

5.4. ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ ДЛЯ БУРІННЯ ВЕРТИКАЛЬНИХ І ПОХИЛО-СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН

5.4.1. ОПОРНО-ЦЕНТРУЮЧІ ЕЛЕМЕНТИ

До ОЦЕ належать калібратори, центратори та стабілізатори, які є необхідними елементами КНБК при вертикальному і похило-скерованому бурінні.

Калібратор — калібруючий і опорно-центруючий інструмент, який встановлюється безпосередньо над долотом або між секціями ОБТ та призначений для калібрування стовбура свердловини, центрування і покращання умов роботи долота і вибійного двигуна. Довжина калібратора відповідає 0,8—3,0 діаметрам долота.

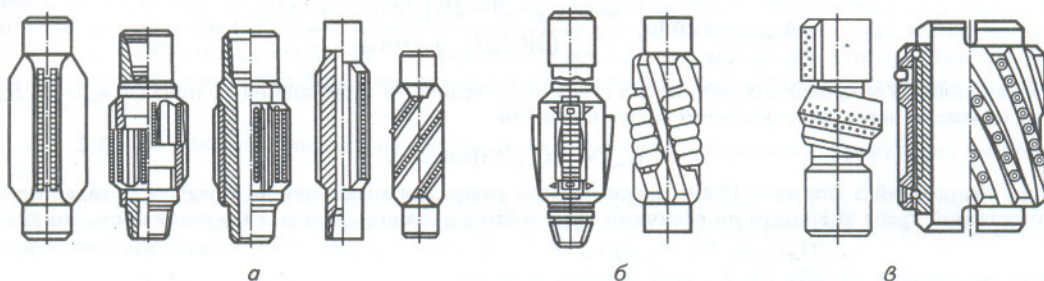


Рис. 5.52. Схеми калібраторів:
а—лопатеві; б—шарошкові; в—на кульовій опорі

На рис. 5.52 показані схеми типових конструкцій калібраторів, а на рис. 5.53 — конструкції 5КС і 9-К лопатевих калібраторів в антисальниковому виконанні, розроблені ВНДІБТ.

Конструктивно калібратори в антисальниковому виконанні виготовлені у вигляді однієї деталі з трьома спіральними (5КС) або чотирма прямими (9-К) лопатями.

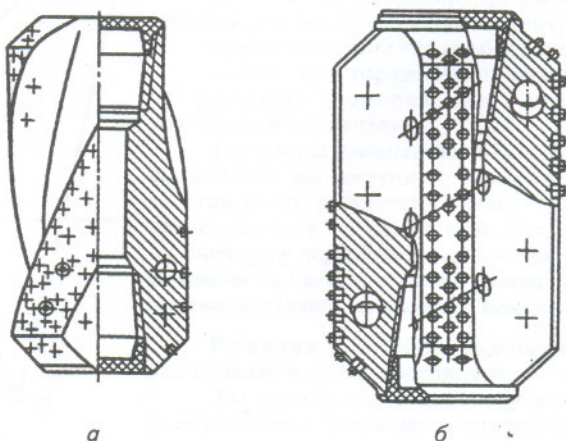


Рис. 5.53. Схеми лопатевих калібраторів в антисальниковому виконанні:
а—5КС; б—9-К

Конструктивні особливості калібраторів:

підвищена концентрація озброєння на кінцях лопатей, що забезпечує їх рівностійкість за всією довжиною та збереження центруючих здатностей до повного зносу озброєння;

наявність антисальникових промивних отворів, виконаних в тілі лопатей під кутом до осі калібратора;

мінімальна металоємність конструкції.

Центратор — опорно-центруючий інструмент, який встановлюється у нижній частині бурильної колони та призначений для центрування КНБК у свердловині для стабілізації або зміни напрямку стовбура свердловини. Довжина центратора становить 3—8 діаметрів долота.

Місце встановлення центратора визначають розрахунковим шляхом або за заздалегідь розрахованими таблицями. Ефективність застосування центратора знижується із зростанням зносу його зовнішньої контактної поверхні. Допустимий знос центратора за діаметром не перевищує 2—3 мм.

На рис. 5.54 показані схеми центраторів.

Стабілізатор — опорно-центруючий інструмент, який призначений для стабілізації напрямку стовбура свердловини і встановлюється над калібратором або у нижній частині бурильної колони. Довжина стабілізаторів перевищує 50 діаметрів долота, але не більше 12 м.

На рис. 5.55 показані схеми стабілізуючих інструментів.

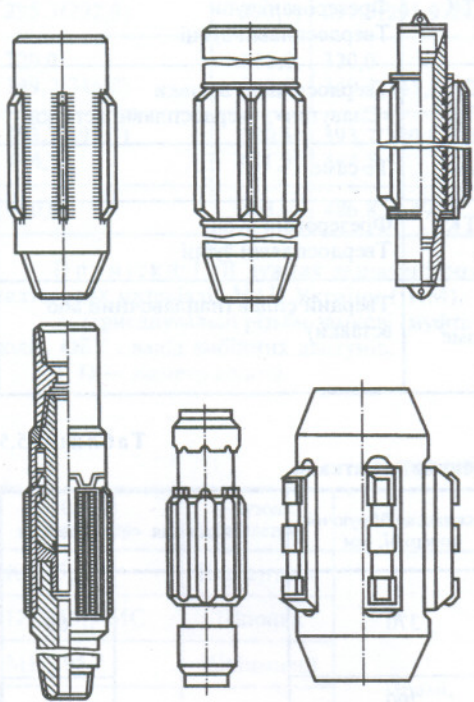


Рис. 5.54. Схеми центраторів із різним кріпленням центруючих планок

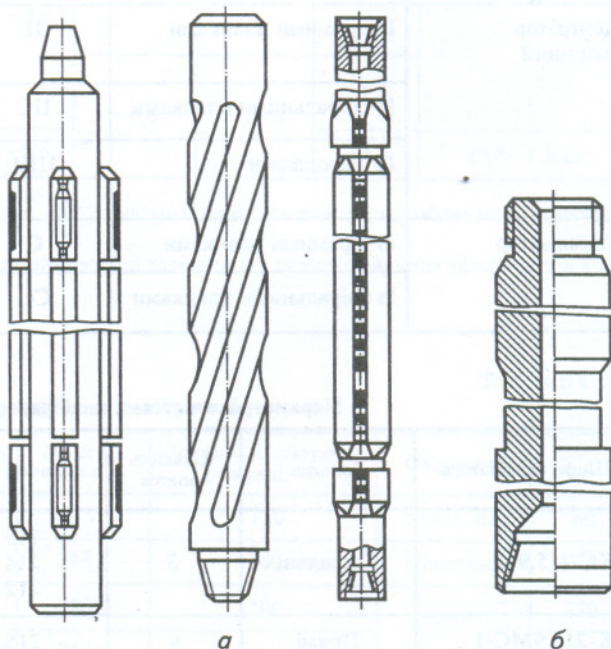


Рис. 5.55. Схеми стабілізуючих інструментів: а—стабілізатори; б—маховик

За конструкцією калібратори, центратори і стабілізатори відрізняються не істотно, приблизно однакові і їх функції. Через це у США, Канаді та інших зарубіжних країнах всі ОЦЕ називають стабілізаторами.

У табл. 5.4—5.13 наведені відомості про ОЦЕ компоновок бурильної колони.

Загальна характеристика ОЦЕ

Пристрій	Конструктивне виконання	Вид	Тип	Озброєння
Калібратор	Із прямими планками	К КА КИ	МС СТ МСТ	Твердосплавні вставки Природні і синтетичні алмази, твердосплавні вставки «Славутич», твердосплавні вставки
	Із спіральними планками	КС КСА КСИ	СТ СТ СТК	Твердосплавні вставки Природні і синтетичні алмази, твердосплавні вставки «Славутич», твердосплавні вставки
	Із шарошками	КШ	МС СТ ТК	Фрезеровані зуби Те саме Твердосплавні зубці
Центратор вибійного двигуна	Із прямими планками	ЦД	МСТ МСТК	Твердосплавні вставки «Славутич», твердосплавні вставки
	Із спіральними планками	ЦДС	Те саме	Те саме
	Із шарошками	ЦДШ	МСТК	Фрезеровані зуби Твердосплавні зубці
Центратор колонний	Із прямими планками	Ц	МСТ МСТК	Твердосплавні вставки «Славутич», твердосплавні вставки
	Із спіральними планками	ЦС	Те саме	Те саме
	Із шарошками	ЦШ	МСТК	Фрезеровані зуби Твердосплавні зубці
Стабілізатор	Із прямими планками	С	Те саме	Твердий сплав (наплавочний або вставки)
	Із спіральними планками	СС		

Таблиця 5.5

Параметри лопатевих калібраторів із привареними лопатками

Шифр калібратора	Лопатки	Кількість лопаток	Діаметр, мм	Довжина калібруючої поверхні, мм	Озброєння	Маса, кг
5КС-215,9-1	Спіральні	3	215,9 214,3 212,7	370	Зубці карбід-вольфрамові (ВК) у пазах	69
9К-215,9МС-1	Прямі	4	215,9	290		73
КС190,5СТ	Спіральні	3	190,5	370		70
ЦС190,5СТ		3	190,5	370		69
КС215,9СТ		3	215,9	370		76
ЦС215,9СТ		3	215,9	370		75
ЦС295,3СТ		3	295,3	500		150

Розміри калібраторів

Номінальний діаметр долота, мм	Діаметр калібратора, мм		Граничне відхилення діаметра калібратора, мм				Довжина калібруючих поверхонь
			К, КС	КА, КСА	КИ, КСИ	КШ	
93,0 112,0 120,6	92,2; 110,0; 119,0;	93,0 112,0 120,6	−0,2	−0,5	−0,80	−0,8	(0,8—3,0)D
132,0 139,7(138,1) 142,9(141,3) 151,0(149,4) 158,7(157,1) 161,0 165,1(163,5)	130,4; 138,1; 141,3; 149,4; 157,1; 159,4; 163,5;	132,0 139,7(137,1;138,1) 142,9(140,4;141,3) 151,0(148,5;149,4) 158,7(156,2;157,1) 161,0 165,1(162,6;163,5)	−0,3	−0,5	−0,85		
190,5(188,9) 215,9(214,3)	188,3; 214,3;	190,5(187,9;188,9) 215,9(213,3;214,3)	−0,4	−0,6	−0,95		
244,5(242,1) 250,8	242,9; 249,2;	244,5(241,1;242,1) 250,8					
269,9(267,5) 295,3(292,9)	268,3; 293,7;	269,9(266,5;267,5) 295,3(291,9;292,9)	−0,5	−0,7	−1,00	−1,6	(0,8—2,0)D
320,0 349,2(346,8)	316,8; 346,0;	320,0 349,2(345,8;346,8)					
393,7(391,3) 444,5	390,5; 441,3;	393,7(390,1;391,3) 444,5		−0,8	−1,15		
490,0	483,6;	486,8; 490,0	−0,6			−2,4	(0,8—1,8)D

Примітки: 1. В дужках зазначені розміри діаметрів для алмазних доліт та доліт, розроблених Інститутом надтвердих матеріалів НАН України (ІНМ).

2. Приєднувальні різби замкові (муфта або ніпель) приймаються залежно від приєднувальних різб відповідних доліт, ОБТ і валів вибійних двигунів.

3. D — діаметр долота.

Таблиця 5.7

Параметри лопатевих муфтових калібраторів

Шифр калібратора	Вузол кріплення	Лопатки	Кількість лопаток	Діаметр, мм	Довжина калібруючої поверхні, мм	Озброєння	Маса, кг
К-215,9	Ексцентрик	Прямі, фрезеровані	3	215,9	150	Зубці ВК	60
12К215,9 МС	Шпонка		4 і 3	215,9	300	Пластины	73
МК 295,3	Шліцьовий		6	295,3	300	Зубці ВК	170
УМК 215,9-1	Різьбовий		4	215,9 214,3 212,7	180		74
УМК 295,3-1			4	295,3 293,7	180		140
8КС-295,3СТ		Приварені, спіральні	3	295,3	500		196
8КС-293,7СТ	3		293,7	500	196		
8КС-292,1СТ	3		292,1	500	195		

**Основні геометричні розміри
калібраторів лопатевих в антисальниковому виконанні**

Шифр калібратора	Геометричні розміри, мм			Маса, кг	Різьба	
	зовнішній діаметр	внутрішній діаметр	довжина лопаті		верх (муфта)	низ (ніпель)
КЛСН 190,5	190,5	70	960	121	3-117	3-121
КЛСН 215,9	215,9	70	960	170	3-117	3-147
КЛСН 269,9	269,9	70	960	250	3-152	3-171
КЛСН 295,3	295,3	70	960	265	3-152	3-171
КЛСН 393,7	393,7	70	960	320	3-171	3-171
КЛСВ190,5	190,5	70	1100	133	3-121	3-121
КЛСВ215,9	215,9	70	1100	180	3-147	3-147
КЛСВ269,9	269,9	70	1100	285	3-171	3-171
КЛСВ295,3	295,3	70	1100	310	3-171	3-171
КЛСВ393,7	393,7	70	1100	360	3-171	3-171
10КСИ 187,3СТК	187,3	60	480	54	3-117	3-117*
10КСИ 188,9СТК	188,9	60	480	55	3-117	3-117*
10КСИ 190,5СТК	190,5	60	480	56	3-117	3-117*
10КСИ 212,7СТК	212,7	60	500	62	3-117	3-117*
10КСИ 214,3СТК	214,3	60	500	63	3-117	3-117*
10КСИ 215,9СТК	215,9	60	500	64	3-117	3-117*
9К 215,9 МС	215,9	60	400	61	3-117	3-117*
КСИ 269,9СТК	269,9	80	600	160	3-152	3-152*
8КС-292,1СТ	292,1	90	850	346	3-152	3-152*
8КС-295,3СТ	295,3	90	850	350	3-152	3-152*
8К-295,3МС	295,3	90	850	320	3-152	3-152*
К (КС) 244,5	244,5	70	1000	158	3-147	3-147
К (КС) 269,9	269,9	70	1000	165	3-147	3-147
К (КС) 295,3	295,3	80	1300	315	3-171	3-171
К (КС) 320,0	320,0	80	1300	325	3-171	3-147
К (КС) 393,7	393,7	80	1300	485	3-171	3-147
К (КС) 444,5	444,5	80	1300	515	3-171	3-147
К 587 МС-1	587,0	100	1275	365	3-171	3-171*
К 687 МС-1	687,0	100	1275	400	3-171	3-171*

Примітки: 1. Калібратори за ТУ 51-643—74; ТУ 26-02-962—83; ТУ 26-02-963—83; ТУ 26-02-839—79; ТУ 26-16-109—80.

2. Калібратори К мають прямі лопаті, тип МС; КС — спіральні лопаті, тип СТ.

3. Калібратори К, КС можуть виготовлятися зі знімною гільзою.

4. Зірочкою позначене муфтове різьбове з'єднання.

Таблиця 5.9

Основні розміри калібраторів лопатевих 5К і 9-К в антисальниковому виконанні

Основні розміри, мм	Калібратор	
	5К	9-К
Зовнішній діаметр	189,7—269,9	190,5—269,9
Довжина	300—450	300—420
Довжина лопаті	220—360	220—300

Технічні характеристики шарошкових калібраторів

Шифр калібратора	Геометричні розміри, мм				Маса, кг	Різьба
	зовнішній діаметр	діаметр корпусу	внутрішній діаметр	довжина		
ШКШ 76	76,0	70	18	360	8	3-50
КШЗ 295,3-1	295,3	178	70	980	210	3-147
КШЗ 349,2-1	349,2	203	80	1120	295	3-171
КШЗ 393,7-1	393,7	203	90	1180	330	3-171
КШЗ 444,5-1	444,5	203	100	1180	365	3-171

Примітки: 1. Калібратори за ОСТ 26-02-1498—76; ТУ 26-16-194—86; ТУ 41-01-401—83.

2. Калібратори виготовляють типів МС, СТ, ТК.

Таблиця 5.11

Розміри центраторів

Номинальний діаметр долота, мм	Діаметр центраторів							
	вибійних двигунів				колонних			
	номинальний, мм	граничне відхилення, мм			номинальний, мм	граничне відхилення, мм		
		МСТ	МСТК	МС, ТК		МСТ	МСТК	МС, ТК
112,0 120,6	106, 108, 110 114, 116, 118	−0,2	−0,8		110,4; 112,0 119,0; 120,6	−0,3	−0,8	
132,0 139,7 (138,0)	126, 128, 130 132, 134, 136 (132, 134, 136)				130,4; 132,0 138,1; 139,7; (137,2; 138,1)			
142,9 (141,3)	138, 140, 142 (138, 140)				141,3; 142,9 (140,4; 141,3)			
151,0 (149,4) 158,7 (157,1)	150 (148) 154, 156, 158 (150, 152, 154, 156)	−0,25	−0,85		149,4; 151,0 (148,5; 149,4) 157,1; 158,7 (156,2; 157,1)	−0,4	−0,85	
161,0 165,1 (163,5)	160 160, 162, 164 (158, 160, 162)				159,4; 161,0 163,5; 165,1 (162,6; 163,5)			
190,5 (188,9) 215,9 (214,3) 244,5 (242,1)	188, 190 (184, 186) 212, 214 (212) 232, 234, 236, 240 (232, 236, 240)	−0,30	−0,95	−0,8	188,9; 190,5 (187,9; 188,9) 214,3; 215,9 (213,3; 214,3) 241,3; 242,9; 244,5 (241,1; 242,1)	−0,5	−0,95	−0,8
250,8	244, 248				247,6; 249,2; 250,8			
269,9 (267,5) 295,3 (292,9)	254, 258, 262, 266 (250,8; 254; 258; 262; 266) 270, 275, 280, 285, 290 (270, 275, 280, 285)	−0,35	−1,00		266,7; 268,3; 269,9; (266,5; 267,5) 292,1; 293,7; 295,3; 291,9; 292,9	−0,8	−1,0	
320,0 349,2 (346,8)	310, 315 320, 325, 330, 335, 340, 345 (320, 325, 330, 335, 340)				316,8; 318,4; 320,0 342,8; 346,0; 349,2 (345,8; 346,8)			
393,7 (391,3)	380, 385, 390 (370, 375, 380, 385)	−0,40	−1,15	−1,60	387,3; 390,5; 393,7 (390,1; 391,3)	−1,0	−1,15	−1,6
444,5 490,0	400, 410, 420 460, 470, 480			−2,40	438,1; 441,3; 444,5 483,6; 486,8; 490,0			−2,4

Примітки: 1. У дужках зазначені розміри діаметрів для алмазних доліт та доліт, розроблених ІНМ.

2. Довжина робочих елементів центраторів вибійних двигунів видів ЦД і ЦДС у межах (0,2—2,0) D; для колонних центраторів видів Ц і ЦС — у межах (3,0—8,0) D.

**Основні геометричні розміри центраторів вибійного двигуна
пересувних конструкцій ВНДІБТ**

Шифр центратора	Геометричні розміри, мм				
	номінальний діаметр корпусу вибійного двигуна	зовнішній діаметр центратора	внутрішній діаметр центратора	довжина	довжина лопаті
3-ЦДП390/240МС	240	390	242—236	820—900	336
3-ЦДП385/240МС		385			
3-ЦДП380/240МС		380			
3-ЦДП305/240МС		305		670—750	300
3-ЦДП300/240МС		300			
3-ЦДП295/240МС		295			
3-ЦДП292/240МС		292			
3-ЦДП290/240МС		290			
3-ЦДП285/240МС		285			
3-ЦДП292/240С		292		515—595	150
3-ЦДП290/240С		290			
3-ЦДП285/240С		285			66
3-ЦДП292/240Т		292			
3-ЦДП290/240Т		290			
3-ЦДП285/240Т		285			
3-ЦДП292/195МС	195	292	197—191	686—750	300
3-ЦДП290/195МС		290			
3-ЦДП285/195МС		285			
3-ЦДП292/195С		292		536—600	150
3-ЦДП290/195С		290			
3-ЦДП285/195С		285			66
3-ЦДП292/195Т		292			
3-ЦДП290/195Т		290			
3-ЦДП285/195Т		285			
3-ЦДП266/195МС		266		686—750	300
3-ЦДП262/195МС		262			
3-ЦДП260/195МС		260			
3-ЦДП215,9/172МС	172	215,9	174—168	520—590	281
3-ЦДП214/172МС		214			
3-ЦДП212/172МС		212			
3-ЦДП214/172С		214		370—440	131
3-ЦДП212/172С		212			
3-ЦДП214/172Т		214		290—360	35
3-ЦДП212/172Т		212			

Примітка. Центратори можуть закріплюватися на корпусах вибійних двигунів із фактичними відхиленнями їх зовнішніх діаметрів від номінального від +2 до -4 мм. Для закріплення на корпусах вибійних двигунів із відхиленнями від номінального діаметра більше ніж -4 мм центратори можуть комплектуватися змінними стовщеними цангами.

Розміри стабілізаторів

Номінальний діаметр долота, мм	Діаметр стабілізатора, мм		Тип приєднувальної різьби
	номінальний	граничне відхилення	
112,0	110,4	-0,8	3-66
120,6	119,0		3-73
132,0 139,7 (138,1) 142,9 (141,3)	130,4 138,1 (137,2) 141,3 (140,4)	-1,0	3-86 (3-88)
149,2 151,0 (149,4) 158,7 (157,1) 161,0 165,1 (163,5)	147,6 149,4 (148,5) 157,1 (156,2) 159,4 163,5 (162,6)		3-102 (3-101)
190,5 (188,9)	188,9 (187,9)		3-122
215,9 (214,3)	214,3 (213,3)	-1,2	3-133, 3-140
244,5 (242,1)	241,3; 242,9 (241,1)		3-162, 3-171
250,8 269,9 (267,5)	247,6; 249,2 266,7; 268,3 (266,5)	-1,4	3-171
295,3 (292,9)	292,1; 293,7 (292,1)		3-177
320,0 349,2 (346,8)	313,6; 316,8 342,8; 346,0		3-201
393,7 (391,3) 444,5 490,0	387,3; 390,5 438,1; 441,3 483,6; 486,8	-1,6	

Примітки: 1. У дужках зазначені розміри діаметрів для алмазних доліт та доліт, розроблених ІНМ.
2. Довжина стабілізатора має бути в межах 3,5—12 м.

Окрему групу *ексцентричних калібраторів і стабілізаторів* (рис. 5.56), які використовуються у компоновках для буріння прямолінійних стовбурів свердловин в Україні, розробив С.Я. Саврей. Їхні технічні характеристики наведені в табл. 5.14.

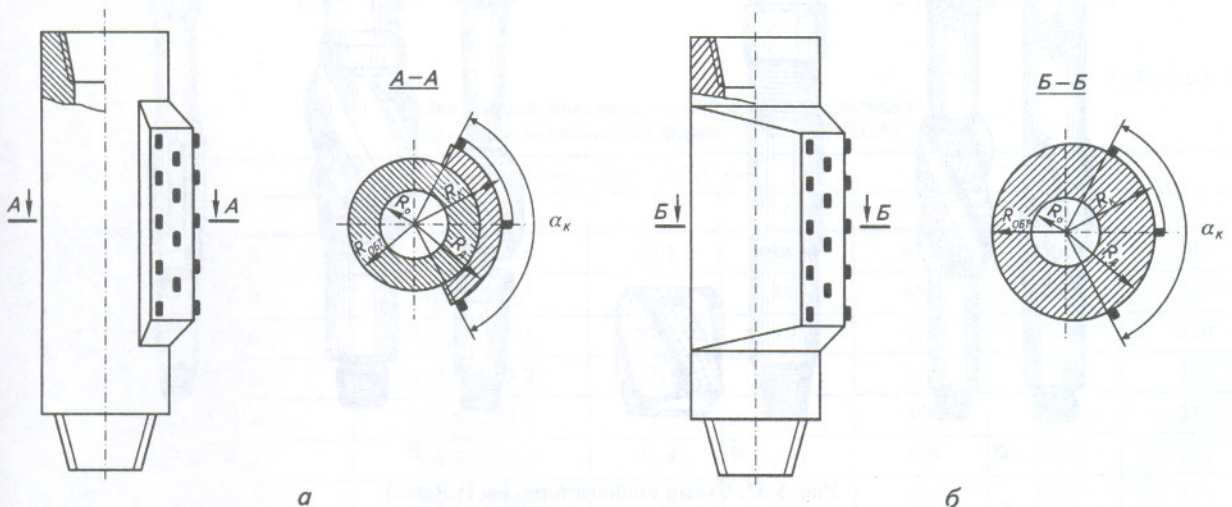


Рис. 5.56. Схеми ексцентричного калібратора (стабілізатора):
а—зварний варіант; б—суцільний варіант

Технічні характеристики ексцентричних калібраторів і стабілізаторів

Параметр	Калібратор, стабілізатор	
	К-215, С-215	К-295, С-295
Діаметр долота, мм	215,9	295,3
Діаметр ОБТ, мм	178	203
Радіус калібратора R_k , мм	112	152
Центральний кут калібруючої поверхні α_k , град	120	120
Довжина калібратора, мм	2000	2000
Довжина калібруючої частини, мм	1200	1200
Маса, кг	354	616
Приєднувальні різьби	3-141	3-171

У зарубіжній практиці використовуються різні за конструктивним виконанням стабілізатори. Їх проектуванням та виготовленням займається понад 20 фірм, які переважно є американськими. Це, зокрема, фірми «Drilco Industrial, inc.», «Security», «Norton Christensen, inc.», «Reed Tool» та ін. У широкому асортименті стабілізатори випускають також французькі фірми SMFI та «Drillstar Industries», а також японські та англійські.

Лопатеві і муфтові стабілізатори (рис. 5.57, а—в) ефективні при бурінні в м'яких породах. Стабілізатори з гумовою муфтою (рис. 5.57, г), яка під час буріння не обертається, а корпус обертається разом із бурильною колоною, використовуються для запобігання розширення стовбура при бурінні і для захисту ОБТ від зносу внаслідок контакту зі стінками свердловини. Роликові (шарошкові) стабілізатори встановлюють звичайно над долотом для калібрування стовбура свердловини при бурінні твердих абразивних порід.

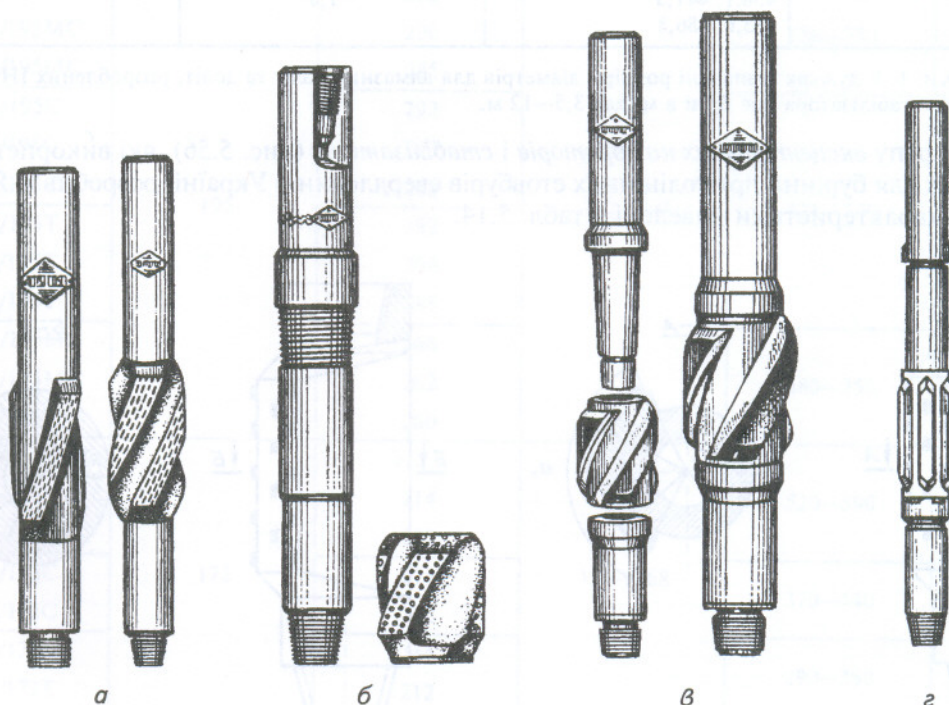


Рис. 5.57. Схеми стабілізаторів (за Н.Рабія):

а—суцільні фрезеровані з похилими (зліва) і спіральними (справа) лопатями; б—муфтові зі сталевим корпусом (зліва) і змінною муфтою (справа); в—муфтові з поліпшеною гідрравлічною характеристикою (справа у зібраному вигляді); г—з гумовою муфтою

Роликові (шарошкові) стабілізатори показані на рис. 5.58. Їх виготовляють із трьома (а) та шістьма (б) роликами. На рисунку представлено також кілька видів змінних взаємозамінюваних робочих органів (в): для твердих абразивних порід (1), для порід середньої твердості (2) та для м'яких порід (3).

На рис. 5.59 показані схеми стабілізаторів спіральних зі збільшеною довжиною та гільзового типу, а в табл. 5.15 і 5.16 наведені їх технічні характеристики.

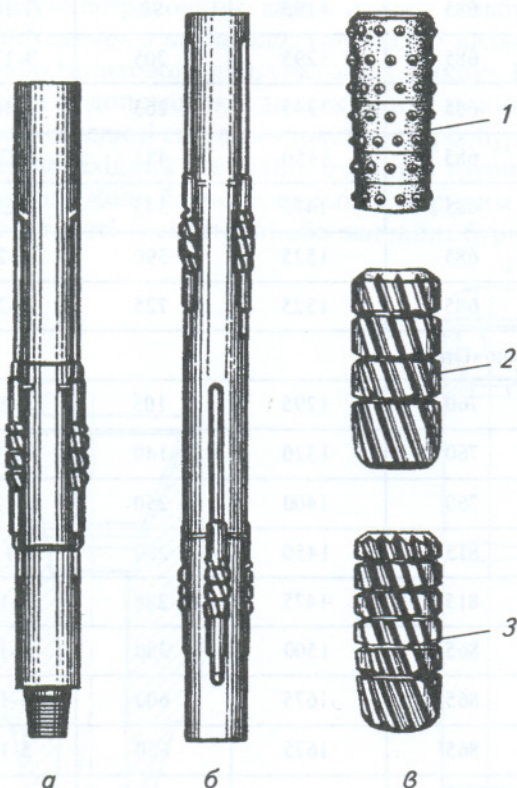


Рис. 5.58. Схеми роликових (шарошкових) стабілізаторів-розширювачів (за Н.Рабіа)

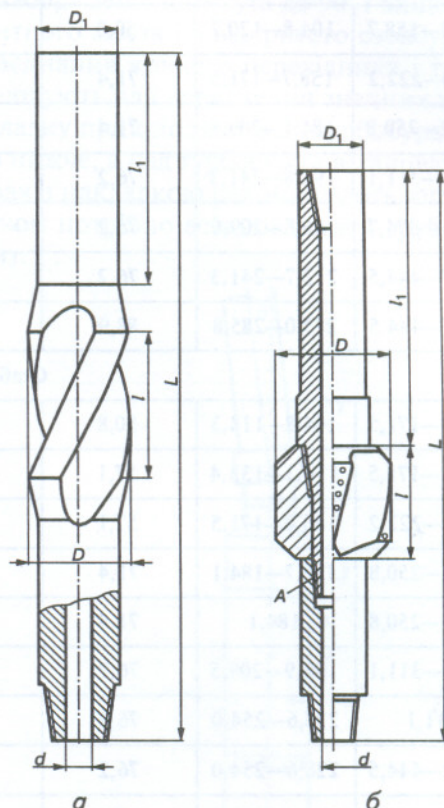


Рис. 5.59. Схеми стабілізатора спірального зі збільшеною довжиною (а) та гільзового типу (б)

Таблиця 5.15

Технічна характеристика стабілізаторів спіральних зі збільшеною довжиною фірми «Drilco» (США)

Геометричні розміри (рис. 5.59 а), мм						Маса, кг
D	D ₁	d	l	l ₁	L	
155,6—171,4	104,8—120,6	38,1	267	457	1372	117
187,3—200,0	146,0—158,7	57,1	349	457	1524	180
212,7—228,6	171,4—177,8	57,1	349	457	1524	220
241,3—250,8	177,8—203,2	57,1	349	457	1524	312
269,9—279,4	177,8—203,2	57,1	375	508	1676	330
304,8—311,2	196,9—228,6	71,4	375	508	1676	353
374,7—381,0	196,9—254,0	71,4	375	610	1829	518
444,5	196,9—279,4	71,4	375	610	1829	614

Технічна характеристика стабілізаторів гільзового типу

Геометричні розміри (рис. 5.59 б), мм						Маса, кг	Різьба, А
D	D ₁	d	l	l ₁	L		
Стабілізатори фірми «Christensen»							
149,2—158,7	104,8—120,7	50,8	250	685	1195	90	3-102*
200,0—222,2	158,7—171,5	71,4	305	685	1295	205	3-133*
222,2—250,8	184,1—209,8	71,4	355	685	1345	263	3-161*
304,8—311,1	196,8—241,3	76,2	405	685	1450	453	NC-70
346,1—374,7	196,8—209,6	76,2	430	685	1475	545	NC-70
374,7—444,5	212,7—241,3	76,2	485	685	1525	590	3-201
374,7—444,5	273,0—285,8	88,9	485	685	1525	725	3-201
Стабілізатори фірми «Drilco»							
152,4—171,5	104,8—114,3	50,8	250	760	1295	105	3-86*
165,1—171,5	114,3—133,4	57,1	250	760	1320	140	3-102*
193,7—222,2	146,0—171,5	57,1	305	760	1400	250	3-122*
215,9—250,8	158,7—184,1	71,4	305	815	1450	280	3-133*
241,3—250,8	184,1	71,4	305	815	1475	288	3-140
241,3—311,1	196,9—209,5	76,2	305	865	1500	380	3-161
311,1	228,6—254,0	76,2	455	865	1675	600	3-177
349,2—444,5	228,6—254,0	76,2	455	865	1675	650	3-177
349,2—444,5	266,7—279,4	76,2	455	865	1675	795	3-201

Примітки: 1. Нормальний ряд зовнішніх діаметрів стабілізаторів: 149,2; 152,4; 155,6; 158,7; 161,9; 165,1; 168,3; 171,4; 193,7; 196,9; 200,0; 212,7; 215,9; 222,2; 228,6; 241,3; 244,5; 250,8; 269,9; 279,4; 304,8; 311,1; 346,1; 349,2; 374,7; 381,0; 406,4; 444,5 мм.

2. Крок зміни зовнішнього діаметра D₁ корпусу 6,35 мм.

3. Маса наведена для максимальних значень D та D₁.

4. Зірочкою позначено різьбу скороченого типу.

5.4.2. ВІДХИЛЮВАЧІ

Технологія буріння ПСС базується на використанні спеціальних інструментів — *відхилювачів*, з допомогою яких свердловина викривляється у заданому напрямку. Відхилювачі забезпечують нахил осі долота до осі свердловини або створюють на долоті відхиляючу силу. Їх включають до складу КНБК.

При бурінні вибійними двигунами використовують різні у конструктивному відношенні відхилювачі, які встановлюють над вибійним двигуном чи його секцією, або безпосередньо над шпинделем. Відхиляючі компоновки, за А.Г. Калініним, Б.О. Нікітіним, К.М. Солодким і Б.З. Султановим, у першому разі називають *пружними*, а у другому — *жорсткими*.

Кривий перехідник (рис. 5.60) у поєднанні з односекційним турбобуром дозволяє здійснювати набір зенітного кута до 40—45°, в поєднанні з укороченим турбобуром до 50—55°, а в поєднанні з коротким турбобуром — до 90° і більше. При цьому інтенсивність викривлення стовбура досягає відповідно 1—2, 4—5 та 5—6 град/10 м.

Відхилювач Р-1 з двома перекосами приєднувальних різьб (рис. 5.61) являє собою відрізок ОБТ, осі приєднувальних різьб якого мають перекус в одній площині і в одному напрямку відносно її осі. Кут, утворений віссю труби та віссю нижньої приєднувальної різьби, приймається рівним $2-3^\circ$, а кут, утворений віссю труби та віссю верхньої приєднувальної різьби, дорівнює $2-2,5^\circ$. Цей відхилювач використовується з пружними відхиляючими компоновками і має довжину в межах $3-8$ м. Перехідник Р-1 призначений для набору зенітного кута до 90° і вище, зміни азимута свердловини, зарізу нового стовбура з цементного моста і з відкритого стовбура.

Відхилювач з накладкою (рис. 5.62) являє собою поєднання кривого перехідника і турбобура (або гвинтового двигуна) з накладкою. Його застосовують для досягнення значних зенітних кутів за допомогою односекційних турбобурів. Накладку прикріплюють до турбобура приблизно в середині системи «долото — турбобур» або дещо нижче, а над турбобуром встановлюють кривий перехідник і звичайні бурильні труби. Відхилювач з накладкою рекомендують застосовувати тоді, коли безпосередньо над кривим перехідником потрібно встановлювати труби малої жорсткості (немагнітні або звичайні бурильні труби).

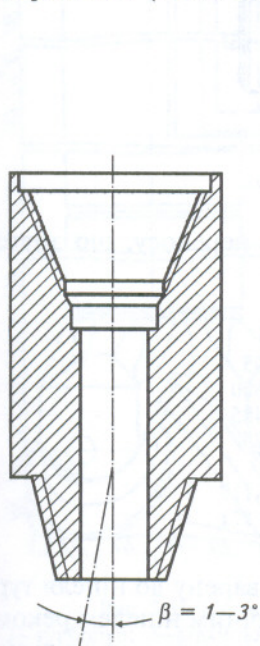


Рис. 5.60. Схема кривого перехідника (β —кут перекоосу приєднувальної різьби)

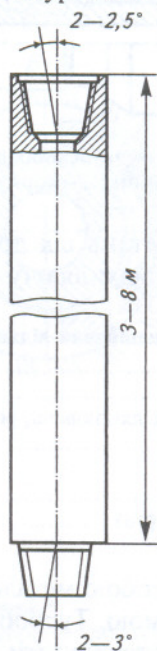


Рис. 5.61. Схема відхилювача Р-1 з двома перекосами приєднувальних різьб

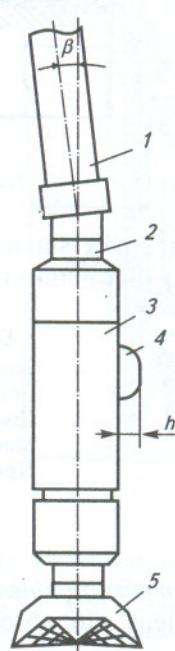


Рис. 5.62. Схема відхилювача з накладкою: 1—бурильні труби; 2—кривий перехідник; 3—турбобур; 4—накладка; 5—долото; (h —товщина накладки; β —кут перекоосу приєднувальної різьби)

Турбобури-відхилювачі типів ТО та ТО2 (див. розділ 2.4.1, том 1) призначені для буріння інтервалів зміни напрямку похилих свердловин та забурювання нових стовбурів свердловин.

У турбобурах ТО корпуси секцій з'єднані з допомогою викривленого перехідника, а вали — шарнірною муфтою.

У турбобурах-відхилювачах ТО2 корпуси турбінної і шпіндельної секцій з'єднані з допомогою викривленого перехідника з кутом викривлення $1^\circ 30'$ (за замовленням турбобури можуть комплектуватися перехідниками з кутом 1° ; $1^\circ 15'$ і 2°), а вали цих секцій — з допомогою одинарного шарнірного з'єднання з двох півмуфт.

Технічні характеристики турбобурів-відхилювачів наведені в табл. 2.122, том 1.

Шпіндель-відхилювач ШО1-195 монтується замість звичайного шпинделя, і, по суті, є осью опорою турбобура, виконаною окремим вузлом, викривленим під певним кутом відносно осі турбобура. Експлуатується шпіндель-відхилювач із секційним турбобуром, у якого робоча частота обертання вала не перевищує 500 об/хв (рис. 5.63).

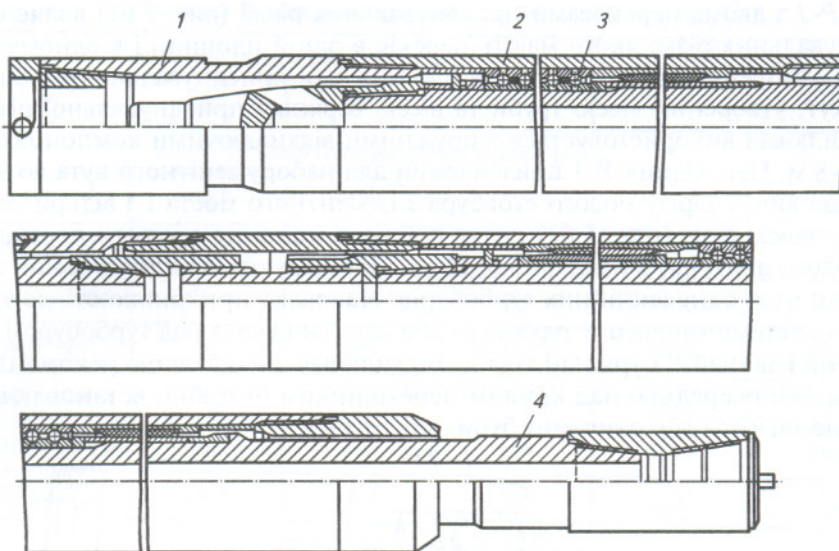


Рис. 5.63. Схема шпинделя-відхилювача ШО1-195:
1—приєднувальний перехідник; 2—корпус; 3—опора; 4—вал

Перевага цих відхилювачів — мала відстань від долота до точки перекосу, що зменшує деформацію цієї ділянки та підвищує їхню відхиляючу здатність.

Основні характеристики шпинделя-відхилювача ШО1-195

Зовнішній діаметр, мм	195
Довжина відхилювача, мм	4600
Довжина нижнього плеча відхилювача, мм	2485
Маса, кг	875
Приєднувальна різьба:	
до долота (муфта)	3-117
до турбінної секції (муфта)	3-171

Ексцентричний ніпель (рис. 5.64) являє собою металеву опору, приварену до ніпеля турбобура. Металева опора може бути покрита гумою. Турбобур з ексцентричним ніпелем рекомендують застосовувати для набору кривизни в стійких породах, де немає небезпеки прихвачування або заклинювання бурильної колони.

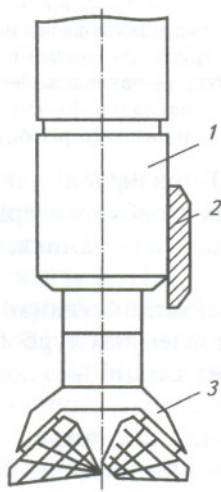


Рис. 5.64. Схема ексцентричного ніпеля:
1—турбобур; 2—накладка; 3—долото

Пружний відхилювач (рис. 5.65) являє собою спеціальну накладку з гумовою ресорою, яка є змінною деталлю і легко замінюється при зносі. Металеву накладку приварюють до ніпеля турбобура. Змінюючи товщину гумової ресори, регулюють інтенсивність викривлення стовбура.

Гвинтові двигуни ДГ (див. розділ 2.4.2, том 1) призначені для буріння інтервалів набору кривизни та горизонтальних свердловин.

У конструктивному відношенні двигуни ДГ мають укорочений шпиндель, укомплектовані шарнірними з'єднаннями, ОЦЕ і викривленими перехідниками.

Технічні характеристики гвинтових двигунів ДГ наведені у табл. 2.125 (див. розділ 2.4.2, том 1).

Механізм викривлення (МВ) електробура (рис. 5.66) — відхилювач для буріння ПСС електробуром. У механізмі ви-

кривлення вали двигуна і шпинделя з'єднуються під деяким кутом, що досягається застосуванням зубчатої муфти зчеплення. МВ мають діаметри, які відповідають розмірному ряду електробурів: МИ-164, МИ-170, МИ-185 з кутом зміщення осей 1 та 1,5°; МИ-125; МИ-240, МИ-250 з кутом зміщення осей 1°; 1,5° та 2°.

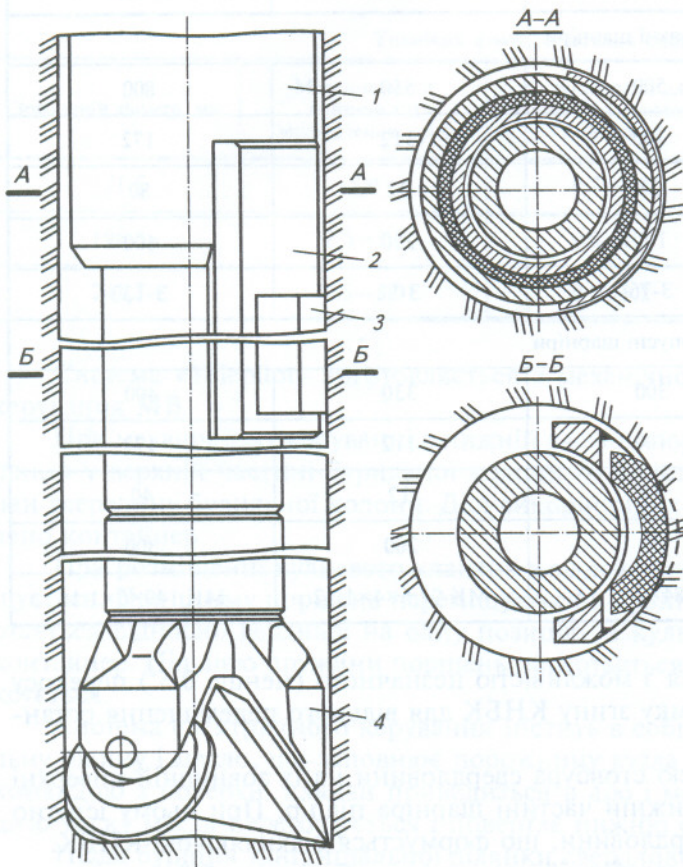


Рис. 5.65. Схема пружного відхилювача:
1—турбобур; 2—відхилювач; 3—гумова ресора; 4—долото

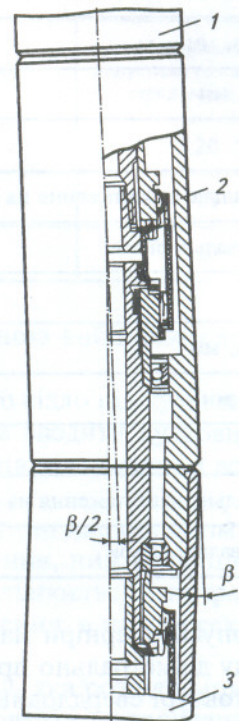


Рис. 5.66. Схема механізму викривлення електробура:
1—двигун; 2—МВ; 3—шпиндель;
β—кут перекосу приєднувальної різьби

Технічні характеристики МВ електробурів наведені у табл. 2.133 (див. розділ 2.4.4, том 1).

Шарнірні з'єднання використовуються в нижній частині бурильної колони, як правило, при бурінні горизонтальних свердловин з малим радіусом викривлення.

Поділяють шарніри на верхні та корпусні.

Верхні шарніри встановлюють над гідравлічним вибійним двигуном, а корпусні — між його секціями, наприклад, між шпинделем та робочою парою. За ступенем свободи шарніри бувають площинні та просторові. Площинні шарніри забезпечують поворот частин КНБК навколо осі шарніра на заданий кут лише в одній площині, а просторові шарніри — будь-який стан в середині конічної поверхні обертання.

Параметри шарнірних з'єднань наведені в табл. 5.17.

Корпусні шарніри використовуються у відхиляючих КНБК, а верхні шарніри встановлюються безпосередньо над вибійним двигуном, в основному, для зменшення сил опору при переміщенні КНБК у стовбурі свердловини.

Корпусний шарнір має включати конструктивні елементи, які дозволяють точно встановлювати кут його перекосу.

Параметри шарнірних з'єднань

Параметр	Вибійний двигун		
	ДГ-95	ДГ-108	ДГ-155
Верхні шарніри			
Довжина, мм	500	550	800
Діаметр, мм	100	112	172
Маса, кг	25	32	80
Максимальне навантаження на розтяг, кН	100	250	400
Приєднувальні різьби	3-76	3-88	3-133
Корпусні шарніри			
Довжина, мм	300	330	400
Діаметр, мм	100	112	172
Маса, кг	10	12	40
Максимальне навантаження на розтяг, кН	80	200	300
Приєднувальні різьби	МК 84×4×1:16	МК 97,5×4×1:12	МК 140×6×1:16

Корпусні шарніри мають виконуватися з можливістю незначного (менше $0,5^\circ$) перекосу в сторону діаметрально протилежну напрямку згину КНБК для вільного переміщення останньої у стовбурі свердловини.

Для суміщення центру шарнірів з віссю стовбура свердловини на їх зовнішній поверхні встановлюють ОЦЕ або розташовують у нижній частині шарніра підпір. При цьому істотно зменшується радіус кривизни стовбура свердловини, що формується відхиляючою КНБК.

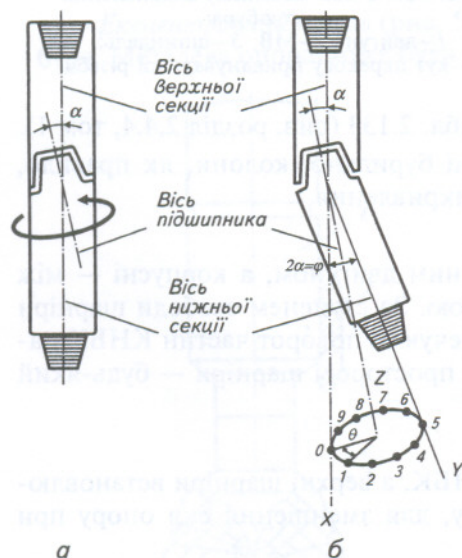


Рис. 5.67. Схема механізму викривлення системи «Telepilot»

У зарубіжній практиці при бурінні вибійними двигунами як відхилювачі використовують криві перехідники, відхилювачі типу Р-1, ексцентричні відхилювачі з боковими накладками та інші.

Систему «Telepilot» випускає фірма SMFI (Франція). Ця система складається із трьох модулів — короткого гвинтового двигуна, МВ і вибійної системи керування МВ.

Конструктивно МВ є принципово новою частиною відхиляючої системи. Він складається з корпусу у вигляді двох трубчатих секцій, розміщених в корпусі привода, та фіксуючого вузла (рис. 5.67, а) і зв'язаних між собою підшипником, вісь якого нахилена до осі кожної секції під однаковим кутом.

При обертанні нижньої секції корпусу відбувається його перекус. При повороті нижньої секції корпусу на 180° відносно вихідного положення, при якому осі секцій знаходяться на одній прямій, корпус згинається на максимальний кут (рис. 5.67, б).

Шляхом послідовних обертань отримують різні значення кута перекосу корпусу.

Привід МВ включає жорстко зв'язаний з нижньою секцією скеровуючий виступ, гідроциліндр, вісь якого збігається з віссю підшипника, встановлений у гідроциліндрі пустотілий підпружинений поршень, на зовнішній поверхні якого зроблено профільну зигзагоподібну канавку для розміщення направляючого виступу і фіксатора.

Таблиця 5.18

Технічна характеристика системи «Telepilot»

Зовнішній діаметр, мм	Максимальний зенітний кут викривлення, град	Перепад тиску для фіксації відхилювача, МПа	Довжина, м	Максимальна допустима температура середовища, °С
171,5	2,0	0,7—1,0	2,72	120
196,8	2,5—3,0	0,9—1,1	2,94	120
241,3	2,5—3,0	0,8—1,2	2,94	120

Система «Telepilot» виготовляється з механічною або електричною вибіною системою керування МВ.

При механічному керуванні в нижній частині поршня встановлено сідло під кульовий клапан, а у верхній частині бурильної колони — пристрій, що дозволяє вводити кульовий клапан всередину бурильної колони. Для використаних кульових клапанів під поршнем встановлено контейнер.

При розміщенні кульового клапана в сидлі тиск промивальної рідини над останнім підвищується. При цьому поршень переміщується в крайнє нижнє положення, нижня секція повертається відносно верхньої на одну позицію, а кульовий клапан звільнюється і потрапляє в контейнер. Під дією пружини поршень повертається у вихідне положення, а нижня секція фіксується.

Система електричного керування містить в собі гнучку мембрану, яка розділяє промивальну рідину і масло, що заповнює порожнину вузла керування і керовані електроклапани. За командою з поверхні клапан приводиться в дію і масло пропускається до поршня, який під дією тиску масла переміщується і повертає нижню секцію.

Після буріння тангенціальної ділянки свердловини для викривлення корпусу відхилювача всередину бурильних труб кидають кульовий клапан або подають сигнал для приведення в дію електроклапана. Після орієнтування бурять викривлену ділянку профілю свердловини. За рахунок послідовної зміни кута перекосу корпусу відхилювача змінюють радіус кривизни стовбура свердловини.

Технічна характеристика системи «Telepilot» наведена у табл. 5.18.

При **ротаторному бурінні** використовують клиноподібні і шарнірні відхилювачі (рис. 5.68). Їх застосовують у початковий момент буріння для надання стовбуру свердловини необхідного напрямку.

Клиноподібні відхилювачі виконуються незнімними (вони залишаються у свердловині) і знімними (їх піднімають із свердловини після забурювання похилого стовбура довжиною близько 15 м).

Незнімні відхилювачі (уїпстоки) довжиною 2,5—4,5 м і діаметром, що дорівнює приблизно діаметру стовбура свердловини, застосовують в обсаджених стовбурах. Уїпстоки зверху мають розтруб для направлення долота і пристосування для кріплення у свердловині.

Знімні відхилювачі мають у верхній частині міцну муфту для піднімання відхилювача із свердловини, а в нижній частині — гострокінцевий виступ, який врізається у породу і запобігає обертанню відхилювача.

Шарнірний відхилювач являє собою розширювач, який з'єднується з бурильною колоною шарніром, що забезпечує обертання нижньої частини колони під деяким кутом до осі колони, розташованої над шарніром.

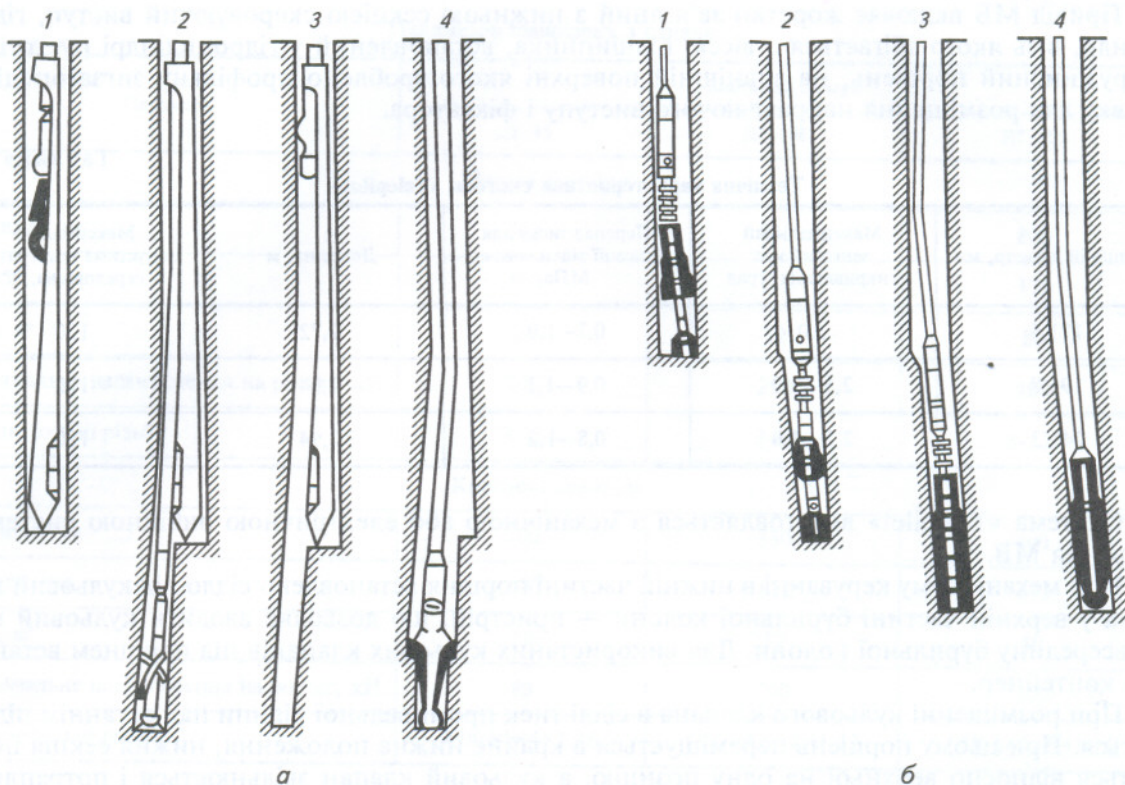


Рис. 5.68. Схеми відхилювачів у роторному бурінні:
 а—робота з відхиляючим клином: 1—встановлення клина; 2—забурювання стовбура;
 3—підняття клина; 4—розширення стовбура;
 б—робота з шарнірним відхилювачем: 1—встановлення відхилювача; 2, 3—забурювання стовбура;
 4—розширення стовбура

5.4.3. ПРИЛАДИ ТА ІНСТРУМЕНТ ДЛЯ ОРІЄНТУВАННЯ ВІДХИЛЮВАЧІВ

Інклінометрія (див. розділ 1.8.4, том 1) призначена для вимірювання зенітного і азимутального кутів свердловини на заданій відстані від гирла свердловини за допомогою спеціальних приладів — інклінометрів. Вона є невід'ємною складовою технологій буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин.

Інклінометрія дає інформацію про фактичну траєкторію свердловини, тому вимоги до точності вимірювань та інтерпретації даних завжди високі.

Датчики інклінометра реагують на орієнтацію в просторі вектора дотичної до осі свердловини. Принцип дії цих датчиків оснований на використанні гравітаційного і магнітного полів Землі, а також гіроскопічного ефекту.

Орієнтацію приладу відносно *гравітаційного поля Землі* визначають:

горизонтальність поверхні рідини або поверхні розділу двох рідин, які не змішуються та які перебувають у стані спокою;

стан бульбашок повітря або краплі рідини, обмежений кривою поверхнею від переміщення за вертикаллю;

стан поплавця з ексцентрично розташованим центром ваги;

вільний стан різних висків та маятників;

вільний стан кульки, яка перекочується по кривій поверхні;

інші подібні датчики, які використовуються для вимірювання зенітного кута свердловини.

Як правило, ці датчики, крім двох останніх, є дуже чутливими.

Чутливим елементом датчика, який реагує на *магнітне поле Землі*, звичайно є магнітна стрілка, що утримується на спеціальній підвісці, або поплавець із вмонтованим магнітом та зміщеним центром ваги. У зв'язку з тим, що напруженість магнітного поля Землі є незначною, сила, що діє на чутливий елемент датчика, порівняно з його вагою є на декілька порядків меншою. У такій же пропорції зменшується також прискорення елемента в сторону стійкої рівноваги, при якій можна знімати відлік, що призводить до значного збільшення періоду автоколивань і часу на заспокоєння чутливого елемента. Тому до підвіски чутливого елемента ставляться підвищені вимоги.

Через невелику величину обертового моменту з'являється необхідність у попередній орієнтації осі обертання чутливого елемента у стан, приблизно перпендикулярний до вектора магнітних силових ліній. Це є істотним недоліком датчиків, які реагують на магнітне поле Землі. Крім того, застосування компасів є неможливим чи малоефективним у місцях магнітних аномалій або місцях, близьких до магнітних полюсів Землі, де силові лінії проходять вертикально.

При застосуванні компасів навколишні предмети мають бути з діаманітного матеріалу. Деталі з феромагнітного матеріалу треба розмішувати на певній відстані від компаса. У процесі заспокоєння чутливий елемент не треба піддавати дії магнітного поля, яке створюється електричним струмом, що протікає через близько розташований провідник струму. Іншими словами, магнітне поле Землі у зоні розташування датчика не має бути екранованим або викривленим внаслідок накладання іншого магнітного поля.

Гіроскопічний ефект полягає у властивості обертової маси зберігати орієнтацію осі обертання. Якщо до осі ротора гіроскопа докласти пару сил, що створюють момент, перпендикулярний до осі обертання, то настає *прецесія*, тобто повільне обертання осі гіроскопа навколо третьої осі, перпендикулярної до двох перших. Щоб виключити це явище, необхідне їх ретельне балансування. При використанні декількох мас, які обертаються в різних площинах, гіроскопічний ефект дає змогу зберігати орієнтацію у просторі декартових осей координат датчика приладу і може використовуватися, наприклад, для визначення сферичних координат α та φ осі свердловини відносно умовних реперних векторів за умови точної фіксації вимірювань у часі, для того, щоб не втратити первісну реперну орієнтацію чутливого елемента датчика.

Гіроскопи володіють здатністю визначення орієнтації осі обертання Землі. Кут між горизонтальною площиною і віссю обертання Землі визначає географічну широту точки земної поверхні, де виконується вимірювання, а горизонтальна проекція цієї осі збігається з напрямком географічного меридіана. На цьому оснований принцип роботи гіроскопів.

За допомогою гіроскопа можна визначити орієнтацію географічного меридіана (або паралелі) і вертикалі, а по відношенню до них — сферичні координати α та φ осі свердловини. Для гіроскопа не має значення, чи оберталася маса гіроскопів постійно з початку спуску їх у свердловину, чи їх обертання починається щоразу перед окремим вимірюванням. Теоретично вимірювання за допомогою гіроскопів є найбільш незалежними від навколишніх предметів, екранування, часу; вони не вимагають збереження орієнтації будь-яких реперних напрямків на весь період вимірювання.

На *конструкцію приладів* істотно впливає спосіб зняття показань. Візуальні спостереження і фотографування не впливають на стан чутливого елемента датчика. При інклінометрії необхідність перетворення вимірювальних величин кутів у електричні сигнали для передачі на поверхню веде до ускладнення датчиків, до функціонального їх поділу для вимірювання окремо зенітного і окремо азимутального кутів та до періодичної їх зупинки в процесі вимірювання, внаслідок чого, природно, збільшуються їх похибки.

Експлуатаційні особливості різних інклінометрів полягають у тому, що деякі з них спускають у свердловину на каротажному кабелі, інші вмонтовані в елементи компоновки бурильної колони, треті бувають кидними, що опускаються в бурильну колону. При бурінні ПСС інклінометри застосовуються також для орієнтування відхилювачів.

Відомі інклінометри, датчики яких у процесі вимірювань не зупиняються. Ці інклінометри використовуються у телесистемах, з яких інформація у сферичних координатах передається під час буріння постійно. У разі необхідності зазначається фактична орієнтація відхилювача.

Електронні магнітні інклінометричні системи вимірюють магнітне поле магнітометрами, а гравітаційне поле — акселерометрами. Звичайно використовується тривісна ортогональна група з датчиками, які вимірюють складові земних магнітного і гравітаційного полів за осями приладу. Вимірювання з допомогою електронних датчиків допускають математичну обробку сигналів з отриманням даних про зенітний і азимутальний кути викривлення свердловин та положення напрямку відхилювача. Такі системи застосовують в автономних вимірювальних приладах та у телеметричних системах вимірювання в процесі буріння.

У табл. 5.19 наведені технічні характеристики інклінометрів, які опускаються в свердловину на каротажному кабелі, а на рис. 5.69 показано схему датчика інклінометра КИТ.

Таблиця 5.19

Технічні характеристики інклінометрів на каротажному кабелі

Тип інклінометра	Зенітний кут		Азимут		Діаметр свердловинного приладу, мм	Максимальна температура, °С	Максимальний тиск, МПа
	діапазон, град	похибка, хв	діапазон, град	похибка, хв			
КИТ	0—50	±30	0—360	±4	60	120	60
КИТА	0—50	±30	0—360	±4	74	120	120
ИМ-1	0—75	±20	0—360	±2	73	180	150
ИН1-721	3—100	±24	0—360	±2	73	120	60
МИ-30	0—50	±30	0—352	±5	30	130	80
МИР-36	0—45	±30	0—360	±4	36	80	20
«Зенит-40У»	2—70	±30	—	—	—	80	15

Примітки: 1. Похибка вимірювання азимута наведена для зенітних кутів понад 3°.

2. Інклінометри ИН1-721 та «Зенит-40У» забезпечують безперервну реєстрацію.

Основні *причини похибок інклінометрії* зумовлені:

методикою обробки даних при дискретних вимірюваннях сферичних координат свердловини, яка ґрунтується на припущенні про вид залежності між точками вимірювань (пряма лінія, дуга тощо);

похибками вимірювання глибини, які залежать від типу використовуваної інклінометричної системи, деформацій бурильної колони та інших факторів;

відхиленням осі приладу від осі свердловини через неспіввісність датчиків відносно корпусу, приладу відносно бурильної колони та бурильної колони відносно стовбура свердловини; магнітними перешкодами, тобто спотворенням геомагнітного поля зовнішніми джерелами, яке залежить від напруженості джерела перешкод, а також сферичних координат свердловини;

типом системи датчиків (елементів конструкції блока, проведення калібрування і контролю якості в процесі використання) та умовами їх застосування (зенітний кут стовбура свердловини, азимут вектора геомагнітного поля, географічне положення).

За даними американської корпорації «Shell» основні джерела систематичних похибок інклінометрії є такими:

для магнітної бусолі — похибки тарування ($\pm 1^\circ$) та внаслідок розташування бусолі всередині немагнітних ОБТ;

для гірокомпаса — похибки тарування можуть досягти $\pm 1^\circ$ і внаслідок неспіввісності карданних шарнірів;

похибки вимірювання довжини кабелю можуть знаходитись у межах 0,16—1,6 м.

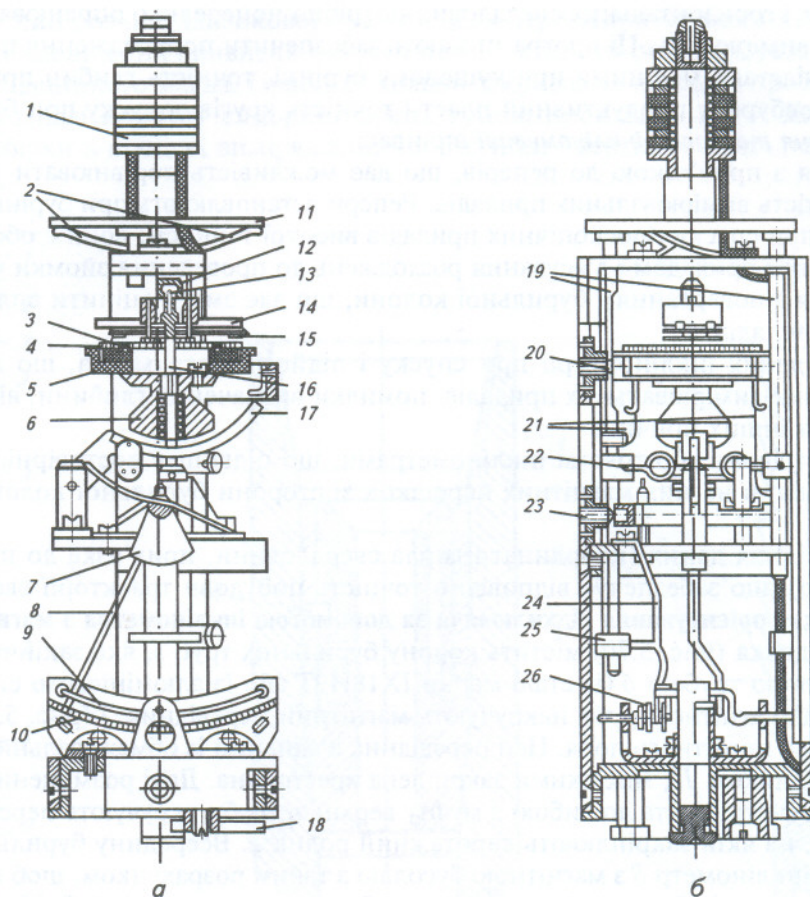


Рис. 5.69. Схема датчика інклінометра КИТ:

а—площина зовнішньої рамки перпендикулярна до площини рисунка; *б*—площина зовнішньої рамки збігається з площиною рисунка;

1—струмоznімальне кільце з калібратором; 2—поворотна пружина; 3—струмоznімальне кільце; 4, 10—реохорд відповідно кільцевий і кутовий; 5—корпус; 6—вантаж; 7—висок; 8—стрілка; 9—дужка; 11—кільце; 12—ковпачок; 13—гостряк; 14—магнітна стрілка; 15—пружинний контакт; 16, 23—осі; 17—важіль; 18—ексцентричний вантаж; 19—штовхачі; 20—півосі; 21—прохідник; 22—поводок; 24—пружина; 25—кулачок; 26—муфта

Планування і контроль якості інклінометрії є важливими передумовами точної оцінки траєкторій похило-скерованих і горизонтальних свердловин у процесі їх поглиблення.

При їх бурінні необхідно проводити постійний контроль за траєкторіями. Для цього потрібно систематично, в міру поглиблення свердловини, вимірювати її сферичні координати і контролювати відповідно проектних значень.

Для забезпечення необхідної точності інклінометрії застосовують різні методи. Так, наприклад, використання електронних систем одержання даних дає змогу контролювати якість інклінометрії шляхом порівняння результатів вимірювань за геомагнітним і гравітаційним полями.

При малих значеннях зенітного кута дуже важко точно виміряти азимут свердловини.

Магнітна і гіроскопічна системи вимірювань дають систематичну різницю азимута, що може бути викликане різними причинами (похибка у поправці на різницю між магнітним і географічним північними полюсами, неточна орієнтація гіроскопа, похибка реперної точки гіроскопа, неточні географічні координати та ін.).

Для кушових і горизонтальних свердловин потрібно попередньо опрацювати програми інклінометричних вимірювань. Ці програми мають забезпечити попередження перетину стовбурів або близьку відстань між ними при кушовому бурінні, точність глибин при входженні горизонтальних стовбурів у продуктивний пласт і точність кругів допуску при бурінні ПСС.

На підвищення точності інклінометрії впливає:

вимірювання з прив'язкою до реперів, що дає можливість порівнювати відновлюваність результатів і точність вимірювальних приладів. Репери встановлюють при бурінні кожної ділянки свердловини при спуску гіроскопічних приладів високої точності; вони є обов'язковими для вимірювань кожним приладом і з'ясування розходжень до проведення зйомки у свердловині;

вимірювання з повертанням бурильної колони, що дає змогу оцінити вплив неспіввісності на похибку приладів;

порівняння даних інклінометрії при спуску і підйомі інструмента, що дає інформацію про характеристики вимірювальних приладів, помилки визначення глибини, внаслідок неспіввісності КНБК та інших причин;

вимірювання двома або трьома інклінометрами, що підвищує достовірність даних та дозволяє оцінити вплив на них магнітних перешкод зі сторони бурильної колони та неспіввісності КНБК;

точність вихідних даних (координати гирла свердловини, прив'язка до півночі, глибини вимірювань тощо), що забезпечує відповідно точність побудови траєкторії свердловини.

Інструмент для орієнтування відхилювача за допомогою інклінометра з магнітною бусоллю і магнітного перевідника (рис. 5.70) містить колону бурильних труб 5, яка закінчується в нижній частині діамантною трубою 6 (із сталі марки IX18H9T або із алюмінієвого сплаву Д16Т). На нижню частину діамантної труби накручують магнітний перевідник 7 (рис. 5.71), у якому закріплюють джерело магнітного поля. Цей перевідник з'єднаний із обмежувальним перехідником 9 і кривим перехідником 10, між якими закріплена хрестовина. Далі розміщений турбобур.

Після спуску інструмента до вибою в муфту верхньої труби вкручують перехідник 4 з обертовою втулкою 3, на якій закріплюють каротажний ролик 2. Всередину бурильних труб на кабелі 1 спускають інклінометр 8 з магнітною бусоллю з таким розрахунком, щоб магнітна стрілка була розташована в полі дії магнітного потоку, тобто навпроти магніту. Для здійснення цього способу орієнтування можна застосовувати інклінометри типу КИТ, КИТА, ИМ-1, ИНИ-721, МИ-30, МИР-36, а також інклінометри ИШ, ИК або ИГ, які ще використовуються і досі.

Конструктивна схема магнітного перевідника показана на рис. 5.71. Він містить власне перевідник 1, стакан 2 і діамантну втулку 5. У стінці втулки знаходиться призматичний магніт 3 розміром 16×16×180 мм. Втулка 5 закріплена фіксатором 4, який запобігає її обертанню.

Азимут стовбура свердловини замірюють інклінометром 8 в діамантній трубі 6, а положення відхилювача 10 фіксують відбиттям точки в магнітному перевіднику 7 (рис. 5.70).

Кут між апсидальною площиною і площиною дії відхилювача можна вимірювати за допомогою **самоорієнтованих приладів**, які спускаються в бурильні труби, за позначками на свинцевій печатці. Ці прилади використовують при зенітних кутах викривлення свердловини понад 5°.

Для проведення вимірювань цими приладами в перехідник відхилювача встановлюють ножі, як показано на рис. 5.72. Зубці ножів мають форму гострокутного трикутника, гострі кінці яких направлені в бік дії відхилювача. Два ножі вставляють чітко паралельно площині викривлення відхиляючого інструмента. Ножі приварюють до двох напівкілець, діаметр яких відповідає діаметру кільцевої виточки в замку, а напівкілець приварюють до замків. У практиці буріння похилих свердловин найбільшого розповсюдження набули прилади Шаньгіна—Кулігіна і Амбарцумова.

Конструктивні розміри *приладу Шаньгіна—Кулігіна* для спуску в бурильні труби діаметрами 114, 127 і 140 мм показані на рис. 5.73. В бурильних трубах діаметром 114 мм корпус приладу потрібно зменшити за діаметром до 40 мм. Прилад має дві основні частини: желонку 1 і стакан 2. На желонці є приєднувальна пробка 3 для з'єднання приладу з тросиком. До сталевого стакана кріпиться корпус 8, на нижньому кінці якого є свинцева печатка 9. В циліндричній порожнині корпусу 8 розташована скляна пробірка 5, в яку при проведенні вимірювань нали-

вають 50-процентний розчин плавикової кислоти. Для отримання чіткішого відбитку від плавикової кислоти і зменшення кривизни меніска поверх кислоти рекомендується доливати невелику кількість машинного масла. Пробірку щільно закривають гумовою пробкою 4. Для фіксації пробірки в гнізді корпусу використовують гумові прокладки 6 і 7. Для контролю за положенням пробірки в процесі вимірювання на її стінки і верхній торець переходника 8 наносять позначки.

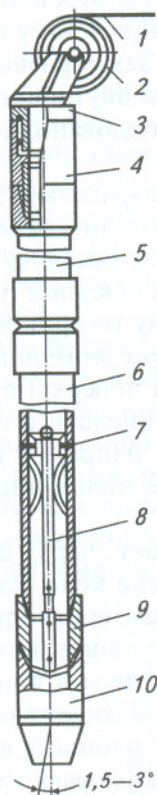


Рис. 5.70. Схема інструмента для орієнтування відхилювача за допомогою інклінометра з магнітною бусоллю та магнітного перевідника

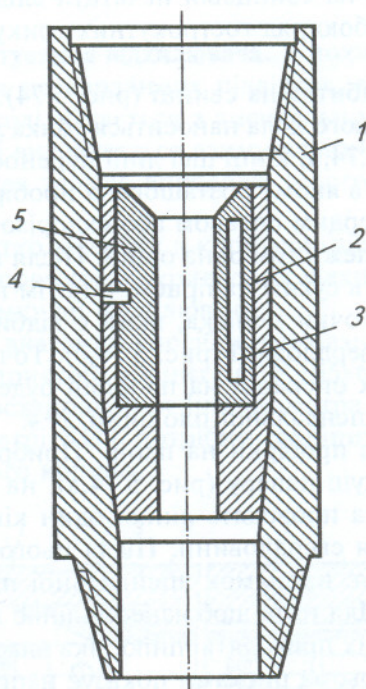


Рис. 5.71. Конструктивна схема магнітного перевідника

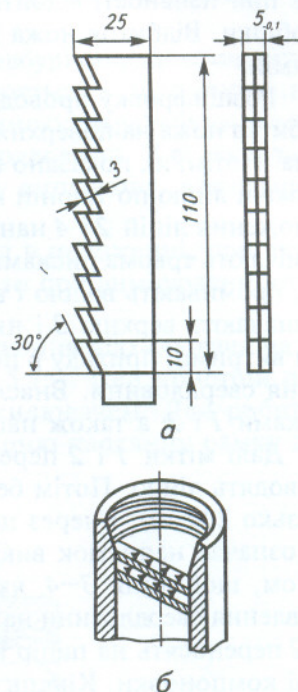


Рис. 5.72. Конструкція ножів (а) і схема їх розташування (б) в переходнику відхилювача або кривому переходнику

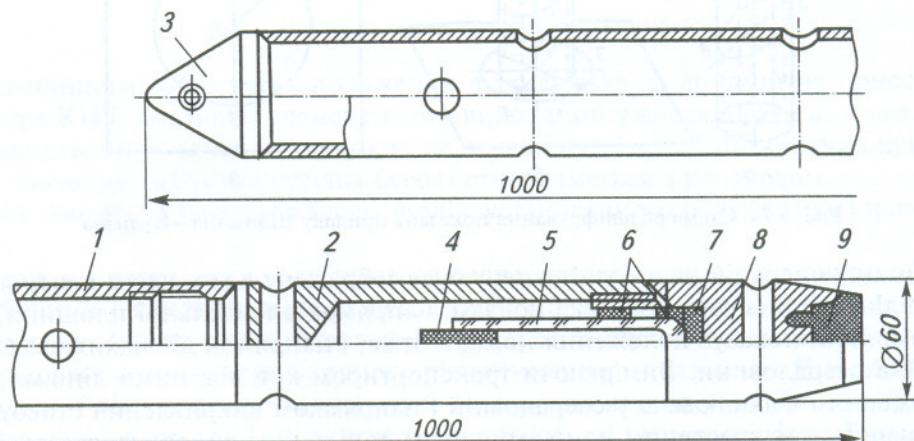


Рис. 5.73. Конструктивна схема приладу Шаньгіна—Кулігіна

Вимірювання проводять в такому порядку. Спускають відхиляючий інструмент у свердловину. В процесі закручування замкові різби дотягують ключем АKB або машинними ключами. Прилад заправляють пробіркою з плавиковою кислотою і опускають у бурильні труби на тросі за допомогою спеціальної лебідки типу ЛПГ-3000. За натягом тросу або за лічильником на лебідці визначають момент контакту приладів з ножами. Прилад на ножах залишають на 10—15 хв для отримання сліду меніска від плавикової кислоти на внутрішній стінці скляної пробірки. Після відповідної витримки прилад піднімають із свердловини, очищують від бурового розчину, виймають скляну пробірку і вивільнюють її від плавикової кислоти. При цьому ведеться контроль за незмінним положенням пробірки відносно корпусу приладу. Замір розшифровують при наявності відбитка ножів на свинцевій печатці і сліду меніска на внутрішній стінці пробірки. Відбиток ножа являє собою ряд гострокутних трикутників, розташованих на одній прямій.

Розшифровку проводять із відбитка на свинці (рис. 5.74). Для цього паралельно до сліду відбитка ножа на поверхню свинцевого кола наноситься тонка лінія, яка проходить через центр кола. Потім, як показано на рис. 5.74,а, кінці цієї лінії переносять на скляну пробірку, накреслюючи лінію по твірній корпусу, в якому розташована пробірка. На стінці скляної пробірки положення ліній 2 і 4 наносять твердим сплавом або склорізом. При цьому гострі кінці зубів відмічають трьома рисками, протилежними одна одній. Після цього пробірку виймають із гнізда, промивають водою і витирають сухим папірцем, а потім на зовнішній поверхні пробірки відзначають верхню 3 і нижню 4 точки меніска, який є відбитком рівня кислоти в пробірці при витримці приладу в похилій свердловині (рис. 5.74,б). Точка 4 показує напрямок викривлення свердловини. Внаслідок цих операцій на пробірці буде зафіксоване положення ножів точками 1 і 2, а також напрямок апсидальної площини 3—4.

Далі мітки 1 і 2 переносять із пробірки на папір. Прибравши пробірку, через ці точки проводять лінію. Потім беруть аркуш паперу (рис. 5.74,в), на який нанесене коло діаметром близько 200 мм, і через центр кола проводять лінію, один кінець якої відмічають стрілкою, що означає напрямок викривлення свердловини. Після цього пробірку розташовують таким чином, щоб лінія 3—4, яка показує напрямок апсидальної площини, збіглася з лінією викривлення свердловини на папері. Для того, щоб нанести лінію напрямку дії відхилювача, точки 1 і 2 переносять на папір і через них проводять лінію, яка власне і означає площину відхилюючої компоновки. Кінець лінії з трьома рисками показує напрямок дії відхилювача, тому що вершина трикутника відбитка ножів суміщена з напрямком викривлення інструмента.

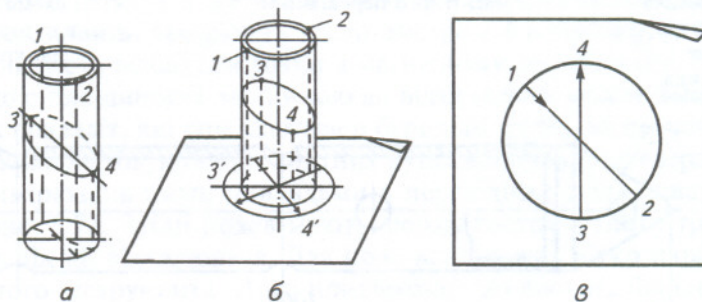


Рис. 5.74. Схема розшифрування показань приладу Шаньгіна—Кулігіна

Внаслідок цих операцій на аркуші паперу буде зображене коло, через центр якого проведені дві лінії: лінія 3—4 із стрілкою, яка показує напрямок апсидальної площини, і лінія 1—2 з трикутником, який показує положення ножа, а отже, і напрямок дії відхилювача, що знаходиться на вибої свердловини. Вимірюючи транспортиром кут між цими лініями, отримують кут між положенням відхилювача у свердловині і напрямком викривлення стовбура.

Замість паперу з накресленим на ньому колом доцільніше використовувати індикаторну картограму, коло якої поділене на 24 ділянки. Кожна ділянка додатково поділена ще на чоти-

ри. Велика ділянка відповідає 15° , а менша — $3,75^\circ$. При встановленні стола ротора в заданому напрямку позначки переносять за допомогою шаблонів. Положення апсидальної площини відносно сторін світу визначають попередніми інклінометричними вимірюваннями.

Прилад Амбарцумова є спрощеним варіантом приладу Шаньгіна—Кулігіна і використовується для визначення кута між напрямком викривлення свердловини і напрямком дії відхилювача. Прилад являє собою сталевий напівциліндр, який ексцентрично підвішений на канаті. Внаслідок цього площина його симетрії завжди збігається з площиною викривлення свердловини. В нижній частині напівциліндра має свинцеву печатку, що дозволяє одержати відбиток ножів.

Використання приладу Амбарцумова аналогічне застосуванню приладу Шаньгіна—Кулігіна.

Пристрій «Зенит» для орієнтування відхилювача. У похилому стовбурі свердловини датчик інклінометра, який обертається на карданних підвісках, встановлюється в положення, при якому розривання реохорда бусолі збігається з апсидальною площиною свердловини в точці вимірювання. При вимірюванні визначається азимутальний кут свердловини. У вертикальній свердловині датчик інклінометра займає впродовж усього процесу випадкове, невизначене положення.

Якщо реохорд бусолі жорстко з'єднати з корпусом відхилювача в положенні, при якому його розрив буде збігатися з напрямком викривлення відхилювача, то при вимірюванні отримаємо азимутальний кут напрямку дії відхилювача.

Для того, щоб реалізувати вказаний спосіб вимірювання положення відхилювача на вибої свердловини, розроблено пристрій «Зенит» (ПУ 195×65) (рис. 5.75). Цей пристрій призначений для орієнтованого встановлення інклінометра над відхилювачем. Для роботи з пристроєм «Зенит» в інклінометрі КИТ потрібно закріпити зовнішню карданну рамку датчика інклінометра відносно його корпусу.

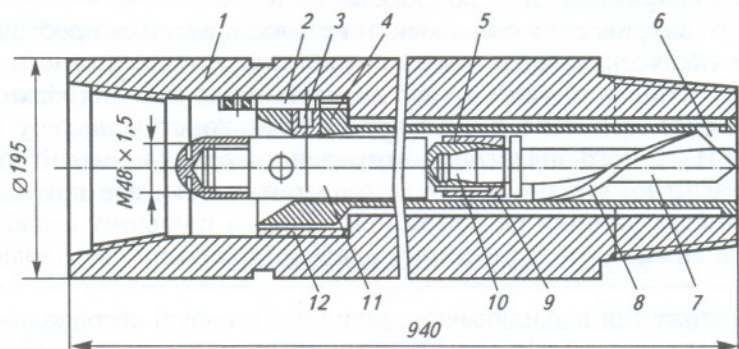


Рис. 5.75. Схема пристрою «Зенит» (ПУ 195×65)

Спосіб вибійного визначення положення відхилювача за допомогою пристрою «Зенит» та інклінометра КИТ, чутливий елемент якого виконаний у вигляді бусолі, може застосовуватися в тих свердловинах, зенітний кут яких не перевищує $3\text{--}5^\circ$. При зенітних кутах, які перевищують це значення, магнітна стрілка бусолі стикатиметься з реохордом.

Пристрій «Зенит» складається з двох вузлів: установочного перехідника і наконечника під інклінометр.

Установочний перехідник розміщується безпосередньо над відхилювачем. Він має корпус 1 з різьбовими з'єднаннями на кінцях і розташовану у ньому втулку 12, яка міститься всередині корпусу. В порожнині корпусу 1 є поворотна втулка 4, яка має один або два магніти 3, розташовані один навпроти одного різнойменними полюсами. У нижній частині поворотної втулки 4 під магнітом 3 є виступ 6. Поворотна втулка 4 на зовнішній поверхні має 36 поздовжніх пазів, а втулка 12 із внутрішнього боку — 4 відповідні пази. Поворотна втулка 4 кріпиться шпонкою 2.

Наконечник під інклінометр складається з хвостовика 7, вузла 9 для орієнтування інклінометра і протектора 11. На зовнішній поверхні хвостовика 7 є дві протилежно спрямовані гвинтові лопатки 8, які у верхній частині утворюють паз (не показаний) для розміщення виступу 6. Вузол 9 для орієнтування інклінометра виконаний у вигляді конусних поверхонь 10 і фіксуючого різьбового з'єднання 5. У верхній частині наконечника є різьба $M48 \times 1,5$ для з'єднання з інклінометром.

Визначення положення відхилювача у вертикальному стовбурі свердловини проводиться таким чином.

При збиранні відхилювача безпосередньо над ним встановлюється корпус 1 пристрою «Зенит». На верхньому торці корпусу 1 відзначається напрямок викривлення відхилювача. В порожнину корпусу 1 вставляється поворотна втулка 4 таким чином, щоб виступ 6 і мітка на корпусі 1 були з одного боку. Паз поворотної втулки 4 потрібно сумістити із ближчим пазом втулки 12. В канал, утворений вищевказаними пазами, вставляється шпонка 2. Якщо використовується інклінометр із магнітним датчиком азимута, то над корпусом 1 розташовують труби з діамантного матеріалу, наприклад, з алюмінію, довжиною не менше 6 м. Після цього відхилювач на бурильних трубах неорієнтовано спускають у свердловину. До нижньої частини інклінометра із закріпленням відносно його корпусу блоком датчиків зенітного кута і азимута приєднується протектор 11 (довжина якого не менше 1 м і діаметр не більше 60 мм) із діамантного матеріалу і хвостовик 7. Різьбове з'єднання 5 вузла 9 для орієнтування інклінометра роз'єднується. Хвостовик 7 встановлюється таким чином, щоб паз хвостовика 7 і мітка на корпусі інклінометра, яка збігається з розривом реохорда бусолі інклінометра, були з одного боку. Після цього різьбове з'єднання 5 закріплюють із моментом, не меншим $50 \text{ Н} \cdot \text{м}$.

Інклінометр спускається у бурильну колону на тросі і розташовується в поворотній втулці 4. При цьому виступ 6 розміщується впазу, утвореному лопатками 8 хвостовика 7. Таким чином, інклінометр буде встановлено в положення, при якому розрив реохорда бусолі інклінометра збігатиметься з напрямком дії відхилювача.

Ділянку початкового викривлення свердловини не завжди вдається пробурити за один рейс. При наступних рейсах положення відхилювача потрібно визначати вже в похилому стовбурі свердловини. При цьому описаний вище спосіб визначення положення відхилювача не може бути використаним. Як було зазначено вище, це пов'язано з конструкцією чутливого елемента азимута інклінометра КИТ (і його аналогів), виготовленого у вигляді магнітної стрілки на осі. Площина обертання магнітної стрілки має бути горизонтальною, але при закріпленому відносно корпусу інклінометра датчика це неможливо. Тому в похилому стовбурі свердловини положення відхилювача визначають відносно апсидальної площини свердловини, азимут якої відомий.

Для визначення положення відхилювача в похилому стовбурі свердловини використовують магнітний перевідник або пристрій «Зенит». Вимірювання проводять таким чином.

Зенітний кут стовбура свердловини у місці розташування пристрою «Зенит» має бути не меншим ніж 4° . Для визначення положення відхилювача може бути використаний інклінометр КИТ, причому відстань від нижнього торця інклінометра до місця розташування бусолі має дорівнювати відстані від магніту 3 до виступу 6.

Корпус 1 пристрою «Зенит» встановлюється і кріпиться безпосередньо над відхилювачем. На верхньому торці корпусу 1 позначається напрямок викривлення відхилювача. В порожнину корпусу 1 вставляється поворотна втулка 4 таким чином, щоб магніт 3 і мітка на корпусі 1 знаходилися з одного боку. Паз поворотної втулки 4 потрібно сумістити з найближчим пазом корпусу 1. У канал, утворений пазами поворотної втулки 4 і втулкою 12, вставляється шпонка 2. Над корпусом 1 встановлюється бурильна труба.

Після цього відхилювач неорієнтовано спускають у свердловину. В порожнину бурильної колони спускають інклінометр. На відміну від способу визначення положення відхилювача у вертикальному стовбурі свердловини для вимірювання використовується стандартний інклінометр із вільно встановленим датчиком зенітного кута і азимута. Інклінометр встановлюється на виступ 6 в поворотній втулці 4. При вимірюванні отримують кут Π (у напрямку руху го-

динникової стрілки) між напрямком викривлення відхилювача і апсидальною площиною стовбура свердловини в точці вимірювання. Кут ПО між апсидальною площиною і напрямком викривлення відхилювача, тобто зворотний до вимірюного, розраховується за формулою

$$ПО = 360 - ПІ. \quad (5.66)$$

Азимут напрямку дії відхилювача визначається як сума значення азимута стовбура свердловини в місці розташування відхилювача і кута ПО між апсидальною площиною і напрямком викривлення відхилювача.

5.4.4. ТЕЛЕМЕТРИЧНІ СИСТЕМИ ДЛЯ ОРІЄНТУВАННЯ ВІДХИЛЯЮЧИХ КОМПОНОВОК

Телеметрична система для орієнтування відхиляючих компоновок дозволяє в процесі буріння ПСС проводити такі операції:

орієнтування відхиляючої компоновки за заданим азимутутом як у вертикальній, так і в похилій свердловині шляхом вимірювання напрямку дії відхилювача відносно апсидальної площини;

визначення кута закручування бурильної колони під дією обертового моменту вибійного двигуна і його урахування при бурінні свердловини з використанням відхиляючого інструменту; проведення інклінометричних вимірювань безпосередньо в процесі буріння свердловини.

У практиці бурових робіт із використанням електробура застосовується телеметрична система для орієнтування відхиляючої компоновки при електробурінні (СТЕ), розроблена ВАТ СКТБЗЕ «Потенціал» (м.Харків), яка випускається серійно. Цю систему використовують також при турбінному бурінні, у зв'язку з чим лінія зв'язку зроблена у вигляді скідного кабелю, оснащеного контактною кабельною муфтою для з'єднання з вибійною апаратурою.

Телеметрична система СТЕ призначена для безперервного вимірювання сферичних координат траєкторії свердловини і положення відхилювача при бурінні електробуром. Глибинні датчики цієї системи розташовують в корпусах з діаметрами 164, 185 та 215 мм.

До комплекту телеметричної системи входять такі вузли: блок глибинний телеметричної системи (БГТС), пристрій глибинний вимірювальний (ПГВ), пульт наземний телеметричної системи (ПНТС), пристрій наземний вимірювальний (ПНВ), фільтр приєднувальний (ФП).

Характеристики глибинних приладів СТЕ наведені в табл. 5.20.

Таблиця 5.20

Характеристики глибинних приладів СТЕ

Параметр	Телесистема		
	СТЕ 164	СТЕ 185	СТЕ 215
Приєднувальна різьба	3-133	3-147	3-171
Розміри, мм:			
діаметр	164	185	215
загальна довжина	10020	10545	9942
довжина без зовнішньої різьби	9520	10045	9512
Маса, кг	900	1100	1300

Схема компонування вузлів СТЕ показана на рис. 5.76. Вона містить свердловинний вимірювальний пристрій, який спускається у свердловину, і наземний приймально-реєструючий пристрій. Герметичний контейнер з глибинною апаратурою розташовують над електробуром. У контейнері розміщують датчики і електронні перетворювачі. Інформація передається по провідному каналу зв'язку на денну поверхню. В приймальному пристрої сигнали, отримані з вибою, перетворюються і поступають на прилади, шкали яких градуюють в значеннях вимірюваних величин.

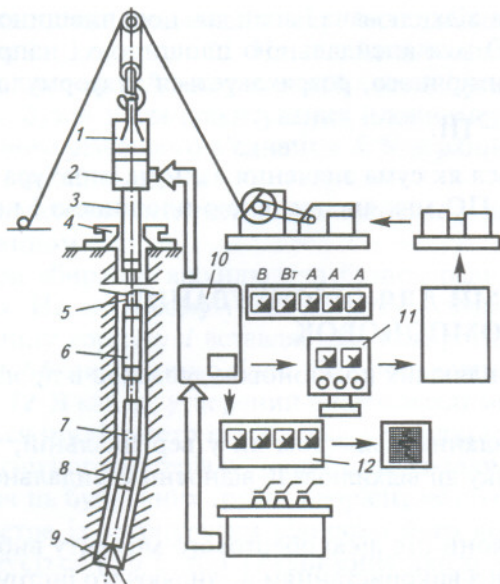


Рис. 5.76. Схема компонентів вузлів СТЕ:

1—вертлюг; 2—струмоприймач; 3—ведуча труба; 4—ротор бурової установки; 5—бурильна колона; 6—вибійна апаратура телеметричної системи; 7—електробур; 8—МВ; 9—долото; 10—станція керування і захисту електробура; 11—пульт керування; 12—приймально-реєструючий пристрій

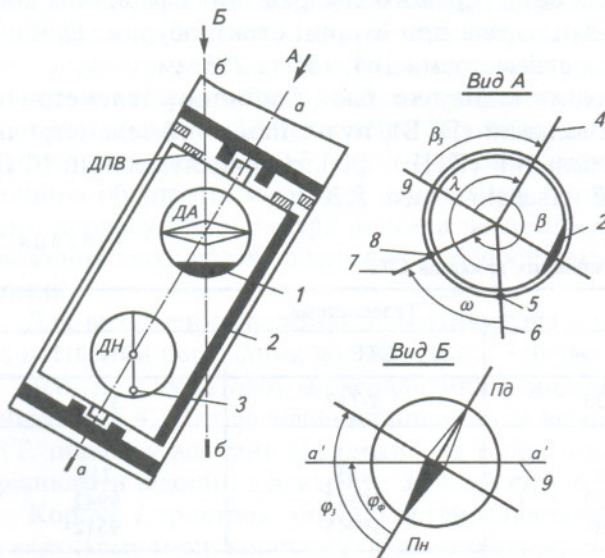


Рис. 5.77. Схема вимірювальної частини СТЕ (СТТ):

1, 3—ексцентрично розташовані вантажі датчиків відповідно азимута і зенітного кута; 2—вантаж рами; 4—заданий напрямок; 5—мітка відхилювача; 6, 7—реперна вісь відповідно до відхилювача та ПГВ; 8—мітка «0» ПГВ; 9—слід апсидальної площини; ϕ_3 —проектний азимут свердловини; ω —кут зміщення, який визначається як кут між міткою «0» ПГВ і напрямком згину відхилювача; λ —кут повороту бурової колони; β —кут встановлення відхилювача; β_3 —заданий кут встановлення відхилювача; ϕ_ϕ —фактичний азимут свердловини

СТЕ розрахована на роботу при гідростатичному тиску до 80 МПа і температурі навколишнього середовища до 100 °С. Межі вимірів параметрів вибійних даних: кут нахилу 0—55° і 55—110°, азимут 0—360°, кут положення відхилювача 0—360°, похибка вимірювань 2,5%.

Напряга живлення свердловинного контейнера 800—1700 В, споживана потужність 200 Вт.

Датчики вимірювання глибинних параметрів свердловини розташовані в контейнері, закріпленому в корпусі за допомогою амортизаційних опор (див. рис. 1.42, а, розділ 1.8.5, том 1). Середня частина корпусу виготовлена з немагнітної труби, кінці якої оснащені перехідниками для приєднання до електробура і до електромагнітного глибинного контактора. Кабельна секція в верхній частині має триконтактний стержень, а у нижній — триконтактну муфту для з'єднання з електробуром.

У контейнері розташовані датчики для вимірювання азимута, кута встановлення відхилювача і зенітного кута (рис. 5.77). Принцип дії датчика азимута (ДА) ґрунтується на використанні магнітного чутливого елемента у вигляді стержня, який встановлюється за напрямком магнітного меридіана. Чутливий елемент зв'язаний з ротором синусно-косинусного обертового трансформатора (СКОТ), який функціонує в режимі фазообертання. Компас ДА має вантаж 1 для приведення приладу в горизонтальний стан.

Принцип роботи датчика нахилу (ДН) ґрунтується на використанні ексцентричного вантажу 3, центр тяжіння якого завжди знаходиться на вертикалі, що проходить через вісь вантажу. З віссю вантажу 3 зв'язаний ротор СКОТ, який перетворює кут обертання у фазу вихідного сигналу, пропорційного до зенітного кута свердловини. Одному магнітному градусу обертання ротора відповідає зміна фази вихідного сигналу на 6°.

Принцип дії датчика положення відхилювача (ДПВ) оснований на обер-

танні рамки з ексцентричним вантажем 2 і закріпленими на ній ДА і ДН. Вантаж 2 стабілізує рамку в апсидальній площині. Статор ДПВ жорстко зв'язаний з електронним блоком і немагнітним корпусом телеметричної системи. Кут обертання рамки за допомогою трансформатора перетворюється на фазу вихідного сигналу. Одному градусу відповідає зміна фази вихідного сигналу на 1° .

П'ятдесятиперіодні сигнали, які передаються ДН, ДПВ і ДА, мають різні фази (від 0 до 360°) і залежно від змін вимірюваного параметра подаються на глибинний передавальний блок. Останній здійснює послідовне опитування в часі глибинних датчиків, формує сумарний широтно-імпульсний модульований сигнал і передає його на струмопідвід електробура.

Прилади для візуального спостереження на ПНТС проградуировані в значеннях вимірюваних величин: шкали приладів азимута і положення відхилювача — від 0 до 360° ; шкали приладу до зенітного кута — від 0 до 60° .

Положення відхилювача відносно нульової мітки на СТЕ визначають при накручуванні глибинного приладу на електробур. Мітка на верхній ділянці переходника відповідає напрямку дії відхилювача.

Телеметрична система для орієнтування відхиляючої компоновки при турбінному бурінні (СТТ), яке здійснюється гідравлічними вибійними двигунами (турбобурами і гвинтовими двигунами). СТТ мають діаметри 172, 190 і 215 мм. Розробляються СТТ також менших діаметрів, що істотно розширює можливості використання цих систем у горизонтальному і багатовибійному бурінні. Зв'язок глибинного обладнання з наземним здійснюється через провідний канал зв'язку скидного типу, що має вигляд стандартного каротажного кабелю, оснащеного контактами. Можливі два варіанти спуску лінії зв'язку: через ущільнення вертлюга з використанням вузла введення кабелю у вертлюг і через спеціальний пристрій для введення кабелю (ПВК) у складі бурильної колони.

Схема загального компонування апаратури СТТ за першим варіантом показана на рис. 5.78.

Глибинний вимірювальний пристрій 9 розташовують безпосередньо над відхилювачем або над патрубком ОБТ, який встановлюється для регулювання інтенсивності зміни просторового положення свердловини. Всередині цього пристрою (рис. 5.77) в герметичному контейнері розташовані датчики для вимірювання азимута, зенітного кута і кута встановлення відхилювача, а також електронні перетворювачі для частотного модулювання отриманих сигналів і передачі їх на поверхню. Інформація передається на поверхню кабельним каналом зв'язку, який скидається через герметизуючий пристрій вертлюга. В ході нарощування інструменту контактний стержень витягують на поверхню і при подальшому бурінні операцію орієнтування інструменту повторюють знову.

Наземне обладнання СТТ містить приймально-реєструючий пристрій, де сигнали дешифрують і реєструють за допомогою записуючої апаратури. Попередньо в глибинному контейнері сигнал інформації посилюється, і через глибинний фільтр високих частот і наземний ФП подається в ПНТС.

Принцип роботи свердловинних датчиків і наземного обладнання в телеметричних системах для турбінного буріння і буріння із застосуванням електробурів однаковий.

Контроль за траєкторією стовбура свердловини проводиться шляхом безперервного вимірювання азимута, зенітного кута і положення відхилювача.

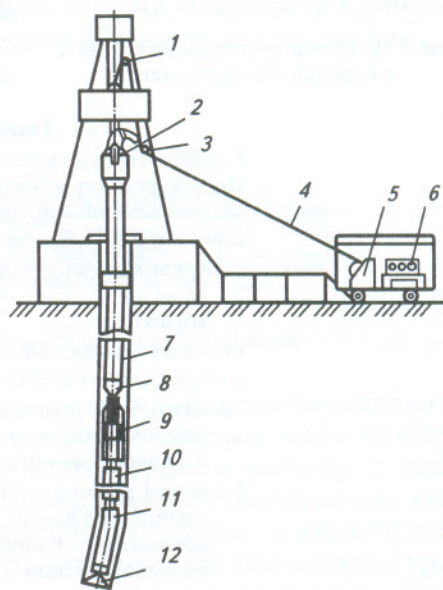


Рис. 5.78. Схема загального компонування апаратури СТТ:

- 1, 3 — направляючі ролики; 2 — герметизуючий пристрій вертлюга; 4 — скидний канал зв'язку;
- 5 — лебідка скидної лінії зв'язку;
- 6 — приймально-реєструючий пристрій;
- 7 — бурильна колона; 8 — кабель; 9 — вибійний герметизований контейнер, в якому розміщені свердловинні вимірювальні прилади; 10 — ОБТ;
- 11 — турбінний відхилювач; 12 — долото

При цьому в процесі буріння ПСС забезпечується вимірювання зенітного кута в межах $0-55^\circ$, а при бурінні горизонтальних свердловин вимірюється кут нахилу до площини горизонту в межах від 55 до 110° .

Для контролю за процесом набирання зенітного кута у вказаному напрямку при бурінні додаткових похилих і горизонтальних стовбурів з експлуатаційних колон малодебітних і недіючих нафтових і газових свердловин у ВНДІБТ розроблені **малогабаритні телеметричні системи з електропровідним каналом зв'язку ЭТО-1 та ЭТО-2**.

Телесистеми призначені для вимірювання кута закручування бурильної колони і контролю за кутом встановлення відхилювача в процесі буріння.

Телесистема ЭТО-2 дозволяє також проводити вимірювання зенітного кута стовбура свердловини в процесі буріння (рис. 5.79).

Телесистема складається з вимірювального зонда 5 і наземного вимірювального пристрою 1. Зонд спускається в свердловину на трижильному геофізичному броньованому кабелі 2 з розніманням 4.

Використання цієї телесистеми передбачає застосування спеціального перехідника 9, призначеного для спуску кабелю 2 усередину бурильної колони, а також перехідника 7 типу «Зенит», який розміщується над відхилювачем 8 і має спеціальний паз, зорієнтований з міткою відхилювача, що служить для фіксації вимірювального зонда 5 за допомогою планки 6.

Телесистема використовується в комплексі із запобіжними перехідниками для кріплення і запобігання пошкодженню зовнішньої частини кабелю при спуску перехідника 9 всередину кондуктора і знімними вантажами 3, які встановлюються над вимірювальним зондом 5. Кількість їх визначається необхідною швидкістю спуску зонда на вибій.

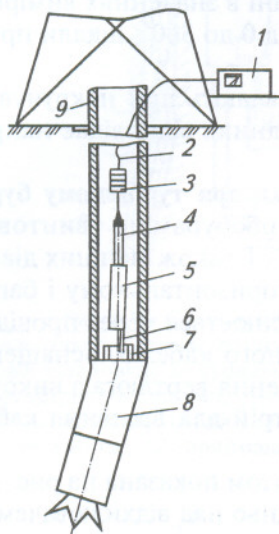


Рис 5.79. Схема розташування ЭТО-2 в бурильному інструменті

Технічна характеристика телесистеми

Глибина спуску (залежно від довжини кабелю), м	0—3000
Початковий кут нахилу свердловини, град	5
Максимальний зенітний кут свердловини, град	180
Діапазон вимірювання зенітного кута, град	5—89
Діапазон кута закручування, кількість обертів:	
вліво	5
вправо	5
Відносна похибка вимірювання кута закручування в межах одного оберту, град	2,0
Температура середовища, °С:	
навколо вибійного зонда	100
навколо наземного блока	50
Габаритні розміри вибійного зонда, мм:	
зовнішній діаметр	36
довжина (без направляючої планки)	500
наземної частини	255×180×90
Маса вибійної частини без вантажів, направляючих планок і кабельного уводу, кг	2,5
Маса наземної частини, кг:	
з батареями	1,5
з джерелами живлення	2,2
Напруга електроживлення, В:	
від батареї	36
від мережі	220+10
Споживана потужність, кВт	0,1

Телеметрична система «Паркус», створена в Київському Національному університеті ім. Т.Г. Шевченка (В.О. Андрущенко, В.Н. Курганський), призначена для контролю та оптимізації траєкторії і швидкості буріння свердловин, документування інформації при бурінні похило-скерованих та горизонтальних свердловин. Телеметрична інформація дозволяє контролювати траєкторію свердловини в реальному масштабі часу.

На рис. 5.80 показана схема функціонування системи «Паркус».

При бурінні система «Паркус» дозволяє вимірювати:

зенітний кут від 0 до 180° з точністю $\pm 0,1^\circ$;

азимутальний кут в межах від 0 до 360° з точністю $\pm 0,5^\circ$;

кут встановлення відхилювача від 0 до 360° з точністю $\pm 1^\circ$.

Крім того, система дозволяє фіксувати:

рівень вібрації в межах від 0 до 50 Гц;

осьове навантаження на долото від 0 до 250 кН;

крутний момент на долоті від 0 до 10 кН·м з точністю $\pm 0,5$ кН·м;

електричний опір порід в межах від 0,2 до 100 Ом·м;

гамма-фон в межах від 2 до 50 мкР/год;

температуру середовища в межах від 10 до 90 °С.

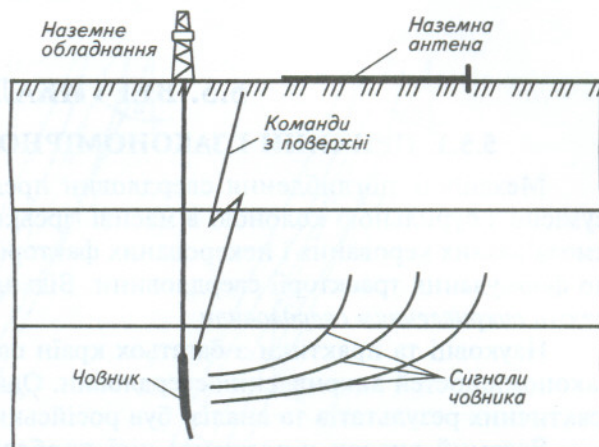


Рис. 5.80. Схема функціонування системи «Паркус»

Система розрахована на роботу при тиску до 60 МПа. Звичайна штирова антена без ретранслятора забезпечує дальність зв'язку до глибини 2,5–3 км; з ретранслятором або з використанням спеціальної антени — до глибини 4–4,5 км. На рис. 5.81 показано загальну схему телеметричної системи «Паркус» та її компонентні вузли.

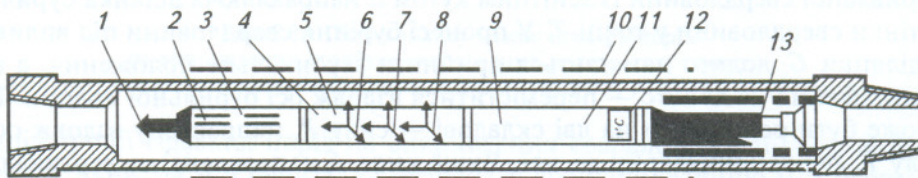


Рис. 5.81. Загальна схема телеметричної системи «Паркус» та її компонентні вузли

До складу телеметричної системи «Паркус» входять: захоплювач для підняття човника або кабельний кінцевик, якщо потрібно використовувати одножильну кабельну лінію зв'язку 1; турбогенератор для підзарядки акумуляторів 2; датчик витрати бурового розчину 3; гамма-датчик 4; центральний мікропроцесор із внутрішньою енергонезалежною пам'яттю для збереження параметрів, заданих із поверхні 5; трьохосьові ферозондові датчики 6 азимутального кута; трьохосьові гравітаційні датчики 7 зенітного кута і кута встановлення відхилювача; трьохосьові датчики 8 вібрації компоновки; акумулятори 9; електроди 10 антен, ефективного опору та потенціалу самочинної поляризації; приймач-передавач 11; датчик температури 12; тензомодуль осьового навантаження на долото і крутного моменту, який створюється двигуном 13.