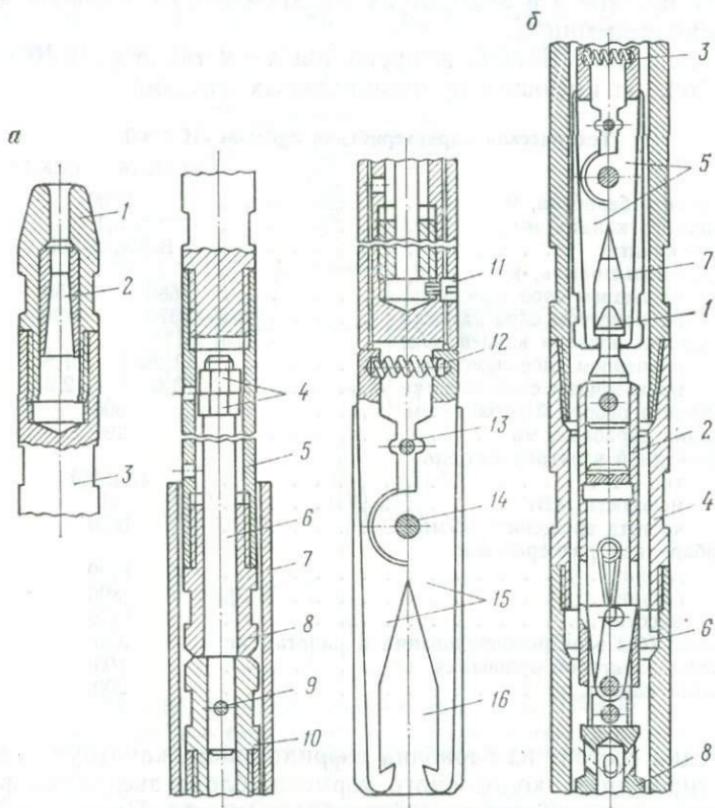


Рис. 85. Ловитель КССК-76:

a — во время спуска; *б* — при захвате керноприемника

При резком торможении ловителя утяжелитель 3 перемещается вниз по штоку 6 и наносит удар втулкой 8 по втулке 10, сдвигая ловитель вниз.

Попадая в колонковый снаряд (рис. 85, б), захваты 5 выходят из корпуса ловителя 7 и, захватив головку 1 съемного керноприемника, возвращаются в исходное положение под действием пружины 3.

При натяжении каната лебедки гильза 2 перемещается вверх относительно корпуса 8 и наружного корпуса снаряда и своими нижними скосами выводит защелки 6 из контакта с торцом центратора 4.

В таком положении керноприемник извлекают на поверхность.

При заклинивании керноприемника для отсоединения ловителя на канат одевается освобождающаяся труба и сбрасывается в колонну бурильных труб. Как только освобождающаяся труба доходит до корпуса, внутренний конус освобождающейся трубы сжимает захваты 5 и выводит их из зацепления с головкой съемного керноприемника.

Лебедка ЛГ-2000 выпускается двух типов (для КССК-76 и ССК-59), не имеющих принципиальных отличий.

Техническая характеристика лебедки ЛГ-2000

	КССК-76	ССК-59
Емкость барабана, м	2100	
Диаметр каната, мм		5,1
Тип каната		В-ЖС-Н-200
Грузоподъемность, кг:		
на первом слое намотки	580	750
на конечном слое намотки	375	490
Скорость подъема каната, м/с:		
на первом слое намотки	1,95	1,5
на конечном слое намотки	3,0	2,3
Диаметр реборд барабана, мм	600	
Длина барабана, мм		396
Приводной электродвигатель		
типа	4А132М	
мощность, кВт		11
частота вращения, об/мин		1450
Габаритные размеры, мм:		
длина	1100	
ширина		890
высота		1340
Масса (без электрооборудования и каната), кг		350
Масса электрооборудования, кг		105
Масса каната, кг		200

Лебедка состоит из барабана с фрикционом, канатоукладчика, корректировщика, колодочного тормоза, блока звездочек, рамы, ограждения с поддоном и электрооборудования. Привод лебедки осуществляется от электродвигателя типа 4А132М мощностью 11 кВт.

Кинематическая схема лебедки ЛГ-2000 приведена на рис. 86. Вращение от двигателя через цепь ПРУ-19, 05-3200 передается на большую звездочку промежуточного блока звездочек. С малой звездочки блока вращение передается второй цепью ПРУ-19, 05-2500 на звездочку, свободно посаженную на полуось барабана, и далее через управляемую коническую фрикционную муфту на барабан лебедки. С барабаном лебедки связан корректировщик, от которого при помощи цепной передачи приводится в действие канатоукладчик.

Барабан с фрикционом (рис. 87) представляет собой цилиндр, имеющий на концах реборды, одна из которых является тормозным шкивом. Торцы барабана имеют фланцы с вваренными в них

полуосями. На правой полуоси свободно посажена звездочка 2 с ведущим конусом фрикционной муфты, а на шлицах этой полуоси расположен подвижной в осевом направлении ведомый конус 3 фрикционной муфты.

Перемещение ведомого конуса для включения или выключения вращения барабана осуществляется поворотом рукоятки управления фрикционом 4, связанной с гайкой 5,двигающейся в осевом направлении по винту-корпусу 6.

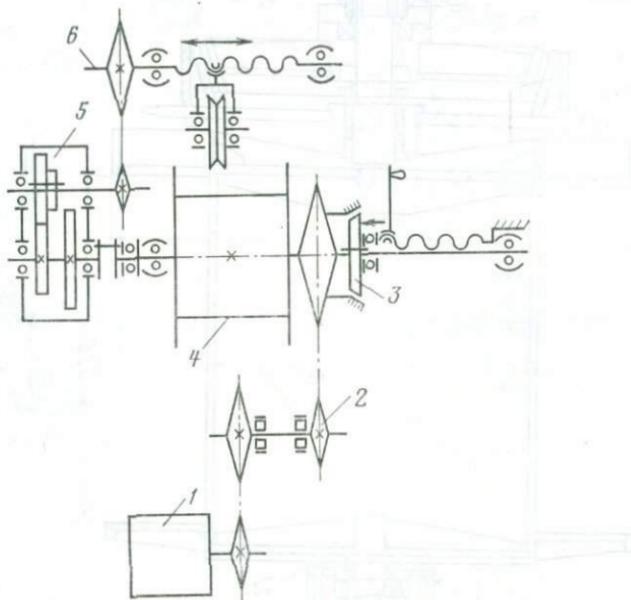


Рис. 86. Кинематическая схема лебедки ЛГ-2000:

1 — электродвигатель; 2 — блок звездочек; 3 — фрикционная муфта; 4 — барабан;
5 — корректировщик; 6 — канатоукладчик

Укладка каната на барабан лебедки производится с помощью винтового канатоукладчика (рис. 88), представляющего собой винт 1 с левой и правой резьбой, по которому перемещается каретка 2, укладывающая канат. Винт канатоукладчика приводится во вращение цепной передачей от корректировщика лебедки.

Корректировщик (рис. 89) крепится шпильками 2 к корпусу подшипника барабана. Ведомый вал 3 получает вращение от оси барабана при помощи торцевого шлица. Корректировщик представляет собой двухскоростную коробку передач, обеспечивающую движение каретки канатоукладчика. Для остановки каретки блок-шестерня 4 канатоукладчика ставится в нейтральное положение.

Направляющий ролик служит для направления каната с лебедки в скважину при подъеме и спуске керноприемника и ловителя. Он может крепиться на кронблочкой раме вышки.

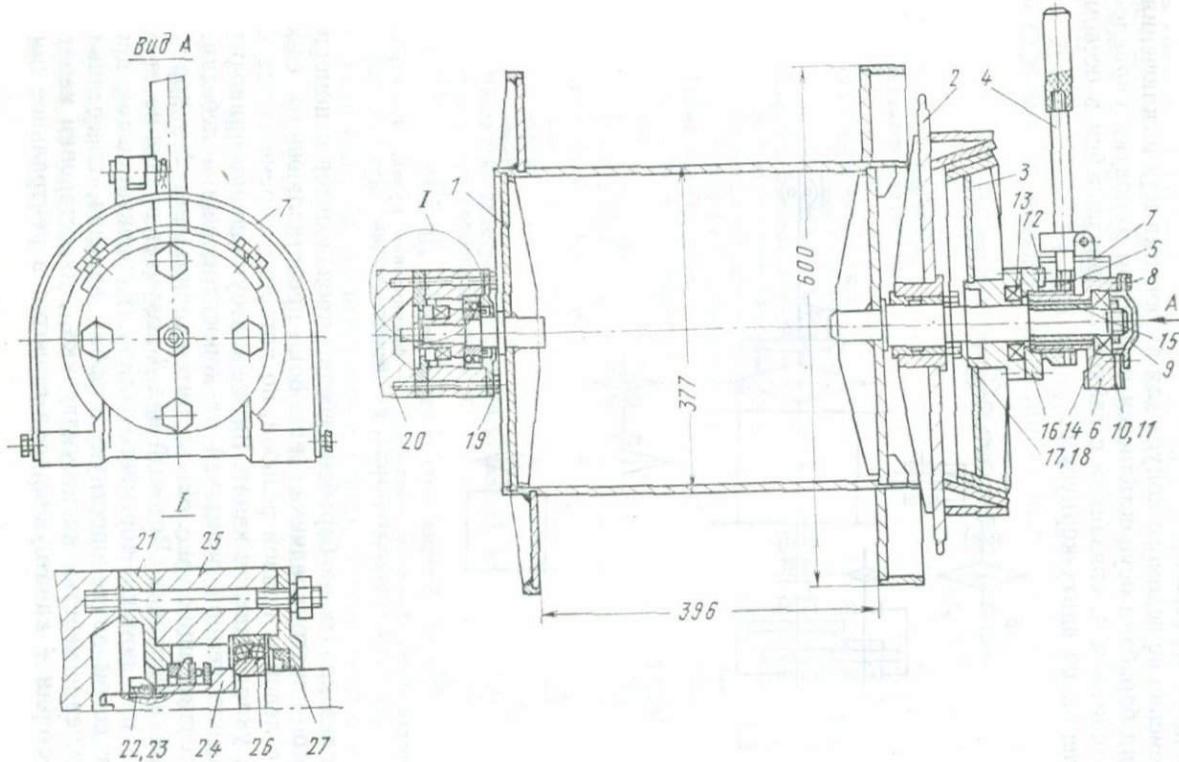


Рис. 87. Барабан с фрикционом:

1 — барабан; 2 — звездочка; 3 — ведомый конус; 4 — рукоятка управления фрикционом; 5, 11, 17, 19, 22 — гайка;
6 — винт-корпус; 7 — ограничитель; 8, 13 — болт; 9, 21, 27 — крышка; 12 — сектор; 14, 26 — подшипник; 15, 24 —
втулка; 16 — кольцо; 18, 23 — шайба; 20 — корректировщик; 25 — корпус

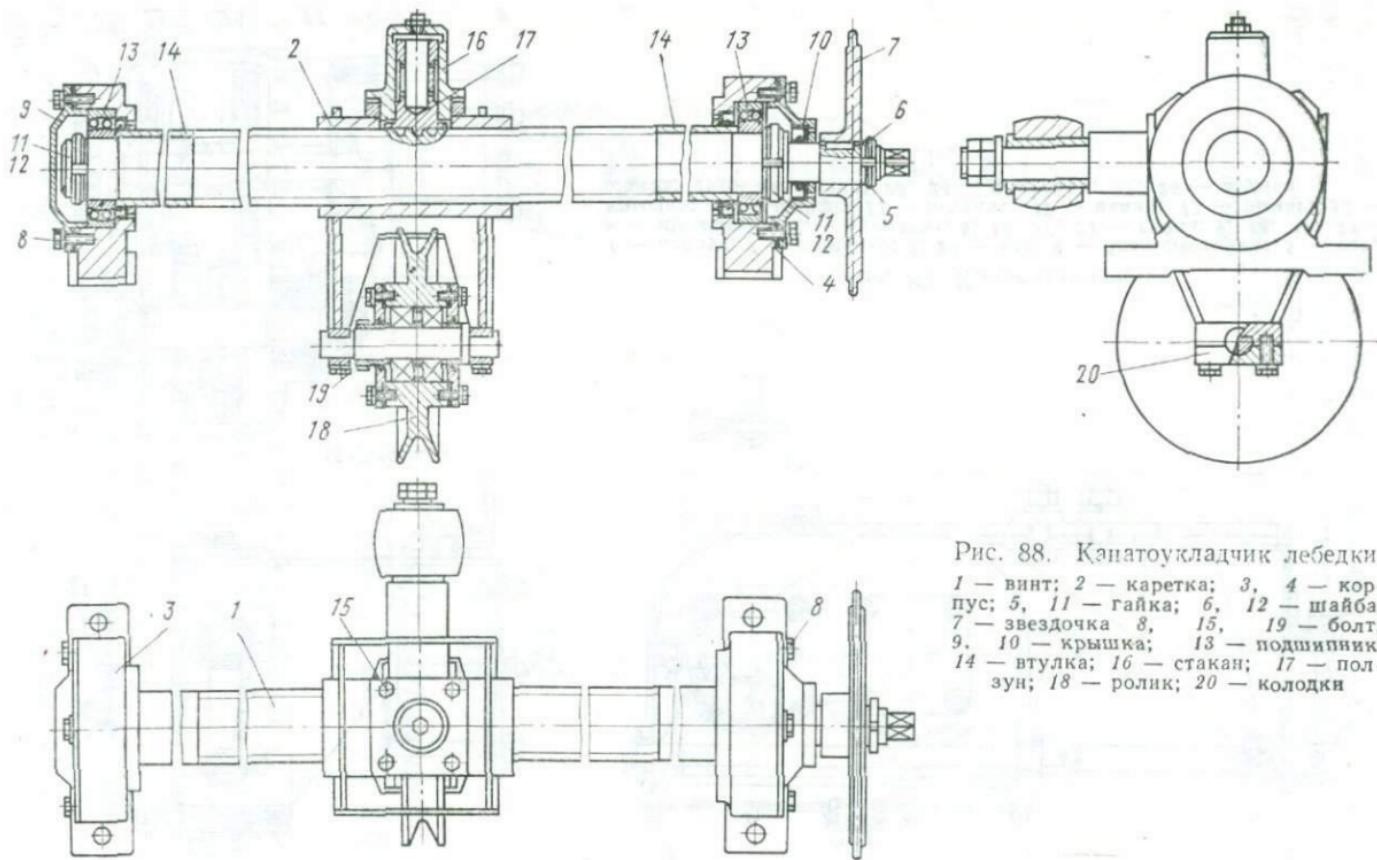


Рис. 88. Канатоукладчик лебедки:
 1 — винт; 2 — каретка; 3, 4 — корпус;
 5, 11 — гайка; 6, 12 — шайба;
 7 — звездочка; 8, 15, 19 — болт;
 9, 10 — крышка; 13 — подшипник;
 14 — втулка; 16 — стакан; 17 — ползун;
 18 — ролик; 20 — колодки

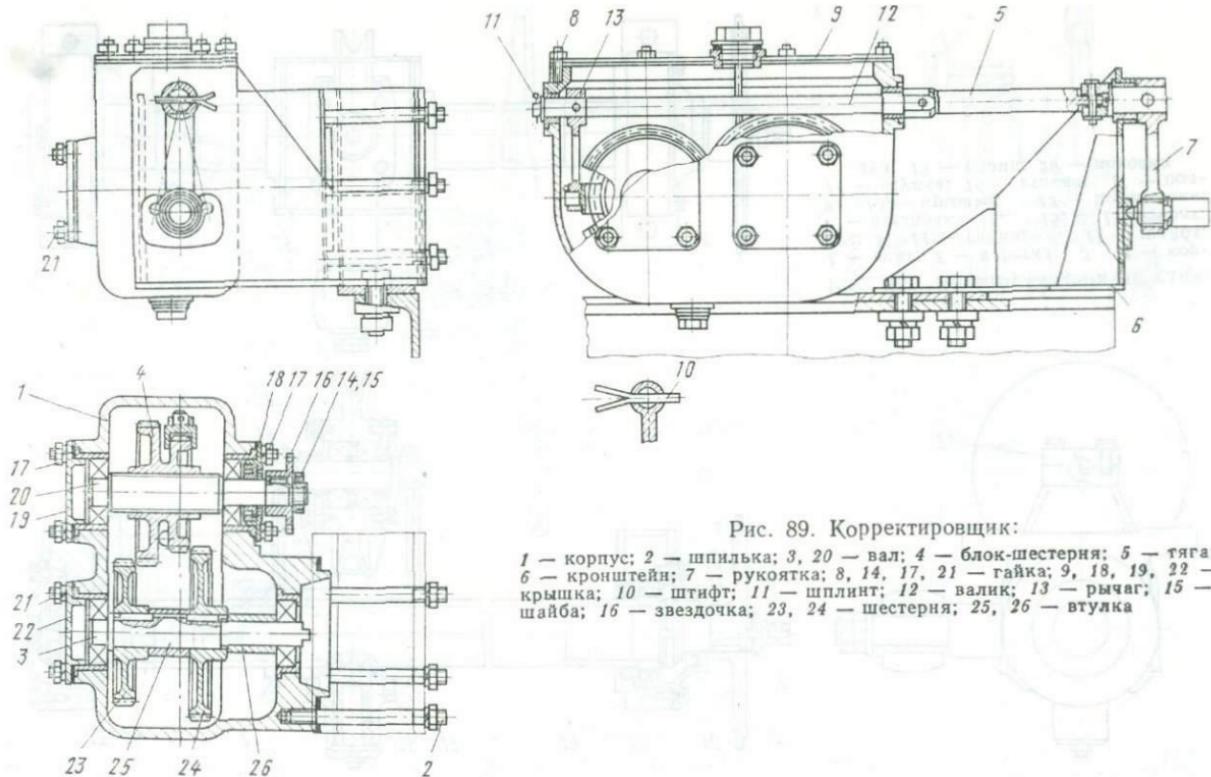


Рис. 89. Корректировщик:

1 — корпус; 2 — шпилька; 3, 20 — вал; 4 — блок-шестерня; 5 — тяга;
6 — кронштейн; 7 — рукоятка; 8, 14, 17, 21 — гайка; 9, 18, 19, 22 —
крышка; 10 — штифт; 11 — шплинт; 12 — валик; 13 — рычаг; 15 —
шайба; 16 — звездочка; 23, 24 — шестерня; 25, 26 — втулка

В комплект грузоподъемных принадлежностей входят элеватор ЭК-20 и вертлюг-пробка, обеспечивающие работу с бурильными трубами диаметром 70 мм.

Элеватор ЭК-20 (рис. 90) включает сергу 1, шток 2, корпус 3 и запорное кольцо 4. Корпус имеет центральную расточку с вырезом, нижняя часть которого обеспечивает захват бурильного замка за кольцевую проточку. Осевое перемещение штока ограничено шпилькой 5.

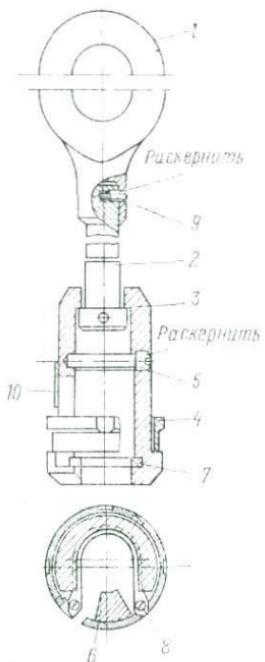


Рис. 90. Элеватор ЭК-20:

1 — серга; 2 — шток; 3 — корпус; 4 — запорное кольцо; 5 — шпилька; 6 — сухарь; 7 — вкладыш; 8, 9 — винт; 10 — направляющие планки

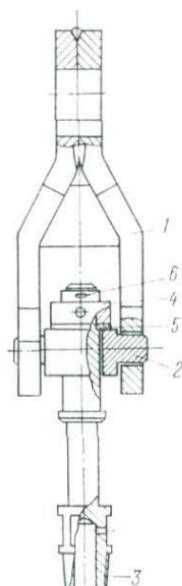


Рис. 91. Вертлюг-пробка:

1 — серга; 2 — траверса; 3 — корпус; 4 — гайка; 5 — шайба; 6 — сплинт

Вертлюг-пробка (рис. 91) предназначен для захвата и удержания свечей или отдельных труб при работе с ними «на вынос».

Вертлюг соединяют с муфтой бурильного замка, ввинчивая в нее корпус 3. Грузоподъемность вертлюга 20 т.

При эксплуатации КССК-76 специфическим требованием является необходимость в подавляющем большинстве случаев крепления скважин обсадными трубами диаметром 89 мм. Применение труб диаметром 89 мм обеспечивает оптимальные радиальные зазоры между колоннами обсадных и бурильных труб 5—5,5 мм.

При использовании двух обсадных колонн опережение обсадных труб диаметром 89 мм должно составлять 2—3 м.

Забуривание скважины под направляющую трубу производится серийным породоразрушающим инструментом с применением серийных бурильных труб или труб комплекса.

После крепления скважины производятся полная замена промывочной жидкости и очистка желобной системы и отстойников от тяжелого глинистого и цементного растворов.

Характерной особенностью комплекса является возможность бурения на высоких частотах вращения. Поэтому начинать бурение скважины целесообразно на максимальных частотах вращения бурового станка. Снижение частоты вращения бурового снаряда осуществляется при достижении затрат мощности максимальной расчетной величины, при перебуривании сильно трещиноватых пород и при возникновении различных геологических осложнений (интенсивное естественное искривление скважины, обрушение стенок скважины и т. п.).

Осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент зависит от типа проходимых пород и состояния скважины. Буровой снаряд КССК-76 позволяет доводить осевую нагрузку до 2500 кгс. Рекомендуемая нагрузка находится в пределах 1500—2000 кгс.

Большое значение имеют выбор рационального режима промывки скважины, тип и качество очистного агента. В зависимости от конкретных геолого-технических условий подача промывочной жидкости должна находиться в пределах 30—80 л/мин. Максимальная подача промывочной жидкости производится при значительной разработке ствола скважины для обеспечения необходимой скорости восходящего потока, от которой зависит эффективность очистки скважины от шлама.

Максимальные механические скорости бурения получаются при использовании в качестве очистного агента воды. При бурении неустойчивых пород с промывкой глинистыми и безглинистыми растворами необходимо выполнять следующие требования: качественную очистку раствора от шлама; содержание песка в промывочной жидкости не должно превышать 1%; величина глинистой корки не должна превышать 0,5—1 мм.

ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ОПРОБОВАНИЯ СКВАЖИН ПО ШЛАМУ

Бурение скважин вращательным, ударно-вращательным и ударным способами кольцевым и сплошным забоем сопровождается образованием значительного количества мелкораздробленного породного материала. Крупные частицы породы (размером от 0,25 до 10 мм и более), легко выпадающие из промывочного агента, принято называть шламом. Легкие и мелкодисперсные фракции шлама (менее 0,25 мм), способные длительное время находиться в промывочной жидкости во взвешенном состоянии, обычно носят название муты.

Являясь постоянными спутниками бурения скважин, шлам и мута в зависимости от качества кернового материала и способов бурения являются дополнительным или самостоятельным источником информации о бурильных горных породах. Область и возможность применения шламовых проб и муты, так же как и кернового материала, для изучения состава, свойств и условий залегания полезных ископаемых в основном определяются степенью дробления и характером разрушения горных пород.

Возможность применения шламового способа опробования определяется как назначением скважины, так и видом разведуемого минерального сырья [8].

Например, если при разведке стратиграфических (параметрических), картировочных и структурных скважин шламовое опробование как самостоятельный метод не применяется, то эксплуатационные, взрывные и сейсмические скважины проходятся сплошным забоем с отбором шламовых проб.

Объясняется это тем, что с помощью первой группы скважин решаются задачи, связанные обычно с всесторонним изучением горных пород всего разреза или касающиеся определения областей распространения отдельных свит, форм залегания пород отдельных горизонтов, их стратиграфических поверхностей несогласия и мест тектонических нарушений. В этих случаях качественный керновый материал, как наиболее представительная по размерам пробы, дает наиболее полное представление о породах, слагающих геологический разрез.

Для скважин второй группы отбор проб в основном необходим или для контроля за содержанием полезных компонентов, или за чередованием и мощностью пород, слагающих геологические разрезы.

Бескерновое бурение производится для ускорения проведения опорных, поисковых и разведочных скважин, снижения стоимости разведочных работ и в тех случаях, когда отбор керновых проб может привести к осложнению или вызвать аварию даже при проведении специальных мероприятий (тампонажные работы, промывка специальным раствором и т. д.).

Непременным условием применения бескернового бурения в этих случаях является достаточная изученность района, месторождения, разрезов, т. е. когда хорошо изучены условия залегания, физико-химические свойства полезных ископаемых и горных пород, мощность отложений, выдержанность вещественного состава по простирации и падению и т. д.

При недостаточной степени изученности разрезов месторождений применяют комбинированный способ бурения скважин, при котором отдельные горизонты по пустым породам проходятся без отбора керна долотами сплошного разрушения забоя, а вмещающие породы и полезные ископаемые разбуриваются колонковым способом с отбором керна.

Важное место в изучении пород при бескерновом бурении занимает шламовое опробование.

Наиболее часто оно используется при детальной разведке месторождений с хорошо изученными геологическими разрезами и при бурении по «пустым породам», не представляющим интереса с точки зрения их геологического изучения, когда эти породы изучены в предшествующие стадии разведки.

Подобно тому, как и при бурении целевых скважин, при проходке разведочных скважин на определенные виды минерального сырья керновому и шламовому опробованию отводится различное значение.

Так, при разведке твердых полезных ископаемых (горнотехнического и химического сырья и строительных материалов), требующих всестороннего исследования химических и физических свойств, получения технологических характеристик, а также определения элементов залегания, структуры и текстуры залежи полезного ископаемого, основным видом опробования является керновое, а шлам и муть играют лишь роль второстепенного материала.

Однако в настоящее время практикой бурения доказано, что при разведке отдельных видов горнотехнического (слюды), химического сырья (апатиты, соли) и строительных материалов (кварцевые пески) опробование с достаточной достоверностью может производиться по шламу. Керн в этом случае служит в качестве подтверждающего материала.

Для многих видов металлических руд и оценки залежей в основном требуется изучение химического, минералогического состава горных пород, глубины залегания и мощности полезной толщи, шламовое опробование также может быть использовано как самостоятельный вид исследования.

Крупный шламовый материал может быть с успехом применен для изучения химического, литологического состава угольных пластов и продуктивных горизонтов водо- и газонефтеносных месторождений, а также газо-, нефте- и водонасыщенности осадочных отложений.

Как показывает практика у нас и за рубежом, достоверность опробования скважин по керно-шламовому и шламовому материалу может быть обеспечена при разведке большинства жидких, твердых и газообразных полезных ископаемых (например, таких как нефть, уголь, железо, медь, свинец, цинк, молибден, никель, золото, апатиты, слюда, сурьма, алуниты, кварцевые пески) и других видов минерального сырья.

§ 1. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОТБОРА ШЛАМА

Для улавливания шлама, содержащегося в выходящей из устья скважины промывочной жидкости, применяются технические средства, работающие на принципе фильтрации, отсаса, отсадки, отстоя и центробежного действия.

Отделение шлама по способу фильтрации осуществляется с помощью джутовых мешков, одеваемых на конец раствороотводящей трубы. Фильтрация промывочной жидкости через мешки может осуществляться под давлением или путем простого налива. Этот метод малоэффективен, так как не обеспечивает задержание мелких частиц шлама, которые, проходя через ткань мешка, уходят с раствором и теряются. Для улавливания мелкодисперсных частиц могут применяться мешки из более плотных тканей, однако их применение из-за потери промывочной жидкости, быстрого засорения, а также необходимости частой их замены делает работу по шламоулавливанию весьма трудоемкой и малопроизводительной. В то же время метод фильтрации промывочной жидкости через плотные фильтроткани более надежный, чем осаждение в проточных отстойниках.

Для отсеяния шлама из раствора могут быть применены системы сит, также устанавливаемых на выходе промывочной жидкости из устья. Для повышения производительности очищения промывочной жидкости от шлама рекомендуется применять вибросита и виброконвейеры. Отсеянный ситами шлам собирается в поддонах и может использоваться для опробования.

Различного рода механические сита часто применяются при очистке промывочной жидкости при бурении нефтяных и газовых скважин. Несколько реже используются они при разведочном бурении на твердые полезные ископаемые.

Наибольшее распространение для очистки промывочной жидкости получили вибрационные сита.

Сито для отделения шлама от промывочной жидкости включает сварное основание — отстойник, грохот, расположенный над этим основанием, и приводной вибрационный механизм. Эти ком-

поненты с некоторыми изменениями и дополнениями входят почти во все ситовые устройства для очистки промывочной жидкости. Обычно вибрационное сито состоит из металлической сетки, натянутой на железную раму прямоугольной формы.

Рама устанавливается на рессорах или пружинах. Вибрацию сетке передает эксцентричный вал, приводимый во вращение электродвигателем. Рама сита устанавливается под углом 15—18°. Очищаемый раствор подается равномерно на верхнюю грань и стекает по сетке при ее вибрации. Частицы шлама сстаются на сетке и под влиянием вибрации сползают вниз и удаляются. Промывочная жидкость проходит сквозь сетку и направляется в приемные емкости буровых растворов. Частота вибрации сита может составлять 1500—2000 колебаний в 1 мин. Вибрационные сита могут приводиться в движение также и от бензиновых, дизельных или других двигателей в зависимости от рода привода буровой установки.

Шлам, отобранный после вибросита, вполне может использоваться для опробования.

В США сконструирована и опробована полуавтоматическая установка для отбора шлама из восходящего потока промывочной жидкости. Установка обеспечивает не только отсеивание частиц шлама, но и смывание с них всех инородных тел.

Тщательное двукратное промывание частиц и активное их перемешивание в сетчатой корзинке вращающимся потоком воды, который поступает в установку под давлением 4,2—6,3 кгс/см², обеспечивают скопление в коллекторе только крупных, чистых и характерных для пройденных пород частиц шлама. Специалисты считают, что отобранный шлам вполне достаточен для получения достоверной пробы, поскольку общее количество выбуренной породы при проходке скважины долотом диаметром 281 мм на глубину 300 м достигает 45 т.

Другим видом устройства для отделения шлама от промывочной жидкости является вращающееся сито.

Преимущество вращающегося сита состоит в том, что оно не нуждается в специальном приводе. Промывочная жидкость, вытекая из устья скважины, падает на рабочее колесо, которое заставляет вращаться сито. Затем промывочная жидкость попадает на сито и, проходя сквозь сетку, оставляет на ней частицы шлама. Очищенная жидкость стекает в сборный желоб, откуда направляется в приемные емкости. Внутри сита сделан спиральный шnek, перемещающий шлам в заднюю часть устройства, где из него может отбираться проба. Вращающееся сито снабжено небольшим пробоотборником, приводимым в действие поворотом рычага. При этом в пробоотборник попадает струя раствора, из которой отделяются, промываются и подаются в приемник обломки выбуренной породы.

«Сэмил Бой» — австралийская установка, которая систематически отбирает образцы шлама, просеивает их и промывает. Уста-

новка состоит из трех основных частей: наружного цилиндра, верхней плиты и внутреннего цилиндра с перегородками, установленными наклонно и снабженными промывочными отверстиями.

Наружный цилиндр служит емкостью, в которую постоянно поступает вода через шланг диаметром 12,7 мм, подсоединенный к устью скважины. Верхняя плита прикрепляется к смонтированному на полозьях вибрационному устройству. Верхняя плита и внутренний моющий резервуар подвешиваются отдельно от наружного резервуара.

Промывочная жидкость транспортирует буровой шлам на вибрационное устройство, где происходит его отделение от жидкости. Затем шлам предварительно промывается и направляется к верхней плате. Здесь все частицы менее 4,76 мм отделяются и падают во внутренний резервуар. Более крупные частицы скатываются с наклонной плиты, собираются и промываются отдельно. Резервуар имеет наклонно расположенные перегородки, снабженные промывочными отверстиями. Здесь происходит промывка выбуренных частиц. Отмытые частицы проходят через внутренний резервуар и падают в конус на нижнем конце наружного цилиндра. Под этот конус в определенные интервалы подставляется ведро, в которое и отбирается проба.

Получаемые образцы удовлетворяют требованиям, предъявляемым к отбору шламовых проб. Для работы в зимних условиях описанное устройство комплектуется специальным подогревателем с температурой нагрева 4,5—4,9° С.

Отделение шламовых проб по методу осаждения часто производится при помощи ящика-ловушки.

Ящик-ловушка изготавливается из листового железа. Дно ящика и задняя стенка перфорированы. Диаметры донных отверстий равны 3 мм, отверстий в задней стенке 5—8 мм, а расстояния между ними находятся соответственно в пределах 2—3 и 4—5 см. Для улавливания шлама ящик-ловушка помещается в желоб у устья скважины. При этом зазор между боковыми стенками ящика и внутренней поверхностью боковых стенок желоба должен быть не более 3—5 мм. Промывочная жидкость, движущаяся по желобу, частью потока проходит через ловушку, в которой задерживается шлам, имеющий размер частиц больше отверстий в ящике. Непрерывное опробование всего протекающего по желобной системе раствора осуществляется с помощью двух ящиков-ловушек. При чистке одного ящика другой находится в желобной системе и отбирает шлам.

§ 2. ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ОТБОРА ШЛАМА В СКВАЖИНЕ

Сбор шламового материала в скважинных условиях, особенно при бурении с промывкой, является наиболее сложным процессом. Поэтому, как при предварительном выборе способа извлечения шламового материала из очистного агента, так и при окон-

чательном определении конструктивных параметров у выбранных приборов и режимов их эксплуатации, необходимо исходить из того, чтобы обеспечить максимальные улавливания частиц разрушенной породы.

Эффективная очистка промывочной жидкости от шлама путем улавливания последнего шламовыми трубами повышает механическую скорость бурения, качество опробования и снижает возможность прихватов бурового инструмента. В связи с этим к шламовым трубам, применяемым при бурении с призабойной циркуляцией, предъявляются следующие требования.

1. Эффективно очищать промывочную жидкость от шлама.
2. Обеспечивать возможность сбора шлама при максимально возможной рейсовой углубке скважины.
3. Предупреждать взбалтывание и перемешивание шлама как в процессе бурения, так и при подъеме снаряда на поверхность.
4. Обеспечивать возможность быстро и легко извлекать шламовую трубу из шламосборника.

Количество улавливаемого шлама зависит как от конструкции шламосборников, так и от технологии бурения и физико-механических свойств бурильных пород.

Эффективность оседания шлама в шламосборнике тем больше, чем крупнее размер частиц шлама и больше плотность бурильной горной породы. Осуществлять улавливание мелких фракций размером до 0,1 мм в забойных шламосборниках очень трудно, так как осаждение таких частиц пород даже в стоячей воде требует длительного времени. В случае применения глинистых растворов в забойных шламосборниках удовлетворительно улавливаются частицы шлама более 2,5 мм.

В связи с этим при бурении с призабойной циркуляцией целесообразно использовать в качестве промывочной жидкости скважинные воды.

Скорость восходящего потока промывочной жидкости в шламосборнике играет существенную роль на интенсивность оседания частиц шлама. С целью обеспечения наилучших условий для улавливания шлама площадь поперечного сечения внутренней полости шламосборника должна быть возможно максимальной, а расход промывочной жидкости минимально необходимый для полной очистки забоя от шлама и транспортировки его до шламосборника.

Самыми распространенными техническими средствами улавливания среднего и крупного шлама вместе с небольшими кусочками породы являются простые шламовые трубы открытого типа. Их применение всегда обязательно при проходке скважин больших диаметров и недостаточной подаче насосного и компрессорного оборудования, а также при дробовом бурении.

При всех других методах создания обратной циркуляции открытые шламовые трубы применяются в сочетании со шламоулавливателями закрытого типа или вообще не применяются.

Длина шламовой трубы рассчитывается так, чтобы емкость ее была несколько больше объема шлама, получаемого за рейс. Стандартная длина открытой шламовой трубы 1,5—2,0 м.

Шламовые трубы открытого типа для геологоразведочного бурения выпускаются серийно.

Американская фирма «Бэкер Ойл Тулз» получила патент на снаряд для бурения с отбором шлама. К достоинствам снаряда относятся простота конструкции, эффективность действия и быстрота отсоединения его от бурильной колонны после завершения рейса. Снаряд (рис. 92) состоит из верхнего 1 и нижнего 2 резьбовых переходников, соединенных между собой отрезком бурильной трубы 3 с помощью внутренней резьбы. С помощью верхнего переходника 1 снаряд соединяется с колонной бурильных труб или с УБТ, а с помощью нижнего переходника 2 — с породоразрушающим инструментом. Основным элементом снаряда является корпус 6, изготовленный из отрезка трубы. В верхней части корпуса 6 имеются две продольные щели 7, причем общая длина этих щелей по дуге составляет не менее половины длины окружности корпуса. Корпус 6 присоединяется к верхнему 1 и нижнему 2 переходникам с помощью сварного шва 8. В процессе бурения скважины шлам разбуриваемых пород поднимается вместе с восходящим потоком промывочной жидкости по кольцевому пространству между обсадной колонной 9 и наружными станками корпуса снаряда. В связи с резким уменьшением диаметра корпуса в месте продольных щелей 7 скорость восходящего потока промывочной жидкости резко падает, поэтому частицы шлама также замедляют скорость подъема, выпадают из промывочной жидкости и собираются во внутренней полости корпуса 6. После завершения процесса разбуривания снаряд извлекается на поверхность, от него отвинчивается породоразрушающий наконечник, вывинчивается торцевым ключом отрезок бурильной трубы, и шлам благодаря наклонным скосам нижнего переходника 2 высыпается в подставляемую емкость (на рис. 92 не показана). Для освобождения внутренней полости корпуса от промывочной жидкости в нижней части его выполнены сквозные отверстия малого диаметра.

В процессе бурения крутящий момент передается через бурильную колонну, верхний переходник 1, корпус 6 и нижний переходник 2.

На рис. 93 изображен снаряд для бурения твердых пород с прямой призабойной циркуляцией, предложенный В. И. Максимовым, А. А. Волокитенковым, М. М. Розиным и В. М. Швецовым.

Собранный колонковый снаряд опускают в скважину. При передаче осевого усилия на забой через колонну бурильных труб 7 подпружиненные рычаги раскрепляют корпус снаряда 8 и связанную с ним обойму насоса, не позволяя им проворачиваться.

При вращении колонны бурильных труб начинает вращаться винт 5 насоса, прокачивая промывочную жидкость. Одновременно

с вращением насоса начинают вращаться колонковая труба 2 и породоразрушающий инструмент 1, которые винтом 5 насоса связаны с колонной бурильных труб. Образующийся в процессе бурения шлам вместе с потоком промывочной жидкости поднимается по кольцевому зазору между стенками скважины и корпуса

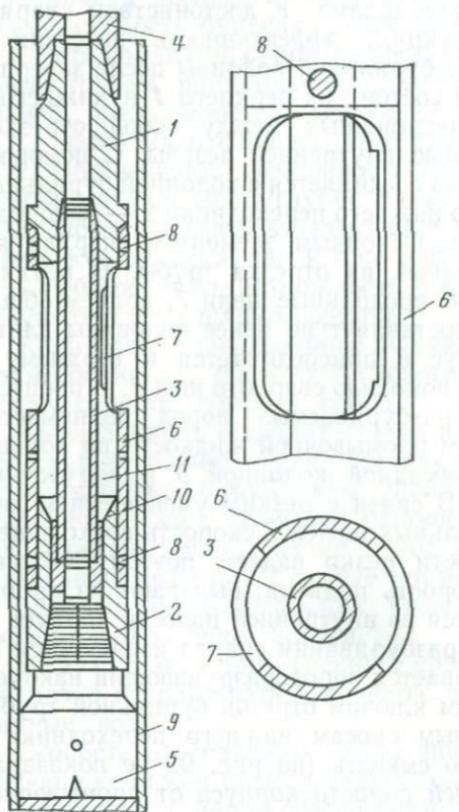


Рис. 92. Снаряд для бурения с отбором шлама:

1, 2 — переходники; 3 — бурильная труба; 4 — колонна бурильных труб; 5 — породоразрушающий инструмент; 6 — корпус снаряда; 7 — продольная щель; 8 — сварной шов; 9 — колонна обсадных труб; 10 — наклонный скос; 11 — сквозные отверстия

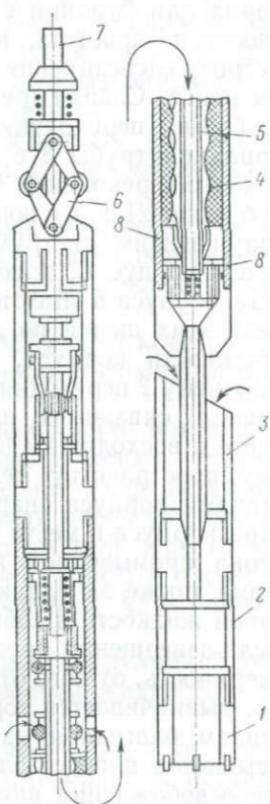


Рис. 93. Снаряд с призабойной циркуляцией промывочной жидкости:

1 — породоразрушающий инструмент; 2 — колонковая труба; 3 — шламоулавливающая труба; 4 — обойма; 5 — винт; 6 — рычаг; 7 — колонна бурильных труб; 8 — корпус снаряда

сом снаряда и, дойдя до открытой шламоулавливающей трубы 3, оседает в ней.

Как показал опыт экспериментального бурения, проводимого на Гусарском месторождении в Средней Азии, закрытые шламовые трубы дают возможность получить хорошие результаты как по качеству отбираемых проб, так и по механической скорости буре-

Рис. 94. Снаряд для бурения с отбором шлама:

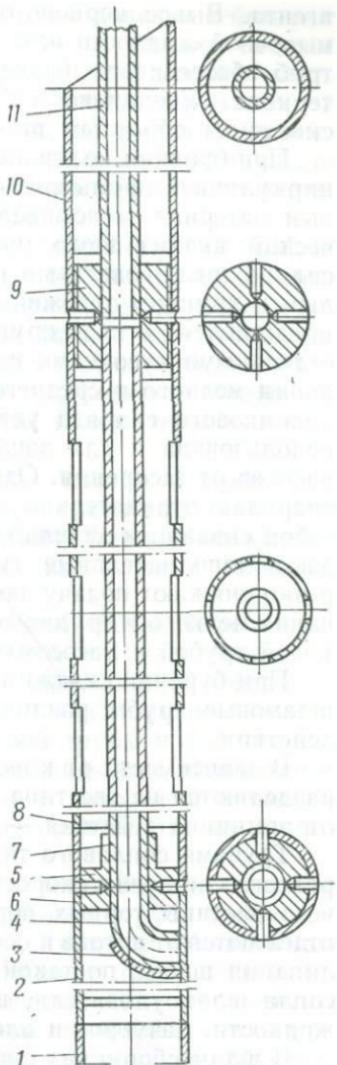
1 — породоразрушающий инструмент; 2 — колонковая труба; 3 — ребро; 4 — патрубок; 5 — втулка с ниппелем; 6 — втулка; 7 — труба диаметром 42 мм для подачи промывочной жидкости; 8 — колонковая труба; 9 — переходник; 10 — шламовая труба; 11 — колонна бурильных труб

ния. Особенно это показательно при бурении сильно трещиноватых и легко разрушающихся пород в тех случаях, когда не удавалось вообще получить удовлетворительный выход керна, несмотря на применение самых современных и эффективных средств и технологий кернового опробования.

Исходя из тяжелых горнотехнических условий Гусарского месторождения, для отбора представительных проб был предложен снаряд (рис. 94), состоящий из трех частей: нижней — короткой керноприемной трубы с коронкой для выбуривания керна; средней — закрытого шламосборника для улавливания крупного шлама и отдельных кусочков породы и верхней — открытой шламовой трубы для сбора более мелкого шламового материала. Части снаряда соединены между собой втулкой и тройным переходником.

Бурение осуществляется твердо-сплавными и дробовыми коронками диаметром 110 и 130 мм. Наружный диаметр внутренней трубы 42 мм. Для предохранения мягких и хрупких прослоев керна от разрушения потоком промывочной жидкости нижний конец (рожок) растворопроводящей трубы отогнут к стенке колонковой трубы 2. На рожке прикреплен резец, который предназначен для разрушения керна при максимальном наполнении колонковой трубы. Окна внешней трубы закрытого шламосборника располагаются по всей ее длине в шахматном порядке. Было установлено, что расположение и размеры окон в значительной мере влияют на полноту отбора проб. Оптимальные размеры и расположение окон по шламосборнику рекомендуется определять опытным путем для каждого вида пород.

В последнее время для отбора представительных проб широко применяется бурение с обратной циркуляцией очистного



агента. Вынос кернового и шламового материала потоком промывочной жидкости или газа по внутреннему каналу бурильных труб обеспечивает более полное улавливание выбуренного материала. Увеличивается и скорость бурения с очисткой забоя скважины обратным потоком промывочного агента.

При бурении колонковыми снарядами с обратной призабойной циркуляцией промывочной жидкости выбуренный на забое породный материал засасывается в колонковую трубу. Гранулометрический анализ этого материала, полученный при бурении по сильно трещиноватым и разрушенным породам, а также по рыхлым и хрупким отложениям, показывает, что основная его масса представлена в виде крупного и среднего по размеру шлама или отдельными кусочками керна. Иногда для более полного улавливания мелкого и среднего шлама внутри у верхнего переходника колонкового снаряда устанавливается сетка. Сетка может быть использована и для защиты поршневых, эжекторных и других насосов от засорения. Однако наличие таких сеток в колонковых снарядах отрицательно сказывается на эффективности очистки забоя скважины от шлама, так как они быстро засоряются и создают дополнительные гидравлические сопротивления, которые резко снижают подачу погружных насосов. Поэтому для улавливания мелкого и крупного шлама более рационально между колонковой трубой и насосом устанавливать шламовую трубу.

При бурении скважин с призабойной циркуляцией применяют шламовые трубы различной конструкции и разного принципа действия.

В зависимости от конструкции шламовых труб последние подразделяются на два типа — открытые и закрытые. В зависимости от принципа действия — на сопловые и гидроциклонные.

Трубами соплового типа улавливание шлама происходит путем резкого снижения скорости промывочной жидкости, в результате чего частицы горных пород под действием гравитационных сил отделяются от потока и оседают на дно трубы. Эффективность улавливания шлама по такой схеме в основном зависит от размеров сопла шламоуловителя, входных и выходных каналов, вязкости жидкости, размеров и плотности твердых частиц.

В шламосборниках соплового типа улавливающая способность уменьшается с ростом количества циркулирующей жидкости, хотя очистка забоя при этом улучшается. Чем меньше размеры шламовых частиц, тем меньше эффективность выпадения их из потока жидкости.

При бурении скважин с пульсирующим обратным потоком промывочной жидкости хорошие результаты дают закрытые шламоприемники соплового типа. Эффективность работы сопловых шламовых труб во многом зависит от расположения сопла внутри трубы.

Изменение направления потока промывочной жидкости вниз повышает интенсивность оседания частиц шлама в трубах. Это

вызвано тем, что на частицы шлама в одном направлении действуют как гравитационные, так и инерционные силы. Однако следует иметь в виду, что шламосборники подобного типа должны иметь такую длину, чтобы направленный вниз поток промывочной жидкости не размывал и не захватывал частиц осевшего шлама.

Кроме того, изменение направления потока жидкости увеличивает гидравлические сопротивления, что является нежелательным при применении погружных насосов.

Шламоуловители соплового принципа действия обеспечивают удовлетворительный сбор шлама с размером частиц до 0,2 мм.

Шламоуловители гидроциклонного принципа действия являются наиболее эффективными, так как шлам оседает под воздействием двух сил (гравитационных и центробежных), возникающих за счет вращения труб или подачи промывочной жидкости, обогащенной частицами шлама, через сопло по касательной к внутренней поверхности шламоуловителя.

В этом случае происходит завихрение потока промывочной жидкости, частицы шлама прижимаются к стенкам шламовой трубы и под действием силы тяжести оседают. В подобных шламоулавливающих трубах возможно улавливание шлама с размером частиц менее 0,25 мм.

Конструкции шламоприемников должны обеспечивать не только улавливание шлама, но быстрое и удобное его извлечение.

Самой простой схемой промывки с призабойной обратной циркуляцией является схема, создаваемая эжекторным насосом. Эжектор встроен в переходник колонковой трубы и работает за счет кинетической энергии рабочего потока жидкости, подаваемого с поверхности. Засасывая из внутренней полости колонковой трубы промывочную жидкость, эжектор создает вокруг нее в призабойной зоне обратную циркуляцию.

Местная обратная циркуляция позволяет собирать шлам во внутреннем шламосборнике, наружная шламовая труба и восходящий первичный поток прямой промывки, циркулирующий выше переходника колонковой трубы, предохраняют пробу от попадания в нее каменного материала с вышележащих горизонтов. Представительность пробы контролируется полнотой сбора породного материала с каждого пробуренного интервала. Полнота осаждения шлама зависит от скорости восходящего потока внутри шламосборника и размеров частиц разрушенной породы.

Внутренние шламовые трубы как отдельно, так и в комплексе с открытыми шламосборниками нашли применение при бурении с обратной промывкой, создаваемой эрлифтом. Г. И. Неудачин предложил эрлифтную установку для улавливания шлама, в которой используется одна внутренняя шламовая труба, устанавливаемая выше колонковой трубы.

Шламоулавливатель гидроциклонного принципа действия конструкции А. А. Минина, А. А. Погарского и К. А. Чефранова показан на рис. 95.

а

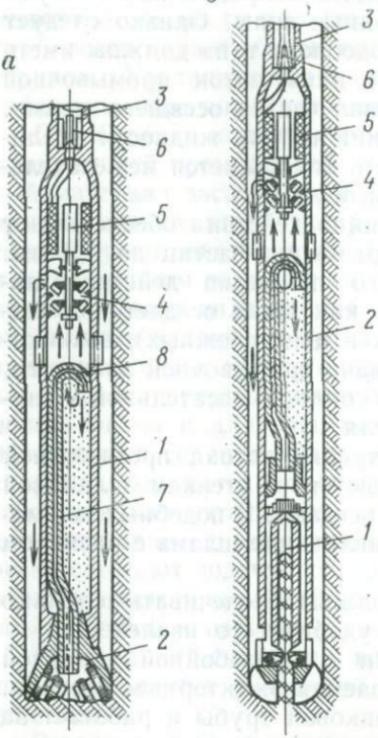


Рис. 95. Снаряд с гидроциклонным шламоулавливателем:

а — снаряд с отбором шлама: 1 — шламосборник; 2 — породоразрушающий инструмент; 3 — бурильные трубы; 4 — центробежный насос; 5 — электродвигатель; 6 — каротажный кабель; 7 — магистральная труба; 8 — изогнутый патрубок; *δ* — снаряд с отбором керна и шлама: 1 — колонковая труба; 2 — шламовая труба; 3 — бурильные трубы; 4 — центробежный насос; 5 — электродвигатель; 6 — каротажный кабель

В данном устройстве поток промывочной жидкости при выходе из сопла движется вниз по спирали, что обеспечивает смещение частиц шлама к стенке шламовой трубы и оседание их в шламосборнике под действием силы тяжести и составляющей центробежной силы.

Восходящий поток жидкости проходит по специальному каналу, расположенному в переходнике параллельно шламопроводящей трубе и в непосредственной близости от нее.

Следует отметить, что описанные шламоулавливатели не отвечают всем требованиям, предъявленным к ним.

Большинство из них не обеспечивает достаточно полный сбор шлама и ни один не дает привязки шлама к интервалам бурения.

Существенным недостатком закрытых шламовых труб является сложность извлечения из них шлама. В большинстве случаев для этого требуется частичная или полная их разборка.

В некоторых конструкциях предусмотрена возможность установки сменных разъемных гильз или боковых съемных вкладышей, обеспечивающих осмотр и извлечение шлама.

§ 3. ДОСТОВЕРНОСТЬ ШЛАМОВОГО ОПРОБОВАНИЯ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБАХ БУРЕНИЯ

Совместное опробование скважин по керну и шламу обеспечивает достоверность опробования флюоритовых, медно-молибденовых, полиметаллических и золоторудных месторождений. Наиболее приемлемыми способами бурения при этом являются бурение скважин с обратной призабойной циркуляцией промывочной жидкости эжекторными колонковыми снарядами и особенно бу-

рение скважин колонковыми шарошечными долотами с продувкой и сбором шлама на поверхности.

При вращательном способе бурения снижение выхода керна происходит в результате простого и избирательного истирания. Простое истирание наблюдается, например, в геологических условиях отдельных угольных месторождений, а также в ряде месторождений черных и цветных металлов, таких как железо, молибден, медь и др.

При равномерном простом истирании наблюдается прямая зависимость между выходом керна и содержанием полезного ископаемого в нем. При выходе керна до 40—50% обеспечивается необходимая достоверность опробования, так как отклонение от истинного содержания полезного ископаемого незначительное.

При избирательном истирании, наблюдающемся при разведке отдельных месторождений угля, полиметаллических руд, месторождений черных, цветных, редких и благородных металлов (меди-молибденовых, золоторудных, ртутных и т. д.), при выходе керна даже порядка 70% получаются сильно искаженные результаты содержания полезного ископаемого. При избирательном истирании желательно совместное опробование по керну и шламу при выходе керна ниже 90%.

При бурении по сильно трещиноватым разрушенным породам (при относительном объеме трещиноватости до 50%) керн практически не получается. В этих условиях целесообразно переходить на бурение скважин сплошным забоем с опробованием скважин по шламу, которое успешно было применено при разведке некоторых золоторудных, медных и полиметаллических месторождений.

Еще более эффективен метод бескернового бурения, особенно шарошечными долотами, с опробованием скважин только по шламу, который применим в тех случаях, когда на стадии предварительной разведки собран достаточный геологический материал.

Качество опробования не снижается, что подтверждено при разведке ряда полиметаллических (свинца) и золоторудных месторождений.

Достаточно надежные результаты опробования скважин по шламу получаются при ударно-канатном бурении, обеспечивающем сравнительно высокую производительность в тяжелых горнотехнических условиях и небольшую стоимость бурения.

Удовлетворительные результаты опробования по шламу получены при разведке цинковых, свинцовых, медных руд и их сульфидов, сыпучих руд железных шляп и многих россыпных месторождений.

В горнодобывающей промышленности дает высокую достоверность и нашло широкое применение опробование по шламу, отбираемому из взрывных скважин и шпурков. При этом наибольшее распространение получили шарошечный способ бурения с продувкой, бурение перфораторами, пневмоударниками, а также ударно-канатный способ.

Весьма перспективно использование шламового материала для изучения газо- и нефтесодержащих горных пород на стадии поисковых и разведочных работ.

Для получения достоверных проб при опробовании углей и нефтегазоносных пород с минимальными потерями газа размер частиц шлама в основной массе желательно получить не менее 3 мм.

Герметизация шламовой пробы непосредственно на забое после ее отбора повышает достоверность опробования при изучении газо- и нефтесодержащих горных пород.

§ 4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ, ПОВЫШАЮЩИЕ КАЧЕСТВО ШЛАМОВЫХ ПРОБ

Отбор шлама со стенок после углубления всей скважины или на отдельных интервалах носит характер первичного (если скважина бурилась без отбора проб) или повторного опробования. К повторному опробованию по шламу часть прибегают в связи с очень низким выходом керна или его полным отсутствием и необходимостью уточнения данных о горных породах в интересуемых интервалах.

Шламовое опробование из стенок скважин широко применяется для отбора значительных по массе и объему проб для производства технологических испытаний, например, таких видов полезных ископаемых, как уголь.

В зависимости от назначения скважин и характера изученности разрезов шламовое опробование перечисленных выше видов может осуществляться как по всему разрезу скважины, так и поинтервально.

Вынос разрушенного материала с забоя потоком очистного агента позволяет производить отбор шламовых проб на поверхности непрерывно в процессе бурения скважин.

Извлечение шламового материала из потока промывочной жидкости, выходящего из скважины, осуществляется с помощью отстойников, шламовых ящиков, желобов, средств фильтрации и просеивания (сит, вибросит, виброконвейеров, гидроциклонов и т. д.).

Очистка воздуха при бурении с продувкой от шламовых частиц ведется способом простого осаждения, отсея, циклонами, различными по конструктивному выполнению шламоулавливателями и т. д.

Для отбора представительных шламовых проб из промывочной жидкости необходимо проводить ряд мероприятий, важнейшими из которых являются:

1. Для обеспечения чистоты шламового материала и облегчения сбора его на поверхности промывку скважин следует осуществлять водой.

2. Для борьбы с поглощениями промывочной жидкости, обвалами и осыпанием неустойчивых и сильно трещиноватых пород

из пройденных интервалов скважин необходимо применять тампонирование или перекрывать зоны осложнения обсадными трубами. При бурении по весьма неустойчивым породам отбор шлама проводится с последовательным одновременным или опережающим перекрытием буримого интервала.

3. Для предупреждения засорения шламовых проб за счет обвалов из вышележащих интервалов и неравномерного подразбатывания стенок скважины непосредственно в призабойной зоне необходимо устраниТЬ вибрацию бурового снаряда и биение колонны бурильных труб о стенки скважины, для чего следует применять сбалансированную бурильную колонну и подбирать соответствующие режимы бурения. От правильного выбора режима бурения в значительной мере зависит фракционный состав выбуранного материала, а следовательно, возможность полного выноса его на дневную поверхность и качество сбора.

4. Для полного сбора шлама от одного рейса необходима специальная промывка скважины до тех пор, пока весь шламовый материал не будет вынесен на поверхность и из скважины не появится чистая вода. При установлении продолжительности промывки скважины до полного удаления разрушенного материала с забоя необходимо учитывать, что вследствие разности размеров, форм и удельных весов вынос некоторых частиц происходит с некоторым запозданием. При этом необходимо, чтобы циркулирующая жидкость имела скорость, обеспечивающую вынос на поверхность наиболее тяжелых частиц.

5. Одним из важных мероприятий для отбора представительных шламовых проб служит тщательная привязка шламового и кернового материала к пройденным интервалам.

Простейшим способом привязки шламовых проб к определенным интервалам бурения служит визуальное наблюдение за составом и цветом буровой муты, выходящей из устья скважины при переходе забоя из одной породы в другую. Однако этот способ крайне несовершенен, поскольку для подсчета глубины залегания тех или иных пород необходимо вносить различные поправки, учитывающие неравномерную скорость подъема частиц, возможность разубоживания и загрязнения проб.

Более надежные результаты дает привязка отобранных образцов по комплексному использованию визуальных наблюдений за цветом и составом извлекаемого шлама и по данным механического каротажа.

В зарубежной практике шламового опробования нашел применение метод Шмитца, основанный на принципе измерения числа ходов насоса, которое необходимо для прокачки определенного объема промывочной жидкости и поднятия бурового шлама с забоя на поверхность. Шмитцом разработана и предложена специальная аппаратура, контролирующая подачу и продвижение промывочной жидкости по стволу скважины. Метод и аппаратура совместно с использованием механического кар-

тажа обеспечивают получение большей точности и оперативности при определении глубины отбора шламовых проб.

6. Во избежание потерь некоторых минералов (сульфидов) за счет прилипания их к буровому снаряду и стенкам скважины буровую колонну и обсадные трубы не следует смазывать минеральными маслами.

7. Необходимо учитывать потери магнитных минералов (магнетита и др.) при сильном намагничивании бурильных и обсадных труб.

8. При анализе шлама на содержание серы следует учитывать растворение в воде гипса.

9. Серьезное внимание должно уделяться качеству сбора, упаковки, транспортировки в лаборатории и хранению шлама на дневной поверхности.

При бурении с очисткой забоя скважины от шлама воздухом или газом по нагнетательной или вакуумной схемам к качеству отбора шламовых проб на поверхности предъявляются такие же высокие требования, как и при бурении с промывкой. Однако отбор шлама из газообразных агентов имеет ряд преимуществ:

1) благодаря значительному снижению гидростатического давления на забой скважины и лучшей очистки его от разрушенного материала при правильно выбранном типе породоразрушающего инструмента удается получить шлам крупных размеров;

2) высокие скорости транспортировки шлама по скважине позволяют почти без потерь отобрать весь материал даже из сильно трещиноватых пород. Если вышележащие интервалы сложены рыхлыми породами, склонными при движении потока воздуха к разрушению, качество шламового опробования несколько снижается за счет разубоживания или обогащения проб (в зависимости от состава пород неустойчивых интервалов). В этих случаях рационально производить закрепление неустойчивых интервалов с помощью цементирования, обсадки трубами или переходить на вакуумный способ очистки забоя скважины;

3) почти мгновенный вынос шлама на поверхность и простота его сбора позволяют в процессе бурения непрерывно с большой точностью вести контроль за составом проходимых пород и глубиной их залегания.

К существенному недостатку, в значительной мере ограничивающему применение шламового опробования при бурении с промывкой или вакуумной очисткой скважины воздухом, следует отнести трудность выноса разрушенного материала из интервалов с водопроявлениеми. В этих случаях наличие воды на забое вызывает смачивание шлама, налипание его на инструмент и стенки скважины, способствует образованию комков, что препятствует его выносу на дневную поверхность или делает его крайне неравномерным.

В результате снижаются качество и оперативность исследования пород, падает рейсовая скорость проходки.

При бурении с промывкой, а в ряде случаев и с очисткой забоя скважины воздухом не всегда удается обеспечить полный вынос крупных частиц шламового материала. Причинами могут быть:

- 1) отсутствие мощного насосного, компрессорного или вакуумного оборудования, обеспечивающего создание необходимых скоростей восходящего потока очистного агента;
- 2) значительные потери шлама в сильно трещиноватых интервалах скважины;
- 3) вынужденное ограничение производительности промывки и продувки скважины вследствие интенсивного разрушения пород, слагающих стенки скважины, что в свою очередь приводит к искашению качества проб.

В таких случаях сбор крупного шлама наиболее рационально производить с помощью погружных шламоуловителей.

Подача разрушенного материала горных пород в шламоприемные контейнеры производится или с помощью восходящего потока промывочного агента (вода, глинистый раствор, воздух) с последующим простым осаждением, или фильтрацией.

При опробовании стенок скважин специальными пробоотборниками поступление выбуренного материала в контейнеры происходит под действием собственного веса. При опробовании полезных ископаемых необходимо отбирать весь выбуренный материал, и погружные шламоотборники обычно используются совместно с техническими средствами кернового пробоотбора и поверхностного улавливания муты. В этих случаях необходима точная привязка всех отобранных проб к пройденным интервалам. При больших рейсовых углубках возникает необходимость привязки отдельных частей шламовых проб как к соответствующему керновому материалу, так и к определенным глубинам бурения.

Для изучения газоносности буримых пород по крупному шламу существуют шламосборники, герметизирующие пробу непосредственно на забое скважины.

В случае пропусков рудных интервалов при керновом опробовании (в том числе при изучении газоносности отдельных пластов) или некачественном их опробовании применяют специальные шламовые пробоотборники расширяющего или скребкового типа. Эти технические средства опробования можно использовать для изучения газоносности горных пород в любом интересующем геологов интервале скважин.

Помимо вспомогательного назначения, боковые шламовые пробоотборники могут выполнять и самостоятельные работы по изучению горных пород. Особенно эффективно их применение совместно с геофизическими методами изучения геологических разрезов. В качестве самостоятельных средств опробования шламовые пробоотборники с успехом применяются и для отбора технологических проб при разведке угольных месторождений.

Для извлечения высококачественных шламовых проб из рыхлых отложений применяются беспромывочные шнеко-колон-

ковые снаряды. В отличие от шнекового способа бурения, шнеко-колонковые снаряды обеспечивают получение пробы без загрязнения породами лежащих выше интервалов. Отсутствие необходимости в промывке позволяет добиться получения шламовых проб, превосходящих по своей достоверности даже керновые пробы, извлекаемые двойными колонковыми трубами. Снижение качества опробования при использовании двойных колонковых труб объясняется частичным размывом и избирательным выносом породного материала из керноприемника. Применение шнеко-колонковых снарядов позволяет значительно повысить производительность проходки скважин. В ряде случаев при опробовании рыхлых и вязких пород по шламу хорошие результаты получаются при применении ложковых буров.

Шламовое опробование является почти единственным видом изучения проходимых пород при ударном бурении. В качестве средств отбора проб на забое после разрушения пород ударным инструментом применяют различные по конструктивному выполнению пробоотборники и желонки.

Спуск и подъем желонок и пробоотборников в скважину при ударном бурении в основном осуществляется на тросе и в редких случаях с помощью труб. Отбор шламового материала из доставленной на поверхность пульпы производится с помощью специальных ручных пробоотборников.

Основными требованиями, предъявляемыми к опробованию скважин при ударном способе бурения, остаются: 1) постоянство диаметра скважины; 2) полнота сбора разбурияемого материала; 3) отсутствие разбуриивания и обогащения за счет неравномерного разрыхления пород с различным вещественным составом и физическим состоянием, привноса материала из лежащих выше интервалов и забоя скважины, а также отжимом его в затрубное пространство.

В зависимости от применяющихся схем опробования технические средства шламоулавливания могут входить в комплекс кернового опробования или использоваться как самостоятельный вид изучения полезных ископаемых.

Для получения достоверных шламовых проб выбираемые методы и технические средства опробования должны удовлетворять следующим требованиям.

1. Необходимо, чтобы был обеспечен достаточно полный сбор шлама и мути с пробуренного интервала.

2. Шлам должен быть точно привязан к опробуемым интервалам и к керну (случае совместного с керновым опробованием).

3. Шламовый материал не должен загрязняться при его получении, транспортировке и сборе за счет:

а) избирательного разрушения горных пород в зоне работы породоразрушающего инструмента;

б) обвалов и осыпей породы из стенок скважины с интервалов, расположенных выше места опробования.

ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ БУРЕНИЯ С ОБРАТНОЙ ПРОМЫВКОЙ

В зависимости от направления движения промывочной жидкости по отношению к буровому инструменту, и в частности к породоразрушающему инструменту, можно выделить два основных способа промывки скважин при бурении — прямую и обратную.

В настоящее время наибольшее распространение имеет бурение с прямой циркуляцией промывочной жидкости, когда промывочный агент насосом нагнетается по колонне бурильных труб, омыает забой, захватывая при этом разрушенную породу (шлам), охлаждая породоразрушающий инструмент, и по кольцевому пространству между колонной бурильных труб и стенками скважины выходит на поверхность.

В меньшей степени применяется в настоящее время бурение скважин с обратной циркуляцией жидкости.

При этом способе промывки промывочная жидкость движется к забою по кольцевому затрубному пространству, начиная от устья скважины, или только в призабойной зоне, затем поднимается вверх по колонне бурильных труб.

Бурение скважин с обратной промывкой имеет целый ряд преимуществ перед бурением с прямой циркуляцией промывочной жидкости.

1. Обратная циркуляция обеспечивает с одной стороны повышение выхода керна, а с другой — возможность получения представительных шламовых проб. Обратный поток промывочной жидкости стремится удерживать керн во взвешенном состоянии, как бы центрирует его и предохраняет от истирания, самозаклинивания и разрушения в керноприемной трубе.*

2. При обратной промывке происходит интенсивное удаление выбуренной породы в зоне колонкового набора, что предотвращает прихват его шламом. В то же время в конце рейса она ускоряет и облегчает заклинивание керна в колонковой трубе, что достигается отключением бурового насоса и оседанием шлама в кольцевом пространстве между керном и внутренней поверхностью керноприемника.

3. Обратная промывка в ряде случаев обеспечивает возможность бурения скважин с непрерывным выносом керна и кернового материала на поверхность, скважины при этом бурят без ограничения рейса до полного износа породоразрушающего

инструмента. Это повышает время чистого бурения за счет сокращения спуско-подъемных операций.

4. Количество подаваемой в скважину промывочной жидкости сокращается по сравнению с бурением скважин с прямой промывкой в аналогичных условиях, это позволит снизить мощность насосного оборудования, что особенно важно при бурении скважин большого диаметра.

5. Малые скорости движения жидкости в затрубном пространстве при обратной промывке предотвращают размытие и способствуют сохранению устойчивости стенок скважин.

6. Применение обратной призабойной циркуляции при безнасосном бурении позволяет резко сократить расход промывочной жидкости при проходке скважин в безводных районах и в условиях полного поглощения промывочной жидкости.

§ 1. КЛАССИФИКАЦИЯ СПОСОБОВ БУРЕНИЯ С ОБРАТНОЙ ПРОМЫВКОЙ

В настоящее время известно несколько систем обратной промывки скважин, которые в зависимости от схемы гидравлического контура можно подразделить на две большие группы [6].

I. Системы промывок с выходом обратного потока промывочной жидкости на поверхность.

II. Системы промывок с внутрискважинной обратной циркуляцией промывочной жидкости без выхода ее на дневную поверхность.

Системы обратных промывок первой группы в зависимости от способа их создания и видоизменений гидравлического контура могут быть подразделены.

1. Системы обратных промывок, создаваемых нагнетанием промывочной жидкости буровым насосом с поверхности:

а) в затрубное пространство (между колонной бурильных труб и стенками скважин) с выходом на поверхность по колонне бурильных труб;

б) в кольцевой зазор концентрической двойной колонны бурильных труб с выходом на поверхность по внутренней колонне;

в) по колонне бурильных труб с преобразованием прямого потока промывочной жидкости в обратный в призабойной зоне.

2. Отсос промывочной жидкости с забоя через колонну бурильных труб с помощью вакуумнасосов и центробежных насосов.

3. Подъем промывочной жидкости на поверхность через бурильную колонну труб водоструйными насосами (гидроэлеваторами).

4. Откачивание жидкости из скважины по колонне бурильных труб с помощью эрлифта.

Системы промывок второй группы имеют только внутрискважинный замкнутый гидравлический контур обратного потока промывочной жидкости и в отличие от систем первой группы не

обеспечивают возможность выноса шлама и керна на дневную поверхность

Выносимый с забоя потоком промывочной жидкости шлам собирается в специальных шламосборниках, обязательно включаемых в этом случае в компоновку бурового снаряда. В большинстве случаев они представляют собой шламовые трубы закрытого или открытого типов.

Создание обратной циркуляции промывочной жидкости только в призабойной зоне скважин может осуществляться путем применения:

- а) безнасосного способа бурения;
- б) погружных водоструйных (эжекторных) насосов;
- в) погружных центробежных насосов с электроприводом;*
- г) погружных насосов с механическим приводом;*
- д) погружных поршневых и пульсационных насосов с гидро- и пневмоприводом;*
- е) двух жидкостей с разными удельными весами (плавающий столб промывочной жидкости) *.

Приведенные в классификации системы обратной циркуляции промывочной жидкости и способы их создания имеют свои преимущества и недостатки, каждая из них может быть эффективной только в определенных геолого-технических условиях бурения.

§ 2. СНАРЯДЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ С ОБРАТНОЙ ПРИЗАБОЙНОЙ ЦИРКУЛЯЦИЕЙ ОЧИСТНОГО АГЕНТА

Безнасосное бурение до недавнего времени было широко распространенным способом сооружения скважин с обратной призабойной циркуляцией промывочной жидкости, схема которого приведена на рис. 96 (снаряд конструкции проф. С. А. Волкова).

Сущность безнасосного бурения заключается в том, что, будучи спущенным на бурильных трубах в скважину, специальный снаряд приводится во вращение, в процессе которого периодически расхаживается (приподнимается над забоем и вновь опускается). Во время вращения и перемещения снаряда вниз и вверх осуществляется циркуляция жидкости в зазорах между стенками скважины, снарядом и керном.

При подъеме снаряда над забоем происходит засасывание жидкости, которая несет с забоя выбуруиваемый шлам во внутреннюю полость колонковой трубы. При опускании снаряда на забой жидкость со шламом открывает специальный клапан в снаряде, протекает по шламопроводящей и шламоулавливающей трубам, затем через отверстия в переходнике изливается в скважину.

* Эти способы не нашли широкого практического применения.

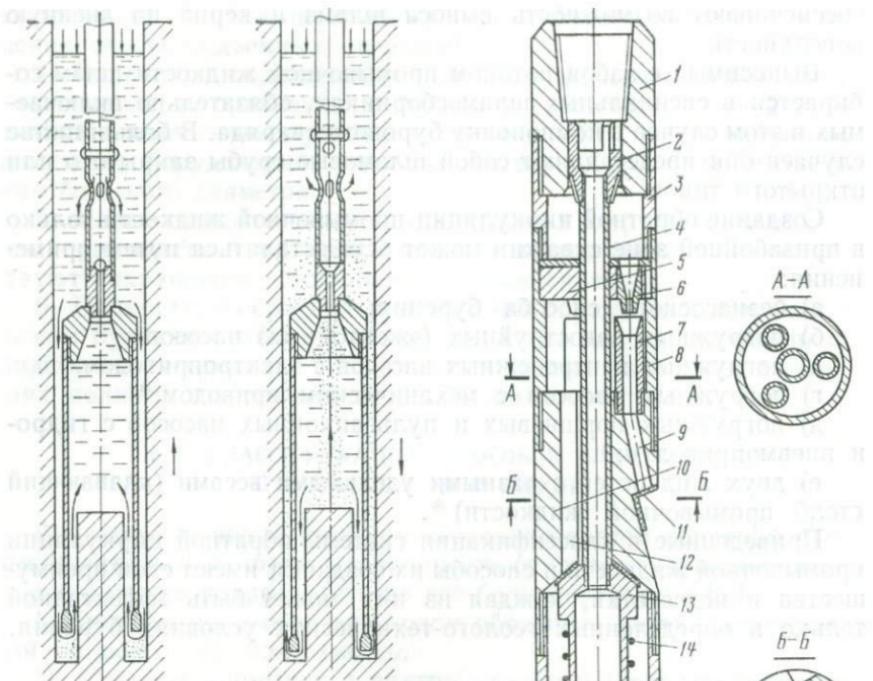
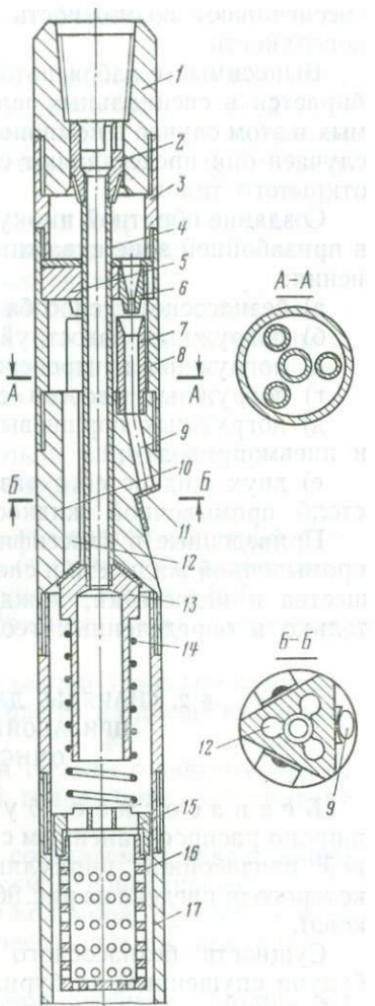


Рис. 96. Снаряд для безнасосного бурения

Рис. 97. Эжекторный колонковый снаряд со струйными насосами:
1, 10 — переходник; 2 — направляющая головка; 3, 8 — патрубок; 4 — трубка; 5 — плита; 6, 7 — струйный насос; 9, 12 — каналы; 11 — клапан; 13 — конический клапан; 14 — пружина; 15 — пята; 16 — фильтр; 17 — колонковая труба



В шламоулавливающей трубе происходит выпадение шлама вследствие резкого снижения скорости движения жидкости.

Таким образом, в процессе бурения происходит периодическая обратная циркуляция жидкости в призабойной зоне, что обеспечивает вынос шлама с забоя скважины в шламоулавливающую трубу, как правило, закрытого типа.

При безнасосном бурении обязательным условием является наличие в скважине столба жидкости. Как правило, это подземные воды. Если же скважина «сухая», то в нее через устье периодически подливают воду или глинистый раствор.

Этот способ позволяет получить высокий процент выхода керна даже по мягким, легко размывающимся породам при обыч-

ном бурении. Безнасосное бурение, как правило, применяется в мелких скважинах, что объясняется трудоемкостью расхаживания бурового снаряда.

Для механизации расхаживания создавались специальные буровые станки (ИГИ-100 конструкции проф. С. А. Волкова и др.) и снаряды, подъем которых над забоем скважины осуществлялся вследствие вращения колонны бурильных труб (снаряды конструкции СКБ МГ СССР и др.).

Этот способ бурения впервые был применен в Советском Союзе, а теоретические, экспериментальные исследования и разработка инструмента и оборудования для его осуществления были проведены кафедрой разведочного бурения МГРИ им. С. Орджоникидзе под руководством проф. С. А. Волкова. Им впервые была разработана технология безнасосного бурения для различных геологотехнических условий, которая характеризуется следующими факторами:

- а) частотой расхаживания бурового снаряда;
- б) высотой подъема бурового снаряда над забоем;
- в) величиной осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент;
- г) частотой вращения снаряда.

Основным недостатком безнасосного бурения является частое возникновение знакопеременных нагрузок в бурильных трубах в процессе расхаживания снаряда, что приводит к преждевременному износу труб и их соединений. Расхаживание инструмента при помощи лебедки станка отрицательно сказывается на работе узлов и повышает их износ.

В настоящее время безнасосное бурение находит ограниченное применение.

Эжекторный колонковый снаряд с струйными насосами (рис. 97) предназначен для бурения раздробленных и сильно трещиноватых горных пород [2]. Включение в конструкцию снаряда нескольких насосов позволяет повысить коэффициент эжекции снаряда и интенсивность обратной призабойной промывки.

Эжекторный снаряд состоит из переходника 1 патрубка, трубы 4 с направляющей головкой 2, плиты 5, струйных насосов 6, 7, переходника 10, клапана 13, пружины 14, пяты 15, фильтра 16 и колонковой трубы 17. Головка 2 с помощью резьбы соединена с трубкой 4, которая удерживается в крайнем верхнем положении пружиной 14. Плита 5, в которой укреплены сопла струйных насосов, зафиксирована от осевого перемещения патрубком 3. Смесители ввинчены в торец переходника 10. Диффузоры представляют собой конические каналы 9, просверленные в переходнике и закрытые внизу клапанами 11, которые предупреждают засасывание жидкости из скважины в случае зашламования одного из сопел струйных насосов. Каналы 12 перекрыты в нижней части переходника коническим клапаном 13 для предотвращения

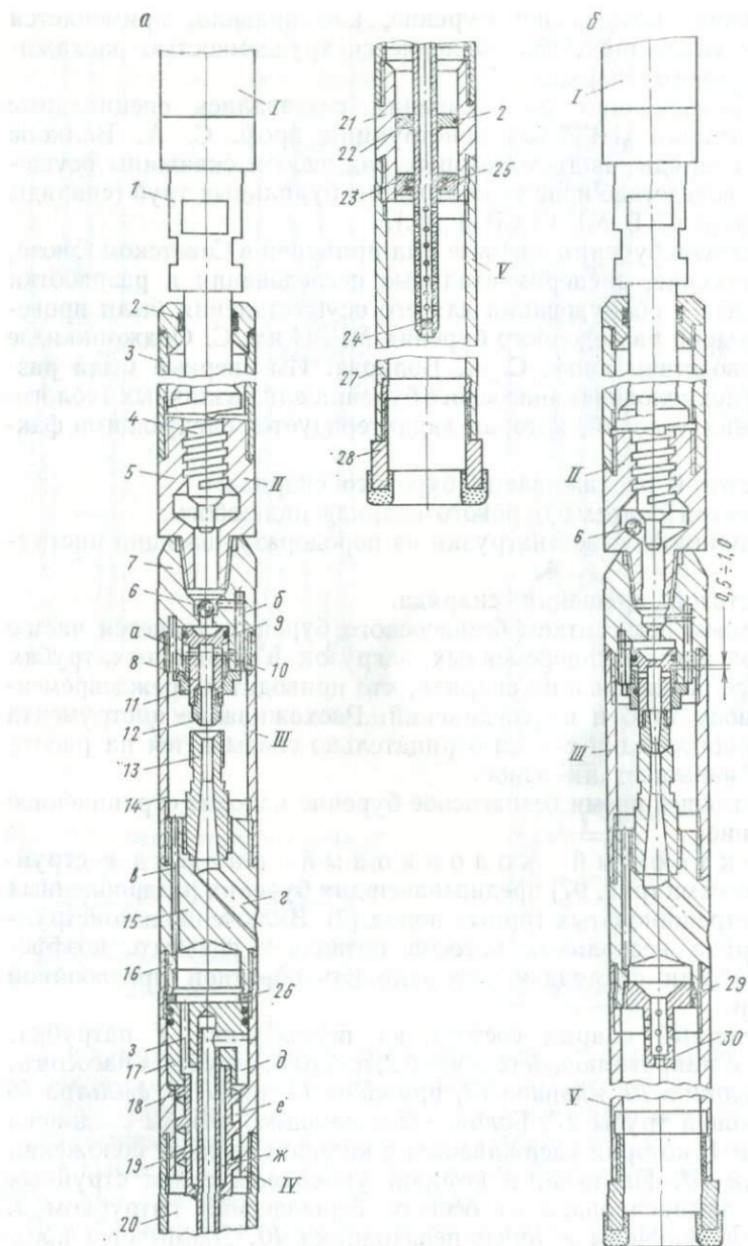


Рис. 98. Универсальный колонковый набор УКН:

a — снаряд в рабочем положении, *b* — перед началом бурения; *I* — гидроударник; *II* — механизм сбрасывания шарового клапана; *III* — эжектор; *IV* — шламовая труба; *V* — колонковая труба с коронкой; *1* — муфта замка; *2*, *9* — уплотнительное кольцо; *3* — колпак; *4* — шпиндель; *5*, *16* — корпус; *6* — шарик; *7*, *15* — переходник; *8* — клапан; *10* — винт; *11* — гайка; *12* — насадка; *13* — диффузор; *14* — патрубок; *17* — головка; *18* — гидроциклон; *19* — трубка; *20* — шламовая труба; *21* — ниппель; *22*, *23* — центратор; *24* — заглушка; *25* — манжета; *26* — шайба; *27* — колонковая труба; *28* — породоразрушающий инструмент; *29* — штифт; *30* — фильтр

утечки промывочной жидкости в скважину при прямой промывке. Перед спуском снаряда в скважину необходимо отрегулировать расстояние между нижней кромкой клапана 13 и пятой 15. Оно должно обеспечивать при опускании трубы 4 до упора клапана в пятую полное открытие окон на головке 2. При этом направляющие перья головки не должны выходить из гнезда в переходнике 1. Струйные насосы регулируются так же, как и на обычных эжекторных снарядах.

После спуска снаряда в скважину на 1—1,5 м выше забоя через трубку 4 в колонковую трубу закачивают промывочную жидкость для очистки забоя от шлама. Затем через колонну бурильных труб забрасывают металлический шарик, который, садясь в головку 2, перекрывает промывочный канал трубы 4. Затем вновь включают буровой насос. При возрастании давления в колонне бурильных труб головка 2, трубка 4 и клапан 13 опускаются до упора в пятую 15. При этом открываются окна направляющей головки 2, промывочная жидкость поступает в рабочую камеру снаряда и к струйным насосам. Далее бурение скважины ведется при обратной промывке, осуществляющей струйными насосами.

Диаметр снаряда 73 мм, сопла насоса 6,5 мм, смесителя 10 мм. Количество подаваемой жидкости в снаряд 30—150 л/мин.

Универсальный колонковый набор УКН [11] представляет собой единый комплекс эжекторного снаряда с гидроударником или гидровибратором (рис. 98). Он предназначен для повышения качества керно-шламового опробования скважин при перебурке зон оруденения, представленных сильно трещиноватыми, дроблеными и перемежающимися по твердости породами V—XII категорий по буримости.

В зависимости от геолого-технических условий бурения в УКН включают следующие инструменты:

гидровибратор или высокочастотный гидроударник;
механизм сбрасывания шарового клапана;
эжектор с узлом комбинированной промывки;
закрытая шламовая труба с гидроциклонным шламоулавливателем;

колонковая труба с твердосплавной или алмазной коронкой.

УКН разработан партией производственно-технической тематики треста Киевгеология и принят к серийному изготовлению Министерством геологии УССР.

Техническая характеристика УКН-73

Гидроударник высокочастотный	ГВ-5
Механизм сбрасывания шарового клапана:	
наружный диаметр, мм	74
длина, мм	420
масса, кг	8,5
Эжектор:	
диаметр выходного отверстия насадки, мм	8
диаметр камеры смешения, мм	11

наружный диаметр, мм	75
длина, мм	400
масса, кг	7
Шламовая трубка:	
наружный диаметр, мм	73
длина, мм	1250
диаметр шламопроводящей трубы, мм	13
масса, кг	10
Колонковая трубка:	
наружный диаметр, мм	73
длина, мм	2500
Общая длина УКН, мм	7000
Масса, кг	80

В УКН (см. рис. 98) промывочная жидкость через гидроударник *I* и механизм *II* поступает в основной рабочий узел — эжектор *III*. Жидкость с большой скоростью вытекает из насадки *12* и, создавая в камере диффузора *13* область пониженного давления, увлекает за собой жидкость из патрубка *14*. Через каналы *в* распределительного переходника *15* в патрубок *14* непрерывно поступает промывочная жидкость, образующая эжектируемый поток.

При выходе из канала *г* переходника *15* поток жидкости разделяется: большая его часть по затрубному пространству направляется к устью скважины, а меньшая (эжектируемый поток) поступает к забою скважины и, охлаждая коронку *28*, в колонковую трубу *27*. Восходящий поток промывочной жидкости в колонковой трубе способствует сохранности керна от размыва и истирания, а также обеспечивает улавливание шлама для его последующего опробования. Для этой цели в УКН имеется шламовая труба закрытого типа, состоящая из ниппеля *21*, шламопроводящей трубы *19*, трубы *20*, гидроциклона *18*, головки *17* и корпуса *16*.

Трубка *19* имеет заглушку *24* для предотвращения закупоривания каналов гидроциклона выбуренной породой и фильтр.

Эжектируемый поток, несущий из колонковой трубы шлам через трубку *19* и каналы *д* и *е* гидроциклона, направляется в шламовую трубу. Действие центробежных сил на частицы шлама, которые врачаются в гидроциклоне, сила тяжести и снижение скорости потока промывочной жидкости в шламовой трубе обеспечивают оседание самых мелких частиц шлама (мути). Очищенный поток жидкости через каналы *ж*, *з* и *в* гидроциклона и переходника *15* поступает в эжектор. Устойчивость восходящего потока по трубке и в гидроциклоне обеспечивается уплотнительными кольцами *2* и манжетой *25*, расположенными в центраторах *22*, *23* и головке *17*.

В конструкции УКН предусмотрен узел, обеспечивающий комбинированную промывку скважины.

Перед началом бурения шарик *6* (рис. 98, *б*) находится в крайнем верхнем положении. Под действием промывочной жидкости

ТАБЛИЦА 96

*
7

Породы	Категория пород по буримости	Породоразрушающий инструмент	Параметры режима бурения			Рекомендуемая углубка за рейс, м	
			осевая нагрузка, кгс	частота вращения снаряда, об/мин	подача промывочной жидкости, л/мин	без шламовой трубы	со шламовой трубой
Аргиллиты, алевролиты, песчаники, туфы трещиноватые в различной степени окварцованные	V—IX	Твердо-сплавная коронка	500—900	130—280	120—150	3,0—4,0	2,0—3,0
	XI—X	Алмазная коронка	800—1200	130—350	120—150	3,0—4,0	2,5—3,0
Окремненные и окварцованные аргиллиты и туфы сильно трещиноватые, дробленые	IX—XI	Алмазная коронка	700—1000	130—350	120—150	2,5—3,0	1,5—2,0
	V—IX	Твердо-сплавная коронка	400—800	130—280	120—150	2,0—2,5	1,2—1,5
В различной степени окварцованные перемежающиеся по твердости каолинизированные туфы, аргиллиты и песчаники	VIII—XI	Алмазная коронка	600—900	130—350	120—150	2,0—2,5	1,2—1,8

подвижный клапан 8 опускается вниз и перекрывает боковые каналы переходника 7, а насадка 12 входит в диффузор 13. Поток жидкости по центральному и боковым каналам *a* переходника 7, пазам гайки 11, каналам *b* переходника 15, через гидроциклон, трубку 19 и колонковую трубу поступает на забой скважины и далее по затрубному пространству к ее устью, обеспечивая прямую промывку.

Для осуществления призабойной циркуляции промывочной жидкости поворотом шпинделя 4 механизма сбрасывания II освобождают шарик 6, который попадает в переходник 7 и перекрывает осевой канал. Клапан 8 под давлением промывочной жидкости вместе с насадкой 12 перемещается до упора в переход-

ТАБЛИЦА 97

Показатели	Тип эжектора		
	ОК80	ОК80М-76	ОК90М-59
Наружный диаметр, мм	76	76	59
Наружный диаметр корпуса, мм	70	70	54
Количество эжектируемой жидкости (в л/мин) при подаче насоса, л/мин:			
200—220	90	100—110	—
150	60	80	85
100—110	40—45	55—60	55—65
Длина, мм	500	620	452
Масса, кг	9,7	9,6	4,35

ТАБЛИЦА 98

Показатели	Одинарный		Двойной	
	ОЭС-57	ОЭС-73	ДЭС-73	ДЭС-89
Труба колонковая:				
диаметр наружный, мм	57	73	73	89
длина, мм	1500	1800	3250	3955
Труба керноприемная:				
диаметр наружный, мм	—	—	60	73
длина, мм	—	—	3000	3000
Труба шламовая:				
длина, мм	800	800	—	800
Насос струйный (эжектор):				
диаметр выходного отверстия на- садки, мм	7	7	7	7
диаметр камеры смешения, мм	11	11	11	11
расстояние от обреза насадки до входа в камеру смешения, мм	7	7	7	7
Длина снаряда, мм	<2780	<3095	<3580	<4290
Масса снаряда, кг	<17,5	<30,5	<52,5	<80

Рис. 99. Одинарный эжекторный снаряд ОЭС

Рис. 100. Двойной эжекторный снаряд ДЭС

ник 7, открывая вход в диффузор 13. При этом прямой поток промывочной жидкости через переходник 7 и клапан 8 попадает в насадку 12 и выходит из нее с большой скоростью, чем достигается призабойная циркуляция промывочной жидкости.

Механизм сбрасывания шарового клапана одновременно служит отсоединительным переходником. Отвернув шпиндель 4, поднимают его до упора в колпак 3. За счет сил трения конусных поверхностей при правом вращении колпак 3, соединенный с корпусом 5 левой резьбой, отвинчивается, и буровой снаряд может быть поднят вверх.

В табл. 96 приведены режимы бурения УКН применительно к геологическим условиям месторождений Закарпатья.

Эжекторы ОК-80, ОК-80М-76, ОК-90М-59, разработанные СКБ ВПО «Союзгеотехника», предназначены для повышения выхода керна в трещиноватых породах при использовании гидроударных машин Г-7 и Г-9. Технические характеристики эжекторов приведены в табл. 97.

Эжектор включают в буровой снаряд между гидроударником и колонковой трубой, благодаря которому прямой поток промывочной жидкости преобразуется в обратный в призабойной зоне.

Комплекс технических средств «Руда», разработанный ЦНИГРИ, предназначен для отбора керна в сильно трещиноватых, разрушенных, перемежающихся по твердости породах VII—XII категорий по бурильности.

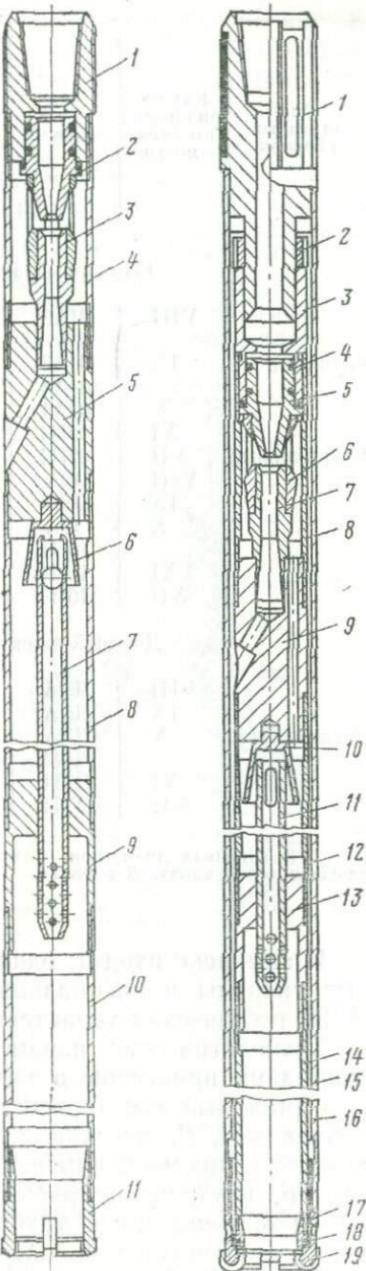


ТАБЛИЦА 99

Вид алмазных коронок	Категория пород по буровости	Тип коронки	Параметры режима бурения			Величина рейсовой углубки, м
			осевая нагрузка на коронку, кгс *	частота вращения снаряда, об/мин	расход промывочной жидкости, подаваемой в эжектор, л/мин	

Одинарный эжекторный снаряд ОЭС-73

Серийные	VIII	01АЗ	500—600	350—200	120—150	Без ограничения
	IX	01АЗ, 01А4	600—700	350—200	120—150	То же
	X	01А4	700—800	350—200	120—150	»
Специальные	XI	02И4	800—950	350—200	120—150	»
	XII	02И4	950—1100	350—200	120—150	»
	VIII	ОЭА	600—700	480—300	120—180	»
	IX	ОЭА	650—750	480—300	120—180	»
	X	ОЭА	750—850	480—300	120—180	»
	XI	16И4	800—900	480—300	120—180	»
	XII	16И4	900—1050	480—300	120—180	»
		16И4	1050—1200	350—200	120—180	»

Двойной эжекторный снаряд ДЭС-73

Специальные	VIII	ДЭА	700—800	500—300	90—120	С ограничением в раздробленных
	IX	ДЭА	800—900	500—600	90—120	перемятых
	X	ДЭА	900—1000	500—300	90—120	породах
	XI	ДЭИ	1100—1200	500—300	90—120	до 1,5 м
	XII	ДЭИ	1200—1300	500—300	90—120	
		ДЭИ	1300—1500	400—300	90—120	

* В коронках диаметром 57 мм осевая нагрузка уменьшается пропорционально площади торца алмазной коронки.

В комплекс входят: одинарный ОЭС и двойной ДЭС эжекторные снаряды и специальные алмазные коронки 16И4, ДЭА и ДЭИ, техническая характеристика которых приведена в табл. 98.

Технологические параметры режима бурения эжекторными снарядами приведены в табл. 99.

Одинарный эжекторный снаряд ОЭС (рис. 99) состоит из переходников 1, 9, насадки 2, камеры смешения с диффузором 3, патрубка приемной камеры 4, распределителя 5, конуса отражателя 6, внутренней трубы 7 с шаровым клапаном, шламовой трубы 8, колонковой трубы 10, коронки 11. С этим снарядом могут применяться специальные коронки 16И4 или серийные.

Двойной эжекторный снаряд ДЭС (рис. 100) состоит из: переходников 1, 3, 13, гайки 2, уплотнительных колец 4 и 18, насадки 5, втулки 6, камеры смешения с диффузором 7, патрубка приемной камеры 8, распределителя 9, конуса отражателя 10, внутренней

трубки 11, шламовой трубы 12, керноприемной трубы 14, наружной трубы 15, подкоронника 16, кернодержателя 17, породоразрушающего инструмента 19. Для этих снарядов разработаны специальные алмазные коронки ДЭЛ и ДЭИ.

§ 3. ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ БУРЕНИЯ С ОБРАТНОЙ ЦИРКУЛЯЦИЕЙ ОЧИСТНОГО АГЕНТА ПО ВСЕМУ СТВОЛУ СКВАЖИНЫ

Наиболее простой и распространенной является схема обратной промывки, при которой промывочная жидкость нагнетается между колонной бурильных труб и стенками скважины. Жидкость доходит до забоя, омывает его, охлаждает породоразрушающий инструмент и по колонне бурильных труб выходит на поверхность. Для создания обратной циркуляции по этой схеме устье скважины оборудуется герметизирующей головкой (рис. 101).

Головка состоит из корпуса 6, в котором между резиновыми втулками размещается сальниковая набивка 7. В корпус на резиновую втулку вставляется нажимная шайба 5 с гайкой 4. Корпус головки с помощью откидных болтов 1 крепится к воронке 8, которая в свою очередь посредством фланца соединяется с ниппелем 2 и далее с тройником 3. Тройник служит для соединения головки с верхней обсадной трубой. Тройник имеет отводной патрубок 9, служащий для подсоединения к нагнетательной магистрали бурового насоса.

При проведении спуско-подъемных операций корпус головки находится на ведущей трубе, а в процессе бурения с помощью болтов 1 он присоединяется к воронке 8. Для обеспечения герметичности соединения между корпусом и воронкой устанавливается резиновая прокладка.

Создание обратной циркуляции по всему стволу скважины можно осуществлять также с помощью водоподъемников-эрлифтов, работающих со сжатым воздухом. Сущность создания обратной циркуляции с помощью эрлифта заключается в следующем (рис. 102). В колонну бурильных труб по воздухопроводящим

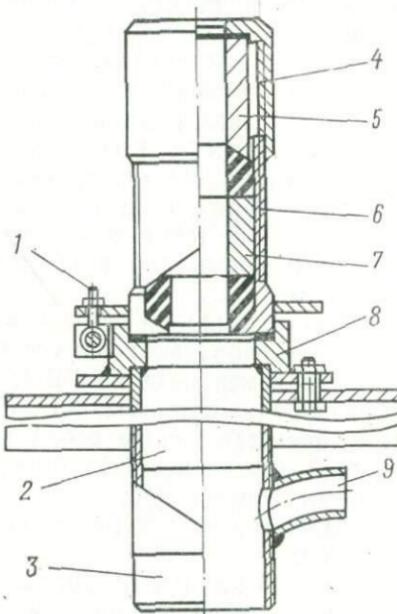


Рис. 101. Герметизирующая головка

каналам компрессором нагнетается сжатый воздух, который с помощью специального смесителя перемешивается с водой, находящейся в трубах. Образующаяся при этом смесь воды и воздуха (аэрированная жидкость) поднимается по водоподъемной колонне на поверхность, изливается в отстойник и оттуда самотеком в затрубное пространство скважины.

При насыщении жидкости воздухом ее плотность уменьшается. В результате излива (откачивания) части аэрированной жидкости из бурильной колонны в отстойник в скважине нарушается гидравлическое равновесие. Давление жидкости внутри трубы становится меньше, чем в затрубном пространстве. В результате возникновения перепада давлений в сообщающихся каналах промывочная жидкость из скважины начинает перетекать внутрь колонны бурильных труб, омывая забой и охлаждая породоразрушающий инструмент. Так осуществляется обратная циркуляция промывочной жидкости с помощью эрлифта.

Обязательным условием применения эрлифта являются:
наличие в скважине жидкости с уровнем не менее 40—50 м;
отсутствие в геологическом разрезе вязких пластичных пучящихся пород типа глины.

Комплекс технических средств для бурения с эрлифтной обратной промывкой (КОЭН) разработан ВИТР ВПО «Союзгеотехника».

В состав комплекса входят:

малогабаритные компрессоры ВК-25-ЭА или ВК-25-Д1;
расходомер воздуха РВ-4;
водоподъемники НЭ-50П, НЭ-60, ЗП, НЭ-63,5 П (I), НЭ-63,5П (II), представляющие собой колонну бурильных труб с подвешенной внутри нее гибкой полиэтиленовой трубкой для подвода воздуха к смесителю;
шламоприемники (шламовые трубы закрытого типа) ШП-89, ШП-108;
сливной клапан КС-50, который предназначен для предотвращения выдавливания керна жидкостью, находящейся в бурильной колонне, и для слива ее в скважину при подъеме снаряда.

Принцип действия КОЭН (рис. 103) следующий. Компрессор подает сжатый воздух в смеситель 5 и оттуда в кольцевое пространство между водоподъемными трубами 4 и полиэтиленовой трубкой 3, где он аэрирует промывочную жидкость. Насыщенная пузырьками воздуха жидкость изливается в скважину через отверстие в верхней части водоподъемной колонны труб. Это сопровождается постоянным истечением промывочной жидкости из бурильной колонны и непрерывным перетоком жидкости из скважины через зазор между породоразрушающим инструментом и забоем в колонковый снаряд 8. Увлекаемый потоком шлам осаждается в шламовой трубе 7 закрытого типа.

Технические средства для бурения скважин с выносом керна КГК-100.

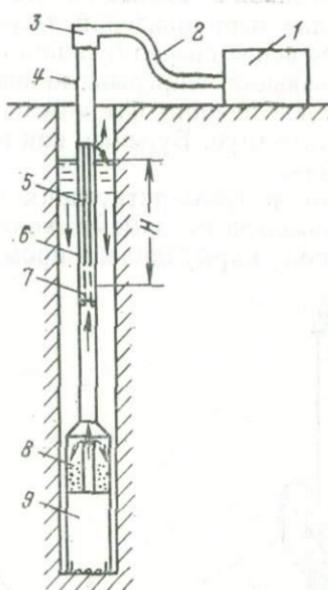


Рис. 102. Схема обратной циркуляции с эрлифтом:

1 — компрессор; 2 — шланг; 3 — сальник;
6 — водоподъемные трубы; 5, 6 — воздухо-
подводящие трубы; 4 — бурильные трубы;
7 — смеситель; 8 — шламовая труба; 9 —
колонковая труба

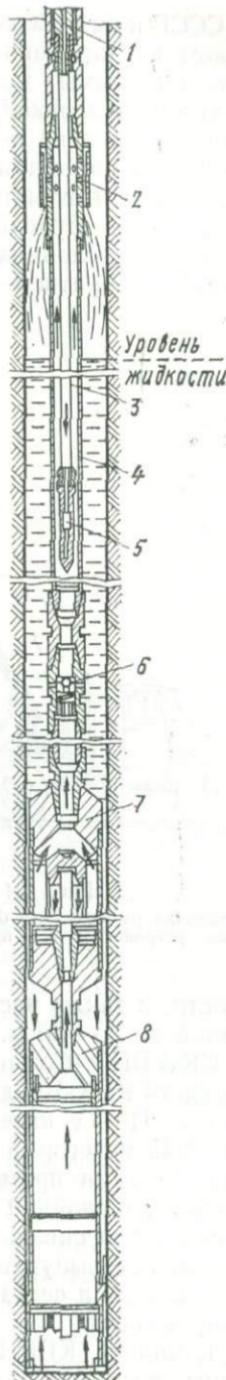


Рис. 103. Комплекс технических
средств для бурения с эрлифтной
обратной промывкой (КОЭН):

1 — узел подвеса полистиленовой трубы;
2 — сливной переходник; 3 — воздухоходо-
водящая полистиленовая трубка; 4 — бурильные (водоподъемные) трубы; 5 — сме-
ситель; 6 — сливной клапан; 7 — шламо-
улавливатель; 8 — колонковый снаряд

В СССР и за рубежом при поисково-съемочных работах, геологическом картировании и разведке месторождений твердых полезных ископаемых находит применение способ бурения скважин с обратной промывкой, обеспечивающий непрерывный вынос выбуренного керна на поверхность восходящим потоком промывочной жидкости по колонне бурильных труб. Бурение, как правило, осуществляется в мягких породах.

Этот метод бурения скважин в соответствующих геологотехнических условиях может обеспечить замену колонкового бурения с обратной призабойной циркуляцией промывочной

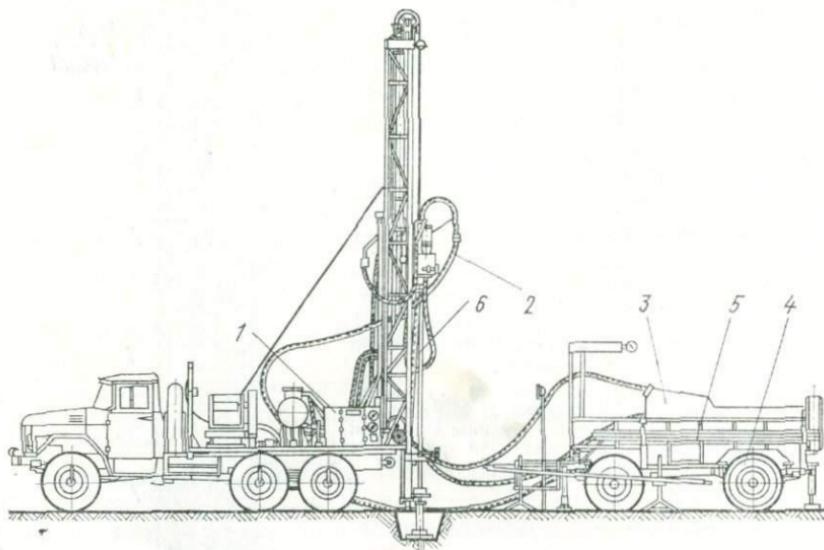


Рис. 104. Общий вид комплекса КГК-100:

1 — установка разведочного бурения УРБ-2А-2ГК; 2 — система промывки; 3 — керно-приемное устройство; 4 — прицеп-емкость; 5 — стеллаж; 6 — бурильная колонна

жидкости, а также частично шнекового и вибрационного бурения глубиной до 30—50 м.

В СКБ ВПО «Союзгеотехника» разработан комплекс технических средств КГК-100 для сооружения скважин глубиной до 100 м в породах II—IV категорий по буримости с пропластками пород до VI—VII категорий [15].

При бурении промывочная жидкость подается в межтрубное пространство двойной бурильной колонны. В непосредственной близости забоя скважины она поступает во внутреннюю колонну и, захватывая выбуренные керн и шлам, выносит их к промывочному сальнику и через керноотводящий рукав доставляет в лотки керноприемника.

В комплекс КГК-100 (рис. 104) входят: буровая установка, колонны двойных бурильных труб, твердосплавные коронки,

промывочный сальник, грузоподъемные приспособления, технические средства для нагнетания и отвода промывочной жидкости, керноприемное устройство, передвижная емкость, стеллаж.

Бурильная колонна состоит из наружных и внутренних труб (рис. 105).

Техническая характеристика бурильной колонны

Диаметр бурильных труб, мм:	
наружных	73
внутренних	48
Толщина стенки труб, мм:	
наружных	6,5
внутренних	3
Материал труб:	
наружных	Н-73
внутренних	Д16Т
Длина трубы, кг	4,9
Масса двойной трубы, кг	52,0

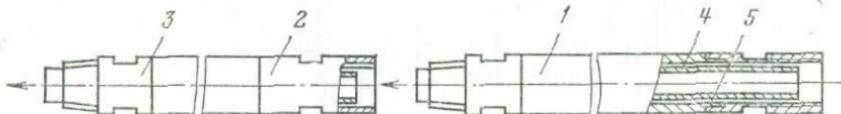


Рис. 105. Бурильная колонна:

1 — наружная труба; 2 — муфта; 3 — ниппель; 4 — внутренняя труба; 5 — центрирующие ребра

Наружные трубы соединяются ниппелями и муфтами. Внутренние легкосплавные трубы имеют стальные наконечники с наружными центрирующими ребрами и торцевыми поверхностями, выполненными в виде конуса и сферы. Внутренние трубы имеют возможность осевого перемещения относительно наружных.

Для предотвращения образования зазоров между наконечниками труб внутренней колонны, а также деформации при сборке бурильной колонны применяются трубные винтовые компенсаторы, выполненные в виде разъемного корпуса, внутри которого по резьбе перемещается букса, связанная шлицами, со сменными трубками различной длины (рис. 106). Сжатие внутренних труб, расположенных ниже компенсатора, осуществляется путем вращения трубки. Компенсаторы включают в бурильную колонну через 50—70 м.

Герметичность соединений внутренней колонны повышается также за счет давления на них с усилием 70—140 кгс подпружиненной трубы промывочного сальника.

Твердосплавные коронки армированы восьмигранными резцами формы Г53 из твердого сплава ВК-8. Промывочная жидкость не доходит до забоя скважины, а поступает во внутреннюю колонну в 20—30 мм от торца коронки. Охлаждение породоразрушающего инструмента осуществляется промывочной жидкостью в основном при периодическом расхаживании инструмента.

Коронки изготавливаются трех диаметров: без ребер диаметром 76 мм и ребристые диаметром 85 и 92 мм.

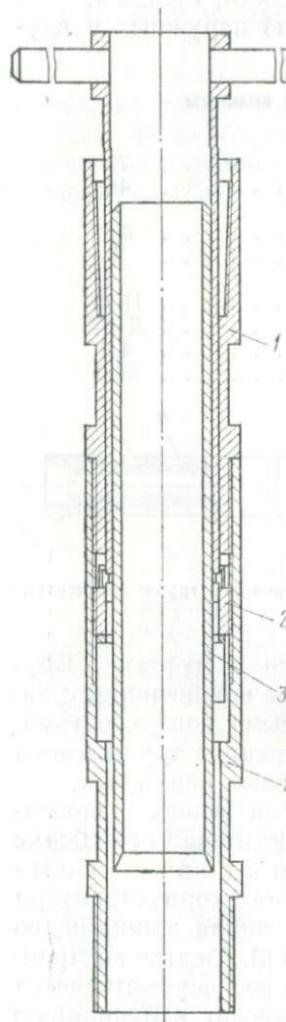


Рис. 106. Винтовой компенсатор:

1 — разъемный корпус; 2 — букса; 3 — сменные трубы

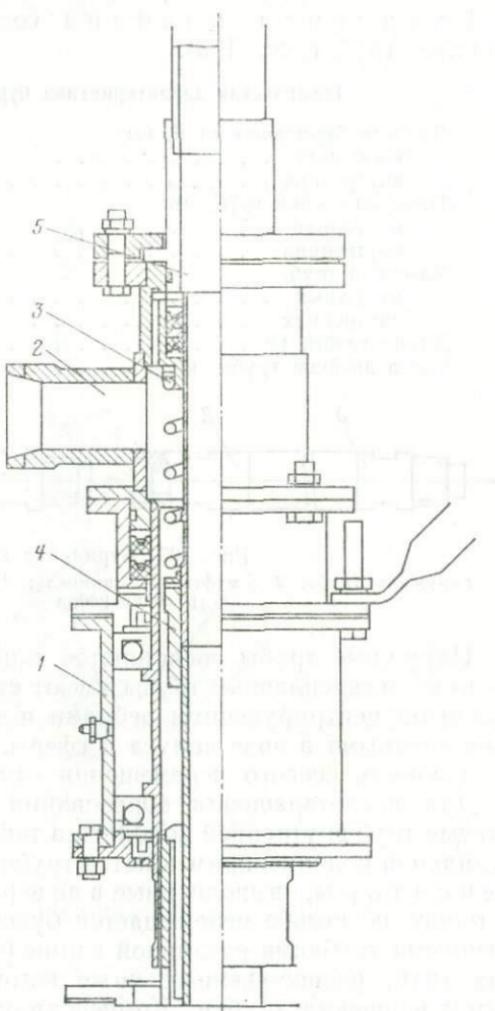


Рис. 107. Промывочный сальник:
1 — корпус; 2 — нагнетательная линия; 3 — пружина;
4 — внутренняя труба; 5 — керноотводящая линия

Коронки первого типа применяются для бурения устойчивых пород и перебуривания пропластков пород средних категорий. Ребристые коронки применяются для бурения вспучивающихся и склонных к обрушению пород II—IV категорий по буримости, а также для забуривания скважин.

Промывочный сальник (рис. 107) через шпиндель, закрепленный в подвижном вращателе бурового станка, передает крутящий момент и осевую нагрузку колонне бурильных труб. Сальник обеспечивает подачу промывочной жидкости в межтрубное пространство бурильной колонны и отвод восходящего потока жидкости с керном и шламом в керноприемное устройство по керноотводящей дуге и рукаву.

Элеватор совместно с подвижным вращателем, на шпинделе которого он установлен, предназначен для проведения спуско-подъемных операций, наращивания бурильных труб, а также их

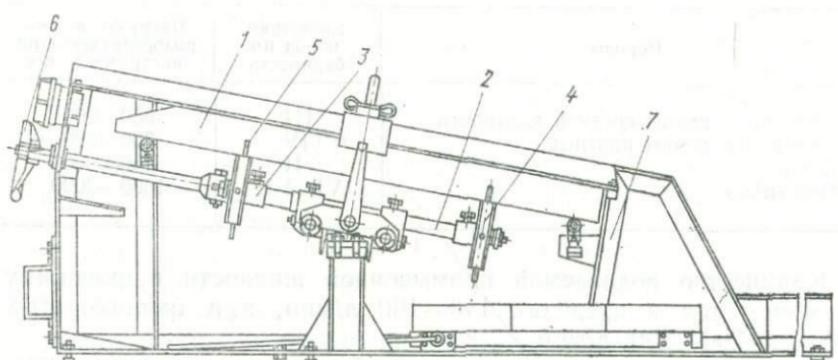


Рис. 108. Керноприемное устройство:

1 — съемные лотки; 2 — ось; 3 — шкив; 4 — ленточный транспортер; 5 — толкателъ;
6 — штурвал; 7 — рама

свинчивания и развинчивания. Корпус элеватора связан со шпинделем фигурной втулкой; крутящий момент передается через шлицы, выполненные на наружной поверхности шпинделя.

Система подачи и отвода промывочной жидкости обеспечивает ее поступление между труб бурильной колонны или во внутреннюю колонну, а также регулирование интенсивности промывки. Система состоит из нагнетательного, керноотводящего и сливного рукава с вентилем.

Керноприемное устройство (рис. 108) состоит из рамы, на которой закреплены оси со шкивами, предназначенными для перемещения ленточного транспортера с толкателем. Выбуренная порода потоком промывочной жидкости через керно-проводящий рукав, присоединенный к передней стенке рамы, выносится в съемные перфорированные лотки, установленные на транспортере. Перемещение лотков после их заполнения керновым материалом осуществляется поворотом штурвала, связанного через ось со шкивами.

Устройство монтируется над передвижной емкостью, которая предназначена для создания замкнутой системы циркуляции промывочной жидкости. Емкость представляет

собой металлический короб объемом 2,5 м³, который смонтирован на двухосном шасси низкорамного прицепа.

Стеллаж для укладки бурильных труб представляет собой конструкцию из двух разновысоких опор с поперечинами.

При бурении скважин этим способом частота вращения снаряда находится в пределах 100—250 об/мин. Рекомендуемые величины осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент приведены в табл. 100.

ТАБЛИЦА 100

Породы	Категория пород по буримости	Нагрузка на породоразрушающий инструмент, кгс
Суглинки и глины средней плотности	III	500—600
Суглинки и глины плотные	IV	700—800
Пески	II	450—600
Известняки	VI—VII	1500—2000

Количество подаваемой промывочной жидкости в скважину рекомендуется в пределах 140—160 л/мин, а в трещиноватых породах 200—250 л/мин.

При бурении с выносом керна необходимо периодически расхаживать инструмент, что производится при превышении величины крутящего момента, характерной для нормального процесса бурения. Высота подъема бурового инструмента над забоем при расхаживании и его частота в зависимости от вида горных пород и состояния ствола скважины приведены в табл. 101.

ТАБЛИЦА 101

Породы	Категория пород по буримости	Величина углубки за рейс, м	Высота подъема инструмента, м
Пески	II	0,1—0,5	0,3—1,5
Супеси и глины средней плотности и плотные	III—IV	0,3—1,5	1,0—2,0
Известняки	VI—VII	2—4	0,5—1,0
Гравийно-галечные отложения	VI	0,3—1,0	0,6

ГЛАВА VIII

**ИНСТРУМЕНТ
ДЛЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ**

При сооружении геологоразведочных скважин в ряде случаев производят искусственное искривление их стволов, что является одним из технологических приемов при направленном бурении.

Искусственное искривление скважин осуществляют в следующих основных случаях:

при исправлении скважины, отклонившейся от своего проектного положения в результате естественного искривления;

для повторной перебурки тела полезного ископаемого из той же скважины с целью повышения представительности опробования полезного ископаемого;

при многоствольном (многозабойном) бурении;

для обхода оставленного в результате аварии в скважине бурowego инструмента и т. д.

Искусственное искривление скважины состоит из ряда операций, из которых можно выделить главные:

подготовку забоя скважины или установку искусственного забоя;

ориентирование отклонителя для обеспечения последующего искривления скважины в нужном направлении;

бурение ствола скважины в новом направлении (собственно искривление скважины).

Для осуществления всех элементов цикла искусственного искривления скважин разработано большое количество различного инструмента, часть из которого серийно изготавливается на заводах страны.

§ 1. ОТКЛОНИТЕЛИ

Искусственное искривление скважин (бурение в новом направлении с резким увеличением зенитного или азимутального угла) осуществляется с помощью различных отклонителей, отклоняющих клиньев, снарядов и т. д.

В СССР разработан ряд классификаций технических средств направленного бурения (С. С. Сулашкина, А. С. Волкова, Е. Л. Лиманова и др.). В их основу положены такие признаки, как ориентирование, крепление, конструктивное выполнение и т. д.

Наиболее полной является классификация проф. Е. Л. Лиманова, в которой основным критерием, характеризующим работу технических средств, принят принцип действия отклоняющих устройств и их потенциальная возможность. Все известные тех-

нические средства бурения направленных скважин по их назначению разделены на три основные группы:

- а) уменьшающие естественное искривление скважины;
- б) позволяющие развивать естественное искривление;
- в) обеспечивающие изменение направления ствола скважины.

**Технические средства,
уменьшающие естественное искривление
(позволяющие сохранять первоначальное
направление скважин)**

Главным требованием, предъявляемым к техническим средствам этой группы, является сохранение направления скважин в процессе их углубки. Это достигается путем улучшения центрации породоразрушающего инструмента на забое за счет использования жесткой компоновки низа колонны бурильных труб, колонковых труб повышенной жесткости и увеличенной длины, а также установкой центраторов (фонарей, муфт). В разведочном бурении применяется много конструкций жестких снарядов. Практика буровых работ ряда геологоразведочных организаций подтверждает высокую эффективность применения жестких снарядов и утяжеленных бурильных труб с центраторами.

Одной из причин, вызывающих нарушение центрации породоразрушающего инструмента относительно оси призабойного участка скважины, является изгиб колонковых или бурильных труб под действием осевой нагрузки и крутящего момента. Поэтому жесткие снаряды изготавливаются в виде удлиненных колонковых труб из короночной или ниппельной заготовок, что обеспечивает достаточно высокую жесткость. Широкое применение жестких снарядов объясняется, в основном, простотой изготовления. К их недостаткам относится невозможность изменения диаметра снаряда в зависимости от степени разработки скважин.

В настоящее время широкое применение находит бурение гидроударниками. При этом наблюдается значительно меньшая интенсивность естественного искривления скважин. Это связано с характером разрушения горных пород на забое и сравнительно малой разработкой ствола скважины. Разрушение породы происходит за счет скальвания. Поскольку сопротивление твердых пород скальванию почти в 10 раз меньше, чем сжатию, эффективность разрушения значительно выше, чем при вращательном способе бурения.

Если учесть, что процесс разрушения горных пород ударным способом происходит более эффективно по сравнению с вращательным способом бурения и механическая скорость при этом выше, то влияние геологических и технологических факторов в единицу времени, вызывающих естественное искривление, также сокращается. Указанные обстоятельства подтверждаются данными по двум скважинам, пробуренным в Каражальской ГРП Центрально-

Казахстанского ГУ гидроударным способом, где на глубине 800 м зенитные искривления их не превышали $2 \div 5^\circ$, тогда как при дробовом бурении интенсивность искривления скважин достигала 0,6 градус/м.

Следует отметить, что технические средства, позволяющие сохранять заданное направление скважины, практически применимы лишь в прямолинейных скважинах. Эти средства не дают возможности регулировать направление скважин и не устраниют полностью их естественное искривление.

Технические средства, позволяющие развивать естественное искривление скважин

Технические средства данной группы предназначены для увеличения или уменьшения зенитного или азимутального угла при наличии интенсивного естественного искривления скважины. Характер и интенсивность естественного искривления скважин зависят от конструкции и компоновки буровых снарядов, а также от соотношения их размеров. На определенных интервалах бурения, когда возникает необходимость усиления интенсивности естественного искривления, регулирование кривизны скважины можно осуществлять применением укороченных снарядов, коротких снарядов и колонковой трубы уменьшенного диаметра, а также включением в буровой снаряд шарнира над колонковым набором.

Технические средства, позволяющие изменять направление ствола скважины (искусственное искривление)

В настоящее время известно несколько десятков различных конструкций отклоняющих приспособлений и снарядов, предназначенных для искусственного искривления разведочных скважин в процессе их бурения.

По своему назначению в этой классификации технические средства разделены на две подгруппы.

А. Технические средства, позволяющие изменять направление скважины в апсидальной плоскости.

Б. Технические средства, позволяющие изменять направление скважины в любой плоскости.

В свою очередь, эти средства в классификации рассмотрены с учетом:

а) возможности их извлечения из скважины после осуществления искусственного искривления;

б) необходимости смены диаметра бурения на меньший в процессе изменения направления;

в) технологических особенностей и принципа действия снарядов при искусственном искривлении.

А. Технические средства, позволяющие изменять направление разведочных скважин в апсидальной плоскости

При использовании технических средств этого типа изменение направления ствола скважины обеспечивается в результате создания отклоняющего усилия за счет силы тяжести и центробежных сил. К этой группе относятся: дебалансовый снаряд ДС-1-ТПИ. СБС-2Б Ю. Л. Боярко, снаряд конструкции А. Ф. Пиккарда, снаряд с эксцентричной накладкой на коронке, фрезерный снаряд и маятниковый отклонитель и др.

Б. Технические средства, позволяющие изменять направление разведочных скважин в любой заданной плоскости

Технические средства, предназначенные для изменения направления скважин в различных плоскостях, представлены многочисленными видами устройств и снарядов направленного бурения. По технологическому приему и конструктивному выполнению они весьма разнообразны.

В зависимости от размера отбуруиваемой скважины, получаемой в процессе работы снарядов, последние в разработанной классификации подразделяются на снаряды, обеспечивающие бурение скважины без изменения диаметра или с уменьшением его.

Все известные снаряды этой группы с учетом способа создания действия (отклоняющего усилия, опрокидывающего момента) и по характеру разрушения забоя подразделяются на отклонители, использующие: наклонную плоскость: специальные отклоняющие механизмы; упругие силы бурильных и колонковых труб; приложение осевого усилия под углом к оси бурового снаряда; принцип направленного разрушения породы на забое скважины.

В дальнейшем рассматриваются их конструктивные особенности.

Отклонители клинового типа

Все технические средства данного типа по признаку извлекаемости разделены на неизвлекаемые (несъемные, стационарные) и извлекаемые (съемные).

Несъемные отклоняющие клинья, получившие применение в геологоразведочной практике, требуют их постоянного, надежного крепления в скважине по заданному направлению и представлены стационарными клиньями закрытого и открытого типа.

Открытые клинья получили широкое применение в практике геологоразведочных работ.

Наиболее характерными представителями этой подгруппы являются стационарные клинья.

Большим достоинством всех несъемных открытых клиньев является простота конструкции, а также возможность при их использовании искривлять ствол скважины в любом направлении независимо от его пространственного положения с интенсивностью 2—3° за одну постановку без потери диаметра.

Наряду с вышеперечисленными преимуществами стационарные клинья открытого типа имеют ряд существенных недостатков, а именно:

направленное искривление ствола скважины производится только в зоне постановки клина;

после искривления в стволе скважины (в месте искривления) остается клин, что в процессе дальнейшей углубки часто приводит к техническим осложнениям;

при каждой постановке клина происходит повторная перебурка некоторого интервала скважины;

большие затраты времени на постановку клина;

однократное использование;

невозможность измерения азимута искривления в интервале отклонения (простейшими инклинометрами с магнитной стрелкой) из-за наличия в скважине металлического предмета (корпуса клина). Замеры производятся лишь после отбуривания от клина на 5—10 м.

Снаряды клинового типа по размеру получаемого при бурении ими диаметра скважины разделены на два вида (с уменьшением и без уменьшения диаметра).

Снаряды

для изменения направления скважины со специальными отклоняющими механизмами

Снаряды данной группы позволяют производить отбуривание ствола скважины в заданном направлении на любую глубину, зависящую от моторесурсов породоразрушающего инструмента, обеспечивая при этом постоянный набор кривизны с сохранением диаметра ствола скважины.

В Советском Союзе проводится большая работа по созданию подобных снарядов направленного бурения. Они выполняются конструктивно в двух вариантах:

а) снаряды с периодическим перекреплением отклоняющего узла;

б) снаряды непрерывного действия (скользящие).

*Отклонители,
в которых используются упругие силы труб*

В отличие от рассмотренных выше снарядов и приспособлений отклонители данной группы обеспечивают изменение направления скважин при невращающейся колонне бурильных труб за счет упругих радиальных сил. Для этой цели в практике буровых работ широко применяются изогнутая труба, изогнутый переводник, эксцентричный ниппель и др.

*Отклонители
с использованием приложения осевого усилия
под углом к оси бурового снаряда*

Отклонители этого типа обеспечивают создание отклоняющей силы или опрокидывающего момента, действующих на породоразрушающий инструмент на значительных по осевой длине интервалах бурения и не требуют больших затрат времени на подготовительные и вспомогательные операции.

*Снаряды
с использованием принципа направленного
разрушения забоя скважины*

Принцип направленного разрушения забоя скважины осуществляется применением новых методов разрушения горных пород импульсами высокой энергии, направленными асимметрично относительно центра забоя.

Отклоняющий стационарный (несъемный) клин КОС разработан ВИТР ВПО «Союзгеотехника» и предназначен для искусственного искривления скважин.

Техническая характеристика клина приведена в табл. 102.

ТАБЛИЦА 102

Показатели	КОС-44	КОС-57	КОС-73
Диаметр корпуса, мм	44	57	73
Длина, мм:			
отклоняющего желоба	1530	1190	1540
распорного устройства и удлиниителя	600	4170	4150
в сборе	5065	7100	6295
Угол наклона желоба к оси клина, градус	1,5	2,5	2,5
Масса, кг	20	55	75

КОС (рис. 109) состоит из клина 5 и закрепляющего устройства, которое включает в себя два распорных конуса 1 и 2, соединенных штоком 4, и корпус 3.

Клин опускают в скважину на колонне бурильных труб. При ударе о забой корпус 3, имеющий в верхней и нижней частях продольные прорези, переместится вниз. Конусы 1 и 2 расклинивают трубу в скважине. Затем увеличивают осевую нагрузку, срезают штифты 7, и колонну бурильных труб с устройством 6 извлекают на поверхность. Далее приступают к отбуриванию от клина, который после искривления остается в скважине.

Снаряд для искусственного искривления скважин типа СО разработан ВИТР ВПО «Союзгеотехника».

Технические характеристики снарядов приведены в табл. 103.

Снаряд СО (рис. 110) представляет собой съемный отклоняющий цельнометаллический клин 1 с отбурочным снарядом 3, который в крайнем верхнем положении зафиксирован срезающимися штифтами 4. После установки снаряда на забой создают осевую нагрузку, в результате чего срезается штифт 2, и корпус снаряда 5 расклинивает инструмент в скважине. Дальнейшее увеличение осевой нагрузки обеспечивает срезание штифтов 4 и освобождение отбурочного снаряда для независимого вращения.

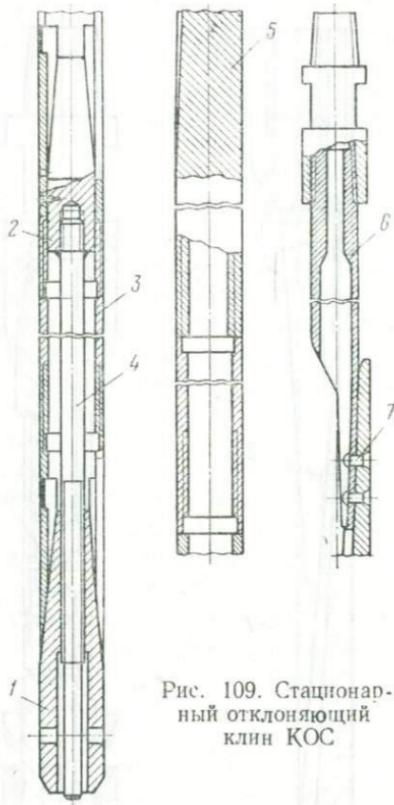


Рис. 109. Стационарный отклоняющий клин КОС

ТАБЛИЦА 103

Показатели	СО-57/36	СО-73/46
Диаметр корпуса, мм	57	73
Диаметр буровой коронки снаряда, мм	36	46
Длина в сборе, мм	8100	6170
Угол наклона желоба снаряда, градус	3	3
Длина желоба, мм	505	660
Масса, кг	38,5	50

Рис. 110. Снаряд для искусственного искривления скважин СО

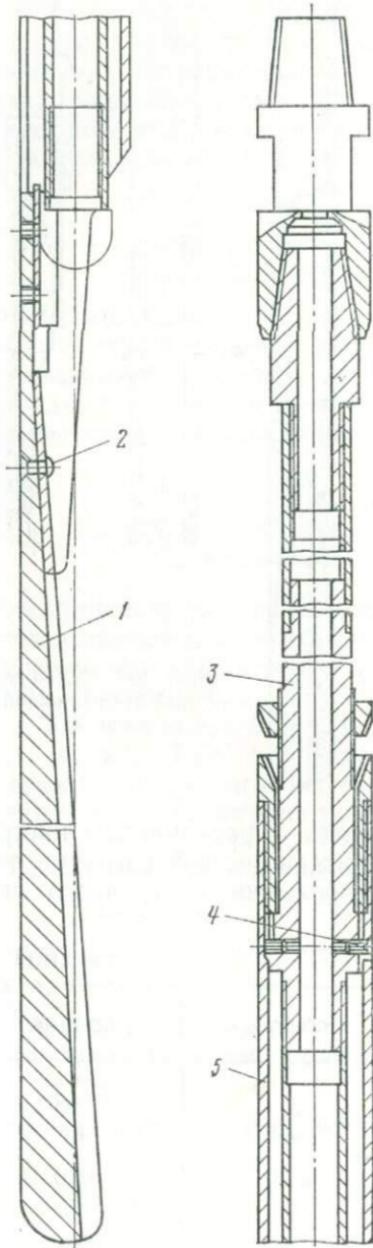
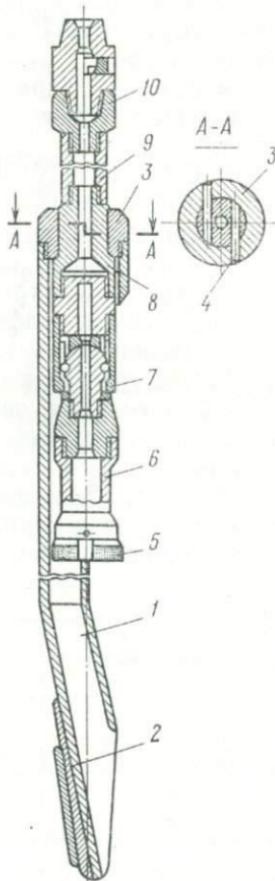


Рис. 111. Снаряд для направленного бурения СНБ-КО



Далее происходит забуривание пилот-скважины на первой частоте вращения шпинделя станка и осевой нагрузке 150—200 кгс. После выхода отбурочной коронки из желоба клина осевая нагрузка и число оборотов бурового снаряда могут быть увеличены (вторая частота вращения станка, осевая нагрузка 500—800 кгс). После забуривания пилот-скважины на глубину 1,2—1,3 м снаряд извлекают на поверхность, и он может быть повторно использован.

Снаряд для направленного бурения СНБ-КО, разработанный КазИМСом, является съемным отклоняющим клином.

Снаряд СНБ-КО (рис. 111) состоит из двух основных узлов: отклоняющего клина, представляющего собой наклонный ложок 1 с ребром жесткости 2 и переходником 3, и отбурочного снаряда, в который входят породоразрушающий инструмент 5, удлинитель 6, шарнирный переходник 7, переходники 8, 10 и бурильная труба 9. Отклоняющий клин и отбурочный снаряд соединяются между собой срезающимися штифтами 4.

Снаряд СНБ-КО после спуска в скважину ориентируют в нужном направлении, затем ставят на забой, в котором предварительно выбуривают цилиндрическую или коническую пилот-скважину, и создают осевую нагрузку. В результате этого ребро жесткости, армированное твердосплавными резцами, внедряется в боковую породу пилот-скважины, надежно удерживая отклоняющий клин от поворота при работе снаряда, а штифты 4 срезаются. Отбурочный снаряд получает возможность независимого вращения, после чего приступают к бурению скважины в новом направлении с небольшой осевой нагрузкой и при малых частотах вращения. После окончания рейса СНБ-КО поднимают из скважины.

Снаряд СНГ-1, разработанный СКБ ВПО «Союзгеотехника», предназначен для уменьшения интенсивности естественного искривления скважин при гидроударном бурении. Снаряд предназначен для использования с гидроударниками старых конструкций Г-ЗА и Г-5А, однако принцип его работы может быть использован при эксплуатации гидроударных машин последних моделей меньшего диаметра [9].

Техническая характеристика СНГ-1

Диаметр скважины, мм	115
Диаметр центратора, мм	114,5
Число центраторов, шт.	4
Число кожухов, шт.	2
Диаметр УБТ, мм	89
Длина УБТ, м	14 (3 трубы по 4,5 м)
Длина колонковой трубы, м	2—6
Оптимальная осевая нагрузка, кгс	400—600
Длина снаряда, м	24
Масса, кг	600

Снаряд СНГ-1 (рис. 112) представляет собой жесткую компоновку низа бурильной колонны. Жесткость компоновки достигается установкой центраторов, которые монтируются над колонковой трубой, гидроударником и между утяжеленными бурильными трубами, причем один центратор располагают на расстоянии 4,5 м от гидроударника, а другой — 13,5 м. В целях повышения жесткости шлицевых соединений гидроударников на соединения надевают специальные кожухи.

Центраторы выполнены в виде переходников, на которые навинчены по четыре ребра, армированных твердосплавными пластинами для повышения износостойкости инструмента.

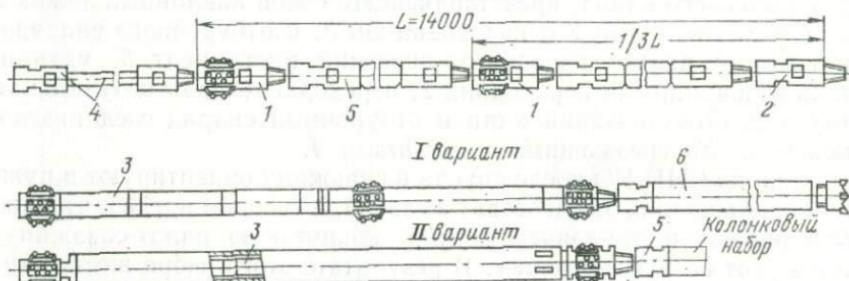


Рис. 112. Снаряд для направленного бурения СНГ-1:

1 — переходник центратора; 2 — переходник; 3 — гидроударник; 4 — бурильные трубы;
5 — утяжеленные бурильные трубы; 6 — колонковый набор

Отклонитель ТЗ-3 разработан ЗабНИИ (авторы Л. А. Авдеев, Ю. С. Костин и В. В. Перминов) и серийно выпускается рядом геологических управлений.

В отличие от других отклонителей ТЗ-3 в процессе искривления скважин не требует смены диаметра скважины.

Техническая характеристика отклонителя ТЗ-3

Породоразрушающий инструмент	долото шарошечное, алмазное, твердо- сплавное
--	---

Интенсивность искривления, градус/м	0,9—2,0
---	---------

Допустимая разработанность стенок скважины,

мм	<20
--------------	-----

Наибольший угол искривления за цикл, градус	<10
---	-----

Глубина скважины, м	<2000
-------------------------------	-------

Диаметр корпуса, мм	57, 73, 89, 108
-------------------------------	-----------------

Длина, мм	1600—2400
---------------------	-----------

Отклонитель (рис. 113) состоит из ротора I и статора II. Ротор имеет долото 1, нижний 2 и верхний 14 опорные выступы, 216

шлифовкой узел 8, возвратную пружину 10 и блокировочный зуб 11.

Статор состоит из нижнего полуклинья 3 с шламозащитной трубкой 4, выдвижного ползуна 6 с катками 7, верхнего полукилья 5, корпуса 9, блокировочной муфты 12, статорной пружины 13 и верхнего подшипникового узла 15.

После спуска и ориентирования в скважине отклонитель ставят на забой и создают осевую нагрузку. При этом верхний опорный выступ давит на пружину и на корпус, который перемещает

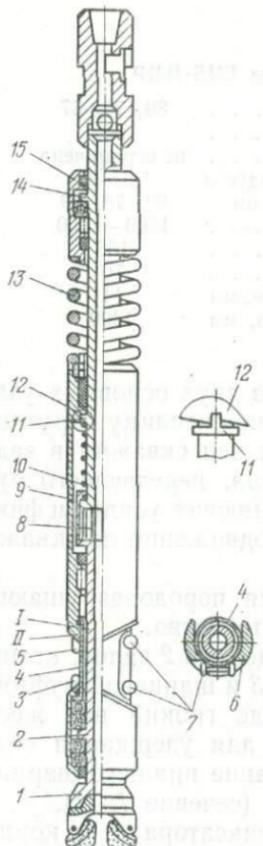


Рис. 113. Снаряд для направленного бурения ТЗ-3

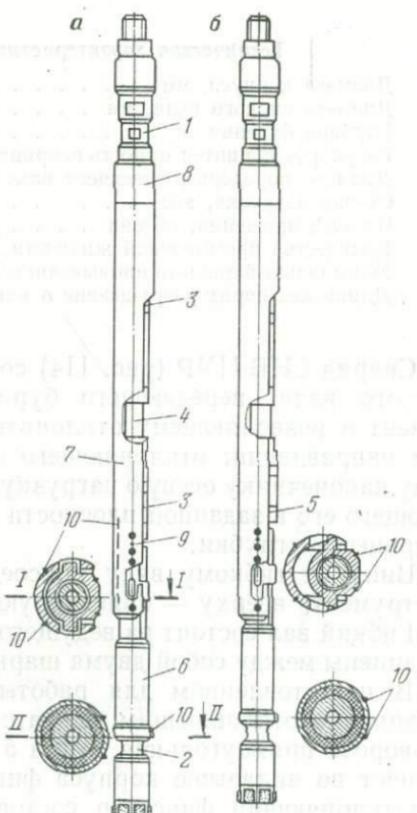


Рис. 114. Снаряд для направленного бурения СНБ-ИМР:

a — отклонитель в исходном положении;
b — отклонитель в рабочем положении

ползун до его упора в стенку скважины. Дальнейшее сжатие пружины создает на ползуне распорно-отклоняющее усилие, которое смещает долото и прижимает его к стенке скважины. Блокировочный зуб выходит из паза блокировочной муфты. При включении

вращателя станка и последующем бурении катки на ползуне передвигаются по стенке скважины и удерживают статор от углового смещения, стабилизируя направление отклоняющего усилия и обеспечивая плавный набор кривизны.

Наилучшие результаты работы ТЗ-3 показывает в устойчивых породах, где механическая скорость при бурении долотом превышает 0,8 м/ч, а стойкость долота составляет более 3 м.

Снаряд для направленного бурения СНБ-ИМР (авторы А. С. Гаркуша, И. Е. Данильченко) разработан в ИМР.

Техническая характеристика снаряда СНБ-ИМР

Диаметр корпуса, мм	89, 73, 57
Диаметр гибкого вала, мм	55
Глубина бурения, м	не ограничена
Регулируемая интенсивность искривления, градус/м	1,5—2,0
Диаметр породоразрушающего наконечника, мм	93, 76, 59
Осьевая нагрузка, кгс	1500—2000
Частота вращения, об/мин	150
Количество промывочной жидкости, л/мин	70
Минимальный диаметр промывочного отверстия, мм	14
Длина без породоразрушающего наконечника, мм	1300

Снаряд СНБ-ИМР (рис. 114) состоит из двух основных узлов: гибкого вала, передающего буровому наконечнику крутящий момент и позволяющему отклонить его от оси скважин в заданном направлении; отклоняющего фиксатора, передающего буровому наконечнику осевую нагрузку, отклоняющее усилие и фиксирующее его в заданной плоскости при продвижении по скважине в процессе углубки.

Внизу к гибкому валу присоединяется породоразрушающий инструмент, вверху — ориентирующее устройство.

Гибкий вал состоит из ведущего 1 и ведомого 2 валов, которые соединены между собой двумя шарнирами 3 и шлицевой муфтой 4.

В подготовленном для работы снаряде гибкий вал жестко соединен с отклоняющим фиксатором, и для удержания его от проворота прямоугольная муфта 5 (основание нижнего шарнира) утопает во вкладыше корпуса фиксатора (сечение I—I).

Отклоняющий фиксатор состоит из фиксатора 6 и корпуса отклонителя 7, которые имеют возможность ограниченного поступательного движения друг относительно друга в плоскости своей симметрии.

Корпус фиксатора 7 выполнен в виде трубы с вырезом. Вверху на резьбе подсоединяется стакан с радиальными и упорным подшипниками 8. Радиальные подшипники набраны из резиновых колец, что препятствует попаданию шлама в стакан. Внизу в корпус вварен вкладыш с прямоугольной полостью и симметричным фигурным вырезом по бокам. Корпус армирован двумя твердосплавными пластинами, расположенными под углом к плоскости

симметрии (сечение I—I). В нем имеется сквозное отверстие для установки стопорящих штифтов 9.

В прямоугольной полости вкладыша помещается фиксатор 6, бобышки которого расположены в специальных захватах корпуса фиксатора (фигурный вырез). Стопорящие штифты 9 удерживают отклонитель от поворота при спуске СНБ-ИМР в скважину. На отклонителе внизу и вверху расположены твердосплавные упоры 10, которые обеспечивают перекос ведомого вала.

После ориентирования снаряда его ставят на забой скважины, стопорные штифты 9 под весом колонны срезаются, бобышки отклонителя скользят по наклонной плоскости фигурного выреза в корпусе фиксатора, где и происходит перераспределение осевой нагрузки, одна составляющая направлена на закрепление невращающихся узлов снаряда в скважине, другая составляющая по оси ведомого вала на забой.

Ступенчатый расширителЬ РС (рис. 115, табл. 104) разработан ВИТР ВПО «Союзгеотехника».

Расширитель состоит из корпуса 1, направляющего штока 3 и двух серийных алмазных коронок 2.

При осевой нагрузке 100—150 кгс на первой скорости вращения шпинделя бурового станка шток расширителя заводят в пилот-скважину. Затем нагрузку увеличивают до 300—400 кгс, а после углубки с начала расширения на 0,3—0,4 м ее доводят до 700—1200 кгс (в зависимости от диаметра расширителя и твердости горных пород), а частоту вращения бурильной колонны повышают до 2—3 скорости станка. Расширение пилот-скважины прекращают по достижении ее забоя направляющим штоком.

Универсальный шарнир ШУ, разработанный ВИТР ВПО «Союзгеотехника», предназначен для использования в снарядах и в нижней части компоновок бурильных труб для направленного бурения.

Техническая характеристика шарниров приведена в табл. 105.

Шарнир ШУ (рис. 116) состоит из корпуса 1, внутри которого расположен вал 6 с шаровой пятой 3, опирающейся на подпружиненный пружиной подпятник 2. Передача крутящего момента от колонны бурильных труб через переходник 10 и вал 6 на корпус осуществляется с помощью шариков 4, входящих в сферические

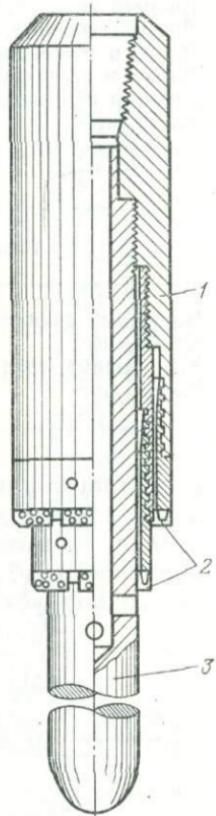


Рис. 115. Ступенчатый расширителЬ РС

ТАБЛИЦА 104

Показатели	РС-46/59	РС-59/76
Диаметр корпуса, мм	57	73
Диаметр коронки, мм	46/59	59/76
Длина в сборе, мм	610	570
Длина выступающей части штока, мм	250	250
Диаметр направляющего штока, мм	30	40
Масса, кг	5,2	9,2

ТАБЛИЦА 105

Показатели	ШУ-44	ШУ-57	ШУ-73
Наружный диаметр, мм	44	57	73
Длина, мм	452	452	530
Угол излома, градус	3	3	6
Масса, кг	3,9	7,1	12,7

гнезда пяты и продольные прорези корпуса. В этом узле происходит изгиб шарнира. Осевые перемещения пяты предотвращает втулка 5, имеющая конусную внутреннюю поверхность. Угол конусности обуславливает отклонение продольной оси вала 6 от оси корпуса 1, т. е. величину изгиба шарнира.

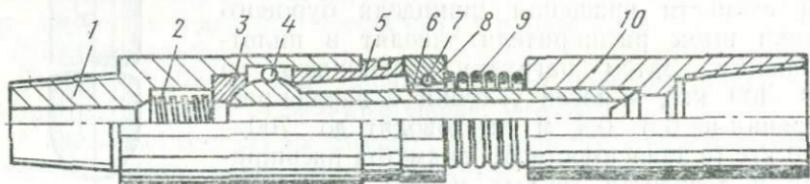


Рис. 116. Универсальный шарнир ШУ

Внутренняя полость втулки закрыта опорным кольцом 8 с уплотнением 7 и пружиной 9.

Применение шарнира позволяет передавать крутящий момент через изломанную ось.

Шарнирный переходник ШБЗ-3 разработан ЗабНИИ с углом отклонения 6 градусов с наружным диаметром 44, 57 и 73 мм. Он состоит из корпуса, специального ниппеля, четырех штырей, передающих крутящий момент, защитного кожуха, пяты, пружины и муфты. Герметизация переходника повышается за счет прижатия пружиной пяты к сферической поверхности специального ниппеля.

Северо-Кавказским территориальным геологическим управлением (СКТГУ) разработан комплекс технических средств для направленного бурения скважин.

Шарнирный переходник СКТГУ предназначен для передачи осевых нагрузок и крутящего момента породоразрушаю-

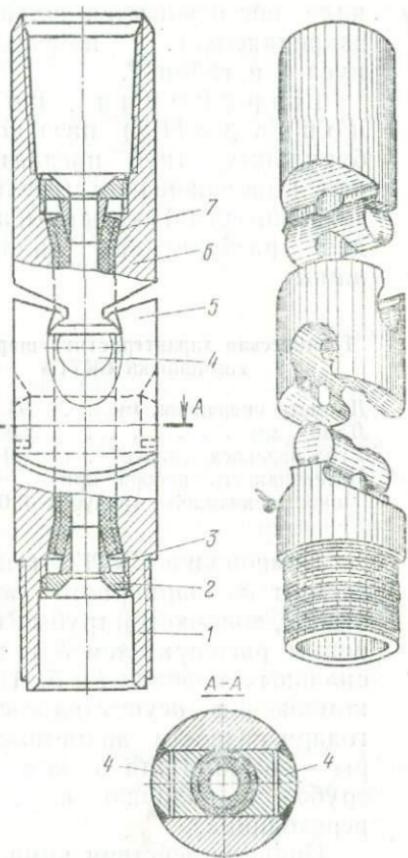


Рис. 117. Шарнирный переходник СКТГУ

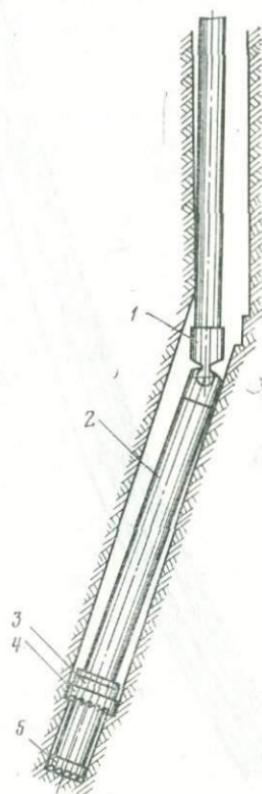


Рис. 118. Шарнирная компоновка СКТГУ

щему инструменту при небольшом угле перелома колонны бурильных труб в процессе искусственного искривления скважин.

Техническая характеристика шарнирного переходника СКТГУ

Наружный диаметр, мм	73	57	44
Длина, мм	270	255	210
Масса, кг	4,0	2,8	1,7
Угол перекоса, градус	7	7	7
Максимальное давление промывочной жидкости, кгс/см ²	100	100	100

Шарнирный переходник СКТГУ (рис. 117) состоит из нижнего 1 и верхнего 6 корпусов, на одном конце которых имеются соединительные резьбы, а на другом — цилиндрические шарниры. Последние размещаются в цилиндрических пазах соединительной муфты 5. Заглушку 4 предохраняют шарниры от радиального перемещения.

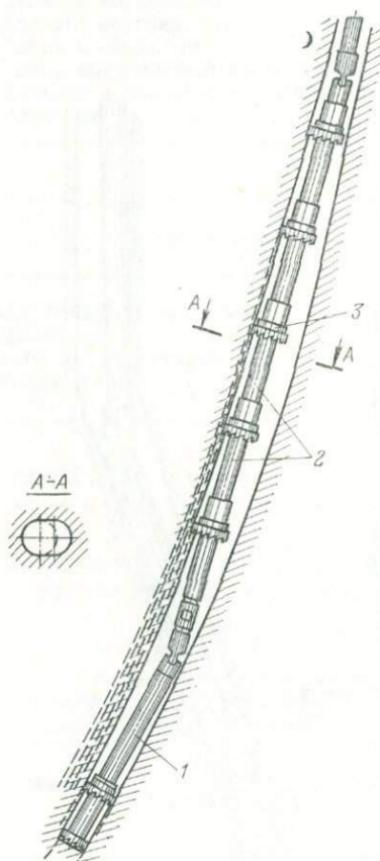


Рис. 119. Снаряд-фрезер

Герметизация промывочного канала обеспечивается шлангом 7, закрепляемым с помощью конуса 3 и гайки 2.

Шарнирная компоновка (СКТГУ) низа колонны бурильных труб предназначена для выполнения (увеличения зенитного угла) скважины, а также для разбуривания пилот-скважины.

Техническая характеристика шарнирной компоновки СКТГУ

Диаметр скважины, мм	93	76
Длина, мм	2500	<1000
Угол перекоса, градус	1,0	<0,5
Интенсивность набора кривизны скважины, градус/м	0,6	<0,2

Компоновка СКТГУ (рис. 118) состоит из шарнирного переходника 1, колонковой трубы 2 с кольцевым расширителем 3 и твердо-сплавных коронок 4 и 5. Перекос компоновки осуществляется благодаря разности диаметров опоры — расширителя с колонковой трубой и наличию шарнирного переходника.

Принцип действия компоновки сводится к тому, что под влиянием осевой нагрузки колонна бурильных труб в месте расположения шарнирного переходника стремится приблизиться к лежачей стенке скважины.

При наличии пилот-скважины и создании необходимых осевых нагрузок в интервале перегиба ствола скважины образуется точка опоры А, способствующая искусственному искривлению ствола скважины.

Снаряд-фрезер предназначен для непрерывного увеличения зенитного угла скважины в процессе ее углубки, устранения резкого перегиба ствола в интервале пилот-скважины и

фрезерования ее стенок, что в дальнейшем обеспечит вписываемость колонкового набора в искривленный участок.

Техническая характеристика снаряд-фрезера

Диаметр, мм	89	73
Длина звена (секции), мм	500	500
Число секций, шт.	5—7	5—7

Снаряд-фрезер (рис. 119) состоит из шарнирной компоновки с промежуточной опорой-расширителем 1 и фрезерных звеньев 2. Звенья представляют собой короткие отрезки толстостенных труб с твердосплавными коронками 3.

При спуске снаряда в скважину шарнирная компоновка входит в искривленный участок ствола. При вращении снаряда происходит фрезерование висячей станки скважины с одновременным набором кривизны ствола.

§ 2. ОРИЕНТАТОРЫ

Ориентаторы предназначены для подачи сигнала оператору об окончании процесса ориентирования отклонителя, т. е. его расположения в скважине, обеспечивающего запроектированное азимутальное направление бурения ее ствола.

По принципу действия и характеру сигналов ориентаторы подразделяются на электрические, акустические, механические, гидравлические и др.

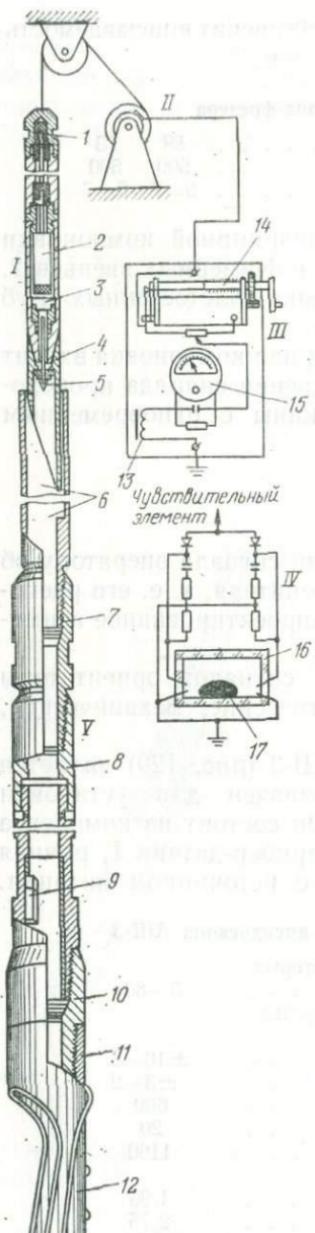
Штыревой апсидоскоп АШ-3 (рис. 120) является электрическим ориентатором и предназначен для установки отклонителей в наклонных скважинах. Он состоит из комплекса технических средств, в который входят прибор-датчик I, ручная лебедка II, показывающий прибор III с источником питания.

Техническая характеристика штыревого апсидоскопа АШ-3

Диапазон зенитных углов скважин, при которых работает датчик, градус	3—80
Точность ориентирования при зенитных углах, градус:	
3—10	± 10—3
10—15	± 3—2
Максимальная глубина скважин, м	600
Наружный диаметр датчика, мм	20
Длина датчика, мм	1160
Масса, кг:	
датчика	1,96
наземного прибора	2,75
Тип провода датчика	ПСМО, ГПСМВО, ГПСМПО
Лебедка	«Ильмень» К-90

Датчик, спускаемый внутри колонны бурильных труб перед началом ориентирования, представляет собой герметически закры-

Рис. 120. Штыревой апсидоскоп АШ-3:



I — прибор-датчик; II — лебедка и направляющий ролик; III — наземный индикатор; IV — чувствительный элемент; V — компоновка для искривления скважин; I — головка; 2 — блок диодов и конденсаторов; 3 — чувствительный элемент; 4 — фиксатор-ловитель; 5 — контактная игла; 6 — бурильная труба; 7 — замковое соединение; 8 — ориентирующий переходник; 9 — шпонка; 10 — переходник; 11 — установочная труба; 12 — отклоняющий клин; 13 — дроссель; 14 — источник питания (телефонный индуктор); 15 — индикаторный прибор (миллиамперметр); 16 — стеклянная ампула; 17 — капля ртути

тую гильзу. В верхней ее части имеется головка 1, при помощи которой датчик крепится к электрическому проводу, а в нижней части — фиксатор-ловитель 4, представляющий собой металлическую трубку. Нижний конец трубки срезан по двум противоположным винтовым поверхностям, в месте смыкания переходящим в шпоночный паз.

Внутри датчика укреплена горизонтально стеклянная ампула с каплей ртути. Ампула, в торцы которой впаяны контакты, расположена так, что ее ось совмещена с плоскостью, проходящей через ось датчика и середину шпоночного паза фиксатора-ловителя.

При поворотах бурового снаряда с датчиком капля ртути в нем замыкает одну или другую пару контактов ампулы, включая в цепь один из двух диодов. Ток в цепи изменяет направление, что регистрируется на показывающем приборе на поверхности. Нужное положение отклонителя регистрируется стрелкой прибора, установленной на нуле шкалы.

Ориентатор «Курс» электрического принципа действия разработан ВИТР ВПО «Союзгеотехника» и предназначен для ориентирования отклонителей в наклонных буровых скважинах диаметром не менее 59 мм (рис. 121).

В комплект ориентатора входят: скважинный прибор, пульт управления, лебедка, счетчик глубины, ориентирующий переходник, устройство для поверки, ключ специальный.

Техническая характеристика ориентатора «Курс»

Диапазон зенитных углов скважин, при которых работает ориентатор, градус	3—60
Точность ориентирования при зенитных углах, градус:	
3—5	± 10
6—60	± 5
Количество измерений за один спуск	не ограничено
Диаметр бурильных труб, мм:	
муфтово-замкового соединения	42
ниппельного соединения	50
Глубина ориентации, м	<2000
Температура, при которой работает датчик, С° от —10 до +80	
Напряжение питания аппаратуры (переменный ток), В	36/220
Габаритные размеры, мм:	
наружный диаметр	18
длина	900
пульт управления	250×170×130
Масса, кг:	
скважинного прибора	1,20
пульта управления	3,80

Спуск скважинного прибора осуществляется лебедкой на электрическом проводе через колонну бурильных труб (при внутреннем диаметре не менее 22 мм), на которой в зону искривления спущен отклонитель, имеющий в верхней части ориентирующий переходник. Прибор устанавливается в этом переходнике в строго определенном положении относительно отклоняющего элемента (ложка клина и т. п.).

Скважинный прибор (рис. 121, а) состоит из кабельного ввода 1, защитной гильзы 2, фиксатора-ловителя 3, обеспечивающего фиксированную посадку прибора на шпонку ориентирующего переходника. Основными электрическими узлами являются коммутатор 4, разделяющий электропроводящие цепи — электромагнита и измерительную, электромагнит 5 для разарретирования токосъемной щетки 6, переменное сопротивление 7 для замера углов ориентации отклонителя. В приборе предусмотрен вибратор 8, облегчающий установку токосъемной щетки в апсидальной плоскости при малых зенитных углах скважины, который состоит из втяжного электромагнита 18 сердечника и наковальни 19.

Коммутатор состоит из двух диодов D_1 и D_2 (рис. 121, б), при подаче на которые напряжения определенной полярности включаются электромагниты разарретирующей системы \mathcal{EM}_1 и вибратора \mathcal{EM}_2 или переменное сопротивление. Узел переменного сопротивления состоит из диэлектрического кольца 13, на котором намотан провод высокого сопротивления и контактного узла 14 со щеткой. Контактный груз по шпонке может передвигаться вдоль оси, которая имеет возможность под действием груза поворачиваться в подпятниках 15 и 16. В разарретированном положении контактный груз со щеткой отжимается пружиной от сопротивления, и под действием эксцентрично расположенного груза 17

а

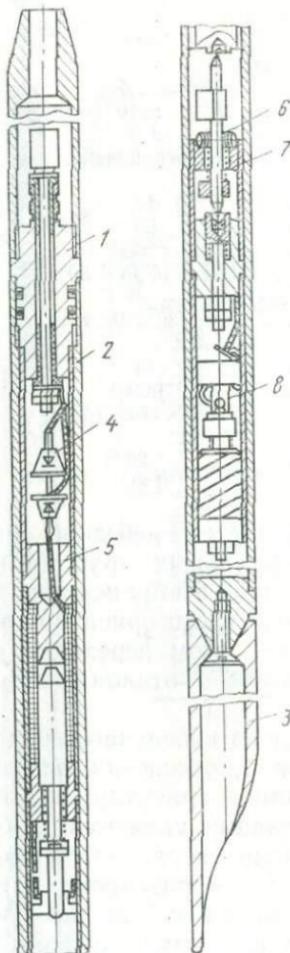


Рис. 121. Ориентатор «Курс»:

а — скважинный прибор; б — электрическая схема коммутатора; 1 — кабельный ввод; 2 — гильза; 3 — ловитель; 4 — коммутатор; 5 — электромагнит; 6 — токосъемная щетка; 7 — переменное сопротивление; 8 — вибратор

щетка устанавливается в апсидальной плоскости скважины.

В заарретированном положении щетка прижимается к сопротивлению и замыкает измерительную цепь.

Путем поворачивания всего бурового снаряда достигается необходимое азимутальное положение отклонителя в скважине, которое фиксируется в угловых величинах на пульте управления ориентатора «Курс».

Ориентаторы типа СМ механического принципа действия были разработаны в СКБ ВПО «Союзгеотехника» (авторы А. С. Волков, Л. Б. Шевченко).

Инструмент предназначен для ориентирования различного типа отклонителей в наклонных скважинах.

Сигналом окончания ориентирования является проседание бурильной колонны, на которой в скважину опускают отклонитель и ориентатор.

Техническая характеристика ориентатора СМ

	СМ-1	СМ-2
Наружный диаметр, мм	89	108
Величина проседания колонны, характеризующая срабатывание ориентатора, мм	600	600
Диапазон применения (зенитный угол скважины), градус	4—172	3—174
Время ориентирования, мин	10	10
Точность ориентирования, градус	± 4	± 4

Ориентатор СМ-1 (рис. 122) состоит из трубы 2, имеющей возможность осевого перемещения в переходнике 3, соединенной со специальным хвостовиком 4. На наружной поверхности хвостовика имеются две диаметрально противоположные шпоночные канавки.

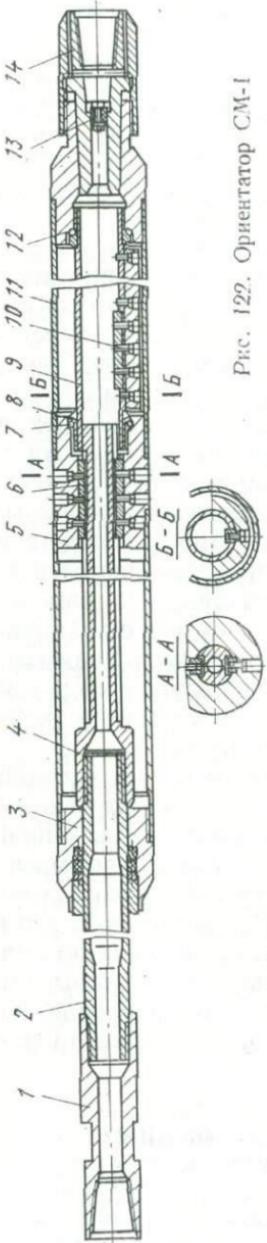


Рис. 122. Ориентатор СМ-1

Через две шпонки 6 хвостовик находится в постоянном зацеплении со специальным ниппелем 5. В трубе 11 расположена труба 9, которая благодаря подшипникам 7, 8, 12 может свободно вращаться в них. На внешней стороне трубы расположен эксцентричный груз 10, а на внутренней — шпонка, размеры поперечного сечения которой соответствуют размерам шпоночных канавок хвостовика 4. В конусе 14 имеется герметизирующая пробка 13, предохраняющая подшипники от зашламования в процессе спуска инструмента.

Через замковую муфту 1 ориентатор соединяют с колонной бурильных труб, а через переходник 14 с отклонителем. Отклонитель ориентируют относительно шпонки ниппеля 5, на наружной поверхности которого имеется риск против этой шпонки.

На колонне бурильных труб отклонитель и расположенный над ним ориентатор опускают в скважину.

Благодаря наличию эксцентричного груза связанная с ним шпонка в наклонной скважине постоянно располагается в апсидальной плоскости на стороне лежачей стенки. По достижении зоны искривления отклонитель ставят на забой, затем приподнимают, поворачивают на некоторый угол и вновь опускают. Эти операции продолжают до тех пор, пока шпонка не расположится в одной вертикальной плоскости со сквозным шпоночным пазом хвостовика. В этот момент хвостовик шпоночным сквозным пазом наедет на шпонку и колонна бурильных труб опустится на величину l , что является сигналом установки отклонителя в нужном положении. Для проверки правильного положения отклоняющего приспособления колонну бурильных труб приподнимают на величину, несколько большую l , и без поворотов вновь опускают.

Если отклонитель занимает в скважине нужное положение, то после постановки снаряда на забой колонна бурильных труб вновь опустится на величину l .

В гидравлических ориентаторах сигналом окончания ориентирования служит увеличение или падение давления про-

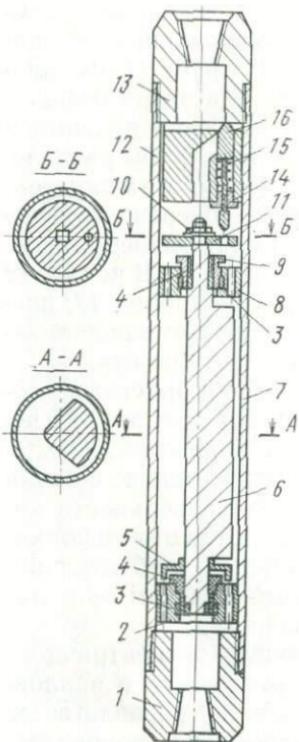


Рис. 123. Гидравлический ориентатор конструкции Г. Г. Анненкова:

1, 13 — переходник; 2, 8 — кольцо-центратор; 3 — подшипник радиально-упорный; 4 — сальник; 5 — кожух сальника; 6 — эксцентрический груз; 7 — труба; 9, 10, 14 — гайка; 11 — диск; 12 — шпонка; 15 — пружина; 16 — плунжер

мывочной жидкости, отмечаемое на манометре бурового насоса.

Известные гидравлические сигнализаторы выполнены по одной принципиальной схеме. Эксцентрический груз в наклонной скважине ориентирует определенное отверстие в инструменте, через которое прокачивается промывочная жидкость, относительно лежачей стенки скважины. Это отверстие при поворотах колонны бурильных труб с ориентатором и отклонителем перекрывается или открывается, вследствие чего давление на манометре насоса возрастает или уменьшается. По изменению давления можно судить о правильной установке отклонителя в скважине.

На рис. 123 представлен гидравлический ориентатор конструкции Г. Г. Анненкова.

Отклонитель с ориентатором опускают в скважину на колонне бурильных труб, которую по достижении буровым снарядом зоны искривления поворачивают с одновременной подачей промывочной жидкости. Плунжер 16 перекрывает канал для прохода промывочной жидкости, и давление на манометре бурового насоса возрастает. При совпадении отверстия в диске 11, жестко связанном с эксцентрическим грузом 6, со штырем подпружиненного плунжера последний перемещается в крайнее нижнее положение и открывает проход для промывочной жидкости. В это время давление на манометре падает, что является сигналом окончания ориентирования отклонителя.

§ 3. ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ИСКУССТВЕННЫХ ЗАБОЕВ И ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К НЕМУ

При искусственном искривлении скважины с какого-либо интервала ствол ее перекрывают на необходимой глубине, создавая опорную площадку для снаряда направленного бурения (отклонителя) — искусственный забой. Как правило, искусственный забой представляет собой цементный мост, частично или полностью забуруиваемый в процессе отклонения скважины. Однако при использовании несъемных (неизвлекаемых) клиньев, когда искус-

ственний забой не разбуривают, он может представлять собой утрамбованную пробку из глины, щебенки, кусков твердой породы или другого материала.

Искусственные забои устанавливают при многозабойном бурении и при обходе инструмента, оставленного в скважине в результате аварии [7].

При использовании съемных клиньев и специальных снарядов для направленного бурения устанавливают искусственные цементные забои, которые должны иметь необходимую механическую прочность, достаточную мощность по высоте и выдерживать максимальную нагрузку, оказываемую на него буровым снарядом в процессе забуривания нового ствола.

Наиболее благоприятным условием для искривления ствола скважины является большая или равная твердость цементного камня (искусственного забоя) твердости горных пород в зоне искривления. Если этого не удается добиться, устанавливают несъемные клинья, хотя в ряде случаев они могут явиться причиной осложнений и даже аварий в скважине.

При отхождении от основного ствола скважины цементный мост частично разбуривается. Высота (мощность) разбуриаемой части зависит от интенсивности искривления и диаметра ствола скважины. В связи с этим мощность устанавливаемого цементного моста должна быть на несколько метров больше высоты разбурияемой его части. Нагрузка, при которой искусственный забой может быть сдвинут с места, зависит не только от способа его установки, но и от его мощности (площади контакта с горными породами) и от сил сцепления с породами, слагающими стенки скважины.

Если цементный мост имеет недостаточную высоту и слабое сцепление с породами, то при создании нагрузки на породоразрушающий инструмент в процессе забуривания нового ствола искусственный забой может быть продавлен вниз.

В связи с этим при расчете высоты моста должна учитываться сила сцепления цементного камня с горными породами, которая зависит от ряда факторов и колеблется в широких пределах (степень трещиноватости и кавернозности, наличие глинистой корки и т. п.).

С увеличением гидростатического давления и времени его воздействия, а также с уменьшением тонкости помола цемента сила сцепления увеличивается, так как в этом случае цементный раствор глубже проникает в поры и трещины горных пород. Шероховатость пород также увеличивает прочность их сцепления с цементным камнем на сдвиг.

При гладко обработанной плоскости контакта горных пород с цементным камнем (в скважинах алмазного бурения) величина удельного сцепления на сдвиг в зависимости от давления и времени твердения цементного камня колеблется, например, в следующих пределах: у мелкозернистого песчаника от 1 до 3,26 кгс/см²,

известняка и доломита от 0,2 до 3,9 кгс/см²; алевролита от 2,67 до 3,92 кгс/см² и аргиллита от 0,74 до 2,84 кгс/см².

Сцепление цементного камня с металлом повышается с увеличением времени твердения и уменьшением водоцементного отношения. По экспериментальным данным б. Института нефти АН СССР, после твердения в воде в течение 3 сут величина сцепления на сдвиг цементного камня с изменением водоцементного отношения от 0,6 до 0,4 увеличивается примерно от 2,1 до 3,8 кгс/см²; после твердения в течение 7 сут от 2,8 до 4,8 кгс/см² и через 28 сут от 3,4 до 7,8 кгс/см².

С набухающими и размокающими горными породами, такими как глина, мел и другие, сцепление цементного камня практически не происходит. Это объясняется тем, что при схватывании из цементного раствора выделяется фильтрат.

В нецементированный песок цементный раствор даже при значительном перепаде давления проникает на глубину 4—7 мм. При бурении с промывкой глинистым раствором на стенках скважины образуется глинистая корка. Сращиваемость быстросхватывающихся смесей на цементной основе снижается при наличии глинистых образований на горных породах в зоне создания цементного камня. Толщина глинистой корки главным образом зависит от гидростатического давления столба жидкости в скважине и параметров глинистого раствора и может достигать 10—15 мм. Для повышения сращиваемости цементного камня с горными породами непосредственно перед установкой цементных мостов целесообразно удалять глинистую корку со стенок скважины.

Наиболее распространенным способом удаления глинистой корки со стенок скважины является механическая очистка при помощи проволочных скребков. После спуска скребка на необходимую глубину многократно раскашивают бурильную колонну, очищая от глинистой корки стенки скважины в интервале цементирования. В настоящее время применяют скребковые устройства различных конструкций.

Для удаления глинистой корки скважины также промывают водой, иногда с добавлением химических реагентов. В некоторых случаях в воду добавляют инертные наполнители, состоящие из остроугольных частиц.

Наиболее надежным способом удаления глинистой корки со стенок скважины является применение специального скребкового инструмента.

ТАБЛИЦА 106

Показатели	ЧС-76	ЧС-93
Наружный диаметр щеток, мм	80	98
Длина, мм	3245	3345
Масса, кг	34,6	46,1

Рис. 124. Приспособление для очистки стенок скважины ЧС:
1, 9 — колонковая труба; 2, 7, 10 — переходник; 3 — стержень;
4, 6 — прокладка; 5 — щетки; 8 — бурильная труба; 11 — пробка

При способление для очистки стенок скважины типа ЧС позволяет удалять металлическую стружку, куски металла, а также глинистую корку и антивibrationную смазку перед установкой цементного моста (искусственного забоя).

Технические характеристики приспособлений приведены в табл. 106.

Приспособление для очистки стенок скважины ЧС (рис. 124) состоит из проволочных круглых щеток 5, жестко связанных с помощью продольной шпонки со стержнем 3 и скатых сверху и снизу переходниками 2 и 7. Щетки разделены прокладками 4 и 6. В переходнике 7 имеются радиальные сверления для выхода промывочной жидкости, скорость истечения которой может увеличиваться путем перекрытия пробкой 11 осевого канала в переходнике 10.

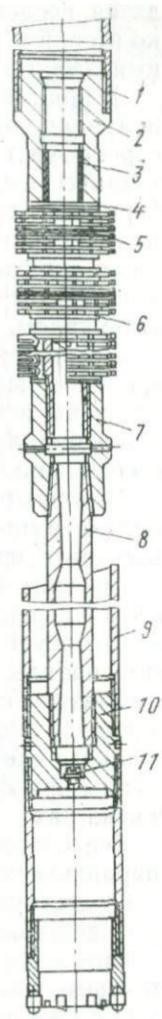
Приспособление ЧС спускают в скважину на колонне бурильных труб до интервала очистки, и при расхаживании бурового снаряда с одновременной подачей промывочной жидкости удаляют глинистую корку и посторонний материал, который оседает в шламовой трубе и на забое скважины.

При установке искусственных забоев в загленизированных горных породах желательно применять тампонажно-песчанистые цементы, содержащие частицы высокой твердости, которые способствуют сцеплению цементного камня с горными породами. Этими же целями целесообразно применять для установки цементных мостов цементы (глиноземистый и гипсоглиноземистый), которые расширяются в процессе твердения цементного камня.

В зависимости от свойств применяемых цементных смесей и условий проведения их заливки (под давлением, без давления и т. д.) должен выбираться наиболее рациональный способ доставки этих смесей в интервал установки моста в скважине, а также соответствующие технические средства.

Способы и технические средства, применяемые для установки искусственных забоев, по методике проведения работ можно разделить на две группы.

К первой группе относятся способы, при которых перекрытие ствола и цементирование скважины (если это необходимо) произво-



дятся последовательно, за два спуска инструмента в скважину; ко второй — приспособления, позволяющие создавать искусственный забой за один спуск инструмента в скважину.

В практике разведочного бурения наибольшее распространение получили различные способы первой группы. Ствол в этих случаях перекрывается специальными деревянными, резиновыми или металлическими пробками, спускаемыми в скважину на колонне бурильных труб или на канате до зоны последующего искривления. Если искривление осуществляется на небольшом расстоянии от забоя скважины, ствол до места установки искусственного забоя заполняется через устье шариками из глины, щебенкой или другим материалом.

После того как скважина перекрыта пробкой, ствол ее выше пробки цементируют до необходимой глубины. При цементировании зоны искривления цементный раствор закачивают через колонну бурильных труб насосом или же доставляют его в скважину в специальных контейнерах на колонне бурильных труб.

Основным недостатком способов создания искусственных забоев первой группы является большая трудоемкость работ и значительная траты времени.

Способы второй группы в основном предусматривают одновременное перекрытие ствола скважины и создание цементного моста. Для их осуществления в СССР и за рубежом разработаны специальные снаряды различного принципа действия. Большинство из них предназначено для установки искусственных забоев в скважинах большого диаметра, проходимых на нефть и газ. Однако принципиальные схемы этих приспособлений могут быть с успехом использованы при создании искусственных забоев в геологоразведочных скважинах.

Все снаряды по принципу действия можно подразделить на гидравлические, взрывные и механические.

Существуют также приспособления этого типа двойного принципа действия: гидромеханические, гидровзрывные и т. д.

При эксплуатации этих снарядов ствол скважины перекрываются резиновыми тампонами, деревянными установочными пробками с упорными пластинчатыми пружинами, резиновыми манжетами и т. д.

Элементы перекрытия из снарядов выдавливаются в зависимости от принципа действия приспособления: в гидравлических — промывочной жидкостью, во взрывных — давлением газов, образующихся от горения легковоспламеняющихся веществ, в механических — натяжением колонны бурильных труб, кабель-каната и т. д.

Способы второй группы по сравнению с первой менее трудоемки, при этом время на проведение операции значительно сокращается, в связи с чем они являются более перспективными.

На рис. 125 показана пробка для искусственных забоев. Металлическая пробка одноразового действия

(рис. 125, а) состоит из металлического конуса 7, соединенного с конусом 6, входящим в трубу 4, нижняя часть которой разрезана по образующим и к внутренней поверхности ее приварены металлические ребра 5. Вверху трубы 4 посредством левой резьбы через переходники 3 и 2 соединена с колонной бурильных труб 1.

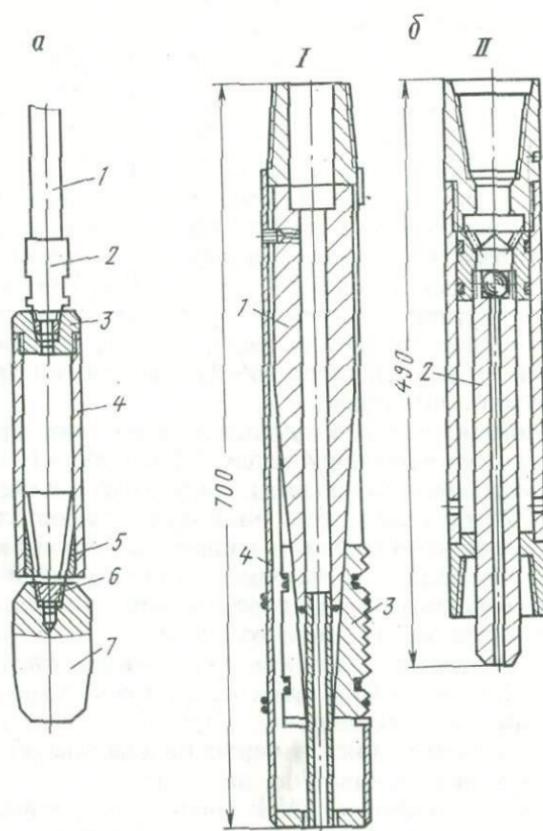


Рис. 125. Пробки для создания искусственных забоев:

а — механического принципа действия; б — гидравлического принципа действия ПЗ; I — пробка; II — гидроцилиндр

После спуска пробки на необходимую глубину в скважину забрасывают куски металла или твердой породы и заклинивают ее в скважине. Натяжением колонны приспособление раскрепляется дополнительно конусом 6. Вращением вправо колонна отсоединяется от пробки, после чего приступают к цементированию скважины.

Для установки несъемного клина ВИТР ВПО «Союзгеотехника» разработана пробка — искусственный забой ПЗ, техническая характеристика которой приведена в табл. 107.

ТАБЛИЦА 107

Показатели	ПЗ-44	ПЗ-57	ПЗ-73
Диаметр корпуса, мм	44	57	73
Длина, мм	415	710	710
Распорный конус:			
длина, мм	190	360	360
угол, градус	3,5	3	3
Гидроцилиндр:			
диаметр, мм	42	56	56
длина, мм	390	455	455
площадь поршня, см ²	8	16	16
Масса, кг	6	13,4	17,5

ПЗ состоит из двух частей: собственно пробки (рис. 125, б) и гидравлического цилиндра.

Раскрепление корпуса 4 пробки в скважине производится плашками 3, которые перемещаются в радиальном направлении конусом 1. Смещение конуса вниз происходит за счет давления на него штока 2 гидравлического цилиндра, осуществляющего при нагнетании промывочной жидкости в цилиндр. После раскрепления пробки в скважине цилиндр отвинчивают от нее и вместе с колонной бурильных труб поднимают на дневную поверхность, после чего приступают к созданию цементного забоя.

В СКБ ВПО «Союзгеотехника» разработано тампонажное устройство ТУ-1 для создания искусственных забоев и разделительных мостов.

При работе с этим снарядом искусственный забой устанавливают за один спуск снаряда [7].

Тампонажное устройство ТУ-1 (рис. 126) состоит из двух концентрично расположенных цилиндров 4, 5, верхнего 1 и нижнего 11 переходников, смесительного переходника 17 с конусным внутренним отверстием и нижнего цилиндра 21, в который вставлена установочная пробка 20 с самораспирающимися резиновыми манжетами 19, распорными кольцами 18 и пластинчатыми пружинами 22.

На смесительный переходник устанавливают перфорированный диск 16, зажимаемый соединительным патрубком 14. Для облегчения спуска устройства в скважину и предупреждения выпадения установочной пробки в выходное отверстие нижнего цилиндра вставлена направляющая деревянная пробка 23.

Скорость выдавливания цементного раствора из кольцевого пространства между наружными и внутренними цилиндрами регу-

Рис. 126. Тампонажное устройство ТУ-1

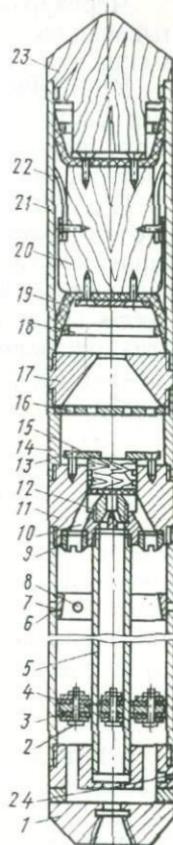
лируется изменением проходных калиброванных отверстий (жиклеров) сменных шайб 9 в нижнем переходнике 11. Скорость истечения ускорителя, заливаемого во внутренний цилиндр 5, регулируется дросселирующим устройством 12. Цементный раствор и ускоритель отделены от продавочной жидкости плавающими поршнями (кольцевым 2 и круговым 3).

Деревянная пробка с уплотнениями 15 препятствует вытеканию цементного раствора из кольцевого пространства и ускорителя из внутреннего цилиндра и преждевременному их смешиванию. Для прижатия пробки 15 к дросселю и предупреждения от выпадения ее в процессе спуска служат две прижимные пластины 13. Упорное кольцо 7, снабженное резиновыми кольцевыми уплотнениями и перекрывающее отверстия 6, крепится к наружному цилинду при помощи двух шпилек 8.

В верхнем переходнике 1 встроен обратный шаровой клапан 24, который обеспечивает беспрепятственное заполнение промывочной жидкостью внутренней полости колонны бурильных труб при спуске устройства в скважину. Это особенно важно при установке цементных мостов на больших глубинах, так как предупреждает выдавливание ускорителя и цементного раствора промывочной жидкостью, имеющейся в скважине, в колонну бурильных труб при недостаточно плотной посадке плавающих поршней 2 и 3. Кроме того, при выдавливании пробки в скважину не требуется закачивания насосом большого количества продавочной жидкости, так как колонна бурильных труб благодаря обратному клапану будет заполнена жидкостью.

Перед спуском устройства скорость истечения цементного раствора и ускорителя регулируют на поверхности с таким расчетом, чтобы они выдавливались в необходимых пропорциях.

Установив тампонажное устройство на заданной глубине, приступают к закачиванию промывочной жидкости, которая по каналам в верхнем переходнике поступает в межтрубное пространство, создавая необходимое давление на поршни 2 и 3. При повышении давления пробка 15 выдавливается, срезая или разжимая при этом прижимные пластины 13, и остается на диске 16. Через отверстия 10 в смесительное устройство выдавливается цементный раствор, который смешивается с ускорителем, поступающим из внутреннего цилиндра через дроссельное устройство.



Через отверстие в переходнике 17 образовавшаяся быстросхватывающаяся смесь поступает в нижний цилиндр и выдавливает в скважину пробки — направляющую 23 и установочную 20.

Круговой поршень 3 внутреннего цилиндра после выдавливания раствора ускорителя упирается в дроссельное устройство. В это же время кольцевой поршень 2, выдавливающий цементный раствор, доходит до упорного кольца 7.

Под давлением шпильки 8 срезаются, поршень вместе с кольцом проталкивается вниз до нижнего переходника. В этом положении давление жидкости в трубах резко падает, так как продавочная жидкость получает возможность свободно протекать через открывшееся в наружном цилиндре отверстие 6 в затрубное пространство. Резкое падение давления, отмеченное на манометре насоса, служит сигналом к тому, что процесс выдавливания пробки и цементного раствора с ускорителем окончен.

ГЛАВА IX

СНАРЯДЫ ДЛЯ БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЕМ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

При бурении геологоразведочных скважин одним из наиболее распространенных осложнений является поглощение промывочной жидкости. Это обусловлено перебуриванием сильно трещиноватых пород, зон тектонических нарушений, интервалов с большими кавернами, пустотами и т. д.

Исследования, проведенные многими авторами, позволяют разделить зоны поглощения по строению на три основные группы [21]: а) интервалы с широко распространенной системой микротрещин (степень раскрытия трещин не превышает 150—200 мкм); б) горизонты, сложенные породами с макротрещинами (степень раскрытия до нескольких десятков сантиметров, часто это трещины тектонических нарушений); в) зоны, в которых одновременно развиты макро- и микротрещины. Последний случай особенно часто встречается на практике и является наиболее сложным при изоляции.

Поглощение промывочной жидкости повышает стоимость буровых работ, может привести к аварии, а в ряде случаев делает невозможным продолжение сооружения скважины.

В Донбассе, КМА на Урале затраты времени на ликвидацию поглощений промывочной жидкости достигают 8—10% в общем балансе сооружения скважин. В отдельных случаях в районах с наиболее сложным геологическим строением эти затраты возрастают до 30%.

В настоящее время работы в области методики, техники и технологии борьбы с поглощением промывочной жидкости ведут организации ВПО «Союзгеотехника», ИМР, геологические экспедиции, управления и др.

Известные технологические приемы борьбы с поглощением промывочной жидкости могут быть объединены в три основные группы:

снижение интенсивности поглощения путем регулирования свойств промывочной жидкости;

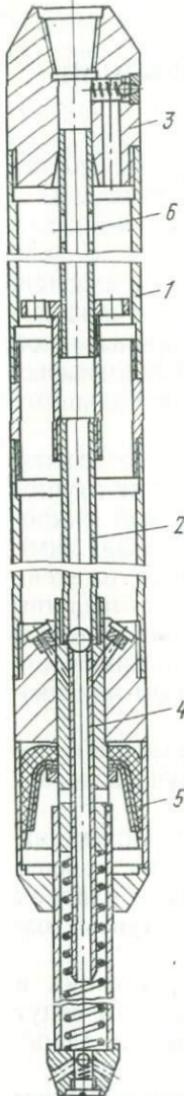
тампонирование нетвердеющими смесями;

тампонирование твердеющими смесями.

Кроме того, существует еще ряд методов, основанных на электрохимической обработке горных пород поглощающих интервалов, замораживании грунтов и др. Ввиду сложности и высокой стои-

Рис. 127. Тампонажный снаряд ТУ-2:

1 — наружная труба; 2 — внутренняя труба; 3 — переходник;
4 — подпружиненный ползун; 5 — уплотнительная манжета; 6 — отверстие



ности специального оборудования эти методы не получили широкого распространения на геологоразведочных работах.

Технические средства, используемые при ликвидации поглощений, могут быть подразделены на три основные группы: снаряды, служащие для создания искусственных оболочек и каркасов; погружные смесители для приготовления быстросхватывающихся смесей (БСС); герметизирующие устройства, позволяющие изолировать весь ствол скважины (герметизаторы) или его отдельные участки (пакеры).

§ 1. КОНСТРУКЦИИ СНАРЯДОВ

Наибольшее распространение при борьбе с поглощением промывочной жидкости получили погружные смесители, предназначенные для образования БСС в зоне поглощения. В СКБ ВПО «Союзгеотехника» разработан ряд снарядов диаметром от 59 до 132 мм, основанных на этом принципе работы.

На рис. 127 приведен тампонажный снаряд ТУ-2, состоящий из двух концентрических расположенных ниппельных труб. Межтрубная полость служит для размещения жидкого ускорителя схватывания БСС.

Заполненное ускорителем схватывания и цементной смесью устройство опускается в скважину на бурильных трубах, присоединяемых к переходнику 3, и устанавливается выше кровли поглощающего горизонта. При этом возможность преждевременного истечения ускорителя из полости контейнера исключается наличием в конструкции подпружиненного ползуна 4, перекрывающего выходные отверстия контейнера.

Закачиваемая цементная смесь, оказывая давление на заброшенный в устройство шарик, смещает подпружиненный ползун 4 в нижнее положение, после чего смесь, обогащенная ускорителем схватывания, сдвигает кожух с уплотнительной манжетой 5 и изливается в скважину.

В снаряде эжекция ускорителя осуществляется за счет разделения потока основного компонента БСС (цементной смеси) в верхней

части контейнера. Большая часть смеси направляется по центральному каналу в скважину, в то время как некоторое количество жидкости через отверстие 6 нагнетается в полость контейнера и способствует принудительному выдавливанию ускорителя в смесительную камеру. Для уменьшения возможности смешения компонентов в устройстве выше ускорителя заливается разделительная порция высоковязкого глинистого раствора. Устройство обеспечивает образование в скважине и задавливание БСС при значительных перепадах давлений, что повышает надежность тампонирования.

Внедрение тампонажных устройств типа ТУ-2 диаметром 89 мм (ТУ-4) в тресте Артемгеология показало, что расход тампонажных материалов уменьшился в 2—2,5 раза, а время тампонирования в 2,5—3 раза по сравнению с прямым закачиванием в скважину цементного раствора через колонну бурильных труб.

Тампонажное устройство ТУ-7 (рис. 128), разработанное СКБ ВПО «Союзгеотехника», предназначено для борьбы с поглощением промывочной жидкости в буровых скважинах [20].

Техническая характеристика тампонажного устройства ТУ-7

Диаметр, мм:	
тампонируемых скважин	59 и 76
обсадных труб, к которым можно присоединить герметизатор устройства	89; 108; 127
бурильных труб, присоединяемых к устройству	42 и 50
Глубина тампонируемых скважин, м	600
Максимальное рабочее давление, кгс/см ²	50
Масса, кг:	
комплекта устройства	190
одного узла (максимальная)	45

Тампонажное устройство представляет собой комплект узлов, которые компонуют в зависимости от различных схем тампонирования скважин.

Устройство рассчитано на использование БСС, составляемых на цементной и гипсовой основах и на основе синтетических смол.

Смеси можно нагнетать в скважину по колонне бурильных труб или приготовлять в непосредственной близости от поглощающего горизонта в смесительных приспособлениях. При этом жидкий ускоритель схватывания смеси может находиться в специальном контейнере или в полости бурильных труб.

Тампонажное устройство обеспечивает принудительное вдавливание БСС в поры и трещины неустойчивых пород под давлением до 50 кгс/см².

Герметизатор устья скважины (рис. 128, а) предназначен для уплотнения устья скважины при тампонировании. В сборе с регулировочным вентилем 2 его устанавливают на устье скважины. Герметизация достигается манжетой 3, находящейся в обсадной трубе 6. В процессе тампонирования хвостовик 4

герметизатора присоединяют к бурильным трубам. Перемещением рукоятки 5 вентиля поток нагнетаемой насосом в скважину жидкости через трубу 1 можно направлять как во внутреннюю полость

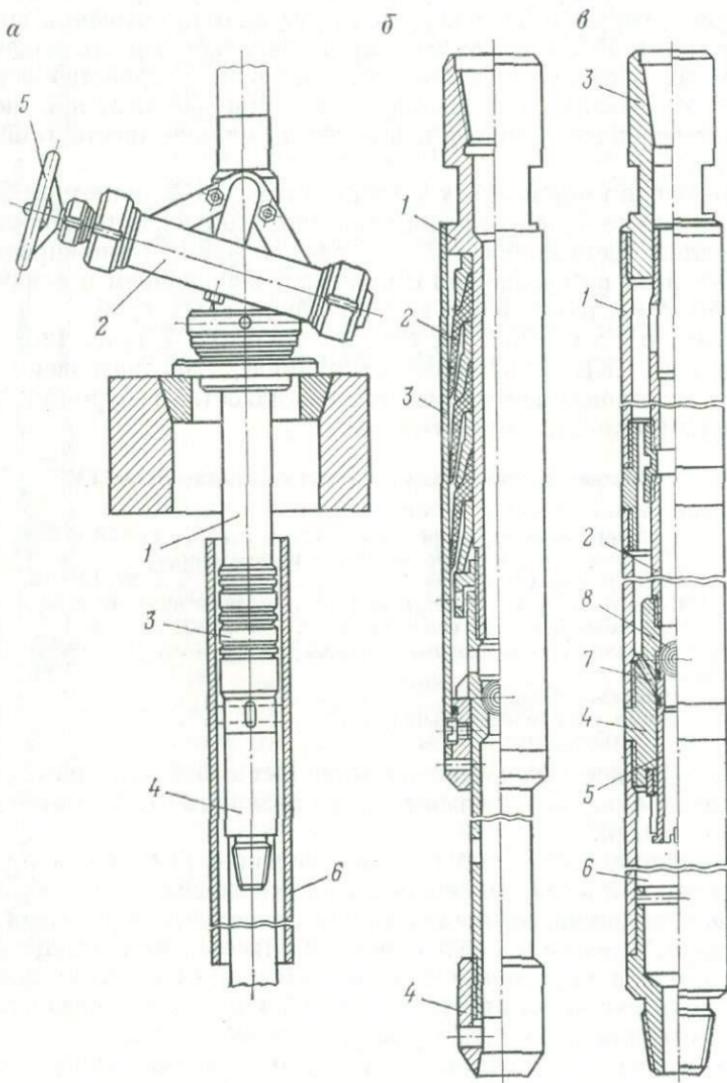


Рис. 128. Тампонажный инструмент ТУ-7:

а — герметизатор устья скважины; *б* — пакер; *в* — скважинный контейнер

бурильных труб, так и в межтрубное пространство для принудительного вдавливания тампонирующей смеси в породы поглощающего горизонта.

Пакеры (рис. 128, б) герметизируют ствол скважины при его разработке по диаметру до 10 мм. Пакеры опускают в скважину на бурильных трубах и устанавливают на заданной глубине.

На штоке 1 пакера закреплены три самоуплотняющиеся манжеты 2, закрытые при спуске пакера кожухом 3. Во время нагнетания жидкости по бурильной колонне во внутреннюю полость пакера кожух 3 смещается в нижнее положение до упора в головку 4. Манжеты 2 при этом расправляются и перекрывают ствол скважины.

По окончании тампонирования пакер поднимают без каких-либо дополнительных операций, что существенно упрощает его эксплуатацию.

Скважинный контейнер (рис. 128, в) служит для спуска жидкого ускорителя схватывания в зону поглощения. Он состоит из концентрично расположенных труб 1 и 2, соединенных между собой переходниками 3 и 4. Перед спуском в скважину межтрубное пространство контейнера заполняют жидким ускорителем схватывания смеси, удерживаемым от преждевременного истечения втулкой 5.

Образование БСС происходит при обогащении основного компонента смеси, нагнетаемого с поверхности, жидким ускорителем, выдавливаемым из межтрубного пространства в смесительную полость 6 через отверстия 7, которые открываются при смещении втулки 5 в нижнее положение за счет давления на нее шара 8.

Контейнер и пакер обычно используются совместно, что повышает надежность тампонирования дренажных каналов БСС.

ВИТРом ВПО «Союзгеотехника» разработан скважинный смеситель типа СС-89 (рис. 129), который может применяться с механическим пакером.

Техническая характеристика скважинного смесителя СС-89

Наружный диаметр, мм	89
Объем контейнера для ускорителя схватывания цемента, л	30
Способ доставки устройства в зону поглощения	на колонне бурильных труб
Способ срабатывания механизма	гидравлический
Величина перепада давления на штоке, кгс/см ²	5—8
Длина устройства, мм	9975
Масса, кг	110

Инструмент состоит из контейнера, дозатора и смесительного устройства.

Контейнер включает верхний переходник 21 с обратными клапанами, две колонковые трубы 1 диаметром 89 мм, соединительный ниппель 5, две внутренние трубы 2 и 6 диаметром 35 мм, соединительную муфту 7 и центратор 3. Обратные клапаны, состоящие из шарика 20, пружины 19 и заглушки 18, служат для предотвращения создания вакуума в инструменте.

Дозирующее и смесительное устройство состоит из переходника 11 со сменными штуцерами 10, штока 12, гильзы 14, пружины 13, кожуха (труба 15), шарика 8 и переходника 17.

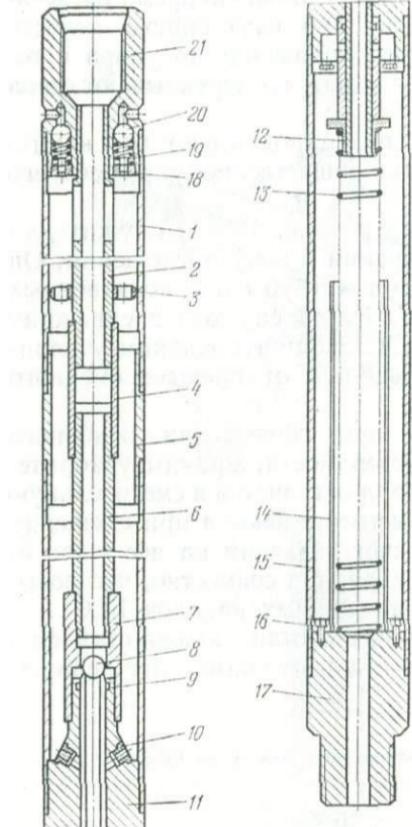


Рис. 129. Скважинный смеситель типа СС-89

1, 2, 6 и 15 — труба; 3 — центратор; 4, 5 — ниппель; 7 — муфта; 8, 20 — шарик; 9 — уплотнительное кольцо; 10 — штуцер; 11, 17 и 21 — переходник; 12 — шток; 13, 19 — пружина; 14 — гильза; 16 — винт; 18 — заглушка

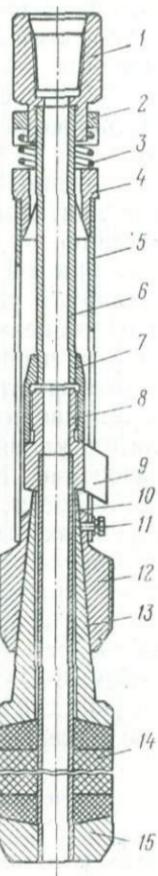


Рис. 130. Механический пакер с разъемным стволом типа ПМ-89 и ПМ-108:

1 — переходник; 2 — поджимная гайка; 3 — пружина; 4 — втулка; 5 — цапга; 6, 10 — патрубки; 7 — муфта; 8 — ниппель; 9 — направляющие ребра; 11 — винт; 12 — упорные плашки; 13 — конус; 14 — уплотняющий элемент; 15 — нажимной фланец

Шарик 8 служит для перекрытия отверстия в штоке, благодаря чему создается перепад давления, сдвигающий шток и открывающий отверстия, через которые ускоритель схватывания цемента поступает в камеру смешения. Диаметр отверстий подбирается в зависимости от необходимой скорости поступления ускорителя.

Гильза 14 состоит из штока 12 с уплотнительными кольцами 9, пружины 13 и переходника 17 с центральным проходным отверстием для поступления БСС под пакер.

Механический пакер с разъемным стволов типа ПМ-89 и ПМ-108 (рис. 130) состоит из следующих частей: корпуса пакера, выполненного патрубками 6 и 10 с соединительными муфтой 7 и ниппелем 8, имеющими левую резьбу с крупным шагом, с направляющими ребрами 9; фиксирующего узла, включающего цангу 5, упорные плашки 12 и конус 13; резинового уплотняющего элемента 14 с нажимным фланцем 15.

Интервал для установки пакера должен быть представлен монолитными породами, не имеющими каверн. Для пакеров ПМ-89 и ПМ-108 диаметр скважины в месте их установки не должен превышать соответственно 116 и 134 мм.

Перед спуском смесителя СС-89 (см. рис. 129) в скважину в свинченные колонковые вставляют центральные трубы 2 и 6, соединенные ниппелем 4, с центратором 3. Переходник 11 при помощи внутренней резьбы соединяют с центральной трубой, а наружной резьбой — с колонковой.

В гильзу 14 вставляют пружину 13 с трубчатым штоком 12, верхний конец которого входит в осевой канал переходника 11. Последний с помощью трубы 15 жестко соединяют с переходником 17.

С помощью этого переходника смеситель соединяют с пакером и в межтрубное пространство тампонажного устройства заливают жидкое стекло, сверху которого добавляют около 2 л вязкого глинистого раствора. В процессе цементирования скважины раствор служит разделителем между жидким стеклом и цементным раствором, поступающим в межтрубное пространство.

После навинчивания переходника 21 смеситель с пакером (тампонажное устройство) опускают в скважину на 10—20 м выше поглощающего интервала пород. Приподниманием колонны бурильных труб пакер фиксируется в скважине и происходит сжатие уплотняющего элемента 14 (см. рис. 130), который перекрывает ствол скважины. Величина осевого усилия, прикладываемого к уплотняющему элементу, зависит от диаметра скважины и не должна превышать 2000 кгс для ПМ-89 и 3000 кгс для ПМ-108.

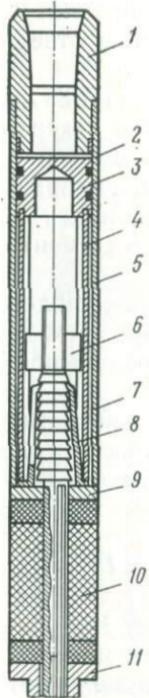
После закачивания и выдерживания БСС под давлением тампонажное устройство поднимают на поверхность.

Для снятия и извлечения механического пакера натяг бурильной колонны уменьшают, пакер смещают вниз по стволу скважины с тем, чтобы упорные плашки заняли новое положение. Затем вновь увеличивают натяг колонны до 500—600 кгс и при ее правом вращении отвинчивают пакер, что сопровождается снятием натяга. Опусканем колонны бурильных труб смещают конус вниз, после чего упорные плашки устанавливаются в положение, не препятствующее извлечению устройства из скважины.

Если в процессе углубки скважины зона поглощения вскрылась на значительном удалении от забоя, необходимо на 15—20 м ниже

Рис. 131. Механизм постановки пакерного уплотнения типа МПУ:

1 — переходник; 2 — цилиндр; 3 — поршень; 4 — упор; 5 — отверстие; 6 — гайка; 7 — сердечник; 8 — цанговый фиксатор; 9 — нажимной фланец; 10 — резиновое уплотнение; 11 — упорный фланец



почвы поглощающего горизонта установить разделятельный мост. Это позволяет избежать цементирования интервала скважины от поглощающего горизонта до забоя и тем самым сократить, главным образом, время на последующее разбуривание цементного камня.

Существуют различные способы и технические средства установки разделятельных мостов (для этой цели могут быть использованы приспособления для создания искусственных забоев).

В ВИТР ВГО «Союзгеотехника» разработан механизм постановки пакерного уплотнения МПУ-89, МПУ-108 (рис. 131).

Приспособление МПУ состоит из двух основных узлов — извлекаемого и неизвлекаемого. Извлекаемый узел имеет переходник 1, цилиндр 2, поршень 3, упоры 4 и гайку 6. Разбираемая часть переходника представлена цанговым фиксатором 8, сердечником 7, нажимным фланцем 9 и упорным 11 и резиновым уплотнением 10.

Приспособление МПУ без вращения опускают в скважину на заданную глубину. По индикатору веса станка определяют массу инструмента, и в колонну бурильных труб закачивают насосом промывочную жидкость до создания давления 25—30 кгс/см², благодаря чему поршень 3 перемещается в крайнее нижнее положение и передает усилие фланцу 9. Резиновый элемент сжимается и перекрывает ствол скважины. При этом фиксатор 8 надежно удерживает уплотняющий элемент в сжатом состоянии.

Для поднятия из скважины извлекаемого узла снижают гидравлическое давление внутри колонны бурильных труб, прикладывая к ней натягивающее усилие 800—1200 кгс с одновременным правым вращением на 1-й скорости бурового станка. После разъединения двух узлов инструмента извлекаемый поднимают из скважины на колонне бурильных труб.

Разделятельный мост, созданный с помощью МПУ, обеспечивает герметичное перекрытие ствола скважины при перепаде давления до 100 кгс/см².

После ликвидации поглощения промывочной жидкости разделятельный мост разбуривают и продолжают углубку скважины.

§ 2. РЕЦЕПТУРА ТАМПОНАЖНЫХ СМЕСЕЙ

При ликвидации поглощений промывочной жидкости применяют различные материалы.

В качестве нетвердеющих тампонирующих смесей используются глины с добавлением различного рода инертных наполнителей: стружки, опилок, соломы, моха, обрезков кожи, шелухи, кордового волокна и пр. Образованные глинопасты обычно закачиваются в скважину через устье, и принудительное задавливание смесей в дренажные каналы достигается при герметизации устья скважины.

Широко известны взвеси бентонитового порошка в дистопливе, а также нефтецементные и гельцементные смеси. Примером нетвердеющей смеси может служить смесь, составляемая в таких соотношениях: 90 кг бентонита, 100 л дистоплива на 40—50 л воды. Прочность соляробентонитовых тампонов возрастает во времени. Однако все нетвердеющие смеси имеют ряд существенных недостатков. Как показывает практика, количество воды в смеси должно быть строго регламентировано. Если оно велико, смесь обладает большой подвижностью и эффекта тампонирования не достигается. При большой вязкости продавливание смеси сопровождается возникновением больших (100 кгс/см^2 и более) перепадов давлений, следствием чего является зависание массы в стволе скважины выше дренирующего горизонта, а также возможное вскрытие других горизонтов, пластовое давление в которых близко к давлению в скважине.

К нетвердеющим смесям относятся смеси, составляемые на основе битума. Их специфическим недостатком является невозможность закачивания с поверхности, что ограничивает области применения этих смесей.

Существенные трудности, вызванные вязкостью битума, возникают при разбуривании затампонированного интервала.

Главным недостатком всех нетвердеющих смесей следует считать необходимость бурения после их закачивания с использованием глинистого раствора, так как промывка водой может привести к разрушению тампона.

Твердеющие смеси можно разделить на две большие группы — смеси, включающие один вяжущий компонент, и многокомпонентные смеси. Примерами смеси с одним вяжущим компонентом могут служить цементные смеси.

Водные растворы тампонажного цемента применяют довольно широко в геологоразведочном и нефтяном бурении, однако эффективность их применения довольно низкая. Это объясняется тем, что раствор тампонажного цемента обладает большой чувствительностью к разбавлению водой и отсутствием кристаллизационной структуры твердения в течение 8—10 ч.

Очень часто при заливке таким раствором зон поглощения, сложенных разрушенными, трещиноватыми породами, цементного

камня в скважине не образуется, так как раствор легко перемешивается с промывочной жидкостью в скважине и размывается циркулирующими подземными водами.

Несколько более эффективными оказываются цементные растворы плотностью 1,9—2,0 г/см³, полученные путем уменьшения водоцементного отношения до 0,4. Такие смеси имеют растекаемость по конусу АзНИИ менее 15 см.

Многокомпонентные смеси составляются на основе одного из компонентов, являющегося главным, а остальные выполняют роль либо ускорителей схватывания, либо инертных наполнителей.

Наиболее прогрессивным является использование многокомпонентных смесей с уменьшенным временем твердения — быстросхватывающиеся смеси (БСС).

Такие смеси с успехом используются как для перекрытия дренирующих горизонтов, так и для крепления интервалов неустойчивых пород, слагающих стены скважины. Наиболее распространены БСС, составляемые на цементной основе и на основе синтетических смол. Преимущества БСС в сравнении с однокомпонентными смесями выражаются в возможности широкого варьирования временем начала их схватывания путем изменения удельного количества добавок ускорителей схватывания. При этом возможно получение смесей с растекаемостью менее 10 см, обладающих повышенной закупоривающей способностью.

В качестве ускорителей схватывания смесей, составляемых на основе тампонажного цемента, используются силикат натрия, алебастр (или гипс), хлористый кальций, хлористое железо, негашеная известь и другие компоненты. Водоцементный фактор смеси обычно изменяется в пределах 0,6–0,4.

Эффективным ускорителем схватывания смесей на основе глиноземистого цемента является негашеная известь. Прибавление всего 1—2% негашеной извести приводит к некоторому увеличению прочности цементного камня и резкому сокращению сроков схватывания. При внесении 4—5% извести в течение нескольких секунд начинается схватывание смеси. Закачивать буровыми насосами тампонажные смеси из глиноземистого цемента с добавлением извести по колонне бурильных труб возможно только при внесении извести в количестве 1% от массы цемента. Такая смесь имеет растекаемость 16 см и конец схватывания 4–6 ч после затвердения. Отверждение нефтецементных смесей происходит при взаимодействии с водой в дренирующих каналах. При этом смесь теряет подвижность, образуя комки, вследствие интенсивного нефтеотделения. Для лучшего отмыва нефтепродукта смеси обогащаются добавками поверхностно-активных веществ, таких как крезол, асидол, нафтонат кальция.

Обычно при приготовлении подобных смесей количество нефтепродукта (дизтоплива) принимают равным 40—50% от массы цемента. Хорошие результаты достигнуты и при добавлении в смесь обычных жидких ускорителей, вводимых в момент контак-

тирования смеси с водой. В данном случае вода способствует быстрому свертыванию (загустеванию) смеси, а ускоритель — ускоренному твердению. В ряде случаев при интенсивных поглощениях успех работ достигается введением в смеси инертных наполнителей. Добавление последних способствует скорейшему образованию вокруг ствола скважины каркаса, препятствующего дренированию смеси в поглощающий горизонт. Тем самым улучшаются тампонирующие свойства БСС и существенно снижается расход материалов.

Воздействие различных наполнителей на свойства цементных смесей не одинаково. Если песок и керамзит практически не влияют в начальный момент на процесс структурообразования и лишь повышают закупоривающую способность массы, то добавки бентонита в размере более 10% хотя и снижают растекаемость смеси, повлекут за собой замедление структурообразования, что несовместимо с условиями интенсивного поглощения. Добавки опоки снижают объемную массу смеси. Последнее немаловажно при ликвидации весьма сильных поглощений.

В табл. 108 приведены рецепты основных БСС на цементной основе.

В табл. 109 приведены рекомендации по применению той или иной БСС и объему смеси в зависимости от коэффициента поглощающей способности K тампонируемого горизонта скважины.

Широкое распространение в практике тампонирования как нефтяных, так и геологоразведочных скважин получили БСС, составляемые на основе полимерных соединений. В качестве основного компонента БСС используются синтетические смолы — мочевиноформальдегидные, мочевино-фурфурольформальдегидные, эпоксидные. Образование твердого вещества на основе смол достигается за счет их смешения отвердителями. Полученная масса некоторое время пребывает в жидком состоянии, а затем в процессе полимеризации твердеет.

Известны рецептуры тампонажных смесей, составляемых на основе смол марок МФ-17, МФФ, МСБ, «Крепитель М». В качестве отвердителей таких БСС могут быть использованы соляная и щавелевая кислоты, а также хлористый аммоний, причем предпочтение отдается соляной кислоте, как более активному отвердителю. Рекомендуемые добавки 3—5%-ного раствора соляной кислоты к смоле МФ-17 изменяются в пределах 7—15 об. %. Время твердения растворов карбамидных смол возможно варьировать в широких пределах (от секунд до суток) изменением удельной добавки отвердителя.

К недостаткам раствора синтетических смол следует отнести избирательность их адгезионных свойств. В целях снижения влияния этого отрицательного фактора в США разработан способ обработки породы солями металлов, способными к восстановлению (например, хлористым железом). Обработка производится в целях удаления примесей, препятствующих сцеплению смолы с зернами

ТАБЛИЦА 108

№ БСС	Состав цементной смеси	Состав и содержание ускорителя в смеси, вес. %
1	Строительный цемент марки 400÷600; В/Ц-0,5	Алебастр-10
2	Строительный цемент марки 400÷600; В/Ц-0,5	Жидкое стекло-2
3	Тампонажный цемент для холодных скважин; В/Ц-0,55	Жидкое стекло-2
4	Тампонажный цемент для холодных скважин; В/Ц-0,4	Хлористый кальций-4
5	Тампонажный цемент для холодных скважин; В/Ц-0,45	Хлористый кальций-7
6	Строительный цемент марки 400÷600; В/Ц-0,5	Жидкое стекло-10
7	Тампонажный цемент для холодных скважин; В/Ц-0,5	Жижкое стекло-7
8	Тампонажный цемент для холодных скважин; В/Ц-0,5	Жидкое стекло-10
9	Тампонажный цемент для холодных скважин; В/Ц-0,4	Хлористый кальций-15
10	Тампонажный цемент для холодных скважин; В/Ц-0,55	Алебастр-7
11	Строительный цемент марки 400÷600; В/Ц-0,5	Жидкое стекло-10
12	Тампонажный цемент для холодных скважин; В/Ц-0,55 Проеянные мелкие опилки из расчета 2—3 ведра (12 л) на 1 м ³	Алебастр-10 Жидкое стекло-10 Алебастр-4 Жидкое стекло-10

ТАБЛИЦА 109

Коэффициент поглощающей способности <i>K</i>	№ БСС (из табл. 108)	Рекомендуемый объем смеси, м ³
1÷3	1, 2, 3, 4, 5, 7, 9	≤0,6
3÷5	2, 3, 6, 7, 8	≤1,0
5÷8	6, 7, 8	≤2,0
8	10, 11, 12	В зависимости от результатов — несколько закачек каждой не менее 1,2 м ³

песка. Таковыми могут быть органические и минерализованные жидкости, растворы солей, нефтяные пленки. В ходе реакции восстановления образуются молекулярные связи между смолой и находящимися на поверхности частиц гидроксильными группами, что способствует соединению смолы с зернами. Практически способ осуществляется в таком порядке: приготавливается смесь фенол-формальдегидной смолы с 10—15% отвердителя из спирта и углеводорода, содержащего сульфидную группу; в отвердителе растворяют хлористое железо в количестве 5% от массы смолы; образо-

ванную смесь нагнетают в породу под давлением до 100 кгс/см² из расчета 100—150 л на 1 м обрабатываемой скважины. Другим недостатком группы смесей, составляемых на основе карбамидных смол, следует считать повышенную усадку камня при больших добавках отвердителя, что приводит к возникновению трещин в процессе твердения. Тем не менее хорошая первоначальная подвижность растворов обеспечивает их эффективное применение при закреплении микротрециноватых интервалов.

Эпоксидные смолы образуют при твердении камень с более высокими прочностными свойствами. В практике работ применение в качестве тампонирующих смесей получили растворы смол ЭД-5, «Эпокси-1200» и в меньшей степени ЭД-6. Последнее объясняется повышенной вязкостью смолы ЭД-6, закачивание которой практически возможно только при нагреве до 40° С. При твердении эпоксидные смолы образуют прочный, хорошо скрепленный с породой камень, не изменяющий длительное время своих прочностных свойств. Сроки отвердевания могут регулироваться от 20—30 мин до 10—12 ч и более.

Тампонажная смесь обычно составляется из четырех компонентов: раствора смолы, пластификатора, отвердителя и наполнителя. Смолы ЭД-5 и «Эпокси-1200» близки по своим свойствам и представляют собой вязкие (1000—2500 сП при 40° С) светло-желтые или светло-коричневые жидкости плотностью 1,2—1,3 г/см³. При отвердении они обычно хрупки и обладают большим коэффициентом линейного расширения, поэтому нуждаются в пластифицировании. Пластификатор уменьшает хрупкость, повышает термостойкость и увеличивает время подвижности смеси, что немаловажно для обеспечения доставки ее в дренирующий горизонт. В качестве пластификатора часто используется дибутилфталат (ДБФ). Отвердитель вызывает схватывание смеси, изменение его процентного содержания позволяет регламентировать сроки твердения. Для смол типа ЭД-5 эффективным отвердителем является гексаметилендиамин (ГМД). Введение в смесь наполнителей преследует две цели: во-первых, повышаются механическая прочность камня и его абразивная износостойкость и, во-вторых, снижается расход дефицитных материалов при заполнении пустот значительного размера. В качестве наполнителя может быть рекомендован песок, а при ликвидации значительных поглощений кордовое волокно.

Ограничено применение синтетических смол в качестве тампонирующих материалов объясняется их высокой стоимостью в сравнении с цементными смесями.

Особую группу эффективных тампонажных смесей составляют комбинированные БСС — полимероцементные и метасоцементные. Рецептуры полимероцементных смесей (ПЦС) разработаны для условий бурения на нефть, имеется опыт их использования и в практике геологоразведочных работ. При затворении ПЦС жидкой фазой для цементной основы служит водный раствор синтетической смолы. БашНИПИнефть рекомендует применять

смело-песчаноцементные смеси с использованием смолы ТСД-9, синтезированной на основе фенолов. Отвердителем смолы служит формалин*. Жидкая фаза приготавливается в следующих объемных соотношениях: смола — 100 частей, вода 100—120, формалин — 28—32. Твердой фазой является смесь тампонажного цемента с песком в различных соотношениях. Отношение жидкой фазы к твердой изменяется в пределах 0,5—0,35. При консолидации ПЦС процессы гидратации цемента протекают параллельно с полимеризацией смолы, что уменьшает разжижение смеси. Проведенные закрепления свидетельствуют о том, что в случае применения смелоцементной смеси контракция камня при твердении в 4—5 раз ниже, чем при использовании водного цементного раствора ($B/C = 0,5$). Механическая прочность камня, сцепленного смолой, несколько выше обычной. Возможно получение ПЦС, время начала схватывания которых измеряется секундами, что обеспечивает высокие тампонирующие свойства. Недостатком описанных выше ПЦС следует считать использование в качестве отвердителя — фенола (весьма ядовитого вещества).

* Не имеет широкого распространения из-за ядовитых свойств формалина.

ГЛАВА X

АВАРИЙНЫЙ ИНСТРУМЕНТ

Аварии, происходящие с буровым инструментом в скважине, приводят к преждевременному выходу из строя оборудования и инструмента, требуют непроизводительной затраты времени и средств на их ликвидацию, а иногда приводят к необходимости бурения новой скважины взамен неоконченной в результате аварии.

§ 1. ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ И ВИДЫ АВАРИЙ

В табл. 110 приведена примерная классификация наиболее распространенных типов и видов аварий, происходящих в скважине с основным буровым инструментом.

По причинам аварии можно подразделить на несколько основных групп:

- а) по вине бурового персонала;
- б) вследствие геологических осложнений;
- в) по техническим причинам;
- г) в результате несоблюдений рациональной технологии сооружения скважин;
- д) из-за низкой организации работ.

Выполнение буровой бригадой всех организационно-технических мероприятий по предотвращению аварий в скважине является обязательным условием ведения буровых работ. Однако нередко причиной происшедших аварий являются действия членов буровой бригады, небрежно или неграмотно выполняющих требования эксплуатации оборудования, инструмента и КИП.

Встречающиеся при бурении скважин геологические осложнения часто являются причиной аварий. К их числу относятся выбросы воды и газа, сильное естественное искривление скважины, катастрофическое поглощение промывочной жидкости, встреча зон с карстовыми пустотами и большими кавернами и др.

Например, резкое искривление скважины способствует образованию желобов в ее стволе, что приводит к затяжке в них бурового снаряда, являющейся одной из разновидностей аварий. В то же время, работая в такой скважине, бурильные трубы испытывают высокие напряжения, происходит их более интенсивный износ, что значительно повышает возможность аварии.

Технические причины аварий связаны с физико-механическими свойствами бурового инструмента, качеством его изготовления, техническими возможностями оборудования и т. п.

Классификация аварий



Несоблюдение рациональной технологии сооружения скважин — причина наиболее часто встречающихся аварий. Так, при бурении глубоких скважин алмазными коронками, как правило, не учитываются утечки промывочной жидкости через резьбовые соединения бурильных труб, величины которых могут достигать 20—30 л/мин. Количество фактически поступающей на забой промывочной жидкости оказывается недостаточным для эффективного охлаждения алмазной коронки, что является главной причиной прижога породоразрушающего инструмента.

Низкая организация ведения буровых работ также способствует повышению аварийности, а иногда является прямой причиной происходящих аварий. Так, несвоевременная замена отработанного глинистого раствора, который уже не может выполнять своих функций, может привести, например, к накоплению большого количества шлама и при определенных условиях (внезапная остановка насоса и др.) явиться причиной прихвата бурового снаряда.

Соблюдение рациональной технологии сооружения скважин, правильная эксплуатация технических средств, выполнение требований техники безопасности являются главными условиями снижения количества аварий на буровых работах.

Для ликвидации различного вида аварий в буровых скважинах применяется специальный инструмент.

§ 2. ЛОВИЛЬНЫЙ И РЕЖУЩИЙ ИНСТРУМЕНТ

Наиболее распространенным типом ловильного инструмента является метчик.

Метчик при ликвидации аварий (например, обрыв бурильной колонны) опускают в скважину на колонне бурильных труб для соединения с оставшимся там инструментом. Конусную часть метчика ввинчивают в проходное отверстие трубы или соединительного элемента, находящегося в скважине, и производят его извлечение на поверхность. Для подачи промывочной жидкости в теле метчика предусмотрен осевой канал.

Для этой же цели предназначен колокол. Отличие заключается в том, что его соединяют с извлекаемым инструментом, навинчивая на наружную поверхность бурильных труб.

Метчики ловильные изготавливаются пяти типов от А до Д (табл. 111) с правой и левой резьбой (рис. 132—134). Метчики типов А, Б, Г, Д аналогичны по конструкции (табл. 112—114). Метчик типа В имеет направленную воронку. Материал метчиков — сталь 12ХН2, а патрубки и воронки к ним изготавливаются из стали марок: Ст.5, Ст.6, 20, 35 и 45. Конусная часть метчика с ловильной резьбой подвергается цементации на глубину 0,4—0,7 мм с последующими закалкой и отпуском. Твердость термически обработанной поверхности должна быть в пределах HRC 58—64.

ТАБЛИЦА 111

Типы	Типо-размеры	Трубы, ниппели и замки, извлекаемые из скважин		Номер	
		наименование	наружные диаметры, мм	см. рисунок	таблицы с основным размером
A	A-33,5	Трубы бурильные и ниппели к ним Трубы обсадные Трубы колонковые	33,5 34,0	132	—
B	Б-44 Б-57	Трубы обсадные Трубы колонковые Трубы обсадные Трубы колонковые	44,0 57,0	133	112
B	В-42 В-50	Трубы бурильные, замки и ниппели к ним Трубы бурильные и замки к ним Ниппели к бурильным трубам	42,0 50,0; 60,0 и 63,5 50,0	134	113
Г	Г-50	Трубы бурильные и замки к ним Ниппели к бурильным трубам	50,0, 60,0 63,5 50,0	133	
D	Д-73 Д-89 Д-108 Д-127 Д-146 Д-168 Д-219	Трубы обсадные Трубы колонковые Трубы обсадные Трубы колонковые Трубы обсадные Трубы колонковые Трубы обсадные Трубы колонковые Трубы обсадные Трубы колонковые	73,0 89,0 108,0 127,0 146,0 168,0 219,0	133	114

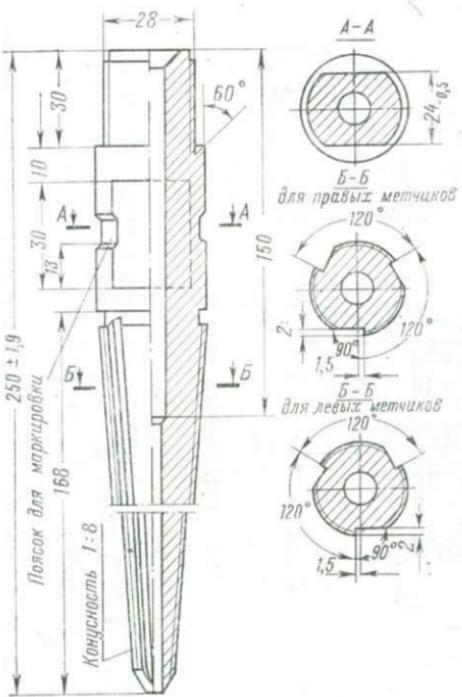


Рис. 132. Метчик типа А

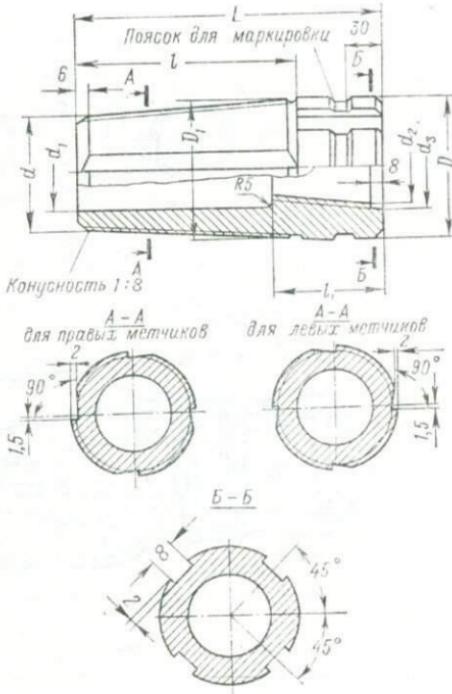


Рис. 133. Метчики типов Б, Г, Д

Колокола ловильные изготавливаются двух типов согласно табл. 115 с правыми или левыми резьбами.

Основные размеры ловильных колоколов должны соответствовать: для типа А — рис. 135, а и табл. 116, для типа Б — рис. 135, б и табл. 117.

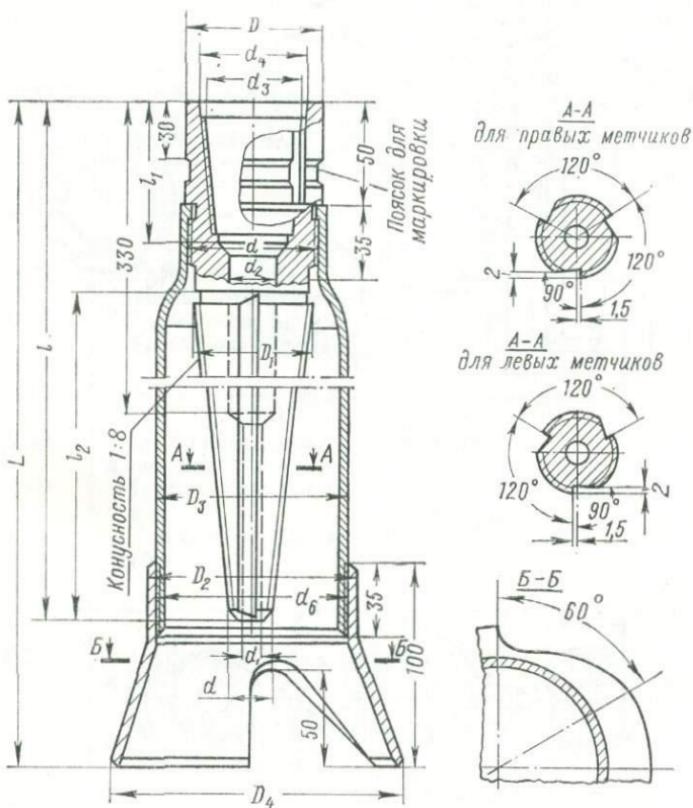


Рис. 134. Метчик типа В

Ловильная резьба колокола должна подвергаться цементации на глубину 0,4—0,7 мм с последующими закалкой и отпуском. Твердость закаленной поверхности должна быть в пределах HRC 54—60.

Каждый колокол должен поставляться с трубой (рис. 135, в, табл. 118) для его присоединения.

Проходной колокол (рис. 136), разработанный СКБ ВПО «Союзгеотехника», предназначен для извлечения из скважины оборванных бурильных труб диаметром 50 мм.

Особенность этого инструмента заключается в том, что при ликвидации аварии оборванная труба проходит через колокол

ТАБЛИЦА 112

Размеры, мм

Типо-размеры метчиков	D		D_1	d	d_1	L		l	Мас-са, кг
	номи-наль-ный	допол-нитель-ное от-клонение				номи-наль-ная	допол-нитель-ное от-клонение		
Б-44	42	-0,34	41,5	28	20	160	± 1,6	112	0,87
Б-57	55	-0,40	54,5	41	24	160	± 1,6	112	1,84

ТАБЛИЦА 113

Размеры, мм

Типо-размеры метчиков	Резьба замковая (присоединитель-ная)	D		D_1	D_2	D_3	D ₄		d	d_1	d_2
		но-ми-наль-ный	допол-нитель-ное от-клонение				но-ми-наль-ный	допол-нитель-ное от-клонение			
В-42	З-42	57	-0,40	39,5	73	70	90 110	-2,2 -2,2	14	6	14
В-50	З-50	66	-0,40	61,0	108	102	106 128 148 195	-2,2 -2,5 -2,5 -2,9	19	10	20

Продолжение табл. 113

Типо-размеры метчиков	d_5	d_6	Резьба, дюймы	L		l		l_1	l_2	Мас-са, кг
				но-ми-наль-ная	допол-нитель-ное от-клонение	но-ми-наль-ная	допол-нитель-ное от-клонение			
В-42	40,616	46 1	$3\frac{3}{4}$ 2 $1\frac{1}{5}$	370	± 5	300	± 2,2	60	208	4,9
В-50	48,616	54 2	$1\frac{1}{4}$ 3 $1\frac{1}{2}$	500	± 5	430	± 2,5	70	340	12,6

При меч ани е. Масса метчика В-42 указана для диаметра $D_4 = 90$ мм, метчика В-50 для $D_4 = 128$ мм.

ТАБЛИЦА 114

Размеры, мм

Типо-размеры метчиков	Резьба замковая присоединительная	D		D_1	d	d_1	d_2	d_3	L		l	l_1	Масса, кг
		номи-нальный	дополнительное отклонение						номи-нальная	дополнительное отклонение			
Д-73		71	-0,40	70,5	55	34	48,616	54	180	± 1,9	128	70	3,19
Д-89		87	-0,46	86,5	70	50	48,616	54	190	± 1,9	136	70	4,92
Д-108	3-50	105	-0,46	104,5	88	60	48,616	54	200	± 1,9	144	70	9,76
Д-127		125	-0,53	124,5	107	80	48,616	54	200	± 1,9	144	70	11,51
Д-146		144	-0,53	143,5	126	98	48,616	54	200	± 1,9	144	70	14,97
Д-168	3-63,5	165	-0,53	164,5	145	125	62,616	68	210	± 1,9	160	75	19,17
Д-219		216	-0,60	215,5	196	176	62,616	68	210	± 1,9	160	75	29,10

ТАБЛИЦА 115

Колокола		Трубы бурильные, ниппели и замки, извлекаемые из скважин	
типы	типоразмеры	наименование	диаметр наружный, мм
А	A44	Трубы и ниппели	33,5
	A57	Трубы и ниппели	42,0
	A76	Трубы и ниппели	50,0; 60,0 и 63,5
		Замки	42,0 и 50,0
	A76-1	Трубы и замки	50,0 и 60,0
		Трубы и ниппели	42,0 и 50,0
Б	B76	Замки	42,0
	B89	Трубы и ниппели	50,0; 60,0 и 63,5
		Замки	42,0; 50,0; 60,0 и 63,5

ТАБЛИЦА 116

Размеры, мм

Типо-размеры	D	d	d ₁	d ₂	d ₃	d ₄	L	Мас-са, кг
		Резьба (при- соединитель- ная) по ГОСТ 6238-77						
A44	45—0,34	39	20	36	40	37	128	0,74
A57	57—0,40	52	28	45	50	50	136	0,98
A76	76—0,40	68	37	67	71	66	240	2,80

ТАБЛИЦА 117

Размеры, мм

Типо-размеры	D	D ₁	D ₂	d	d ₁	d ₂	Резьба по ГОСТ 6357-73 (дюймы)	d ₄	L	I	Мас-са, кг
				Резьба (присое-динитель- ная) по ГОСТ 6238-77							
Б76	76—0,40	82—0,46	90 110 130	68	36	60	2 ¹ / ₂	66	260	190	3,75
Б89	108—0,46	108—0,46	130 150 195	84	44	86	3 ¹ / ₂	82	405	335	14,50

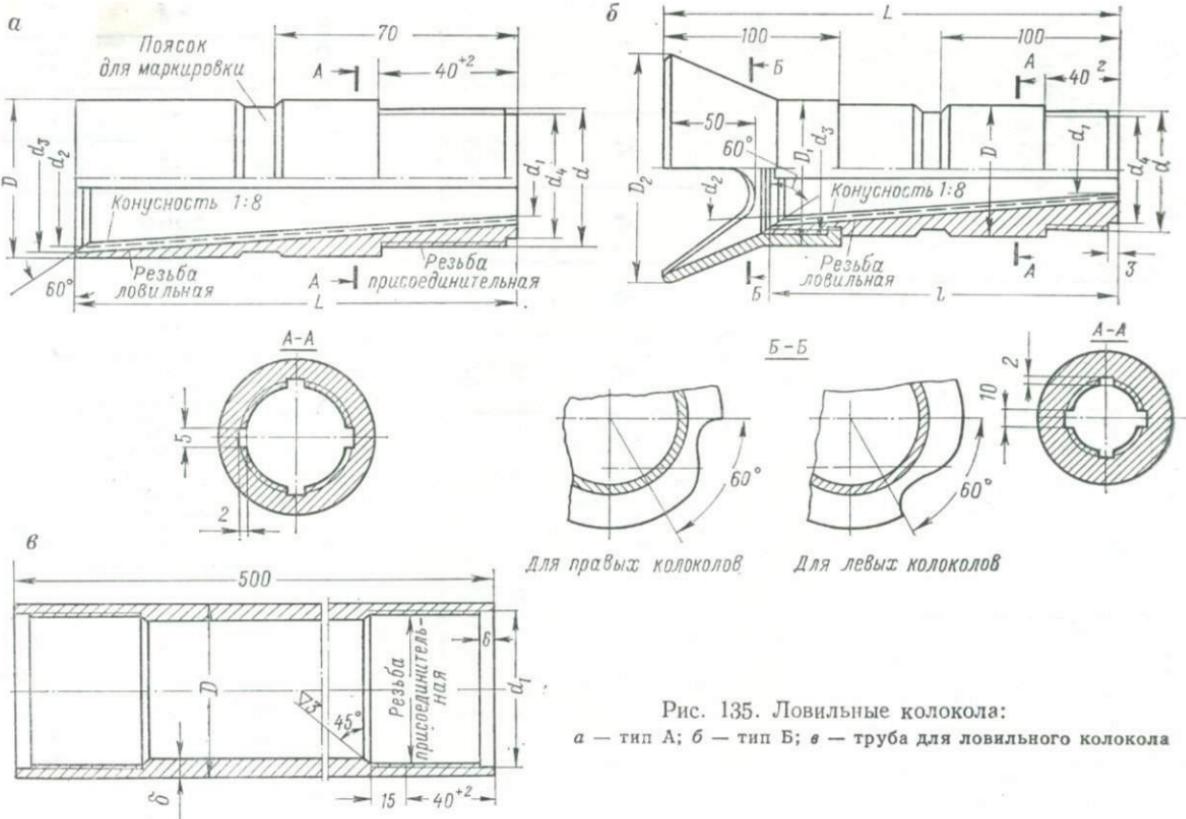


ТАБЛИЦА 118

Тип размера колокола	D	Размеры, мм		Толщина стенки δ
		d	d ₁	
A44	44	39	39,5	3,5
A57	57	52	52,5	4,0
A76	76	68	68,5	6,5
B76	76	68	68,5	6,5
B89	89	84	84,5	4,0

Примечание. Марка стали 40Х или 30ХГС.

в колонковую трубу, на которой он спускается, а колокол навинчивают на верхнюю незакаленную часть замкового соединения или муфты.

Техническая характеристика колокола с правой и левой резьбой

Наружный диаметр, мм	80
Длина (без колонковой трубы), мм	170
Диаметр замкового соединения или муфты извлекаемых бурильных труб, мм	65
Масса, кг	2,35

Если оборванные в скважине трубы и их соединительные элементы имеют поверхностную закалку, то использование колоколов исключается. В этом случае применяются различного типа труболовки, которые обеспечивают механический захват оборванного инструмента.

Труболовки ЛОМ-50 и ЛОГ-50, разработанные СКБ ВПО «Союзгеотехника», предназначены для извлечения бурильных труб.

Если позволяет диаметр скважины, к труболовкам могут быть присоединены направляющие воронки, а к труболовке ЛОГ-50 также может быть присоединен кольцевой фрезер.

Труболовки позволяют захватывать бурильные трубы, изношенные до диаметра 46 мм, муфты и замковые соединения, изношенные до диаметра 58 мм, а также бурильные трубы диаметром 60 и 63,5 мм.

Техническая характеристика труболовки

	ЛОМ-50	ЛОГ-50
Диаметр корпуса, мм	110	90
Длина, мм	2735	1800
Диаметр центрирующих воронок, мм	110, 130	90, 110, 130, 150
Масса, кг	66	43

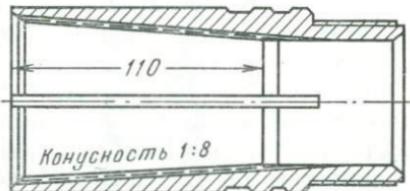


Рис. 136. Проходной колокол

Труболовка ЛОМ-50 (рис. 137) при ликвидации аварии захватывает оборванную трубу за любой ее участок, муфту или замковое соединение.

В корпусе 7 труболовки по конусу 4 перемещаются плашки 5, соединенные плоскими пружинами 6 с приемной трубой 8 захвата. Приемная труба позволяет захватывать плашкам оборванную трубу 9 за неповрежденный участок, пропуская нарушенную часть внутрь. Подшипниковый узел 10, заканчивающийся ниппелем 11, при освобождении ловителя от аварийной колонны ввинчивается во фрезерный переходник 12.

Когда место обрыва колонны в скважине завалено породой, к центратору 2 труболовки вместо воронки 1 с помощью укороченной колонковой трубы диаметром 108 мм присоединяется стандартная буровая коронка диаметром 112 мм для разбуривания завала.

Труболовка, прикрепленная к колонне труб 13 диаметром 50 мм, опускается в скважину на 1,5—2 м ниже места обрыва, чтобы оборванная труба прошла внутрь приемной.

При подъеме ловителя плашки заклинивают аварийную колонну в конусе. Конус скользит в корпусе вниз и сжимает манжету 3, которая, расширяясь, герметизирует кольцевой зазор между ловителем и оборванной трубой, что позволяет промывать скважину через аварийную колонну. Чем больше натяжение колонны бурильных труб, тем сильнее плашки заклинивают трубу в конусе ловителя.

Труболовка ЛОГ-50 (рис. 138) собирается с цангой для захвата за бурильную трубу или замковое соединение (муфту) в зависимости от того, чем представлен обрыв бурильной колонны.

В корпусе 10 ловителя размещен узел, предназначенный для освобождения от колонны оборванных труб, который состоит из цанги 11, скользящей по конусной поверхности корпуса, и пружины 12. Шток 13 и фиксатор 14 расположены в переходнике 15. Снизу к корпусу при помощи стандартной ниппельной резьбы присоединена труба 6, в которой находится узел захвата бурильных труб, представляющей собой цангу 5, соединенную с массивным сердечником 8. Цанга 5, скользя вниз по конусу 4 под воздействием пружины 9 и массы сердечника, захватывает оборванную колонну 7 бурильных труб.

В конусе находится также резиновая манжета 3, которая с натягом обхватывает бурильную трубу или замковое соединение, герметизируя кольцевой зазор между захваченной колонной и ловителем, и тем самым позволяет направить поток промывочной жидкости через ловитель в оборванную колонну бурильных труб. Снизу к конусу при помощи ленточной резьбы присоединен армированный твердым сплавом фрезер 2, который по мере надобности обрабатывает место обрыва колонны бурильных труб. В свою очередь, к фрезеру снизу присоединяется воронка 1 или труба кольцевого фрезера.

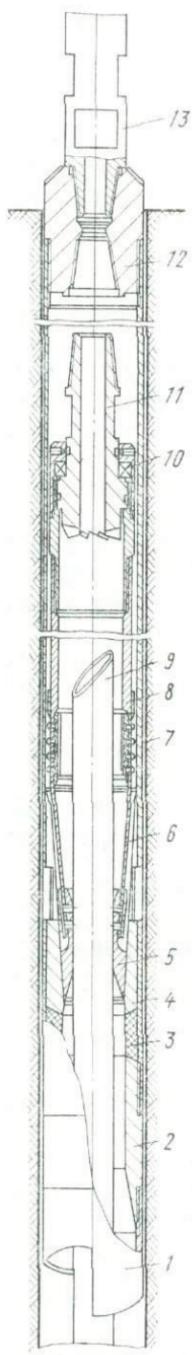


Рис. 137. Труболовка
ЛОМ-50

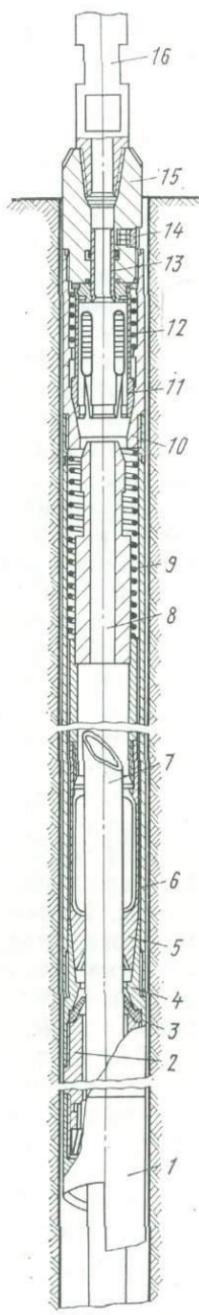
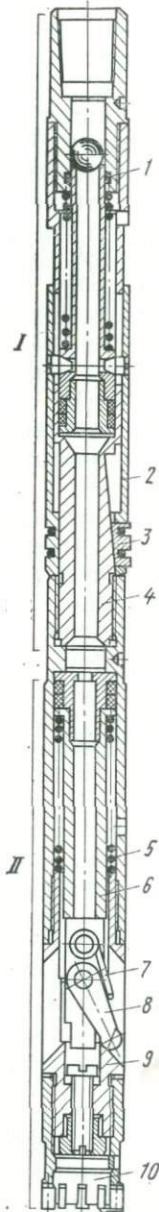


Рис. 138. Труболовка
ЛОГ-50

Рис. 139. Труборез-труболовка ТТ:

1 — клапан; 2 — корпус труболовки; 3 — плашки; 4 — поршень; 5 — пружина трубореза; 6 — поршень; 7 — плоская пружина; 8 — резец; 9 — корпус трубореза; 10 — породоразрушающий инструмент



Труболовка, прикрепленная к колонне бурильных труб 16, опускается в скважину до места обрыва. При необходимости верхний конец обрванных труб фрезеруют и затем пропускают внутрь труболовки до упора. Пропустив бурильную трубу или замковое соединение (муфту), цанга под действием пружины и массивного сердечника опускается вниз в конусе, обхватывая обрванную колонну труб.

При натяжении труболовки (когда она поднимается) цанга надежно зажимает и удерживает трубу.

Труборез-труболовка ТТ (рис. 139) разработана трех наружных диаметров: 59, 76 и 93 мм.

Инструмент предназначен для ликвидации привала колонкового набора и состоит из двух узлов различного назначения: I — узел захвата инструмента; II — узел резания трубы.

Труборез-труболовка опускается на колонне бурильных труб внутрь прихваченной колонковой трубы и устанавливается в месте предполагаемого резания с учетом возможности свободной подачи к забою аварийного инструмента на 0,2—0,3 м при необходимости отсоединения от аварийной трубы.

Выпуск резца 8 и захват отрезанной части колонковой трубы осуществляются давлением промывочной жидкости, создаваемым буровым насосом. При вращении ТТ происходит резание колонковой трубы. Затем вновь включается буровой насос, который создает необходимое давление в колонне бурильных труб для разжимания плашек 3, и производится извлечение из скважины части освобожденной колонковой трубы.

Для извлечения с забоя скважины мелких металлических предметов и кусков породы предназначен простейший инструмент ловильный паук (рис. 140). Паук опускают в скважину на колонне бурильных труб, ставят на забой, создают на него осевое давление, вследствие чего зубья подгибаются и захватывают ловимый предмет.

Ловушка шнекового типа (рис. 141) разработана СКБ ВПО «Союзгеотехника» и предназначена для извлечения из скважины обломков твердого сплава при гидроударном бурении. Она представляет собой полый цилиндр 1 с четырьмя винтовыми

Рис. 140. Ловильный паук:
1 — перед спуском; 2 — при подъеме

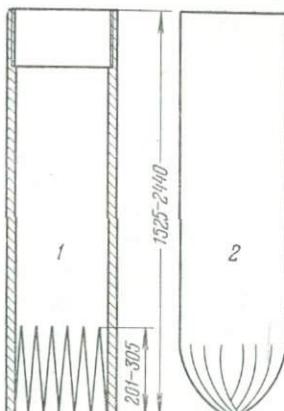
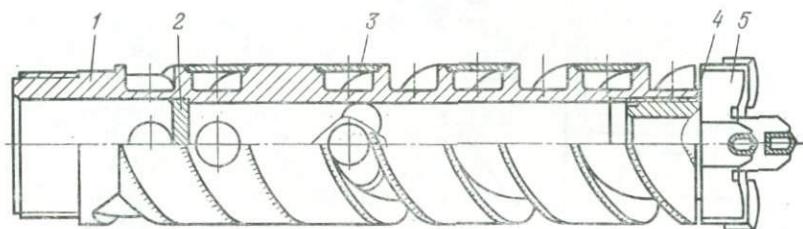


Рис. 141. Ловушка шнекового типа



пазами на наружной поверхности и четырьмя отверстиями. Два паза закрыты стальной полосой 3, внутри цилиндра на сварке расположена пробка 2. Прокладки 4 обеспечивают совпадение пазов ловушки и долота 5.

Техническая характеристика ловушки

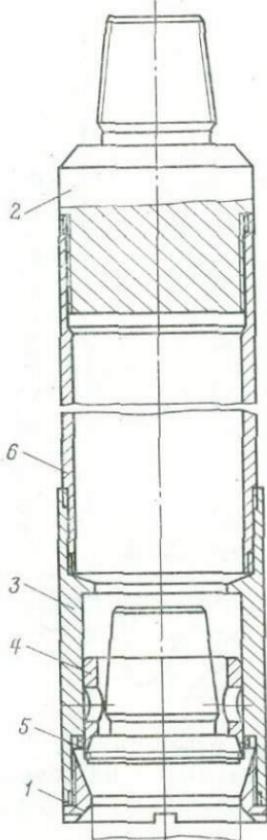
Шифр ловушки	Л-96	Л-115
Диаметр скважины, мм	96	115
Емкость ловушки, см ³	230	540
Присоединительные резьбы	СП82,5 и резьба ниппельная 52	СП100 и резьба ниппельная 68
Длина, мм	460	460
Масса, кг	10,7	15

В результате вращения снаряда и воздействия восходящего потока промывочной жидкости твердый сплав поднимается по открытym пазам ловушки и попадает во внутреннюю полость. Промывочная жидкость поступает на забой по закрытым винтовым пазам ловушки.

Процесс очистки осуществляют с работающим гидроударником при следующем режиме:

осевая нагрузка, кгс	500—1000
частота вращения, об/мин	67—71
расход промывочной жидкости, л/мин	220—300

Рис. 142. Ловитель Э. Д. Мельника



Аналогичную конструкцию имеют ловушки Л-59 и Л-76, предназначенные для скважин диаметром 59 и 76 мм.

СКБ ВПО «Союзгеотехника» разработан ловитель конструкции Э. Д. Мельника, предназначенный для извлечения частей забивных стаканов, оставленных при сооружении скважин ударно-забивным способом.

Ловитель (рис. 142) состоит из башмака 1, головки 2, трубы 6 и корпуса 3. В полости корпуса размещено захватывающее устройство, выполненное в виде цилиндрического держателя 4, в проточке которого установлено пружинное разрезное кольцо 5. При установке аварийного инструмента на верхний конец ловимого предмета держатель в полости корпуса перемещается вверх и, упираясь в выступ корпуса, выводит пружинное кольцо из проточки. Освобожденное кольцо сжимается и обхватывает шейку конца инструмента. При подъеме ловителя кольцо, оставаясь на месте, расклинивается во внутренней конической полости башмака и надежно соединяет ловитель с оставленным инструментом.

§ 3. СИЛОВОЙ ИНСТРУМЕНТ

При извлечении из скважины прихваченной колонны бурильных труб часто мощности привода бурового станка не хватает для освобождения инструмента от прихвата. В этом случае используют различные силовые механизмы: домкраты, выбивные бабы, забойные вибраторы и др.

Домкрат устанавливают на жесткий фундамент над устьем скважины, движущуюся его часть соединяют с колонной бурильных труб и включают домкрат. Домкраты могут развивать усилия до 100 тс.

Двухвинтовой домкрат (рис. 143) имеет в верхней части лафетный хомут с клиньями 5 и 6 для захвата колонны бурильных труб и для натяжения прихваченного в скважине бурового снаряда. В комплект домкрата входят клинья различных размеров под соответствующие диаметры труб.

После установки домкрата и захвата клиньями бурильной колонны с помощью рукояток 7 вращают винты 2, перемещая вверх

головку 4, тем самым создавая натяжение колонны. Вращение винтов должно осуществляться с одинаковой скоростью, во избежание их перекоса.

Гидравлические домкраты представляют собой спаренные масляные гидроцилиндры, которые могут развивать значительные

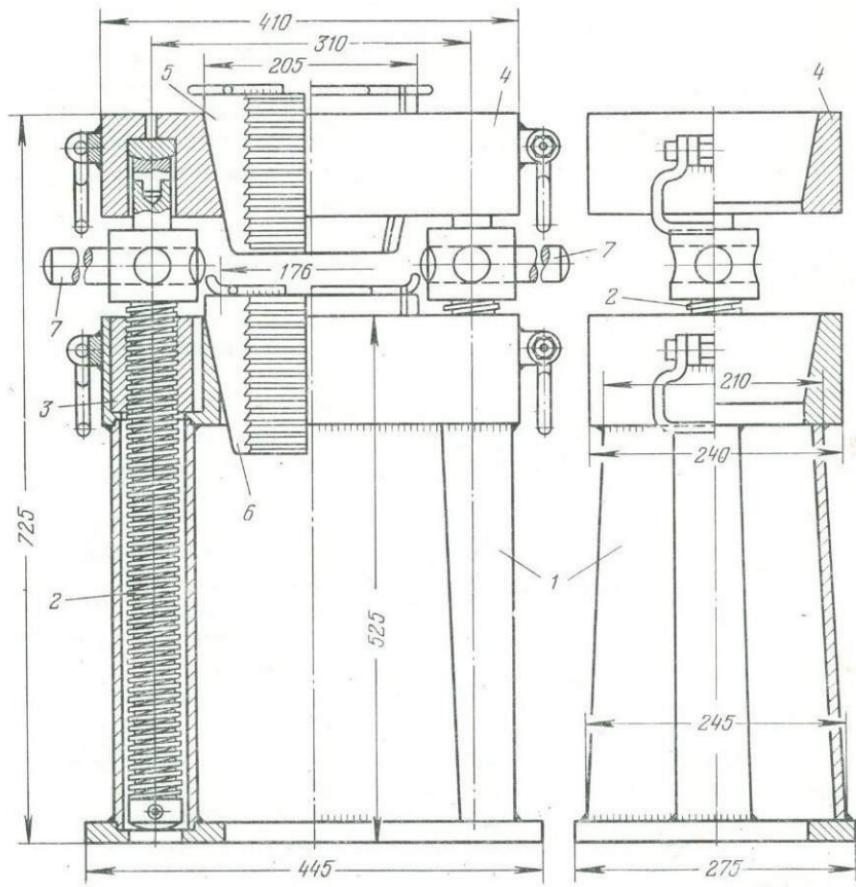


Рис. 143. Двухвинтовой домкрат:

1 — корпус; 2 — винты; 3 — бронзовые гайки; 4 — головка; 5 — верхние клинья;
6 — нижние клинья; 7 — рукоятки

усилия. В настоящее время на геологоразведочных работах применяют гидравлические домкраты грузоподъемностью 20 и 40 т.

Однако домкраты не находят широкого распространения при ликвидации аварий из-за повышенной опасности работ с ними, возникающей из-за больших нагрузок на извлекаемый буровой снаряд.

Выбивные бабы (рис. 144, а) служат для извлечения прихваченного инструмента, которому через колонну бурильных труб

сообщаются динамические нагрузки. Масса этого типа аварийного инструмента составляет 50—100 кг. Бабу одевают на верхнюю бурильную трубу диаметром D , в которую ввинчивают пробку (рис. 144, б) и, нанося по ней удары снизу вверх, производят освобождение прихваченного инструмента. Движение бабы вверх осуществляется вручную с помощью каната, перекинутого через блок.

Другим способом, облегчающим извлечение прихваченного инструмента, является передача ему высокочастотных колебаний специальными механизмами различных конструкций — забойными вибраторами.

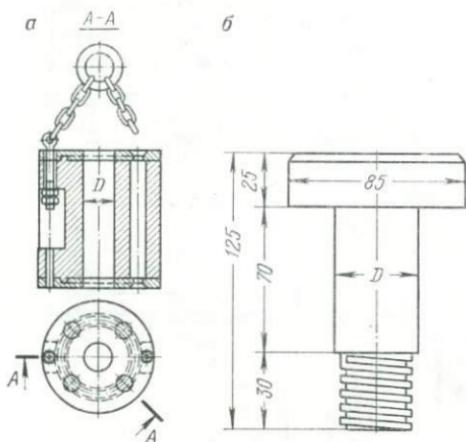


Рис. 144. Выбивная баба:

а — выбивная баба; *б* — пробка

ментя до соединения метчика (колокола) с прихваченным буровым снарядом. Затем производят натяжку колонны бурильных труб, на которой спущен в скважину вибратор; при этом косые зубья вибратора войдут в скользящее зацепление с косыми зубьями верхней полумуфты, затем дают вращение инструменту. Косые зубья вибратора, скользя по зубьям верхней полумуфты, будут создавать продольные колебания прихваченного инструмента.

Погружной гидравлический вибратор (рис. 146) входит в нормальный ряд гидровибраторов, разработанных кафедрой технологии и техники геологоразведочных работ Донецкого политехнического института [17].

В табл. 119 приведена техническая характеристика вибраторов.

Вибратор спускают в скважину на колонне бурильных труб и с помощью метчика, колокола или другого ловильного инструмента соединяют с прихваченным буровым снарядом или с обсадной колонной.

При работе вибратора прихваченному инструменту передаются продольные колебания, которые способствуют его освобождению.

В исходном положении свободно перемещающийся боек 11 (рис. 146) занимает крайнее нижнее положение, впускной клапан

Примером такого типа инструмента может служить забойный вибратор ЗВ-2 (рис. 145). При соединении его с прихваченным инструментом шток 2 вместе с полумуфтой опускают вниз до упора переходника 1 с полумуфтой 3. Медленно вращая инструмент, вводят в зацепление выступы полумуфты.

После этого продолжают вращение инструмента

Рис. 145. Забойный вибратор ЗВ-2:

1 — переходник; 2 — шток вибратора; 3 — полумуфта; 4 — отверстие; 5 — вибратор; 6 — шплинт; 7 — сальниковая набивка; 8 — переходник; 9 — труба; 10 — отсоединитель; 11 — метчик; 12 — корпус сальника

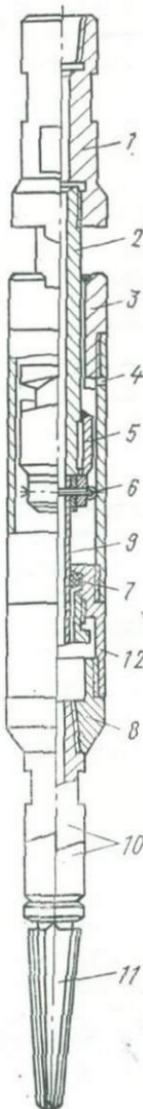
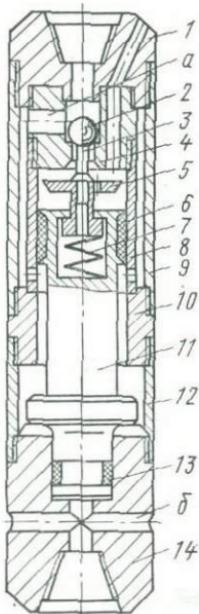


Рис. 146. Погружной гидравлический вибратор:

1 — переходник; 2 — выпускной клапан; 3 — толкатель; 4 — распределительная коробка; 5 — выпускной клапан; 6 — поршень; 7 — пружина; 8 — цилиндр; 9 — верхний корпус; 10 — верхняя наковальня; 11 — боец; 12 — нижний корпус; 13 — шток; 14 — нижняя наковальня. а — напорный канал; б — дренажные отверстия



2 закрыт, выпускной 5 — открыт. Промывочная жидкость, закачиваемая буровым насосом в вибратор, поступает через канал *а* переходника 1 в нижнюю полость цилиндра. При возрастании давления промывочной жидкости поршень 6 совместно с бойком поднимается вверх. По мере подъема поршня-бойка пружина сжимается, а блок клапанов удерживается благодаря давлению жидкости на клапан 2. Достигнув крайнего верхнего положения, поршень наносит удар по выпускному клапану, после чего выпускной клапан открывается, выпускной закрывается, а рабочая

ТАБЛИЦА 119

Показатели	Диаметр вибратора, мм			
	57	73	89	108
Подача насоса, л/мин	90	150	180	360
Средний предел давления жидкости в механизме, кгс/см ²	30	35	35	40
Энергия единичного удара, кгс·м	5,06	8,15	10,8	23,1
Частота циклов в 1 мин	1800	2340	2200	1930
Эффективная мощность, кВт	2,97	6,3	7,6	14
Общая длина, м	2330	2010	2365	2560
Масса бойка, кг	20	35	50	75
Масса механизма, кг	38	55	80	125
Моторесурс, ч	60	90	100	100

жидкость начинает поступать в верхнюю часть цилиндра. В момент перестановки клапанов боек бьет по верхней наковальне. После этого боек перемещается в крайнее нижнее положение, захватывает хвостовик клапана и вызывает перестановку блока клапанов в исходное положение. Одновременно боек наносит удар по нижней наковальне 14. Таким образом механизм работает в виброударном режиме.

Отверстия б в наковальне 14 служат для предотвращения образования гидравлической подушки.

Своевременное применение гидровибраторов способствует успешной ликвидации аварий в скважинах.

§ 4. ИНСТРУМЕНТ, ОБЛЕГЧАЮЩИЙ ЛИКВИДАЦИЮ АВАРИЙ

После того как прихваченный буровой снаряд не удается извлечь целиком из скважины, прибегают к развинчиванию его на отдельные части. С этой целью используют бурильные трубы с левой резьбой, соответствующие по конструкции и размерам стандартным трубам. Эта операция является очень трудоемкой и продолжительной. Для обеспечения извлечения колонны бурильных труб без развинчивания ее в скважине в случае прихвата колонкового набора применяют отсоединители.

Отсоединители включают в буровой снаряд непосредственно над колонковым набором. Существуют отсоединители различных типов: а) работа основана на разгрузке резьбового соединения и ограничении самозатягивания резьбы; б) разъединяющиеся за счет левой нарезки резьбы; в) освобождающиеся под действием натяжения колонны бурильных труб и др.

Отсоединительные переходники типа ПО, разработанные ВИТР ВПО «Союзгеотехника», служат одновременно для соединения колонны бурильных труб с колонковым

набором, обеспечения его стабилизации и предохранения от износа верхней части колонковой трубы. Техническая характеристика серийно выпускаемых отсоединительных переходников приведена в табл. 120.

ТАБЛИЦА 120

Показатели	ПО-46	ПО-59	ПО-76
Наружный диаметр, мм	45,5	58,5	75,5
Длина, мм	235	294	320
Масса, кг	2,08	4,22	7,47

Отсоединительный переходник ПО-46 (рис. 147) состоит из ниппеля 1, имеющего резьбу для соединения с бурильной трубой, корпуса 3 с резьбой под колонковую трубу, предохранительного кольца 2 и двух резиновых уплотнительных колец 4.

Колонна бурильных труб отсоединяется от колонкового набора при медленном левом вращении бурового снаряда. Резьба, соединяющая ниппель 1 и корпус 3, выполненная с крупным шагом, при правом вращении не затягивается и отвинчивается в первую очередь, чему способствует бронзовая втулка 2.

Переходники ПО-59 и ПО-76 не имеют принципиальных отличий от описанного переходника.

Отсоединительный конструкции Н. С. Баногина представляет собой ниппель, работающий на разрыв при натяжении колонны бурильных труб. Ослабленным звеном отсоединителя является тонкостенная муфта, соединяющая на резьбе две части: переходник и ниппель.

Отсоединительный переходник конструкции Л. С. Раева и С. И. Иванова (НРБ) предназначен для использования в горизонтальных скважинах большой протяженности (рис. 148).

Корпус переходника 1 имеет внутреннюю резьбу для присоединения к колонне бурильных труб. На наружной поверхности средней части корпуса нарезана правая прямоугольная резьба с большим шагом. Торцевая часть корпуса переходника выполнена в виде винтовой линии, $\frac{3}{4}$ которой является участком крупной правой резьбы, а остальная часть — участком левой резьбы. Нижняя часть корпуса переходника представляет собой цилиндр, диаметр которого равен диаметру резьбы.

В нижней части корпуса имеется резиновое уплотнение 3, препятствующее утечкам промывочной жидкости из колонны бурильных труб.

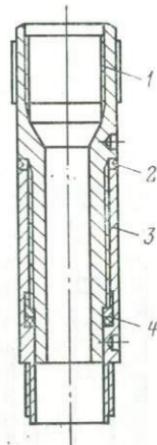


Рис. 147. Отсоединительный переходник ПО-46

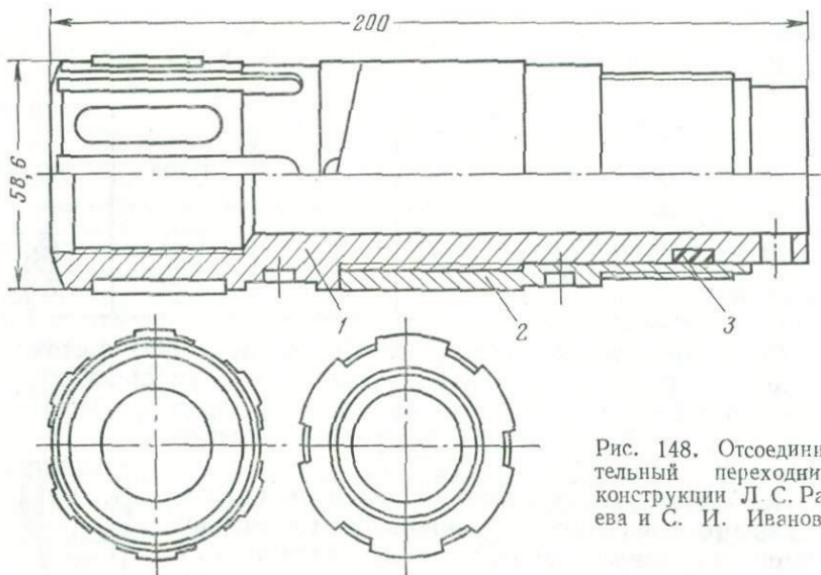


Рис. 148. Отсоединительный переходник конструкции Л. С. Радева и С. И. Иванова

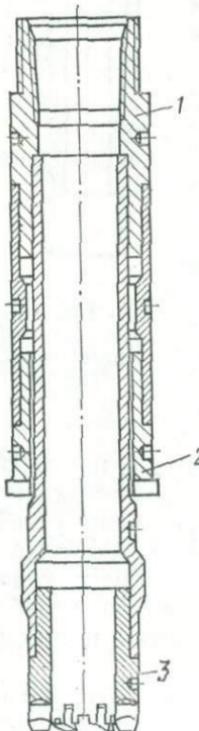


Рис. 149. Фрезер ФН

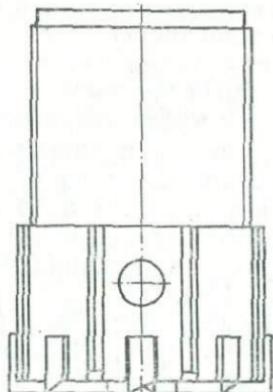


Рис. 150. Фрезерная коронка ФК

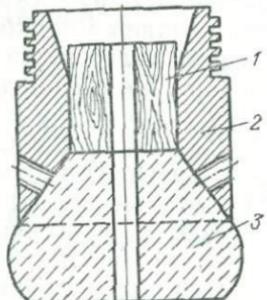


Рис. 151. Печать:
1 — пробка; 2 — короночное кольцо; 3 — собственно печать

Ниппель 2 переходника выполнен в виде тонкостенной втулки с двумя резьбами — внутренней и внешней. Первая — правая, прямоугольная, соответствующая крупной резьбе корпуса переходника. Торцевая часть ниппеля упирается в торец корпуса переходника.

Внутренний диаметр резьбы и соответственно внутренний диаметр ниппеля больше или равны наружному диаметру колонкового набора следующего меньшего диаметра.

При прихвате колонкового набора колонну бурильных труб вращают влево. Шаги винтовых линий торцевых частей левой резьбы и правой прямоугольной резьбы подобраны так, что между ними образуется угол, превышающий угол трения стали о сталь.

Это обуславливает невозможность затягивания резьбы, что со своей стороны является надежным условием развинчивания переходника.

Фрезеры ФН (рис. 149), разработанные ВИТР ВПО «Союзгеотехника», предназначены для резания прихваченного колонкового набора либо его частей, которые не удалось извлечь из скважины на поверхность. Наружные диаметры ФН — 46, 59 и 76 мм.

Фрезер состоит из двух твердосплавных коронок 2 и 3 и специальной трубы — переходника 1. Коронка 3 входит в прихваченную колонковую трубу, разрушает выбуренный керн и одновременно препятствует отклонению фрезера от оси скважины. Коронка 2 фрезерует колонковую трубу.

Фрезерные коронки ФК (рис. 150) разработаны трех диаметров (46, 59 и 76 мм) и предназначены для разрушения в скважине алмазного породоразрушающего инструмента либо его частей. ФК имеет утолщенный торец, армированный твердым сплавом.

Кольцевые фрезеры конструкции СКБ ВПО «Союзгеотехника» предназначены для обработки ствола скважины и разбуривания завалов в интервале обрыва бурового снаряда.

Техническая характеристика фрезеров приведена в табл. 121.

ТАБЛИЦА 121

Параметры	БИ279-268.000	БИ279-269.000	БИ279-270.000
Наружный диаметр, мм	76	93	112
Длина, мм	3100	1600	3100
Масса, кг	22	16,6	40

Кольцевой фрезер состоит из стандартного переходника, трубы и специальной коронки, армированной твердым сплавом. Коронка, труба и переходник соединены стандартными ниппельными резьбами. В скважину фрезеры опускают на колонне бурильных труб диаметром 50 мм муфтово-замкового соединения.

Фрезер диаметром 93 мм можно присоединить к труболовке ЛОГ-50. В этом случае трубу фрезера с коронкой присоединяют непосредственно к ловителю вместо коронки, а переходник кольцевого фрезера из сборки исключают.

Коронки фрезера по мере изнашивания заменяют новыми.

Для определения формы обрыва инструмента и положения его в скважине служит печать.

Печать (рис. 151) представляет собой переходник, на нижнем конце которого укреплена свинцовая пластина либо другой мягкий материал. Ее опускают в скважину на колонне бурильных труб и легким ударом по концу оборванного инструмента получают на свинцовой пластине наружный отпечаток.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В производственных организациях Министерства геологии СССР из года в год растут технико-экономические показатели буровых работ на твердые полезные ископаемые. Несмотря на увеличение объемов и глубин бурения повышаются механические скорости сооружения геологоразведочных скважин. Отдельные бригады достигли рекордных скоростей бурения. Так, бригада мастера П. Я. Тарыкина при бурении пород V111 категории по буримости получила механическую скорость 1685 м/ст.-мес. при средней по Министерству геологии СССР в 1975 г. 470 м/ст.-мес.

Повышение эффективности бурения обусловлено разработкой и внедрением новых технических средств и способов прогрессивной технологии и передовой организации работ.

Важное значение имеет разрабатываемая система управления отраслью АСУ — Геология и внедряемые научные методы повышения эффективности работ, таких, как, например, оптимизация процессов бурения.

В деле технического оснащения поисково-разведочных работ основной задачей является создание новой буровой техники и в первую очередь инструмента. Его производительность и объемы внедрения зависят от: эффективности конструкции; качества и точности изготовления; надежности и долговечности инструмента; стоимости изделия.

Еще не всегда организации — разработчики и заводы-изготовители бурового инструмента строго соблюдают эти главные требования, что оказывает существенное влияние на производительность буровых работ и повышение стоимости 1 м пробуренной скважины. На стадии проектирования технических средств нередко этапы макетирования, доводки, технологической отработки новых конструкций выполняются в недостаточном объеме, что приводит к дополнительным затратам в процессе внедрения и эксплуатации инструмента. Отдельные типы инструмента, принятого к серийному производству, имеют неоправданно большое количество конструкций, принципиально не отличающихся друг от друга. К ним относятся: двойные колонковые трубы, снаряды для направлениного бурения, ориентаторы, элеваторы и др. Такой инструмент требует унификации, отраслевой и государственной стандартизации. В ряде стран такие работы проводятся. Например, в Польской Народной Республике ведутся исследования по унификации съемных керноприемников, двойных и одинарных колонковых труб.

Резервом долговечности и надежности работы инструмента является неукоснительное соблюдение всех правил эксплуатации транспортировки, хранения и ремонта технических средств. Даже частичное невыполнение этого требования может значительно снизить производительность и срок работы того или иного приспособления.

Дальнейшее повышение производительности буровых работ в значительной мере зависит от степени совершенства инструмента, его надежности и рациональной эксплуатации в различных геолого-технических условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Блинов Г. А. Справочник по алмазному бурению геологоразведочных скважин. М., Недра, 1975.
2. Булнаев И. Б. Эжекторный колонковый снаряд с несколькими струйными насосами. — Разведка и охрана недр, 1976, № 6, с. 10—15.
3. Волков А. С., Калинин А. Г., Бронзов А. С. Бурильные трубы и их соединения. М., Гостоптехиздат, 1962.
4. Волков А. С., Долгов Б. П., Пономарев Г. И. Вращательное бурение разведочных скважин. М., Недра, 1977.
5. Волков С. А., Волков А. С. Справочник по разведочному бурению. М., Госгеолтехиздат, 1963.
6. Волков А. С., Волокитенков А. А. Бурение скважин с обратной циркуляцией промывочной жидкости. М., Недра, 1970.
7. Волокитенков А. А., Волков А. С. Установка искусственных забоев и разделительных мостов в буровых скважинах. М., Недра, 1965.
8. Волокитенков А. А., Волков А. С. Технология отбора шлама при бурении скважин. М., Недра, 1972.
9. Граф Л. Э., Киселев А. Т., Коган Д. И. Техника и технология гидроударного бурения. М., Недра, 1975.
10. Дьяков А. Д., Козловский Е. А., Корнилов Н. И. Механизация вспомогательных операций в разведочном бурении. М., Недра, 1973.
11. Зайонц О. Л., Набока В. И. Инструкция по эксплуатации колонкового набора (УКН). Киев, МГ УССР, 1975.
12. Игнатов В. И., Волков А. С. Экономическое обоснование выбора типа породоразрушающего наконечника. — Разведка и охрана недр. 1968, № 5, с. 25—59.
13. Игнатов В. И., Волков А. С., Зайонц О. Л. Пути выбора оптимальных режимов бурения в конкретных геолого-технических условиях. М., ОНТИ ВИЭМС, 1967.
14. Коломоец А. В., Ветров А. К. Современные методы предупреждения и ликвидации аварий в разведочном бурении. М., Недра, 1977.
15. Комплекс технических средств КГК-100 для бурения скважин с гидро-транспортом керна/И. В. Кузьмин, В. Г. Карадыш, Б. В. Мурзаков и др. М., ОЦНТИ ВИЭМС, № 17, 1976, с. 1—18.
16. Лочинян Л. А., Угаров С. А. Конструирование, расчет и эксплуатация бурильных геологоразведочных труб и их соединений. М., Недра, 1975.
17. Неудачин Г. И. Погружные гидровибраторы для ликвидации аварий. — Разведка и охрана недр., 1977, № 1, с. 33—36.
18. Никаноров А. М., Григорьев В. В., Воронин Ю. А. Руководство по эксплуатации комплекса технических средств для бурения снарядами со съемными керноприемниками КССК-76. М., Недра, 1976.
19. Онишин В. П., Бухаров Н. Н., Варжель Б. И. Инструмент для алмазного бурения. М., Недра, 1975.
20. Волков А. С., Мельник Э. Д. Технические средства для ликвидации поглощений промывочной жидкости. — Разведка и охрана недр, 1977, № 2, с. 20—25.
21. Мельник Э. Д., Волков А. С. Исследование механизма тампонирования скважин с применением погружных смесителей. — Изв. вузов. Геология и разведка, 1977, № 1, с. 139—145.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Нормы износа (расхода) бурильных труб при вращательном механическом бурении (в м на 100 ст.-смен) ***

Группа скважин по глубине, м	Вертикальные скважины		Наклонные скважины	Средний диаметр бурильных труб, мм		
	При бурении в породах					
	малой твердости	твёрдых				
100	6	10	13	33,5		
300	23	26	30	42		
500	39	43	48	42		
700	54	60	68	50		
1000	76	88	99	50		
1200	90	105	118	50		
1500	112	132	149	50		
2000	148	175	200	63,5		

* При бурении скважин из подземных горных выработок к нормам износа применяется поправочный коэффициент 0,86.

** Справочник укрупненных проектно-сметных нормативов на геологоразведочные работы (СУСН), выпуск V, 1969.

*Нормы износа муфт, замковых соединений для бурильных труб
при вращательном механическом бурении*
(в шт. на 100 ст.-смен)*

Наименование материалов	Группы скважин по глубине, м															
	При бурении в породах															
	малой твердости	твёрдых	малой твердости	твёрдых	малой твердости	твёрдых	малой твердости	твёрдых	малой твердости	твёрдых	малой твердости	твёрдых	малой твердости	твёрдых	малой твердости	твёрдых
Вертикальные скважины																
Муфты	1	1	3	3	5	5	6	7	9	11	11	13	14	16	18	21
Замковые соединения	1	1	3	3	5	5	6	7	9	11	11	13	14	16	18	21
Наклонные скважины																
Муфты	—	2	—	4	—	6	—	8	—	13	—	15	—	19	—	25
Замковые соединения	—	2	—	4	—	6	—	8	—	13	—	15	—	19	—	25

* При бурении скважин из подземных горных выработок к нормам износа применяется поправочный коэффициент 0,86.

*Нормы расхода колонковых труб и ниппелей к ним,
шламовых труб при вращательном механическом бурении
разведочных скважин * (на 100 ст.-смен)*

Наименование материалов	Единица измерения	Группы скважин по глубине, м						
		100	300	500	700	1000	1500	2000
При бурении в породах								
Средний диаметр	мм	89	73	108	89	108	89	108
Трубы колонковые	м	18	16	18	16	20	16	22
Ниппели	шт.	8	5	7	5	10	8	12
Трубы шламовые	м	3	4	3	4	3	4	5

* При бурении скважин из подземных горных выработок к нормам расхода применяется поправочный коэффициент 0,86.

*Нормы износа обсадных труб и ниппелей к ним
при вращательном механическом бурении * (на 100 ст.-смен)*

Наименование материалов	Единица измерения	Группы скважин по глубине, м						
		100	300	500	700	1000	1500	2000
При бурении в породах								
Средний диаметр	мм	108	89	127	108	127	108	127
Трубы обсадные	м	15	6	15	6	21	9	28
Ниппели	шт.	4	2	4	2	6	3	7

* При бурении скважин из подземных горных выработок к нормам износа применяется поправочный коэффициент 0,86.

*Нормы расхода колонковых труб и ниппелей к ним,
шламовых труб при вращательном механическом бурении
специальных скважин (на 100 ст.-смен)*

Наименование материалов	Единица измерения	Группы скважин по глубине, м				
		100	500	700	1000	1500
Средний диаметр	мм	168	168	168	168	168
Трубы колонковые	м	6	5	4	3	2
Ниппели	шт.	3	2	2	2	2
Трубы шламовые	м	1	1	1	1	1

*Усредненные нормы расхода истирающих материалов при вращательном механическом бурении скважин
стационарными и передвижными станками с поверхности земли (на 1 ст.-смену)*

Наименование материала	Единица измерения	Группы скважин по глубине, м													
		100		300		500		700		1000		1500			
		При бурении в породах													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Средний диаметр	мм	93	76	112	93	112	93	112	93	132	112	132	112	132	112
Коронки твердо-сплавные ребристые	шт.	0,07	0,001	0,07	0,001	0,06	0,001	0,05	0,001	0,05	0,001	0,03	0,001	0,03	0,001
Коронки твердо-сплавные резцовые	шт.	0,25	0,08	0,24	0,08	0,20	0,08	0,18	0,07	0,18	0,07	0,14	0,06	0,11	0,05
Кольца рвательные	шт.	0,18	0,13	0,14	0,12	0,13	0,10	0,11	0,09	0,09	0,09	0,07	0,07	0,05	0,05
Коронки дробовые	шт.	0,10	0,18	0,08	0,17	0,07	0,14	0,06	0,13	0,05	0,11	0,03	0,09	0,03	0,08
Дробь стальная	кг	1,28	2,35	1,25	2,35	1,04	2,13	0,91	1,99	0,91	1,99	0,71	1,67	0,57	1,49
Долота двухлопастные	шт.	0,004	0,004	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Долота шарошечные	шт.	0,038	0,038	0,036	0,036	0,032	0,032	0,027	0,027	0,023	0,023	0,018	0,018	0,014	0,014

**Усредненные нормы расхода истирающих материалов
при бурении скважин из подземных горных выработок
самоходными установками, специальных скважин (на 1 ст.-смену)**

Наименование материалов	Еди- ница изме- рения	Группы скважин по глубине, м					
		100	300	500	700	1000	1500
I	2	3	4	5	6	7	8

A. Бурение стационарными станками из подземных горных выработок

Средний диаметр скважины	мм	76	93	—	93	—	112
Коронки твердосплавные ребристые	шт.	0,001	0,001	—	0,001	—	0,001
Коронки твердосплавные резцовые	шт.	0,07	0,06	—	0,05	—	0,04
Кольца короночные	шт.	0,11	0,10	—	0,08	—	0,05
Коронки дробовые	шт.	0,16	0,14	—	0,11	—	0,08
Дробь стальная	кг	2,10	2,04	—	1,49	—	1,44

B. Бурение самоходными установками

Средний диаметр скважины	мм	93	112	112	—	132	132
Коронки твердосплавные ребристые	шт.	0,02	0,02	0,02	—	0,01	0,01
Коронки твердосплавные резцовые	шт.	0,08	0,07	0,06	—	0,04	0,03
Коронки дробовые	шт.	0,03	0,02	0,02	—	—	—
Дробь буровая стальная	кг	0,38	0,35	0,29	—	—	—
Долота двухлопастные	шт.	0,023	0,021	0,019	—	0,014	0,011
Долота шарошечные	шт.	0,172	0,171	0,146	—	0,100	0,100
Долота колонковые	шт.	—	—	—	—	0,02	0,02

V. Бурение специальных скважин буровыми установками всех типов

Средний диаметр скважин	мм	161	—	161	194	194	194
Коронки твердосплавные ребристые	шт.	0,01	—	0,01	0,01	0,01	0,01
Коронки твердосплавные резцовые	шт.	0,06	—	0,04	0,04	0,03	0,02
Коронки дробовые	шт.	0,02	—	0,01	—	—	—
Дробь буровая стальная	кг	0,27	—	0,20	—	—	—
Долота двухлопастные	шт.	0,016	—	0,013	0,011	0,010	0,008
Долота шарошечные	шт.	0,108	—	0,113	0,109	0,092	0,070
Долота колонковые	шт.	—	—	—	0,018	0,014	0,011

Нормы износа обсадных труб и муфт к ним при вращательном механическом бурении специальных скважин (на 100 ст.-смен)

Наименование материалов	Единица измерения	Группы скважин по глубине, м				
		100	500	700	1000	1500
Средний диаметр	мм	168	168	194	194	194
Трубы обсадные	м	15	21	28	28	28
Муфты	шт.	2	3	4	4	4

Нормы износа бурового инструмента при вращательном механическом бурении скважин стационарными и передвижными станками с поверхности земли (в % на 100 ст.-смен)

Наименование инструмента	Группы скважин по глубине, м						
	100	300	500	700	1000	1500	2000
1	2	3	4	5	6	7	8
Баба ударная	3	3	4	4	4	4	4
Вертлюг-сальник	—	5	10	12	12	12	12
Вибратор забойный	12	12	14	14	22	22	22
Вилка подкладная для бурильных труб	10	16	16	20	20	30	30
Зажим для троса	20	20	24	24	35	35	35
Ключи отбойные для бурильных труб	22	23	29	36	40	45	45
Ключи цепные	6	13	15	16	20	20	20
Ключи шарнирные для труб	20	32	45	70	88	88	88
Ключи шарнирные для бурильных труб	44	60	110	120	120	140	140
Колокола ловильные для бурильных труб	10	18	24	60	60	70	70
Коушки для троса	10	10	10	10	15	15	15
Метчики для бурильных труб и замков к ним	15	20	25	25	40	40	40
Метчики для обсадных труб	15	20	20	20	20	20	20
Переходники разные	88	133	200	250	330	330	330
Переходники противоаварийные	21	44	88	88	100	100	100
Пробка ударная	4	6	6	6	8	8	8
Сальник для бурильных труб	13	18	18	22	22	22	22
Серьга подъемная	12	12	—	—	—	—	—
Скоба вертлюжная	—	—	10	10	0	—	—
Труболовка гидравлическая	5	8	8	10	10	10	10
Фарштуль для бурильных труб	10	10	10	10	10	14	14
Хомут для обсадных труб	30	30	50	50	50	50	50
Хомут шарнирный для бурильных труб	10	12	12	12	18	30	30
Элеватор для бурильных труб	—	—	15	25	30	40	40
Комплект инструмента утяжеленных бурильных труб	—	—	4	4	4	4	4

*Нормы износа бурового инструмента при вращательном
механическом бурении скважин самоходными установками
(вращатель роторного типа) * (в % на 100 ст.-смен)*

Наименование инструмента	Группы скважин по глубине, м				
	100	300	500	1000	1500— 1800
1	2	3	4	5	6
Баба ударная	3	3	4	4	4
Вибратор забойный	12	12	12	18	18
Вертлюг-сальник	10	10	10	12	12
Вилка подкладная для бу- рильных труб	12	20	30	50	50
Зажим для троса	40	40	40	40	40
Ключи отбойные для бу- рильных труб	12	22	28	28	28
Ключи цепные	11	13	15	20	20
Ключи шарнирные для труб	19	22	24	42	42
Ключи шарнирные для бу- рильных труб	26	26	61	61	61
Ключи машинные 5"	—	—	—	10	10
Колокола ловильные для бурильных труб	15	20	35	40	60
Коуши для троса	15	15	15	15	15
Метчики для бурильных труб и замков к ним	15	20	25	30	30
Метчики для обсадных труб	10	10	20	30	20
Переходники разные	90	135	200	330	330
Переходники противоава- рийные с резьбой	20	20	80	80	80
Пробка ударная	4	5	5	11	11
Серьга подъемная	11	11	11	—	—
Труболовка гидравличе- ская	5	8	8	10	10
Хомут для обсадных труб	10	18	36	36	36
Хомут шарнирный для бу- рильных труб	9	9	18	18	18
Элеватор для бурильных труб	10	10	20	30	30
Комплект инструмента УБТ	—	—	4	4	4
Штропы	—	—	—	10	10

* При бурении скважин без тепляков в районах Крайнего Севера и приравненных
к ним нормам износа применяется поправочный коэффициент 1.2.

*Нормы износа бурового инструмента при вращательном
механическом бурении скважин из подземных горных выработок
(в % на 100 ст.-смен)*

Наименование инструмента	Группы скважин по глубине, м			
	100	300	700	1200
1	2	3	4	5
Баба ударная	3	3	3	3
Вертлюг-сальник	—	5	10	10
Вибратор забойный	10	10	12	20
Вилка подкладная для бурильных труб	9	12	12	20
Зажим для троса	16	16	25	30
Ключи отбойные для бурильных труб	20	20	30	40
Ключи цепные	—	11	14	17
Ключи шарнирные для труб	7	19	26	38
Ключи шарнирные для бурильных труб	40	50	100	100
Колокола ловильные для бурильных труб	9	16	40	55
Коуши для троса	10	10	10	15
Метчики для бурильных труб и замков к ним	15	18	20	30
Метчики для обсадных труб	10	12	15	17
Переходники разные	75	100	200	300
Переходники противоаварийные для бурильных труб	18	38	75	85
Пробка ударная	3	5	5	7
Сальник промывочный для бурильных труб	13	15	10	10
Серьга подъемная	10	10	15	—
Скоба вертлюжная	—	—	—	10
Труболовка гидравлическая	4	7	9	9
Фарштуль для бурильных труб	9	9	9	9
Хомут для обсадных труб	10	20	25	30
Хомут шарнирный для бурильных труб	9	10	10	15
Комплект инструмента УБТ	—	—	3	3
Элеватор для бурильных труб	10	10	10	20

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава I	
Породоразрушающий инструмент и области его применения	
§ 1. Буровые коронки, армированные твердыми сплавами	5
§ 2. Коронки, армированные природными и синтетическими алмазами	28
§ 3. Буровые долота	37
§ 4. Расширители, кернорватели	50
§ 5. Выбор наиболее экономичного типа породоразрушающего инструмента	54
Глава II	
Колонковые, обсадные, бурильные трубы и их соединения	
§ 1. Колонковые и обсадные трубы	58
§ 2. Переходники	73
§ 3. Бурильные трубы	81
§ 4. Основные расчеты бурильных труб	92
§ 5. Определение предельно допустимых нагрузок на бурильную колонну	94
§ 6. Рациональные методы и технические средства эксплуатации труб	97
Глава III	
Гидроударники и пневмоударники	
§ 1. Гидроударники	106
§ 2. Пневмоударники	110
Глава IV	
Спуско-подъемный инструмент	
§ 1. Труборазвороты, свечеукладчики	115
§ 2. Элеваторы, фарштули, канаты	122
§ 3. Блоки	133
§ 4. Ключи, хомуты	134
Глава V	
Инструмент для взятия керна	
§ 1. Двойные колонковые трубы	142
§ 2. Пробоотборники	152
§ 3. Снаряды со съемными керноприемниками	158
Глава VI	
Инструмент для опробования скважин по шламу	
§ 1. Технические средства отбора шлама	171
§ 2. Инструмент для отбора шлама в скважине	173
§ 3. Достоверность шламового опробования при различных способах бурения	180
§ 4. Технологические мероприятия, повышающие качество шламовых проб	182
	285

Глава VII	
Инструмент для бурения с обратной промывкой	
§ 1. Классификация способов бурения с обратной промывкой	188
§ 2. Снаряды для бурения с обратной призабойной циркуляцией очистного агента	189
§ 3. Инструмент для бурения с обратной циркуляцией очистного агента по всему стволу скважины	199
Глава VIII	
Инструмент для направленного бурения	
§ 1. Отклонители	207
§ 2. Ориентаторы	223
§ 3. Инструмент для создания искусственных забоев и требования, предъявляемые к нему	228
Глава IX	
Снаряды для борьбы с поглощением промывочной жидкости	
§ 1. Конструкции снарядов	238
§ 2. Рецептура тампонажных смесей	245
Глава X	
Аварийный инструмент	
§ 1. Основные причины и виды аварий	251
§ 2. Ловильный и режущий инструмент	253
§ 3. Силовой инструмент	266
§ 4. Инструмент, облегчающий ликвидацию аварий	270
Список литературы	277
Приложения	278

ИБ № 3465

Александр Спиридонович Волков

**БУРОВОЙ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ
ИНСТРУМЕНТ**

Редактор издательства Н. А. Круглова
Переплет художника А. Е. Григорьева
Художественный редактор О. Н. Зайцева
Технический редактор Н. В. Жидкова
Корректор Н. А. Громова

Сдано в набор 29.12.78. Подписано в печать 14.05.79.
Т-08269. Формат 60×90 $\frac{1}{16}$. Бумага № 1. Гарнитура литер.
Печать высокая. Печ. л. 18,0 Уч.-изд. л. 17,31
Тираж 7100 экз. Заказ 1233/7794-5. Цена 95 коп.

Издательство «Недра», 103633, Москва,
К-12, Третьяковский проезд, 1/19

Ленинградская типография № 6 Ленинградского
производственного объединения «Техническая книга»
Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
193144, Ленинград, С-144, ул. Моисеенко, 10

Уважаемый товарищ!

В ИЗДАТЕЛЬСТВЕ «НЕДРА»
ГОТОВЯТСЯ К ПЕЧАТИ
НОВЫЕ КНИГИ

ГУЛЬЯНЦ Г. М., БЛОШИЦЫН В. А. Особенности технологии бурения и крепления скважин на минеральные воды. 15 л., 90 к.

Бурение на минеральные воды имеет свою специфику как с точки зрения гидрогеологии, так и гигиенических требований, предъявляемых к добываемой лечебной воде. С учетом этого в книге даны рекомендации по выбору конструкций скважин, труб и цемента. Большое внимание уделено технологии бурения, крепления и цементирования скважин на минеральные воды. Проанализированы процессы коррозии труб. Приведены методы прочностных расчетов труб различных типов. Рассмотрена ультразвуковая дефектоскопия бурильного инструмента, эксплуатирующегося в сероводородной среде. Материал проиллюстрирован на примере бурения скважин в Северо-Кавказском ТГУ.

Книга предназначена для специалистов геологоразведочных предприятий, гидрогеологической и геологической служб.

КАРДЫЩ В. Г. Повышение эффективности работы буровых станков. 12 л., 60 к.

Книга посвящена обоснованию и выбору параметров станков для разведочного бурения, их конструктивных схем и рациональных компоновок, обоснованию рационального использования существующих способов бурения. Впервые подробно рассмотрены технологические функции основных узлов станков и сформулированы требования к ним, выполнение которых будет способствовать повышению эффективности бурения. Проанализированы возможности повышения производительности бурения при правильном выборе типоразмера буровых станков и с учетом их конструктивных особенностей в конкретных геолого-технических условиях.

Книга предназначена для специалистов, занятых бурением скважин на твердые полезные ископаемые.

Интересующие Вас книги Вы можете приобрести в местных книжных магазинах, распространяющих научно-техническую литературу, или заказать через отдел «Книга—почтой» магазинов:

№ 17 — 199178, Ленинград, В. О., Средний проспект, 61;
№ 59 — 127412, Москва, Коровинское шоссе, 20

Издательство «Недра»

3034