

2.4. ВИБІЙНІ ДВИГУНИ

Для буріння нафтових і газових свердловин застосовують гідравлічні і електричні вибійні двигуни.

Гідравлічні вибійні двигуни перетворюють енергію потоку промивальної рідини на механічну енергію обертання вала. В залежності від складової гідравлічної енергії, яка переважно використовується у двигунах, розрізняють *гідравлічні турбіни* (використовується кінетична енергія потоку) і *об'ємні гідравлічні двигуни* (використовується енергія тиску).

У практиці буріння нафтових і газових свердловин найбільш поширені турбобури (гідравлічні турбіни), гвинтові (об'ємні) двигуни та турбогвинтові двигуни.

Електричні вибійні двигуни (електробоури) перетворюють електричну енергію на механічну на вихідному валі двигуна.

2.4.1. ТУРБОБУРИ

Турбобур — це багатоступінчаста гідравлічна турбіна, до вала якої безпосередньо або через редуктор під'єднується бурове долото. Турбобур складається з осьової багатоступінчастої турбіни, вала, корпусу, радіальних і осьової опор, редуктора та інших деталей і вузлів.

Ступінь турбіни складається з ротора і статора (рис. 2.89). Основні геометричні параметри турбіни:

D_1, D_2 — діаметри проточної частини статора і ротора;

D_r — діаметр турбобура;

$d = \sqrt{(D_1^2 + D_2^2)/2}$ — середній діаметр турбіни, який поділяє проточну частину на дві рівні площі;

S_1 — осьова висота лопаток ротора і статора;

S — висота ступені турбіни;

$l = (D_1 - D_2)/2$ — радіальна довжина лопаток статора і ротора;

z — кількість лопаток в турбіні;

δ_r, δ_s — радіальні зазори відповідно ротора і статора;

$t = \pi d/z$ — крок лопаток.

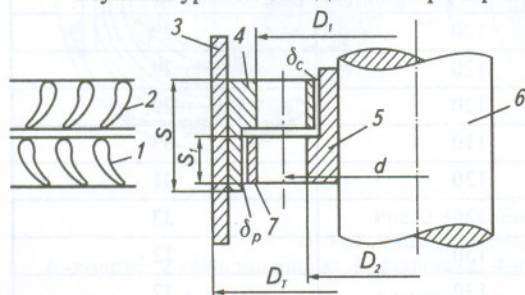


Рис. 2.89. Схема ступеня турбіни турбобура:

1, 2 — профілі лопаток ротора і статора;
3 — корпус; 4 — статор; 5 — ротор; 6 — вал; 7 — обод лопаток ротора.

Ступінь турбін позначають шифром, наприклад 30/16,5—240, де $z = 30$; $S_1 = 16,5$ мм; $D_r = 240$ мм. Наявність у шифрі букв ТЛ свідчить, що турбіни виготовлені методом точного лиття. В табл. 2.117 наведені конструктивні параметри деяких типів турбін турбобурів.

Таблиця 2.117

Конструктивні параметри турбін турбобурів

Тип турбіни	Середній діаметр d , мм	Радіальна довжина лопатки l , мм	Осьова висота ступені S , мм
30/16,5-240	160,0	22,0	46
22/22,5-215	147,0	19,0	56
21/20,5-195	130,5	15,5	56
28/16-172	117,0	14,0	46
25/12-127	88,3	11,8	40
28/135-104,5	62,5	10,1	40

Характеристика турбобура. Робота турбіни характеризується частотою обертання вала (n), обертовим моментом на валі (M), потужністю (N), перепадом тиску (Δp) і коефіцієнтом корисної дії (η). Залежність параметрів роботи турбіни від частоти обертання вала при постійній об'ємній витраті рідини Q визначає характеристику турбіни (рис. 2.90).

За теоретичними оцінками і стендовими випробуваннями залежність моменту від частоти обертання прямолінійна

$$M = M_r (1 - n/n_x), \quad (2.4)$$

де M_r — гальмівний момент;

n_x — частота обертання вала турбіни на холостому ході.

Потужність турбіни в залежності від частоти обертання (рис. 2.90) описується рівнянням квадратичної параболи

$$N = M\omega,$$

де ω — кутова швидкість обертання ротора.

Коефіцієнт корисної дії турбіни визначається як відношення потужності турбіни до повної гідравлічної потужності потоку

$$\eta = \frac{N}{\Delta p Q}. \quad (2.5)$$

Різниця $\Delta N = \Delta p Q - N$ відповідає втратам потужності в турбіні, які поділяють на гідравлічні, об'ємні і механічні.

Для турбін з характеристикою $\Delta p(n) = \text{idem}$ при $Q = \text{idem}$ максимуми N та η досягаються при однакових значеннях n . В загальному випадку в залежності від форм лопаток турбін характеристика Δp може дещо різнитися з n , що призводить до незбігання максимумів N та η .

Для високоциркулятивних турбін при $Q = \text{idem}$ перепад тиску зменшується з підвищенням моменту (рис. 2.91, а). Такі турбобури називають турбобурами з похилою лінією тиску. При регулюванні Q з умови $\Delta p(n) = \text{idem}$ можна одержати більш круту характеристику моменту при зменшених частотах обертання (рис. 2.91, б).

Режим, при якому потужність N досягає максимального значення, називають *екстремальним*, а такий, при якому коефіцієнт корисної дії максимальний, — *оптимальним режимом*. Режим роботи турбіни при $M \rightarrow 0$ та $n \rightarrow n_x$ називають *режимом холостого ходу*, а при $M \rightarrow M_r$ та $n \rightarrow 0$ — *гальмівним режимом*.

П.П. Шумілов одержав формули для перерахунку характеристик турбін в залежності від об'ємної витрати Q та густини ρ рідини:

$$\begin{aligned} n &= A_n Q; \\ \Delta p &= A_p \rho Q^2; \\ M &= A_M \rho Q^2; \\ N &= A_N \rho Q^3, \end{aligned} \quad (2.6)$$

де A_n, A_p, A_M, A_N — відповідно постійні турбін.

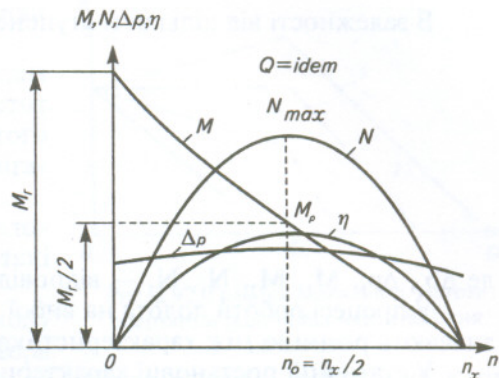


Рис. 2.90. Характеристика турбіни

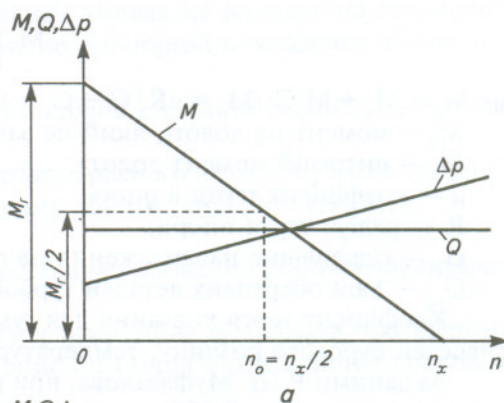


Рис. 2.91. Характеристика турбін з похилою лінією тиску:
а — при постійній витраті рідини;
б — при зменшенні витрати рідини

В залежності від кількості ступеней турбін k використовують такі формули перерахунку:

$$\begin{aligned}\frac{\Delta p_1}{\Delta p_2} &= \frac{k_1}{k_2}; \\ \frac{M_1}{M_2} &= \frac{k_1}{k_2}; \\ \frac{N_1}{N_2} &= \frac{k_1}{k_2},\end{aligned}\quad (2.7)$$

де $\Delta p_1, \Delta p_2, M_1, M_2, N_1, N_2$ — відповідно параметри для турбін з числом ступеней k_1 і k_2 .

У процесі роботи долота на вибої втрати потужності на тертя в осьовій опорі турбобура визначають різницю між характеристиками турбіни і турбобура.

У статичній постановці характеристика турбобура будується з використанням рівняння балансу моментів на турбіні M , долоті M_d і в осьовій опорі M_n турбобура:

$$M_r \left(1 - \frac{n}{n_x} \right) = M_d + M_n, \quad (2.8)$$

де $M_d = M_o + M_y G$; $M_n = \mu R |G - G_r - G_{од}|$;

M_o — момент на долоті, який не залежить від осьового навантаження G ;

M_y — питомий момент долота;

μ — коефіцієнт тертя в опорі;

R — радіус тертя опорі;

G_r — гідравлічне навантаження на опору;

$G_{од}$ — вага обертових деталей турбобура.

Коефіцієнт тертя ковзання для гумометалевих опор турбобура залежить від їх стану, властивостей бурового розчину, температури та інших факторів.

За даними Р.Ш. Муфазалова, при роботі турбобурів на воді коефіцієнт тертя в гумометалевій опорі становить 0,077, а в кульовій опорі кочення — 0,015. Експерименти показали, що зміна частоти обертання турбобурів ЗТСШ-195 і А7Ш в межах 800—1490 об/хв та осьового навантаження на опору в межах 80—200 кН практично не впливає на коефіцієнт тертя.

Досліди В.Г. Ясова показали, що при роботі турбобура на воді і глинистому розчині густиною 1200—1230 кг/м³ статичний коефіцієнт тертя ковзання в гумометалевій опорі складає 0,2—0,4.

Для гумометалевих опор ковзання радіус тертя визначається за формулою

$$R = \frac{2 R_3^3 - R_b^3}{3 R_3^2 - R_b^2},$$

де R_3, R_b — зовнішній і внутрішній радіуси гумової обкладки підп'ятника.

Для підшипників кочення радіус тертя приймається звичайно рівним радіусу бігових доріжок обойм.

Гідравлічне навантаження на опору для турбобурів з однією осьовою опорою визначається як

$$G_r = \frac{\pi d^2}{4} \Delta p,$$

де d — середній діаметр турбіни.

Із рівняння (2.8) виходить важлива у практичному відношенні залежність для визначення частоти обертання долота:

$$n = n_x \left(1 - \frac{\mu R |G - G_r - G_{од}| + M_y G}{M_r} \right). \quad (2.9)$$

На рис. 2.92 показані графіки залежності частоти обертання турбобура від осьового навантаження на долото при різних питомих моментах на долоті. Лінія 1 характерна для долота з низьким питомим моментом, а 2—4 — для доліт із зростаючою питомою моментоемністю. Точка злама на характеристиці відповідає умові розвантаження п'яти, тобто

$$G = G_r + G_{од}.$$

Лінія 4 характерна при умовах буріння долотом, коли турбобур гальмується без розвантаження п'яти.

Область стійкої роботи турбобурів відповідає частотам обертання $n \geq (0,4 \dots 0,5)n_x$. Для зменшення робочих частот обертання турбобура необхідно зменшити частоту холостого ходу та забезпечити резерв моменту двигуна, який запобігатиме його зупинці при роботі на вибої.

В.Г. Ясов, аналізуючи вплив конструктивних і технологічних факторів на характеристику турбобурів, зробив такі висновки щодо її регулювання:

гальмівний момент і частота обертання холостого ходу у рівній мірі визначаються вихідними кутами лопаток ротора і статора. Таким чином, спроба підвищити гальмівний момент за рахунок зменшення кутів лопаток призводить до пропорційного підвищення частоти обертання холостого ходу;

збільшення розрахункового діаметра при інших рівних умовах не впливає на гальмівний момент, але зменшує частоту холостого обертання обернено пропорційно квадрату збільшення діаметра;

поєднання на одному валі турбін різної серії або послідовне з'єднання різних гідравлічних двигунів;

використання гальмівного гідравлічного пристрою, розташованого на одному валі з турбіною;

зміна витрати рідини в турбіні в залежності від режиму роботи (див. рис. 2.91,б);

застосування механічних редукторів.

Перспективним є використання комбінованих способів регулювання робочої характеристики турбобурів.

Конструктивні особливості. В бурінні застосовуються різні типи турбобурів, які відрізняються призначенням та конструкцією. Нижче наведені опис і технічна характеристика основних типів турбобурів, розроблених ВНДІБТ.

Турбобури односекційні безшпиндельні типу Т12 (рис. 2.93, табл. 2.118) випускаються із зовнішніми діаметрами 172, 195 і 240 мм та використовуються для буріння вертикальних і похило-скерованих свердловин долотами різних типів і серій діаметрами 190,5—393,7 мм, а також для комплектації роторно-турбінних бурів діаметрами 394—640 мм.

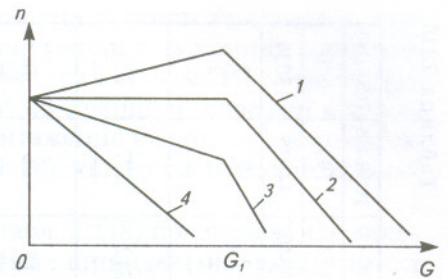


Рис. 2.92. Графіки залежності частоти обертання долота від навантаження на долото

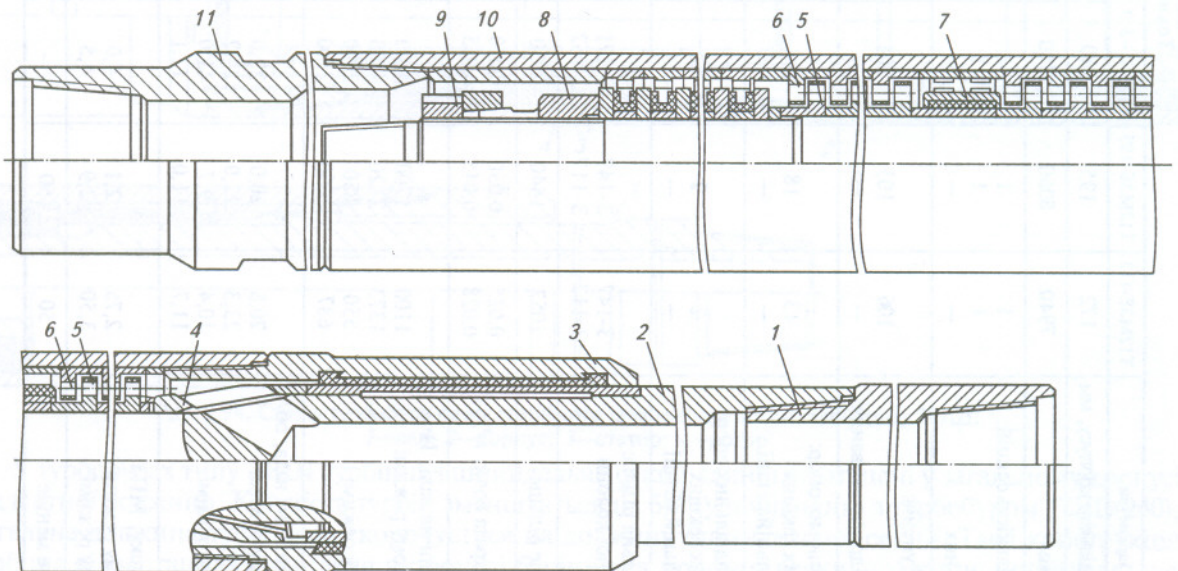


Рис. 2.93. Схема турбобура Т12МЗБ-240:

1—перехідник вала; 2—вал; 3—ніпель; 4—упор; 5—ротор; 6—статор; 7—середня опора; 8—роторна гайка; 9—контргайка; 10—корпус; 11—перехідник

Технічні характеристики турбобурів

Параметри	T12M3E-172	T12M3B-195	T12M3B-240	T12PT-240	ТВШ-240	ТНК-240	ТУ240К	2ТУ240К	TC4A-104,5	TC4A-127	TC5E-172	TC5B-195	TC5B-240
Зовнішній діаметр корпусу, мм	172	195	240	240	240	240	240	240	104,5	127	172	195	240
Довжина, мм	7940	8060	8180	8210	8210	8500	8400	15800	12775	13635	15340	14035	15030
Загальна кількість секцій: турбінних шпиндельних	1	1	1	1	2	2	1	2	3	3	2	2	2
	1	1	1	1	1	1	1	2	3	3	2	2	2
	—	—	—	—	1	1	—	—	—	—	—	—	—
Кількість ступенів: турбін решіток гідрогальмування	106	105	104	104	89	100	107	243	212	240	212	177	210
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Кількість осевих опор: в турбінних секціях в шпиндельній секції	13	18	18	12	12	12	—	—	20	15	18	25	18
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Кількість радіальних опор: в турбінних секціях в шпиндельній секції	2	2	2	2	3	—	—	—	3/1/3	3/1/3	4/2	3/2	3/2
	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Приєднувальна різьба: до бурильної колони до долота	3-147	3-147	3-171	3-189	3-189	3-189	3-171	3-171	3-76	3-101	3-121	3-147	3-171
	3-117	3-117	3-152	3-171	3-171	3-171	3-152	3-152	3-76	3-88	3-121	3-121	3-147
Маса, кг, не більше	1057	1440	2030	2017	2017	2200	2470	—	630	1090	2150	2425	3730
Об'ємна витрата води, м³/с	0,025	0,030	0,050	0,050	0,050	0,044	0,045	0,035	0,008	0,012	0,020	0,025	0,038
	0,028	0,045	0,055	0,055	—	—	0,033	0,045	0,009	0,013	0,022	0,028	0,040
Момент сили на валі, Н·м: в гальмівному режимі	1100	1700	4000	4000	3280	4240	3360	4530	300	700	1420	2000	4600
	1373	2120	4800	5000	—	—	5020	7500	400	800	1680	2600	5200
	550	850	2000	2000	1650	2120	1680	2270	150	350	710	1000	2300
	687	1060	2100	2550	—	—	2510	3750	200	400	840	1300	2600
Частота обертання вала, об/с: в холостому режимі	20,8	20,0	22,0	22,0	22,2	17,8	18,8	14,6	29,0	21,7	16,6	18,3	16,6
	23,3	22,0	24,2	25,5	—	—	23,0	18,8	32,7	26,1	18,3	20,5	17,5
	10,4	9,7	11,0	11,0	11,1	6,2	9,4	7,3	14,5	12,3	8,3	9,2	8,3
	11,7	11,0	12,1	12,7	—	—	11,5	9,4	16,3	13,3	9,2	10,3	16,3
Перепад тиску, МПа: в холостому режимі	2,75	2,1	4,0	3,8	—	—	4,1	4,8	4,5	5,0	3,5	4,0	4,5
	3,50	2,9	4,5	5,4	3,5	4,1	6,1	7,9	5,5	6,0	4,4	5,0	5,0
ККД, %, не менше	50	50	—	69	69	—	63	—	—	—	—	—	—

Турбобури Т12МЗЕ-172, Т12МЗБ-195 і Т12МЗБ-240 відрізняються типом та кількістю ступенів турбін. Турбобур Т12РТ-240 призначений для комплектації роторно-турбінних і реактивно-турбінних бурів (РТБ) для буріння свердловин діаметром 640 мм і більше. Його конструктивна відмінність від базового Т12МЗБ-240 полягає у наявності на зовнішній поверхні корпусу напресованого упорного кільця для передавання осьового навантаження на долото з допомогою вантажів-обважнювачів агрегату РТБ та меншою (12 замість 18) кількістю ступенів осьової гумометалевої опори.

Турбобури односекційні безшпиндельні уніфіковані ТУ-240К (табл. 2.118) призначені для використання як нижньої секції при комплектації дво- і трисекційних шпиндельних уніфікованих турбобурів 2ТУ-240К і 3ТУ-240К та уніфікованих модульних турбогвинтових двигунів 2ТУ-240КД (див. розділ 2.4.3).

Уніфікований турбобур містить турбінний і опорний вали із стандартними діаметрами, з'єднані між собою з допомогою муфт ексцентрикового або конусно-гвинтового типів, які забезпечують високу надійність передавання моменту, легкість збирання та розбирання турбобура.

У турбобурі ТУ-240К використовується турбіна зменшеної висоти, яка в існуючих стандартних габаритах забезпечує підвищення моменту на 25% з одиниці довжини вала. Турбіни зменшеної висоти виготовляють методом точного лиття.

На валі турбобура встановлюється гумометалева опора ковзання зі зміцненими дисками п'яти або опора кочення зі зміцненими обоймами. Порожнина опори захищена дросельним пристроєм з автоматично регульованим зазором в контактні робочі поверхні тертя, зміцнених наплавленням твердого сплаву. Це сприяє зменшенню протікання бурового розчину на вихідному валі та запобіганню зашламування опорного вузла турбобура, особливо при використанні гідромоніторних доліт.

У турбобурі передбачена уніфікація турбінних секцій (з можливістю їх заміни безпосередньо на свердловині).

Турбобури односекційні із вставним шпинделем типу ТВШ (рис. 2.94, табл. 2.118) призначені для комплектації роторно-турбінних і реактивно-турбінних бурів діаметрами 394 мм і більше. Турбобури ТВШ можуть використовуватися самостійно і як нижня секція довільного серійного секційного турбобура відповідного розміру.

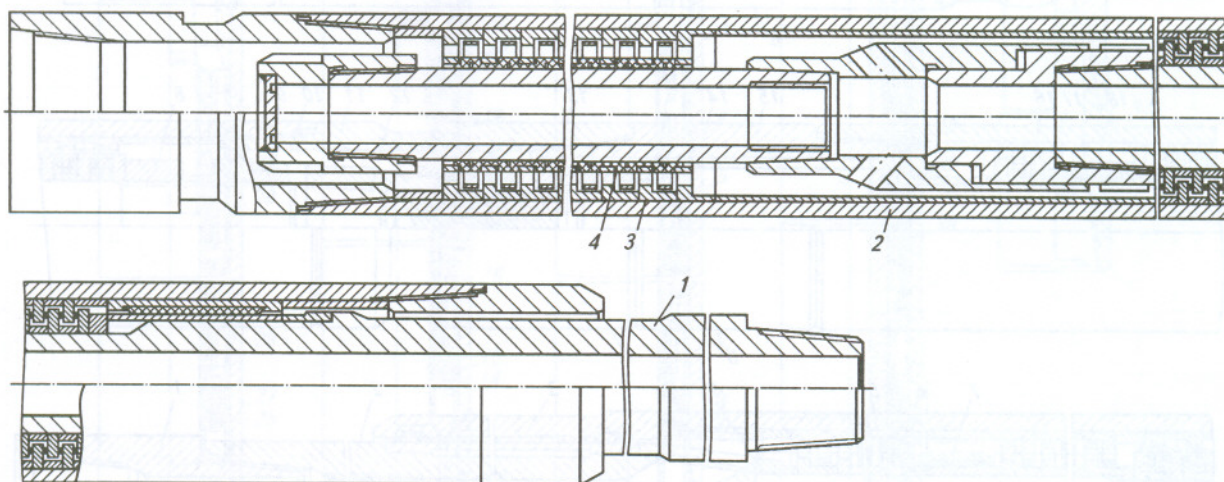


Рис. 2.94. Схема турбобура односекційного із вставним шпинделем типу ТВШ:
1—вал; 2—корпус; 3—статор; 4—ротор

У турбобурах типу ТВШ турбінна і шпиндельна секції єдині і розміщені у загальному корпусі стандартної довжини. Кількість турбін зменшується на 6% (у порівнянні з турбобуром ТСШ-240), а загальна довжина турбобура скорочується на довжину шпиндельної секції. Така конструкція запобігає відвертанню шпинделя в процесі буріння та поломці верхнього кінця шпинделя, що зустрічається в серійних секційних шпиндельних турбобурах. З'єднання валів турбінної і шпиндельної секцій виконане з допомогою рознімної муфти ексцентрикового типу. Така муфта більш технологічна у виготовленні в порівнянні з конусно-шліцьовою муфтою та зручніша в експлуатації.

Турбобури типу *ТНК* з незалежним кріпленням ротора (табл. 2.118) призначені для комплектації роторно-турбінних і реактивно-турбінних бурів діаметрами 640 мм і більше, а також для буріння вертикальних і похило-скерованих свердловин долотами різних типів і серій діаметрами 215,9 мм і більше.

Турбобури *ТНК-240* і *ТНК-195* мають пустотілі вали з прохідним діаметром відповідно 90 і 62 мм. Це дозволяє проводити геофізичні вимірювання всередині турбобура, а також в аварійних випадках опускати торпеду безпосередньо до долота. На верхньому кінці вала є діафрагма, яка руйнується при необхідності проведення таких робіт.

Турбобури *ТНК*, призначені для агрегатів РТБ, мають на зовнішній поверхні корпусу опорне кільце для передачі осьового навантаження на долото з допомогою вантажів-обважнювачів. Турбобур *ТНК* може також використовуватися як самостійний односекційний турбобур та як нижня секція серійного секційного турбобура відповідних габаритів.

Конструктивна особливість турбобурів *ТНК* полягає у заміні осьового торцевого стиснення всього пакета роторів на валі з допомогою роторної гайки на незалежне кріплення кожного ротора турбіни з допомогою ексцентричного кріплення. Це дозволяє зменшити осьовий зазор турбобура до 10 мм і збільшити кількість ступенів турбіни в секції, а також збільшити міжремонтний період роботи турбобура за рахунок полегшення умов роботи осьової опори.

Турбобури секційні безшпиндельні типу *ТС* (рис. 2.95, табл. 2.118) призначені для буріння глибоких вертикальних і похило-скерованих свердловин при температурах не вище 120°C. Турбобури *ТС4А*, *ТС5Е* і *ТС5Б* випускаються діаметрами 104,5—240 мм в одно-, дво- або трисекційному виконанні.

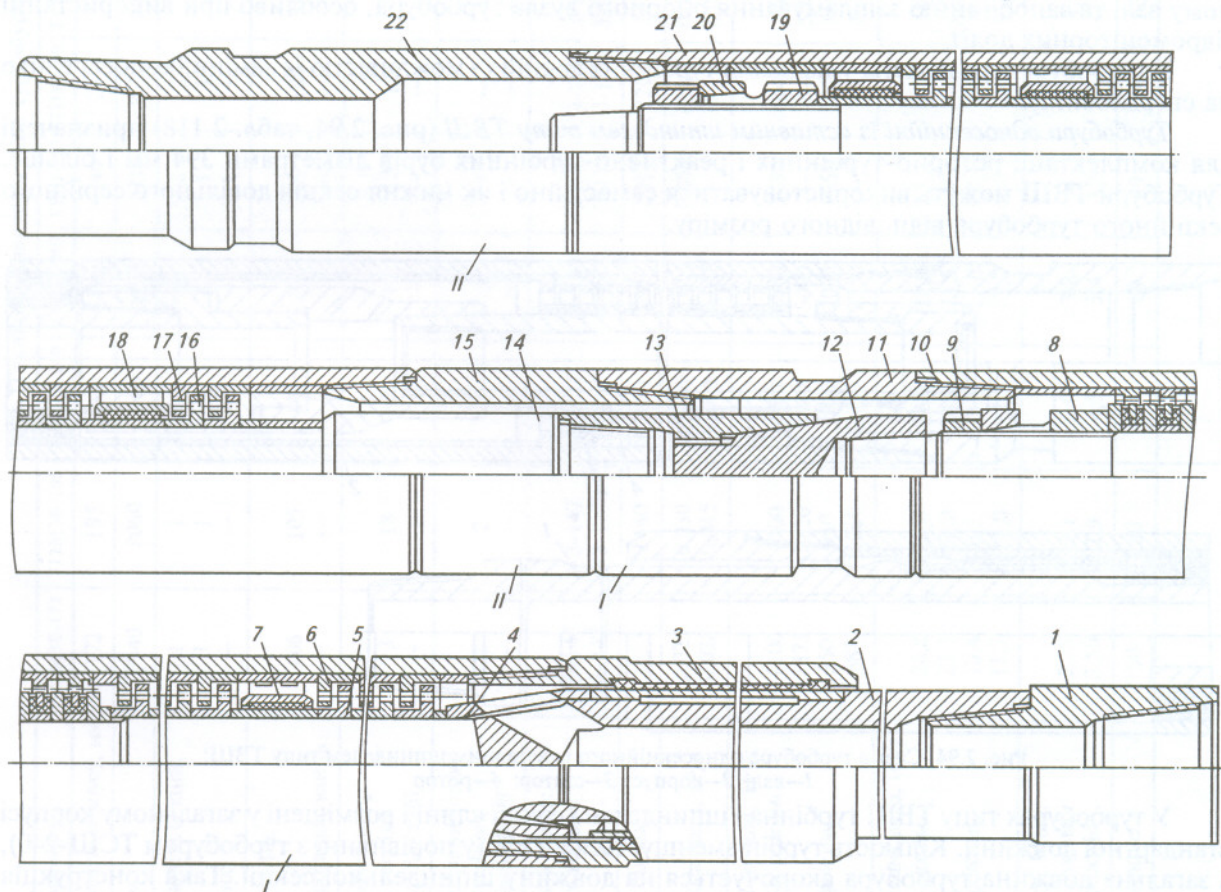


Рис. 2.95. Схема турбобура *ТС5Б-240*:

I—нижня секція; *II*—верхня секція;

1—перехідник вала; 2—вал; 3—ніпель; 4—упор; 5, 16—ротор; 6, 17—статор; 7, 18—середня опора; 8, 19—роторна гайка; 9—контргайка; 10, 21—корпус; 11—перехідник; 12—нижня півмуфта; 13—верхня півмуфта; 14—вал верхньої секції; 15—з'єднувальний перехідник; 20—ковпак; 22—перехідник корпусу

Секційні турбобури типу ТС доставляються на свердловину у вигляді окремих секцій і збираються в процесі спуску. Корпуси секцій з'єднуються між собою замковими різьбами, а їхні вали — з допомогою конусно-шліцьових (або конусно-фрикційних) півмуфт, закріплених на валі різьбою або гладким конусом (конусністю 1:10).

Конструктивно нижня секція виконана таким чином, що дозволяє використовувати її як односекційний турбобур. Верхня і середня секції цього турбобура відрізняються від нижньої конструкцією вала та відсутністю осьової опори, яка сприймає гідравлічне навантаження і вагу деталей, що обертаються.

Положення роторів відносно статорів у верхній і середній секціях фіксується з допомогою регулювальних кілець турбіни, які встановлюються між з'єднувальним перехідником і турбіною та мають різні висоти.

Система статорів у корпусах верхньої і середньої секцій закріплюється відповідно з допомогою верхнього перехідника корпусу, який з'єднує турбобур із бурильною колоною, та з'єднувального перехідника цих секцій із встановленням регулювального кільця різьби певної висоти шляхом їх підбору.

Турбобури секційні шпindelні типу ТСШ (рис. 2.96, табл. 2.119) призначені для буріння глибоких вертикальних і похило-скерованих свердловин при температурах до 120°C. Турбобури ТСШ випускаються діаметрами 127—240 мм в одно-, дво- і трисекційному виконанні.

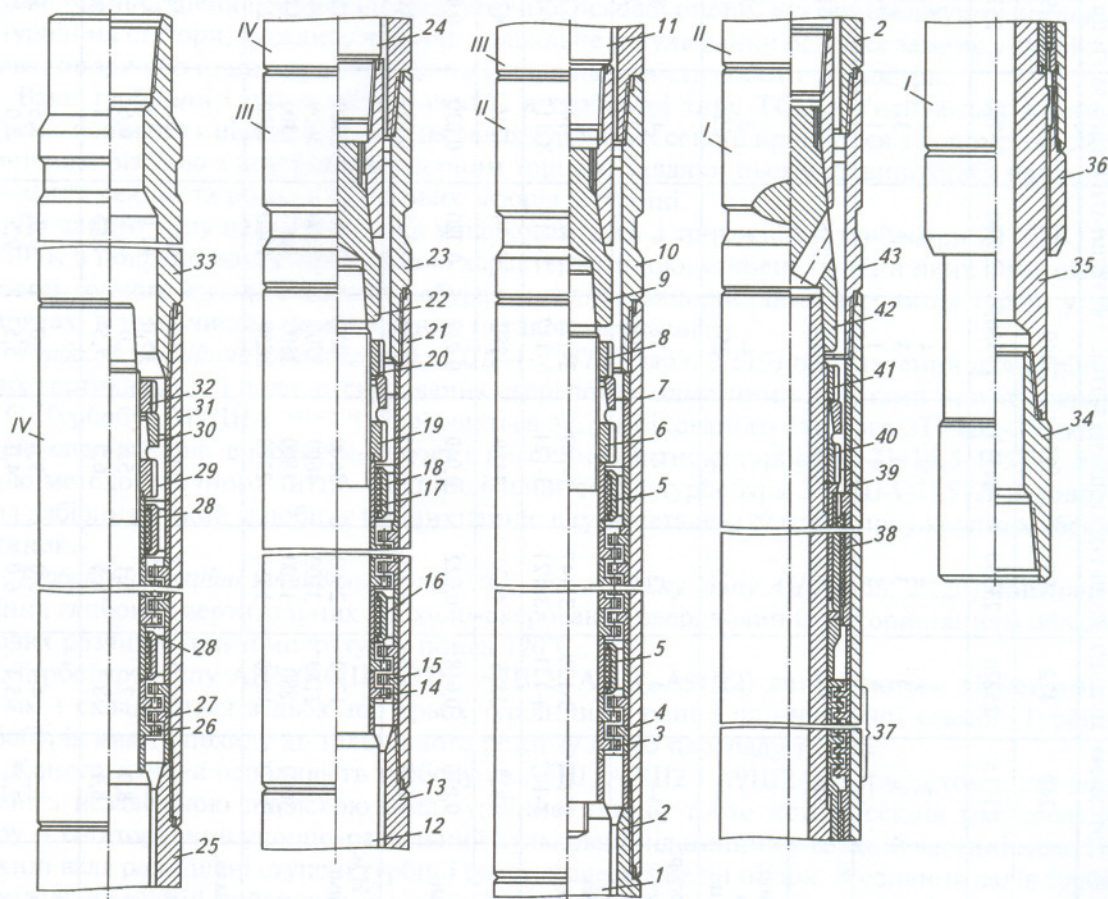


Рис. 2.96. Схема турбобура 3ТСШ-240:

- I*—шпindelь; *II*—нижня секція; *III*—середня секція; *IV*—верхня секція;
 1, 11, 12—вал нижньої секції; 2, 13—з'єднувальний перехідник; 3, 14, 26—ротор; 4, 15, 27—статор;
 5, 16, 18, 28—середня опора; 6, 19, 29—роторна гайка; 7, 21, 31—корпус; 8, 20, 32, 41—контргайка;
 9, 22, 42—нижня півмуфта; 10, 33, 43—перехідник корпусу; 17—втулка середньої опори; 23—перехідник корпусу;
 24—вал верхньої секції; 25—з'єднувальний перехідник; 30—ковпак; 34—перехідник вала; 35—вал; 36—ніпель;
 37—осьова опора; 38—радіальна опора; 39—втулка корпусу; 40—гайка шпindelя

Технічні характеристики турбобурів

Параметр	ЗТСБ-240	ЗТСШ-172	ЗТСШ-195	ЗТСШ-195ТЛ	ЗТСШ-240	ЗТСШ1-172	ЗТСШ1-195	ЗТСШ1-195ТЛ	ЗТСШ1-240	ЗТ105К	ЗТ195К	ЗТ195К	ЗТСША-195ТЛ
Зовнішній діаметр корпусу, мм	240	172	195	195	240	172	195	195	240	105	195	195	195
Довжина, мм	21715	25270	23550	26110	23550	25400	25700	25700	23825	12700	18170	25850	25870
Загальна кількість секцій:													
турбінних	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	4	4
шпindelних	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	3	3
	—	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Кількість ступенів турбін	316	327	285	327	318	336	306	318	300	303	330	495	327
Кількість осевих опор: в турбінних секціях	—	—	—	—	—	3	3	3	3	—	—	—	3
в шпindelній секції	—	25	25	25	25	25	25	25	1	10	25	25	25
Кількість радіальних опор: в турбінних секціях	—	4	3	4	3	4	4	4	3	—	—	—	4
в шпindelній секції	—	2	2	2	2	2	2	2	2	—	—	—	2
Приєднувальна різьба: до бурильної колони	3-171	3-121	3-147	3-147	3-171	3-121	3-147	3-147	3-171	3-88	3-147	3-147	3-147
до долота	3-147	3-121	3-121	3-121	3-147	3-117	3-117	3-117	3-152	3-76	3-117	3-117	3-117
Маса, кг, не більше	5827	3585	4470	4410	5980	3530	4740	4325	6200	578	3225	4500	4750
Об'ємна витрата води, м³/с	0,036	0,018	0,022	0,040	0,032	0,020	0,030	0,040	0,040	0,008	0,030	0,026	0,024
	0,038	0,020	0,024	0,045	0,034	0,025	0,035	0,045	0,045	0,012	0,032	0,030	0,030
Момент сили на валі, Н·м: в гальмівному режимі	—	1760	2600	3600	5000	2000	2600	3500	—	340	3800	4140	3900
	—	2180	3100	4600	5700	3200	3600	4400	—	760	4320	5510	6000
в робочому режимі	3060	880	1300	1800	2500	1000	1300	1750	1500	170	1900	2070	1950
	3410	1090	1550	2300	2850	1600	1800	2200	1900	381	2160	2755	3050
Частота обертання вала, об/с:													
в холостому режимі	—	15,0	16,2	11,5	14,0	16,8	13,3	11,8	—	21,2	16,0	13,8	19,3
	—	16,7	17,7	13,0	15,0	21,0	15,6	13,5	—	32,0	17,0	16,0	24,2
в робочому режимі	8,0	7,5	8,1	5,8	7,0	8,4	6,6	5,9	3,25	10,6	8,0	6,9	9,7
	8,4	8,3	8,8	6,5	7,5	10,5	7,8	6,6	3,65	16,0	8,5	8,0	12,1
Перепад тиску, МПа: в холостому режимі	6,5	4,3	5,0	3,0	5,0	6,0	3,5	3,0	2,0	4,5	6,3	7,3	6,5
в робочому режимі	7,2	5,4	6,0	4,0	5,5	9,5	5,0	4,0	2,5	10,2	7,1	9,8	10,5
ККД, %, не менше	—	—	—	—	—	50	50	40	69	35	55	55	—

Відмінність цих турбобурів полягає в тому, що осьова опора, яка належить до найбільш зношуваних елементів, винесена в окремий вузол — шпindelьну секцію, що приєднується до нижньої секції турбобура. Турбінні секції конструктивно аналогічні верхнім і середнім секціям секційних безшпindelьних турбобурів типу ТС. У шпindelьній секції розміщені непроточні осьові і радіальні опори. Це дозволяє замінювати шпindelь безпосередньо на свердловині без розбирання секцій турбін турбобура.

Турбобур 3ТСШ-195ТЛ оснащений турбінами, які виготовляються методом точного лиття, що покращує його енергетичну характеристику.

Турбобури секційні шпindelьні уніфіковані типу ТСШ1 (табл. 2.119) випускаються діаметрами 172—240 мм в одно-, дво- і трисекційному виконанні. Осьова опора в цих турбобурах винесена в окрему шпindelьну секцію і може бути замінена безпосередньо на свердловині.

Турбобури ТСШ1 виконані згідно з міжтиповою уніфікацією, тобто різні типи турбін, корпуси, вали, опори, півмуфти і перехідники в межах одного габаритного розміру мають однакові посадочні і приєднувальні розміри. Це дає змогу використовувати турбіни і опори довільного типу. В секціях турбобура передбачена можливість монтажу високо- і низькообертових турбін, складових турбін точного лиття і пластмасових, а в шпindelьній секції — як опор ковзання (гумометалевих), так і кочення (радіально-упорних підшипників).

У верхній частині вала турбобурів ТСШ1, на відміну від турбобурів типу ТСШ, монтуються три запобіжні ступеня гумометалевої проточної осьової опори, які попереджують посадку роторів турбін на статори, можливу через неправильне регулювання осьових зазорів у турбіні, знос осьової опори або інших причин. Це підвищує надійність роботи турбобура.

Вали турбінної і шпindelьної секцій в турбобурі типу ТСШ1 з'єднуються з допомогою конусно-шліцьових півмуфт. Деталі на валах турбінних секцій кріпляться з допомогою півмуфти з конічною різьбою з внутрішнім упорним торцем. Завдяки цьому підвищується надійність регулювання секцій та розподілу осьових зазорів у турбіні.

До даного типу належать також уніфіковані дво- і трисекційні турбобури 2Т195К, 3Т195К і 3Т105К з покращеною енергетичною характеристикою, ступені турбіни яких виготовляються методом точного лиття. У цих турбобурах можливе використання всіх типів турбін у заданих габаритах, в тому числі і комбінованих металопластмасових.

Турбобур секційний шпindelьний 3ТСША-195ТЛ (табл. 2.119) призначений для буріння глибоких вертикальних і похило-скерованих свердловин алмазними долотами при температурі до 120°С. Турбобур 3ТСША-195ТЛ відрізняється від уніфікованого базового 3ТСШ1-195 комплектацією спеціальною високообертовою і високомоментною турбіною 21/16,5-195ТЛ, виготовленою методом точного лиття. У шпindelьній секції турбобура 3ТСША-195ТЛ передбачений вузол лабіринту, який запобігає проникненню в гумометалеву осьову опору крупних абразивних частинок.

Турбобури секційні шпindelьні з похилою лінією тиску типу АШ (табл. 2.120) призначені для буріння глибоких вертикальних і похило-скерованих свердловин із використанням обважнених бурових розчинів при температурах понад 120°С.

Турбобури типу АШ (А6Ш, А7Ш, А7Ш2, А9Ш, А9Ш2) випускаються діаметрами 164—240 мм і складаються з двох або трьох турбінних і однієї шпindelьної секцій. Турбіни цих турбобурів мають похилу до гальмівного режиму лінію перепаду тисків.

Конструктивна особливість турбобурів А6Ш, А7Ш2 і А9Ш2 полягає в тому, що вони виконані з незалежною підвіскою вала турбінної секції, тобто кожна секція має свою осьову опору — багаторядний упорно-радіальний кульковий підшипник у верхній частині вала. По всій довжині вала розміщені ступені турбін і гумометалеві середні опори. З'єднання валів турбінної і шпindelьної секцій здійснюється з допомогою півмуфт із квадратним перерізом. Все це виключає необхідність регулювання секцій в залежності від приєднувальних розмірів розташованої нижче секції.

Базові деталі турбобурів А7Ш і А9Ш (корпуси, вали, перехідники, півмуфти і середні опори турбінних секцій) уніфіковані з відповідними деталями турбобурів 3ТСШ1-195 і 3ТСШ1-195ТЛ.

Технічні характеристики турбобурів

Параметр	A6Ш	A7Ш	A9Ш	A7Ш2	A9Ш2	A6ГТШ	A7ГТШ	A9ГТШ	ТПС-105	ТПС-172	ТПС-172У	ТСШІМ1-195	ТПС-119М
Зовнішній діаметр корпусу, мм	164	195	240	195	240	164	195	240	105	172	172	195	195
Довжина, мм	17250	17600	16550	17425	16675	24430	24950	23290	15600	26250	18300	25800	18400
Загальна кількість секцій: турбінних	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	2	4	3
шпіндельних	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	1	3	2
решіток гідрогальмування	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	—	—	—	—	—	1	1	1	—	—	—	—	—
Кількість ступенів: турбін	212	232	210	210	186	252	232	210	414	426	374	444	296
решіток гідрогальмування	—	—	—	—	—	90	146	130	—	—	—	—	—
Кількість осевих опор: в турбінних секціях	1	—	—	1	1	1	—	—	—	—	—	—	—
в шпіндельній секції	1	1	1	1	1	1	1	1	25	25	25	25	25
Кількість радіальних опор: в турбінних секціях	4	5	4	4	4	4	5	4	9	12	8	12	8
в шпіндельній секції	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Приєднувальна різьба: до бурильної колони	3-121	3-147	3-171	3-147	3-171	3-121	3-147	3-171	3-88	3-122	3-122	3-147	3-147
до долота	3-117	3-117	3-152	3-117	3-152	3-117	3-117	3-152	3-76	3-117	3-117	3-117	3-117
Маса, кг, не більше	2065	3135	4405	3200	4405	2908	4422	6155	756	3325	2220	4200	3085
Об'ємна витрата води, м³/с	0,020 0,025	0,030 —	0,045 —	0,030 —	0,045 —	0,020 —	0,030 —	0,045 —	0,008 0,012	0,025 —	0,025 —	0,028 —	0,032 —
Момент сили на валі, Н·м: в гальмівному режимі	1360 2160	3800 —	6200 —	— —	— —	1710 —	3800 —	6200 —	293 652	3578 —	3400 —	3576 —	3114 —
в робочому режимі	680 1080	1900 —	3100 —	1680 —	2740 —	1020 —	1900 —	3100 —	147 326	1789 —	1700 —	1788 —	1557 —
Частота обертання вала, об/с: в холостому режимі	17,7 22,2	20,0 —	16,3 —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	14,5 —	12,4 —	11,0 —	13,2 —
в робочому режимі	7,8 9,2	8,7 —	7,0 —	8,6 —	7,0 —	5,4 —	5,0 —	3,9 —	— —	6,8 —	6,2 —	5,8 —	6,6 —
Перепад тиску, МПа: в холостому режимі	5,5	8,2	6,8	7,2	6,0	4,7	7,2	5,8	—	4,6	6,5	4,0	3,5
в робочому режимі	4,3	—	—	—	—	—	—	—	—	5,3	7,0	4,4	3,8

Особливість турбобурів А7Ш і А9Ш полягає в наявності у верхній частині шпindel'ної секції торцевого ущільнення, що дозволяє вести буріння гідромоніторними долотами при перепаді тиску в них до 6 МПа, і використанні в турбінних секціях однорядних проміжних радіальних кульових опор вала та в шпindel'ній секції осьової опори у вигляді багаторядного упорно-радіального кульового підшипника. При цьому покращуються умови запуску турбобура у свердловинах з високими температурами (понад 120°С).

Турбобури секційні шпindel'ні зі ступенями гідродинамічного гальмування типу АГТШ (табл. 2.120) призначені для буріння вертикальних і похило-скерованих свердловин при температурах понад 110°С. Турбобури типу АГТШ випускаються діаметрами 164—240 мм і складаються з трьох турбінних та однієї шпindel'ної секції. Ці турбобури вміщують решітки гідрогальмування, що забезпечує їх роботу з нижчою частотою обертання у порівнянні з турбобурами АШ.

Турбобури типу АГТШ за конструкцією турбінних секцій, в основному, аналогічні турбобурам ТСШ1, окрім турбобура А6ГТШ, який має незалежну підвіску валів, аналогічну турбобуру А6Ш.

Секційні шпindel'ні турбобури з плаваючими статорами типу ТПС (табл. 2.120) призначені для буріння глибоких вертикальних і похило-скерованих свердловин при температурі не вище 90°С. Турбобури типу ТПС випускаються діаметрами 105, 172 і 195 мм та вміщують три турбінних і одну шпindel'ну секції.

Турбобури ТПС виконані за новою конструктивною схемою, в якій система деталей в корпусі турбінної секції не закріплена стисненням осьовою силою і має можливість осьового переміщення на 100—150 мм вздовж корпусу разом із валом секції і деталями, закріпленими на ньому.

Для цього в корпусах турбінних секцій є шпоночний паз. Статор турбіни виготовлений з полімерного матеріалу і має вигляд незамкнутого кільця з кільцевою пружиною на внутрішньому ободі. Від провертання під дією реактивного моменту в корпусі секції статора утримуються підпружиненими шпонками, що взаємодіють із шпоночним пазом, а також силами тертя від дії сил пружності кільцевої пружини. Ротори турбіни забезпечені привулканізованими гумовими кільцевими елементами, які можуть взаємодіяти з кільцевими пружинами статорів, що виключає контакт вінців ротора і статора, їх зношування і руйнування.

У шпindel'ній секції розміщені багатоступінчасті амортизована кульова опора кочення та лабіринтні ущільнення дросельного типу. В нижній частині шпинделя встановлена радіальна гумометалева опора.

Основні експлуатаційні переваги турбобурів ТПС:

- суттєво подовжений міжремонтний період роботи турбінних і шпindel'них секцій;
- виключається найбільш складна операція збирання турбобура — регулювання турбін;
- покращена енергетична характеристика турбобура в напрямках зменшення частоти обертання вала, збільшення моменту (за рахунок підвищення середнього діаметра турбін і кількості ступенів) і зменшення перепаду тиску на турбіні;

- виключається можливість осьового зносу турбіни в результаті посадки ротора на статор при несвоєчасній заміні шпинделя турбобура.

Турбобури редукторні типу ТР (рис. 2.97, табл. 2.121) з маслозаповненими редукторами призначені для буріння вертикальних, похило-скерованих і горизонтальних свердловин, в тому числі з відбором керна при високих температурах (до 300°С) і тисках (до 250 МПа). Турбобури типу ТР випускаються діаметрами 142, 145, 178, 195 і 240 мм.

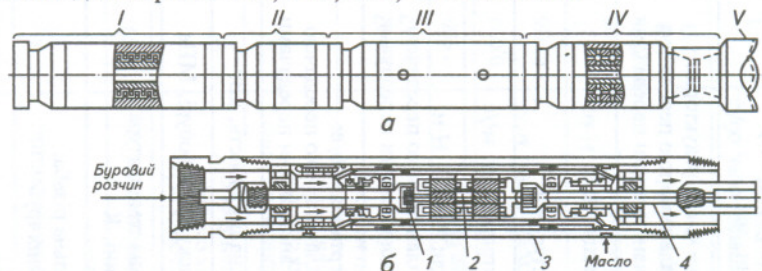


Рис. 2.97. Схема турбобура редукторного типу ТР:

а—загальний вигляд; б—редуктор-вставка;

I—турбінні секції; II, IV—опорний вузол; III—редуктор-вставка; V—долото; 1—верхній вал; 2—планетарна передача; 3—корпус; 4—вихідний вал

Технічні характеристики редукторних турбобурів

Параметр	ТРВ-142	ТР-145Т	ТР-178	ТРМ-195	ТРМ1-195Ш	ТРМ3-195	ТР-195СТ	ТР-240
Зовнішній діаметр корпусу, мм	142	145	178	195	195	195	195	240
Довжина, мм	8600	8000	12000	25800	9200	6000	13000	11500
Рекомендований діаметр свердловини, мм	158,7—165,1	158,7— 165,1	212,8— 215,9	215,9— 269,9	215,9— 269,9	215,9— 269,9	215,9— 269,9	269,9— 490,0
Передаточне число редукторів: з однією планетарною передачею з двома планетарними передачами	3,83 —	3,83 —	3,86 14,88	3,69 —	3,69 13,62	— 13,69	3,70 —	3,05 —
Турбінні секції: тип кількість ступенів	ТРВ-142 100	ТРВ-142 100	ТР-178 40	ЗТСШ1-195 204	17/8-195 —	15/18-195ТЛ —	ЗТСША-195ТЛ —	ЗТСШ1-240 —
Об'ємна витрата води, м³/с	0,020— 0,024	0,018— 0,022	0,024— 0,030	0,026—0,034	0,024— 0,030	0,024—0,030	0,024—0,032	0,034— 0,045
Момент сили на валі, Н·м: з однією планетарною передачею з двома планетарними передачами	1,0—1,3 —	0,7—1,0 —	1,1— 1,8 2,0— 3,5	1,5—2,5 —	1,1—1,7 2,0—3,0	— 2,0—3,0	1,8+3,0 —	2,8—3,5 —
Частота обертання, об/с: з однією планетарною передачею з двома планетарними передачами	3,1—4,3 —	3,0—3,7 —	5,2— 6,5 2,1— 2,5	2,0—2,8 —	4,2—5,3 1,6—2,1	— 2,0—2,3	1,4—3,9 —	2,4—4,3 —
Максимальна потужність, кВт	20—30	13—23	35—68	22—50	27—52	30—47	33—78	43—96
Перепад тиску на турбобурі, МПа	3,3—4,8	4,1—5,9	6,5— 10,2	2,8—4,9	2,1—3,3	2,4—3,8	3,3—5,9	2,4—4,2
Максимальна температура у свердловині, К	520	570	380	420	420	380	570	420
Приєднувальна різьба: до бурильних труб до долота	3-122 3-102	3-122 3-88	3-147 3-117	3-171 3-117	3-171 3-117	3-171 3-117	3-171 3-117	РКТ 208 3-152
Маса, кг, не більше	650	800	1500	4400	1370	800	2400	3190

Таблиця 2.122

Технічні характеристики турбобурів

Параметр	ТО-172	ТО-195	ТО-240	ТО2-172	ТО2-195	ТО2-240	ТР2Ш-195ТО	КТД4С-172-190/40	КТД4С-195-214/60	КТД3-240-269/48	ЗУКТМ-172/40
Зовнішній діаметр корпусу, мм	172	195	240	172	195	240	195	172	195	240	172
Довжина, мм	10745	9660	10310	9715	10110	10170	10360	17575	25920	7455	19200
Загальна кількість секцій: турбінних шпіндельних	2	2	2	2	2	2	2	2	4	1	3
	1	1	1	1	1	1	1	2	3	1	2
	1	1	1	1	1	1	1	—	1	—	1
Кількість ступенів турбін	109	95	106	—	105	93	52	291	315	91	348
Кількість осевих опор: в турбінних секціях в шпіндельній секції	—	—	—	—	1	1	1	30	—	10	—
	16	16	16	—	1	1	1	—	30	—	30
Кількість радіальних опор: в турбінних секціях в шпіндельній секції	4	3	3	—	4	3	6	5/5	3	3	8
	1	1	1	—	2	2	2	—	3	—	2
Приєднувальна різьба: до бурильної колони до долота	3-147	3-147	3-171	3-147	3-171	3-171	3-147	3-121	3-147	3-147	3-133
	3-117	3-117	3-152	3-117	3-117	3-152	3-117	3-147	3-161	3-171	3-147
Маса, кг, не більше	1500	1685	2484	1363	1848	2593	1760	2318	5669	1750	2218
Об'ємна витрата води, м³/с	0,024	0,030	0,050	0,028	0,030	0,045	0,050	0,022	0,028	0,030	0,028
	0,026	0,035	0,055	—	—	—	0,055	0,028	0,036	0,055	—
Момент сили на валі, Н·м: в гальмівному режимі в робочому режимі	1300	1620	4080	—	—	—	—	—	—	—	3350
	1540	2180	4900	—	—	—	—	—	—	—	—
	650	810	2040	785	870	1370	900	1880	1210	825	1675
	770	1090	2450	—	—	—	1300	2800	1980	2820	—
Частота обертання вала, об/с: в холостому режимі в робочому режимі	22,3	22,0	22,0	—	—	—	—	—	—	—	15,0
	23,8	25,7	24,2	—	—	—	—	—	—	—	—
	11,2	11,0	11,0	11,7	8,6	7,0	5,3	8,2	7,7	6,5	7,5
	11,9	12,8	12,1	—	—	—	5,7	10,4	9,7	11,8	—
Перепад тиску, МПа: в холостому режимі в робочому режимі	3,8	3,3	4,1	—	—	—	3,3	8,4	5,5	1,7	6,8
	4,4	4,3	4,6	3,9	3,6	3,0	4,3	13,4	9,0	5,9	7,7

Редукторний турбобур складається з секцій турбін, редуктора і шпинделя. Збірка необхідних варіантів редукторних турбобурів здійснюється безпосередньо на свердловині в залежності від технологічних вимог проходження свердловин. Якщо редуктор не потрібний, то турбобур збирається з турбінних та шпindelної секцій.

Редуктор турбобура призначений для зменшення частоти обертання і підвищення моменту на вихідному валі. Редуктор виконаний у вигляді окремого вузла і містить:

дворядну зубчасту планетарну передачу з косозубим зачепленням Новикова, яка здатна передавати моменти понад 10 кН·м;

вхідний та вихідний вали з несучими опорами;

систему маслозахисту, яка включає ущільнення торцевого типу і лубрикатор для компенсації можливих витоків мастильних матеріалів у процесі експлуатації та стабілізації тиску в маслозаповненій порожнині.

Коротка характеристика редукторних турбобурів:

ТРВ-142 — вставний редукторний турбобур, призначений для використання в складі комплекту вставного інструменту для буріння без піднімання бурильної колони;

ТР-145Т — термостійкий редукторний турбобур, призначений для буріння глибоких і надглибоких свердловин при температурах до 300°C і тисках до 250 МПа;

ТР-178 — редукторний турбобур із зменшеним діаметром та двома діапазонами робочих частот обертання вала;

ТРМ-195 — редукторний турбобур, в якому осьові опори винесені у вигляді проміжного і нижнього шпинделів;

ТРМ1-195Ш — турбобур з редуктором-шпинделем з підсиленими опорними вузлами кочення підвищеної вантажопідйомності та двома передаточними відношеннями (табл. 2.121), що забезпечує два режими роботи доліт серій ГНУ і ГАУ;

ТРМ3-195 — турбобур із зменшеною довжиною редуктора-шпинделя і короткою турбіною, призначений для буріння викривлених і горизонтальних ділянок стовбурів свердловин;

ТР-195СТ — турбобур у термостійкому виконанні з механізмом фіксації вала, призначеним для звільнення долота при його заклинюванні. Механізм фіксації включається обертанням бурильної колони вправо;

ТР-240 — турбобур з редукторним шпинделем РШ-240, призначений для буріння при температурах до 150°C.

Турбобури-відхилювачі типу ТО (табл. 2.122) призначені для буріння інтервалів зміни напрямку похилих свердловин за зенітним кутом і азимут, а також для забурювання нових стовбурів в аварійних ситуаціях або за технологічними вимогами спорудження свердловин. Турбобури-відхилювачі складаються з турбінної і шпindelної секцій та випускаються діаметрами 172, 195 і 240 мм.

Корпуси секцій з'єднуються з допомогою викривленого перехідника з кутом викривлення 1°30', а вали — шарнірною муфтою, що дозволяє передавати момент від валів з перекошеними осями.

У турбобурах типу ТО використовується турбінна секція від турбобурів ТС, у верхньому перехіднику якої розміщений вузол орієнтації, а в секції відхилювача змонтовані осьова і радіальна опори від турбобура Т12М3.

Турбобури-відхилювачі з незалежною підвіскою валів турбінної секції типу ТО2 (рис. 2.98, табл. 2.122) призначені для буріння інтервалів зміни напрямку похилих свердловин та забурювання нових стовбурів свердловин.

У турбобурах типу ТО2 змонтована спеціальна турбінна секція, яка має суттєві відмінності від турбінних секцій турбобурів типу ТСШ1 і АШ.

Турбобури-відхилювачі ТО2-195 і ТО-240 уніфіковані з турбобурами А7Ш2 і А9Ш2. Основна відмінність полягає в тому, що вали турбінної і шпindelної секцій з'єднуються між собою з допомогою одинарного шарнірного з'єднання з двох півмуфт, а корпуси — з допомогою викривленого перехідника з кутом викривлення 1°30' (за замовленням турбобури можуть комплектуватися перехідниками з кутом 1°, 1°15' і 2°).

У турбінній секції турбобура-відхилювача ТР2Ш-195ТО кожний ступінь турбіни містить фрикційний кульковий редуктор для зниження частоти обертання вала турбобура.

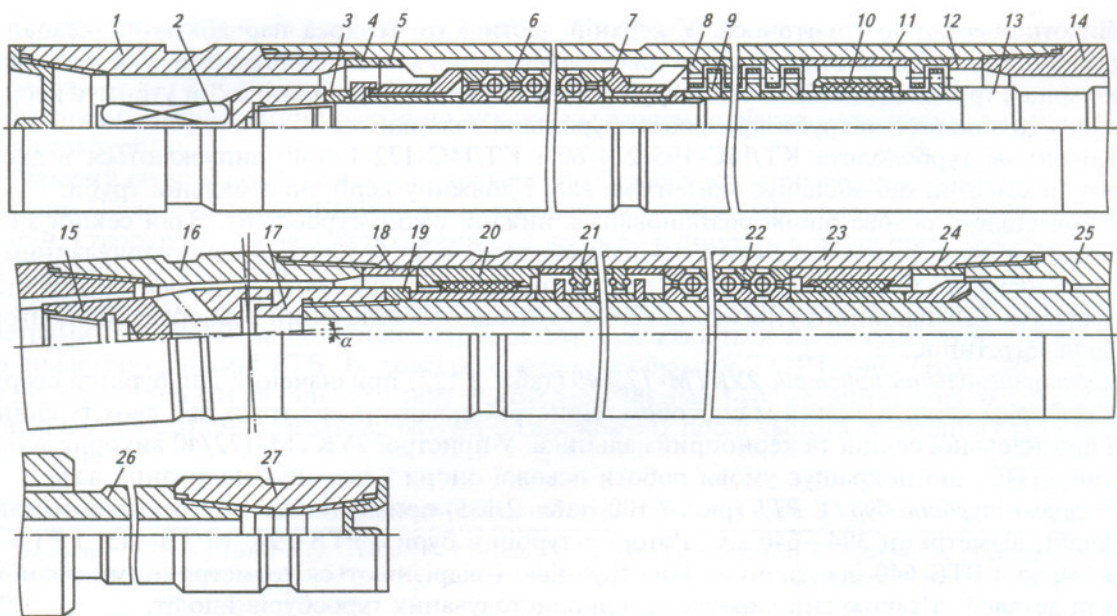


Рис. 2.98. Схема турбобура типу ТО2:

1—проміжний перехідник; 2, 15—півмуфти; 3, 4, 12, 18, 19, 24—регульовані кільця; 5, 7—верхній і нижній ліхтарі; 6, 22—багаторядні упорно-радіальні кульові підшипники; 8—статор; 9—ротор; 10—середня опора; 11, 13—корпус і вал турбінної секції; 14, 16—з'єднувальний і кривий перехідники; 17—шарнірне з'єднання; 20—нижня опора; 21—ступені п'яти-сальника; 23, 26—корпус і вал шпindel'ної (відхиляючої) секції; 25—ніпельна гайка; 27—перехідник вала

Турбобури для відбору керна типу КТД (табл. 2.122) зі знімним ґрунтоносом призначені для буріння свердловин з відбором керна турбінним способом без піднімання бурильної колони. Колонкові турбодолота випускаються діаметрами 172, 195 і 240 мм та використовуються з бурильними головками різних типорозмірів.

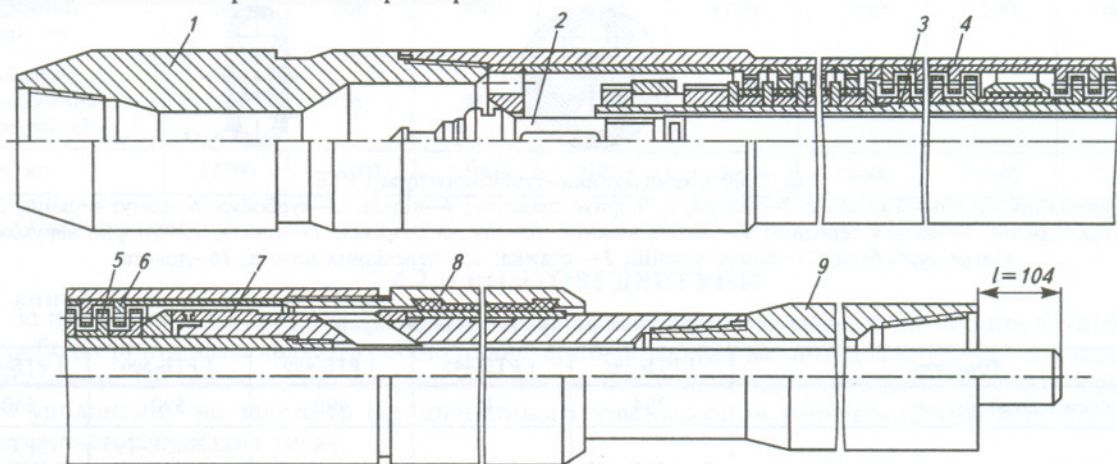


Рис. 2.99. Схема колонкового турбодолота КТД3-240-269/48:

1—перехідник корпусу; 2—ґрунтонос; 3—вал; 4—корпус; 5—ротор; 6—статор; 7—ліхтар; 8—ніпель; 9—перехідник вала

Односекційне колонкове турбодолото КТД3-240-269/48 (рис. 2.99) за конструкцією аналогічне турбобуру Т12МЗБ-240, але відрізняється від нього пустотілим валом, всередині якого встановлюється ґрунтонос із спеціальним буртом у верхній частині для захоплення шліпсом при необхідності його піднімання. Посадка ґрунтоноса здійснюється по конічній поверхні в нерухомій опорі, жорстко з'єднаний з корпусом турбодолота. В процесі відбору керна ґрунтонос притискується до опори під дією перепаду тиску. Сили тертя, що виникають на конічній поверхні,

запобігають обертанню ґрунтоноса. У верхній частині ґрунтоноса передбачений клапан для перепускання бурового розчину з колонкової труби у зазор між валом і ґрунтоносом при надходженні керна в трубу. В нижній частині ґрунтоноса міститься кернорвач, який утримує керн, що надходить до колонкової труби при роботі бурильної головки.

Колонкові турбодолота КТД4С-195-214/60 і КТД4С-172-190/40 випускаються в двосекційному виконанні, що збільшує момент на валі і довжину керноприймальної труби.

Гумометалева осьова опора розташована в нижній секції турбодоліт. Вали секцій з'єднуються між собою з допомогою конусно-шліцьових півмуфт із внутрішнім розточуванням для проходження керна. Секції з'єднуються з допомогою перехідника з розташованим у ньому кульовим клапаном. Для надійного утримання керна ґрунтонос забезпечений кернорвачами цангового і важільцевого типів.

Керноприймальний пристрій 2УКТМ-172/40 (табл. 2.122) призначений для буріння свердловин із відбором керна турбінним способом. Пристрій складається з трьох або двох турбінних і однієї шпindelльної секції та керноприймальника. У пристрої 2УКТМ-172/40 використані турбіни типу ТПС, що покращує умови роботи осової опори і зменшує коливання вала.

Роторно-турбінні бури 1 РТБ (рис. 2.100, табл. 2.123) призначені для буріння вертикальних свердловин діаметрами 394—640 мм. Роторно-турбінні бури 1 РТБ-394, 1 РТБ-445, 1 РТБ-490, 1 РТБ-590 та 1 РТБ-640 ідентичні за конструкцією і відрізняються геометричними розмірами вузлів та деталей, а також типорозмірами використовуваних турбобурів і доліт.

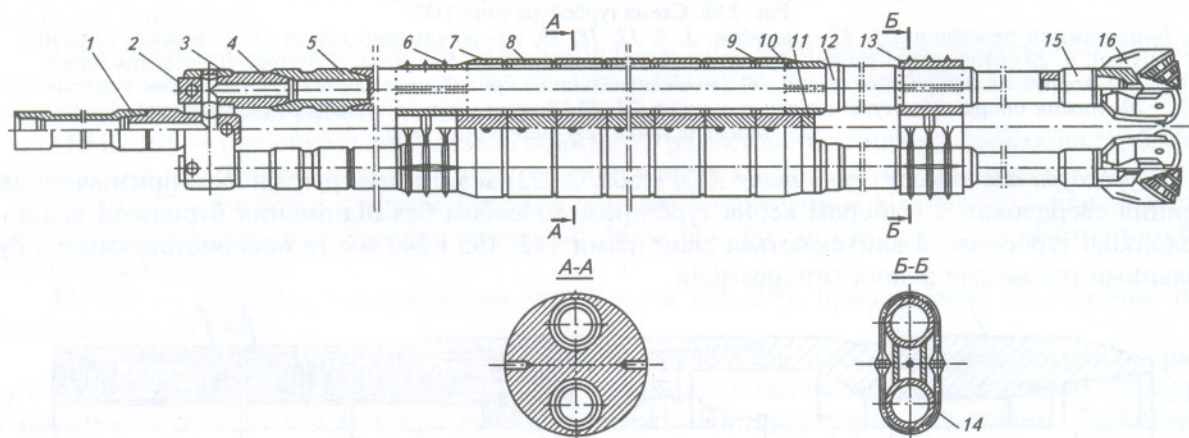


Рис. 2.100. Схема роторно-турбінного бура 1 РТБ:

1—перехідник бурильної колони; 2—палець; 3—корпус траверси; 4—ніпель; 5—турбобур; 6—хомут верхній; 7—вантаж верхній; 8—вантаж середній; 9—вантаж нижній; 10—втулка розрізна; 11—плита; 12—упорне нерухоме кільце турбобура; 13—хомут нижній; 14—стяжка; 15—перехідник долота; 16—долото

Таблиця 2.123

Технічні характеристики роторно-турбінних бурів 1 РТБ

Параметр	1 РТБ-394	1 РТБ-445	1 РТБ-490	1 РТБ-590	1 РТБ-640
Діаметр свердловини, мм	394	445	490	590	640
Тип турбобура	T12M3E-172	T12M3B-195	T12M3B-195	T12M3B-195 ТВШ-195 ТНК-195	T12PT-240 ТВШ-240 ТНК-240
Кількість турбобурів	2	2	2	2	2
Діаметр долота, мм	190,5	215,9	269,9	269,9	295,3
Витрата бурового розчину, м³/с	0,050—0,056	0,06—0,07	0,06—0,07	0,06—0,07	0,06—0,07
Максимальний поперечний розмір РТБ, мм	382	435	480	576	624
Мінімальне навантаження на долото, кН	80	105	120	155	165
Маса, кг	8200	10800	12000	15800	17000

Роторно-турбінний бур складається з двох турбобурів, з'єднаних з допомогою вантажів-обважнювачів, стяжок і траверс в одну монолітну конструкцію. По довжині бур може мати армовані ребра, які калібрують стовбур свердловини, а незначний зазор між поперечними габаритами бура і стінками свердловини практично виключає утворення різких перегинів і обмежує викривлення стовбура.

Буровий розчин розподіляється в траверсі по турбобурах і призводить до обертання валів із долотами. Після запуску турбобурів ротором обертають бурильну колону та бур, опускають бур на вибій, створюють осьове навантаження на долота і руйнують породу при планетарному русі бура. В залежності від умов буріння частота обертання бура становить 10—120 об/хв.

Реактивно-турбінні бури 11 РТБ (табл. 2.124) призначені для буріння вертикальних свердловин діаметрами 760—5000 мм. Реактивно-турбінні бури складаються з 2—4 турбобурів і за конструкцією аналогічні бурам 1 РТБ. Їх комплектують турбобурами Т12РТ-240, ТВШ-240 і ТНК-240. При діаметрах 760 мм та більше в процесі буріння такими бурами виникають реактивні сили, достатні для їх обертання. В залежності від розбурюваних порід частота обертання бура становить 3—20 об/хв.

Таблиця 2.124

Технічні характеристики реактивно-турбінних бурів 11 РТБ

Параметр	11 РТБ760	11 РТБ920	11 РТБ1020	11 РТБ1260	11 РТБ1260М	11 РТБ1300	11 РТБ1300М	11 РТБ1520
Діаметр свердловини, мм	760	920	1020	1260	1260	1300	1300	1520
Тип турбобура	Т12РТ-240	Т12РТ-240	Т12РТ-240	Т12РТ-240	Т12РТ-240	Т12РТ-240	Т12РТ-240	Т12РТ-240
Кількість турбобурів	2	2	2	3	4	2	3	4
Діаметр долота, мм	349,2	444,5	490,0	444,5	295,3	620*	349,2	349,2
Витрата бурового розчину, м³/с	0,10—0,11	0,10—0,11	0,10—0,11	0,150—0,165	0,20—0,22	0,10—0,11	0,150—0,165	0,150—0,165
Максимальний поперечний розмір, мм	700	850	930	1145	1190	1050	1240	1470
Мінімальне навантаження на долота, кН	70	75	80	125	260	85	150	130
Маса, кг	12000	13000	13000	21000	44100	14000	25800	22100

* Спеціальні долота.

2.4.2. ГВИНТОВІ ДВИГУНИ

За принципом дії гвинтові двигуни належать до об'ємних гідравлічних машин, багатозаходів робочі органи яких являють собою планетарно-роторний механізм із внутрішнім косозубим зачепленням. Це означає, що частота обертання без урахування протікань бурового розчину через ущільнення не залежить від зовнішнього завантаження гвинтового двигуна, а момент визначається перепадом тиску.

Конструктивні особливості гвинтових двигунів. Розроблені ВНДІБТ гвинтові двигуни за конструктивними ознаками поділяють на односекційні типу Д, секційні типу ДС, двигуни з пустотілим ротором, а також типу ДГ.

Односекційні гвинтові вибійні двигуни типу Д (рис. 2.101) містять двигунну і шпindelну секції, які з'єднуються між собою з допомогою конічних різьб.

Робочими органами двигунної секції є багатозаходів гвинтові ротор і статор. Всередині сталевго статора привулканізована гумова обкладка з гвинтовими зубцями лівого напрямку. На зовнішній поверхні сталевго ротора нарізані зубці того самого напрямку. Кількість зубців ротора на одиницю менша, ніж кількість зубців статора, а відношення країв гвинтових ліній пропорційне кількості заходів (рис. 2.102). Ротор розташований в статорі з ексцентриситетом.

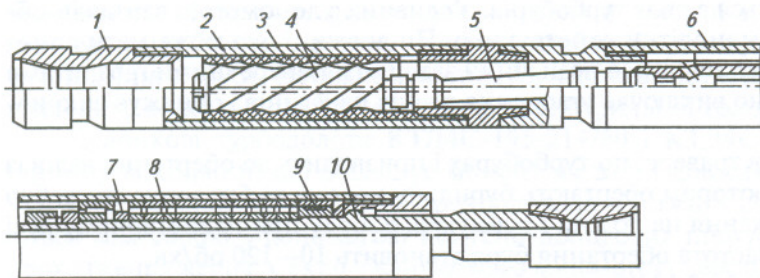


Рис. 2.101. Схема односекційного гвинтового вибійного двигуна Д2-172:

1—перехідник; 2—корпус двигунної секції; 3—статор; 4—ротор;
5—карданний вал; 6—корпус шпинделя; 7—торцевий сальник;
8—багаторядний радіально-осьовий підшипник;
9—радіальна гумометалева опора; 10—вал шпинделя

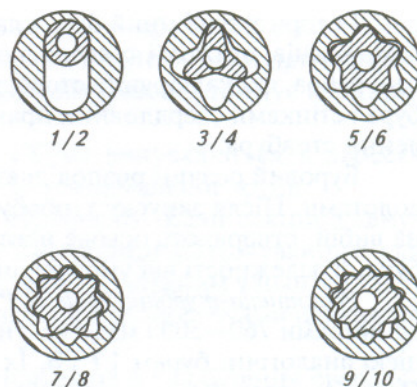


Рис. 2.102. Переріз гвинтових пар

Вузол з'єднання ротора і вихідного вала шпинделя, який виконаний у вигляді двошарнірного карданного з'єднання або гнучкого вала, призначений для перетворення планетарного руху ротора у співвісне обертання вала шпинделя та передачі осьової гідравлічної сили з ротора на підшипник шпинделя.

Шпиндельна секція двигунів різних типорозмірів характеризується деякими особливостями і в загальному виді містить корпус, вихідний вал, осьову опору — багаторядний радіально-осьовий підшипник кочення та радіальні гумометалеві опори.

На нижньому кінці вихідного вала встановлюється наддолотний перехідник для з'єднання вала з долотом.

Для застосування гідромоніторних доліт з метою зменшення протікань бурового розчину в опорному вузлі двигуна монтується ущільнення, що забезпечує буріння при перепадах тиску на долоті 8—10 МПа.

Переливний клапан призначений для сполучення внутрішньої порожнини колони із затрубним простором в процесі спуско-підймальних операцій у свердловині, виключення холостого обертання вала двигуна і втрат бурового розчину при цих операціях.

Секційні гвинтові двигуни типу ДС комплектуються з двох-трьох двигунних секцій, які складаються з гвинтових пар двигунів типу Д, і однієї шпиндельної секції. Секціонування робочих органів сприяє підвищенню довговічності гвинтових пар і двигуна.

Для секціонування робочих органів двигуна розроблені різні варіанти з'єднання:

збирання з орієнтуванням робочих органів по гвинтовій лінії з жорстким з'єднанням роторів і статорів з допомогою перехідників (рис. 2.103);

збирання без орієнтування робочих органів з жорсткими з'єднаннями статорів та з'єднанням роторів з допомогою шарніра (рис. 2.104) або гнучкого вала (рис. 2.105).

З'єднання на конусах може бути надійним при виконанні обов'язкової умови встановлення зверху гвинтової пари з меншим зазором, тобто верхня секція має бути ведучою.

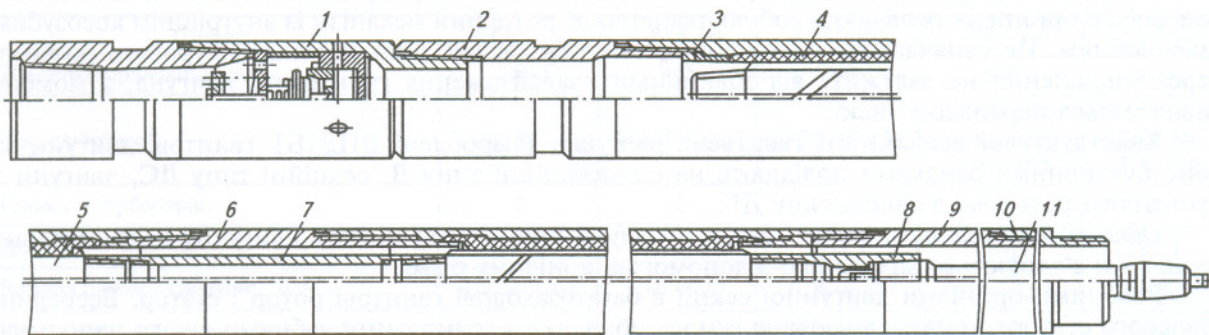


Рис. 2.103. Схема двосекційного гвинтового двигуна із жорстким з'єднанням робочих органів:
1—клапан; 2—перехідник з'єднувальний; 3—втулка; 4—статор; 5—ротор; 6, 7, 9, 10—перехідники;
8—муфта; 11—вал

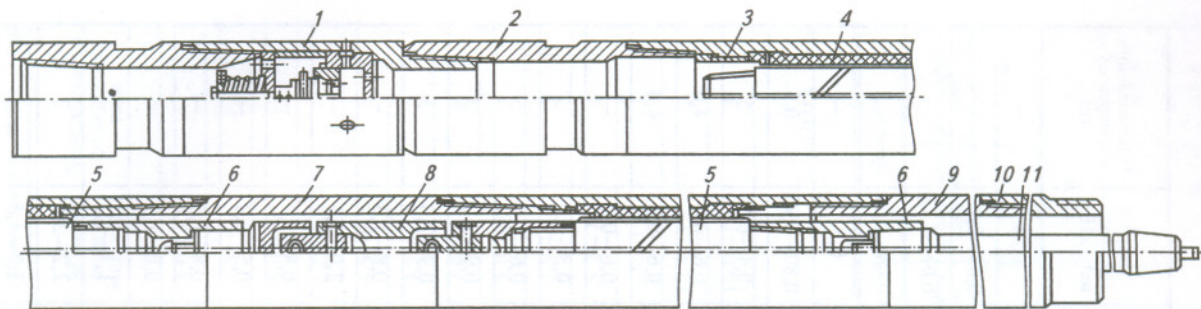


Рис. 2.104. Схема двосекційного гвинтового двигуна з жорстким з'єднанням статорів і шарнірним з'єднанням роторів:

1—клапан; 2—перехідник з'єднувальний; 3—втулка; 4—статор; 5—ротор; 6—муфта; 7, 9, 10—перехідники; 8—шарнір; 11—вал

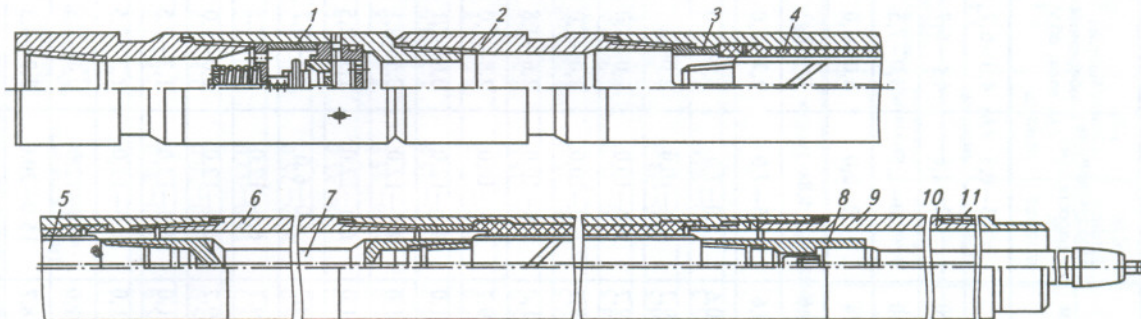


Рис. 2.105. Схема двосекційного гвинтового двигуна із жорстким з'єднанням статорів і з'єднанням роторів з допомогою гнучких валів:

1—клапан; 2—перехідник з'єднувальний; 3—втулка; 4—статор; 5—ротор; 6, 9, 10—перехідники; 7, 11—вал; 8—муфта

Гвинтові двигуни з пустотілим ротором (рис. 2.106) дозволяють зменшити довжину і масу двигуна та суттєво підвищити стійкість вузла з'єднання ротора з валом шпинделя.

Ротор виготовляється з трубної заготовки методом фрезерування або штампування та з'єднується з валом шпинделя через торсіон, розміщений всередині ротора. Така конструкція двигуна дозволяє покращити енергетичну характеристику і коефіцієнт корисної дії та знизити рівень вібрацій двигуна.

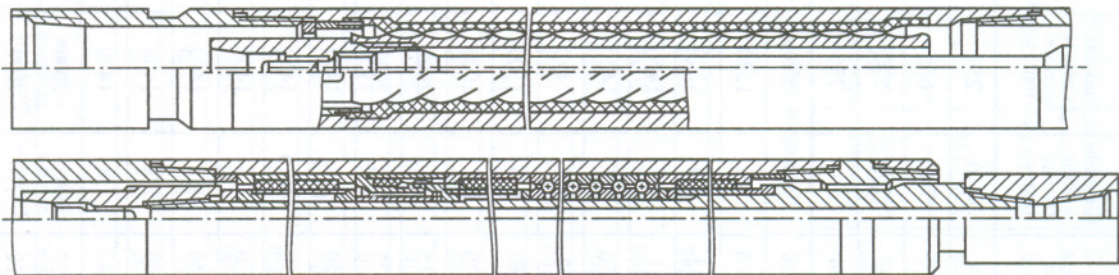


Рис. 2.106. Схема гвинтового двигуна Д2-195 із пустотілим ротором

За рахунок уніфікації приєднувальних елементів робочих органів і торсіона ці двигуни можуть бути секційовані. У двигунах застосовується простий і надійний переливний клапан манжетного типу.

Гвинтові двигуни типу ДГ призначені для буріння інтервалів набору кривизни та горизонтальних свердловин. Двигуни ДГ мають укорочений шпиндель, оснащений опорно-центруючими елементами (ОЦЕ) і корпусними шарнірами, які забезпечують ефективне проходження горизонтальних свердловин за потрібною траєкторією.

У табл. 2.125 наведені технічні характеристики гвинтових двигунів, розроблених ВНДІБТ, а у табл. 2.126—2.129 — технічні характеристики двигунів деяких зарубіжних фірм.

Технічні характеристики гвинтових двигунів

Гвинтовий двигун	Довжина, мм	Діаметр, мм	Маса, кг	Кількість заходів (ротор/статор)	Довжина активної частини статора, мм	Приєднувальні різьби		Діаметр долота, мм	Продуктивність насосів, л/с	Частота обертання вала, об/с	Перепад тиску, МПа	Момент сили на валі, кН·м	Максимальний кут перекосу, град
						до бурильних труб	до долота						
Д-42	700	42	9	9/10	250	M16x1,5	*	59,0	0,3—0,5	4,0—6,7	2,0—4,0	0,03	—
Д-48	1850	48	18	7/8	685	3-42	3-42	59,0—76,0	1,2—2,6	4,1—6,7	4,0—5,0	0,08—0,10	—
Д1-54	1890	54	27	5/6	530	3-42	3-42	56,0—76,0	1,0—2,5	3,0—7,5	4,5—5,5	0,07—0,11	—
ДГ-60	2300	60	34	5/6	755	3-42	3-42	76,0—98,4	1,0—2,0	3,0—6,0	4,5—5,5	0,06—0,08	1,5
Д-85	3230	85	110	9/10	870	3-66	3-66	98,4—120,6	4,8	2,2	5,5	0,5	—
Д1-88	3225	88	110	5/6	1220	3-66	3-66	98,4—120,6	4,5—7,0	2,7—5,0	5,8—7,0	0,80—0,95	0,5
ДО-88	3570	88	85	5/6	1220	3-66	3-66	112,0—120,6	5,0—7,0	3,0—5,0	5,8—7,0	0,4—0,6	5
ДГ-95	2640	95	41	6/7	1420	3-76	3-76	112,0—139,7	6,0—10,0	2,0—3,3	4,5—6,0	0,6—0,9	4,0
ДГУ-95	4500	95	150	6/7	1420	3-76	3-76	112,0—139,7	6,0—10,0	2,0—3,0	4,0—5,0	0,6—0,9	4,0
Д-95	3000	95	90	6/7	1420	3-76	3-76	112,0—139,7	6,0—10,0	2,0—3,0	4,0—5,0	0,6—0,9	—
Д1-105	3740	105	180	5/6	1500	3-88	3-76	120,6—151,0	6,0—10,0	2,6—3,8	5,0—8,0	0,8—1,4	3
ДГ-105	2355	105	120	6/7	1000	3-88	3-76	120,6—139,7	6,0—10,0	2,8—4,0	5,0—8,0	0,6—1,0	5
Д-106	4200	106	215	7/8	2000	3-88	3-76	120,6—151,0	4,0—12,0	0,6—2,1	4,0—8,0	0,9—2,0	3
Д1-106	5255	106	275	7/8	2000	3-88	3-76	120,6—151,0	4,0—12,0	0,6—2,1	4,0—8,0	0,9—2,0	3
Д-108	2900	108	150	7/8	1400	3-88	3-88	120,6—151,0	6,0—12,0	1,3—2,5	3,5—5,5	0,8—1,3	—
ДК-108-1	5000	108	250	14/15	1400	3-88	3-88	120,6—139,7	3,0—6,0	0,3—0,7	5,5—7,5	2,0—2,7	—
ДК-108-2	3000	108	150	7/8	1400	3-88	3-88	120,6—139,7	6,0—12,0	1,3—2,5	3,5—5,5	0,8—1,3	—
ДК-108-3	3000	108	150	4/5	1400	3-88	3-88	120,6—139,7	6,0—12,0	2,0—4,0	3,0—5,0	0,5—0,8	—
Д1-108	3110	108	170	7/8	1400	3-88	3-88	120,6—151,0	6,0—12,0	1,3—2,5	3,5—5,5	0,8—1,3	—
ДГ-108	2565	108	147	7/8	1400	3-88	3-88	120,6—151,0	6,0—12,0	1,3—2,5	3,5—5,5	0,8—1,3	4
Д-110	4200	110	235	9/10	2000	3-88	3-76	120,6—151,0	4,0—12,0	0,4—1,6	3,0—7,5	1,1—2,3	—
Д1-127	5800	127	420	9/10	2000	3-101	3-88	139,7—158,7	15,0—20,0	3,3—4,3	5,5—8,5	2,2—3,0	3
Д1-145	4670	145	418	7/8	1800	3-117	3-88	158,7—190,5	15,0—20,0	2,0—3,0	7,0—9,0	3,0—4,5	1,5

Гвинтовий двигун	Довжина, мм	Діаметр, мм	Маса, кг	Кількість заходів (ротор/статор)	Довжина активної частини статора, мм	Приєднувальні різби		Діаметр долота, мм	Продуктивність насосів, л/с	Частота обертання вала, об/с	Перепад тиску, МПа	Момент сили на валі, кН·м	Максимальний кут перекосу, град
						до бурильних труб	до долота						
Д-155	4870	155	500	7/8	2100	3-133	3-117	190,5—215,9	24,0—30,0	2,1—2,7	6,5—7,5	3,0—4,5	—
ДГ-155	4330	155	466	7/8	2100	3-133	3-117	190,5—215,9	24,0—30,0	2,1—2,7	6,5—7,5	3,5—4,0	3,5
ДМ-172	13000	172	1300	7/8	6300	3-147	3-117	190,5—215,9	18,0—32,0	3,0—3,3	8,0—10,0	6,0—7,0	—
ДМ1-172	12540	172	1200	7/8	5700	3-147	3-117	190,5—215,9	20,0—25,0	1,80—2,25	10,0—12,0	6,0—7,0	—
ДН-172	3900	172	490	9/10	1800	3-147	3-117	190,5—215,9	25,0—35,0	1,3—1,8	4,5—7,0	4,5—6,0	2
Д5-172	6220	172	770	9/10	1800	3-147	3-117	190,5—215,9	25,0—35,0	1,3—1,8	4,5—7,0	4,5—6,0	3
Д5-172М	6720	172	830	9/10	2400	3-147	3-117	190,5—215,9	25,0—35,0	1,5—2,0	7,2—9,7	7,4—9,8	1
ДВ-172	5420	172	650	6/7	2400	3-147	3-117	190,5—215,9	24,0—32,0	3,0—3,7	6,2—9,2	5,0—6,5	3
ДГ1-172	3870	172	455	6/7	1460	3-147	3-117	190,5—215,9	24,0—35,0	2,5—3,2	5,8—7,8	3,5—4,0	3
Д2-195	6550	195	1100	9/10	1800	3-147	3-117	215,9—244,5	25,0—35,0	1,5—1,9	4,3—6,7	5,2—7,0	3
Д5-195	7265	195	1200	9/10	2400	3-147	3-117	215,9—244,5	25,0—35,0	1,3—1,8	7,9—9,9	9,5—11,0	3
Д3-195	7940	195	1300	9/10	3000	3-147	3-117	215,9—244,5	25,0—35,0	1,3—2,2	9,2—11,2	10,5—13,7	1
Д1-240	7570	240	1746	7/8	3000	3-171	3-152	269,9—295,3	30,0—50,0	1,2—2,2	6,0—8,0	10,0—14,0	3

* За замовленням.

Таблиця 2.126

Технічні характеристики гвинтових двигунів фірми «Sperry-Drill» (США)

Зовнішній діаметр, мм	Діаметр свердловини, мм	Продуктивність насосів, л/с	Швидкість обертання долота, об/хв	Максимальний крутний момент, Н·м	Перепад тиску, МПа	Максимальна потужність, кВт	Кількість заходів (ротор/статор)	Різьба		Довжина, м		Маса, кг	
								верхнього з'єднання	нижнього з'єднання	із стаціонарним корпусом	із регульованим корпусом	із стаціонарним корпусом	із регульованим корпусом
44,5	47,6—69,9	0,63—1,26	620—1240	33,9	4,0	4,3	1/2	штанга AW	штанга AW	3,41	3,75	19,0	20,4
44,5	47,6—69,9	0,63—1,26	310—620	33,9	2,0	2,2	1/2	штанга AW	штанга AW	3,41	3,75	19,0	20,4
60,3	73,0—88,9	1,26—3,15	550—1375	128,8	6,0	16,6	1/2	штанга BW	штанга BW	4,54	4,88	57,6	61,7
60,3	73,0—88,9	1,26—3,15	274—685	115,3	3,0	8,2	1/2	штанга BW	штанга BW	4,54	4,88	57,6	61,7

Зовнішній діаметр, мм	Діаметр свердловини, мм	Продуктивність насосів, л/с	Швидкість обертання долота, об/хв	Максимальний крутний момент, Н·м	Перепад тиску, МПа	Максимальна потужність, кВт	Кількість заходів (ротор/статор)	Різьба		Довжина, м		Маса, кг	
								верхнього з'єднання	нижнього з'єднання	із стаціонарним корпусом	із регульованим корпусом	із стаціонарним корпусом	із регульованим корпусом
60,3	73,0—88,9	1,26—3,15	160—400	156,0	2,6	6,5	5/6	штанга BW	штанга BW	3,05	3,38	39,0	40,4
85,7	98,4—120,7	1,26—6,31	195—650	379,8	4,7	25,5	1/2	2 7/8 Reg	2 7/8 Reg	7,01	7,25	184,6	188,7
85,7	98,4—120,7	1,89—6,94	98—360	750,0	5,0	27,9	4/5	2 7/8 Reg	2 7/8 Reg	5,39	5,64	162,4	170,1
85,7	98,4—120,7	1,89—6,94	48—176	926,3	3,3	16,8	7/8	2 7/8 Reg	2 7/8 Reg	5,39	5,64	166,5	174,2
92,1	101,6—149,2	5,05—8,83	242—565	491,0	3,7	28,6	1/2	2 7/8 Reg	2 7/8 Reg	6,98	7,22	248,6	254,0
92,1	101,6—149,2	5,05—10,09	128—256	1041,6	5,3	27,5	4/5	2 7/8 Reg	2 7/8 Reg	5,82	6,07	207,7	215,5
92,1	101,6—149,2	5,05—10,09	68—136	1308,8	2,5	18,3	7/8	2 7/8 Reg	2 7/8 Reg	5,82	6,07	215,5	218,6
120,7	149,2—200,0	6,31—12,62	225—450	596,8	2,5	27,7	1/2	3 1/2 Reg	3 1/2 Reg	6,43	7,1	326,6	362,9
120,7	149,2—200,0	6,31—15,77	105—262	1616,7	3,4	43,8	4/5	3 1/2 Reg	3 1/2 Reg	5,73	6,37	335,7	374,2
120,7	149,2—200,0	6,31—15,77	56—140	1959,8	2,4	28,3	7/8	3 1/2 Reg	3 1/2 Reg	5,73	6,37	335,7	374,2
158,8	200,0—250,8	11,41—22,08	230—460	1363,1	3,4	64,7	1/2	4 1/2 Reg	4 1/2 Reg	7,62	7,99	630,5	662,2
158,8	200,0—250,8	9,46—25,24	100—266	3157,4	4,3	86,8	4/5	4 1/2 Reg	4 1/2 Reg	6,71	7,07	553,4	585,1
158,8	200,0—250,8	9,46—25,24	51—136	4102,7	3,1	57,6	7/8	4 1/2 Reg	4 1/2 Reg	6,71	7,44	558,8	595,1
158,8	200,0—250,8	10,73—25,24	53—124	4611,3	3,4	59,1	8/9	4 1/2 Reg	4 1/2 Reg	7,07	—	589,7	621,4
165,1	200,0—250,8	12,62—31,55	200—500	1847,2	3,4	95,4	1/2	4 1/2 Reg	4 1/2 Reg	8,17	8,56	694,0	725,7
165,1	200,0—250,8	18,93—37,85	150—300	4557,1	4,8	141,3	4/5	4 1/2 Reg	4 1/2 Reg	6,64	7,01	655,4	689,5
165,1	200,0—250,8	14,20—31,55	59—131	5289,5	2,5	71,6	8/9	4 1/2 Reg	4 1/2 Reg	6,64	7,01	675,8	707,6
171,5	200,0—250,8	12,62—31,55	200—500	1380,7	2,5	71,3	1/2	4 1/2 Reg	4 1/2 Reg	6,98	7,35	669,0	703,5
171,5	200,0—250,8	12,62—31,55	200—500	1847,2	2,5	95,4	1/2	4 1/2 Reg	4 1/2 Reg	7,99	8,35	766,6	800,6
171,5	200,0—250,8	18,93—37,85	150—300	4557,1	4,8	141,3	4/5	4 1/2 Reg	4 1/2 Reg	7,32	7,68	757,5	793,8
171,5	200,0—250,8	18,93—37,85	86—172	5194,5	3,4	92,3	7/8	4 1/2 Reg	4 1/2 Reg	6,74	7,68	703,0	740,3
171,5	200,0—250,8	14,20—31,55	59—131	3492,4	1,7	47,2	8/9	4 1/2 Reg	4 1/2 Reg	5,52	6,13	603,3	640,5

Зовнішній діаметр, мм	Діаметр свердловини, мм	Продуктивність насосів, л/с	Швидкість обертання долота, об/хв	Максимальний крутний момент, Н·м	Перепад тиску, МПа	Максимальна потужність, кВт	Кількість заходів (ротор/статор)	Різьба		Довжина, м		Маса, кг	
								верхнього з'єднання	нижнього з'єднання	із стаціонарним корпусом	із регульованим корпусом	із стаціонарним корпусом	із регульованим корпусом
171,5	200,0—250,8	14,20—31,55	59—131	5289,5	2,5	71,6	8/9	4 1/2 Reg	4 1/2 Reg	6,74	7,07	703,0	741,6
203,2	235,0—311,2	18,93—37,85	210—420	1905,6	2,5	82,7	1/2	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	7,35	7,74	1119,5	1181,6
203,2	235,0—311,2	18,93—37,85	210—420	2491,5	2,5	108,1	1/2	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	8,35	8,75	1274,6	1336,3
203,2	235,0—311,2	18,93—56,78	75—225	6860,0	3,4	159,4	4/5	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	7,65	8,08	1161,2	1222,4
203,2	235,0—311,2	18,93—56,78	48—144	9350,2	3,3	139,1	7/8	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	7,65	8,08	1161,2	1222,4
203,2	235,0—311,2	17,67—44,16	58—146	8137,7	3,7	122,7	8/9	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	8,05	8,44	1979,1	1343,5
203,2	235,0—311,2	12,62—37,85	48—143	5492,9	3,7	80,9	9/10	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	6,13	6,64	1088,6	1156,7
244,5	311,2—444,5	25,24—56,78	200—400	4509,7	4,2	186,3	1/2	7 5/8 Reg	7 5/8 Reg	10,03	10,27	2041,2	2087,4
244,5	311,2—444,5	31,55—56,78	200—360	4482,5	3,4	166,6	1/2	7 5/8 Reg	7 5/8 Reg	10,03	10,27	2041,2	2087,4
244,5	311,2—444,5	37,85—73,71	133—266	9477,6	4,2	260,4	3/4	7 5/8 Reg	7 5/8 Reg	9,14	9,36	2118,3	2170,4
244,5	311,2—444,5	37,85—73,71	67—134	12929,4	3,1	178,9	5/6	7 5/8 Reg	7 5/8 Reg	9,14	9,36	2177,2	2231,7
285,8	444,5—660,4	50,47—126,18	91—228	13562,7	3,6	319,3	3/4	7 5/8 або 8 5/8 Reg	7 5/8 або 8 5/8 Reg	9,63	9,85	—	—

Таблиця 2.127

Технічні характеристики гвинтових двигунів D500 і D1000H фірми «Dyna-Drill» (США)

Параметр	Гвинтовий двигун							
	5" D500	6 1/2" D500	7 3/4" D500	9 5/8" D500	12" D500	3 7/8" D1000H	5" D1000H	6 1/2" D1000H
Кількість заходів (ротор/статор)	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
Зовнішній діаметр, мм	127,0	165,1	196,9	244,5	304,8	98,4	127,0	165,1
Діаметр свердловини, мм	165—200	213—251	251—311	311—445	445—660	118—152	165—200	213—251
Довжина, м: без запобіжної втулки із запобіжною втулкою	5,8 6,0	6,0 —	6,2 6,4	7,7 8,1	10,1 —	6,9 —	6,2 —	7,6 —
Різьбові з'єднання, дюйм: верхнє нижнє	3 1/2 3 1/2	4 1/2 4 1/2	5 1/2 6 5/8	6 5/8 7 5/8	7 5/8 7 5/8	2 7/8 2 7/8	3 1/2 3 1/2	4 1/2 4 1/2
Продуктивність насосів, л/с	9,5—12,6—15,8	12,6—17,4—22,1	18,9—23,7—28,4	25,2—34,7—44,2	50,5—63,1—75,7	4,7—7,9—11,0	9,5—14,2—18,9	15,8—20,5—25,2
Швидкість обертання, об/хв	335—450—560	275—375—480	275—345—415	215—295—375	125—157—188	320—530—745	345—520—690	350—450—550
Перепад тиску, МПа	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	5,2	3,1	4,1
Потужність, кВт	20—27—34	27—37—47	45—56—67	59—81—103	113—142—171	21—34—49	26—39—52	67—86—104

Технічні характеристики гвинтових двигунів F2000 фірми «Dyna-Drill» (США)

Параметр	Гвинтовий двигун								
	4 3/4" F2000S	4 3/4" F2000M	4 3/4" F2000H	6 1/2" F2000S	6 3/4" F2000S	6 3/4" F2000M	7 3/4" F2000S	7 3/4" F2000H	8 1/4" F2000S
Кількість заходів (ротор/статор)	5/6	5/6	1/2	5/6	5/6	4/5	7/8	1/2	5/6
Зовнішній діаметр, мм	120,7	120,7	120,7	165,1	171,5	171,5	196,9	196,9	209,6
Діаметр свердловини, мм	149—200	149—200	149—200	213—251	213—251	213—251	251—311	251—311	311—660
Довжина, м: без запобіжної втулки із запобіжною втулкою	6,5	6,5	7,8	6,8	7,3	7,6	7,0	8,0	7,5
	—	—	—	—	—	—	7,3	8,3	7,8
Різьбові з'єднання, дюйм: верхнє нижнє	3 1/2 3 1/2	3 1/2 3 1/2	3 1/2 3 1/2	4 1/2 4 1/2	4 1/2 4 1/2	4 1/2 4 1/2	5 1/2 6 5/8	5 1/2 6 5/8	6 5/8 6 5/8
Продуктивність насосів, л/с	11,4—13,6—15,8	9,5—12,6—15,8	9,5—14,2—18,9	15,8—22,1—28,4	15,8—22,1—28,4	18,9—25,2—31,6	18,9—28,4—37,9	18,9—25,2—31,6	31,6—41,0—50,5
Швидкість обертання, об/хв	95—110—125	150—200—240	350—450—550	105—150—190	95—135—170	165—215—265	90—140—185	230—320—390	115—145—180
Перепад тиску, МПа	2,1	4,1	3,1	3,1	4,1	5,2	4,7	4,1	4,1
Потужність, кВт	19—22—25	34—45—54	35—45—55	42—60—76	57—81—102	88—115—141	80—124—164	71—98—118	110—139—173

Технічні характеристики гвинтових двигунів фірми «Trudril» (США)

Параметр	Зовнішній діаметр гвинтового двигуна, мм				
	171	197	203	244	286
Кількість заходів (ротор/статор)	7/8	7/8	7/8	5/6	6/7
Кількість секцій	3	3	3	3	3
Довжина, м	6,71	7,53	8,56	8,32	7,65
Діаметр свердловини, мм	200—250	228—311	228—311	311—445	349—508
Різьбове з'єднання, дюйм: верхнє	4 1/2 norm.	6 5/8 norm.	6 5/8 norm.	6 5/8 norm. 7 5/8 norm.	7 5/8 norm.
нижнє	4 1/2 norm.	6 5/8 norm.	6 5/8 norm.	6 5/8 norm. 7 5/8 norm.	7 5/8 norm.
Максимальний перепад тиску, МПа	3,45	3,45	3,45	3,1	3,1
Обертний момент при максимальному перепаді тиску, кН·м	5,08	8,81	8,81	12,20	15,59
Максимальна подача насосів, л/с	37,8	56,8	56,8	75,7	88,3
Максимальна швидкість обертання, об/хв	170	150	150	140	140

Характеристики гвинтових двигунів. Частота обертання ротора двигуна визначається за формулою

$$n = \eta_0 \frac{Q}{V_T}, \quad (2.10)$$

де η_0 — об'ємний коефіцієнт корисної дії двигуна, який залежить від його зовнішнього завантаження;

Q — об'ємна витрата рідини;

V_T — теоретичний або робочий об'єм рідини, який необхідно пропустити через двигун на один оберт ротора.

Перепад тиску на гвинтовому двигуні М.А. Гукасов рекомендує обчислювати за допомогою емпіричної формули

$$\Delta p_r = \frac{a \rho Q^2}{f^2} + b \bar{M}^c, \quad (2.11)$$

де $a = 5,689 + 831,1\bar{\delta} + 26232\bar{\delta}^2$;

$$b = \frac{\rho Q^2}{f^2} (9,028 - 280,9\bar{\delta} + 28979\bar{\delta}^2);$$

$$c = 1,196 + 42,24\bar{\delta} - 4338\bar{\delta}^2;$$

$$f = \frac{\pi D_k^2}{2} \frac{[r/e(z_p + 1) + 1]}{[r/e(z_p + 1) + 2]^2};$$

$$\bar{\delta} = \delta / V^{1/3};$$

$$\bar{M} = M f^2 / (V \rho Q^2);$$

ρ — густина бурового розчину;

M — момент сили на валі гвинтового двигуна.

Тут позначені дані двигуна: δ — радіальний натяг (зазор) між статором і ротором; V — робочий об'єм двигуна; D_k — контурний діаметр; z_p — число заходів (зубів) ротора; r — радіус початкового кола; e — ексцентриситет зчеплення. Для двигунів типу Д відношення $r/e = 1,175$.

Перша складова у формулі (2.11) визначає перепад тиску при холостому режимі роботи двигуна (тобто при $M = 0$).

Ефективна гідравлічна потужність двигуна визначається як

$$N = \eta_0 \eta_m Q \Delta p_r,$$

де η_m — механічний коефіцієнт корисної дії.

Збільшення числа заходів ротора і ексцентриситету зчеплення призводить до збільшення робочого об'єму двигуна і за інших однакових умов — до зниження частоти обертання ротора та підвищення моменту сили на валі.

На рис. 2.107 показана, за М.Т. Гусманом і Д.Ф. Балденком, характерна залежність робочих параметрів від кінематичного відношення гвинтового двигуна.

Типова характеристика гвинтового двигуна при $Q = \text{idem}$ показана на рис. 2.108.

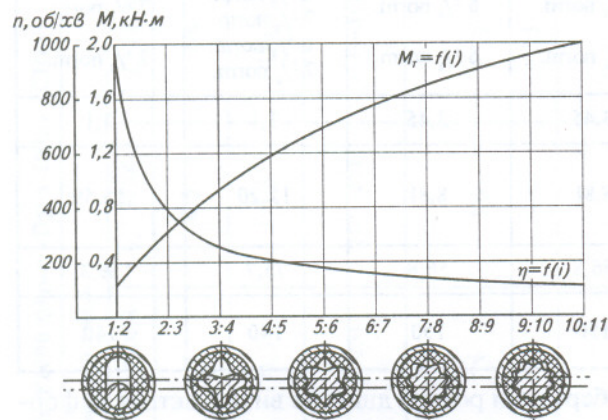


Рис. 2.107. Графіки залежності частоти обертання і моменту на валі від кінематичного відношення гвинтового двигуна

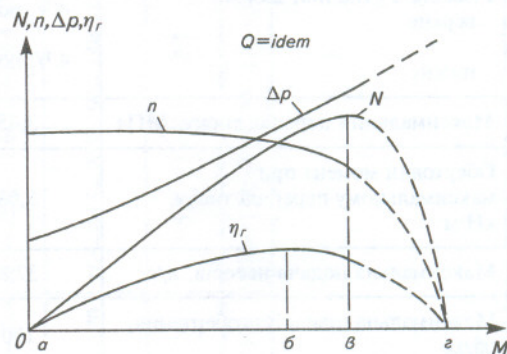


Рис. 2.108. Характеристика гвинтового двигуна: а—режим холостого ходу ($M \rightarrow 0$, $n \rightarrow \max$); б, в—оптимальний режим ($\eta \rightarrow \max$, $N \rightarrow \max$); з—гальмівний режим ($n \rightarrow 0$, $M \rightarrow \max$)

2.4.3. ТУРБОГВИНТОВІ ДВИГУНИ

У 1970 р. ВНДІБТ був запропонований турбогвинтовий вибієний двигун, який знайшов застосування на практиці і показав певні переваги.

Модульні турбогвинтові двигуни (рис. 2.109) включають три основні вузли: шпindel 1, турбінну секцію 2 і гвинтовий модуль 3. Конструкцією передбачені різні варіанти агрегування вказаних вузлів. У залежності від поставлених технологічних задач можуть використовуватися такі варіанти компоновок: шпindel і гвинтовий модуль, шпindel і турбінна секція та шпindel, турбінна секція і гвинтовий модуль. Монтаж цих компоновок може здійснюватися як в умовах цеху, так і безпосередньо на свердловині.

Модульні турбогвинтові двигуни органічно поєднують стабільність енергетичної характеристики в часі та високу жорсткість лінії моментів, що забезпечує досягнення більш високих показників роботи доліт, ніж при використанні турбобурів або гвинтових двигунів.

Шляхом заміни гвинтового модуля на інший можна ступінчасто регулювати частоту обертання від 80 до 270 об/хв.

При інших рівних умовах турбогвинтові двигуни мають значно більший ресурс на відмову, ніж гвинтові двигуни.

При роботі на малоабразивному буровому розчині ресурс турбогвинтових двигунів на відмову становить 400—500 год.

Висока надійність двигуна забезпечується використанням в його конструкції оригінальних технічних рішень. Це вузли з'єднання торсіона з ротором гвинтового модуля і валом турбінної секції, пристрій для зменшення дії на опори двигуна невідновленої маси торсіона і гвинтового ротора та ін. Використовувані у турбінній секції робочі органи забезпечують високі енергетичні показники двигуна в цілому.

Модульні турбогвинтові двигуни типу ТВД випускають діаметрами 195 і 240 мм із урахуванням максимального використання уніфікації вузлів серійних турбобурів, високомоментної турбіни А7ПЗ і серійних гвинтових пар. Така компоновка двигуна забезпечує високі значення моменту сили на валі при відносно низькій частоті його обертання. При цьому передбачається розвантаження гвинтового модуля на номінальному режимі роботи двигуна: модуль або підвищує, або поглинає момент сили тільки при подоланні пікового значення моменту на долоті або його перевантаженні. Це сприяє підвищенню безвідмовної роботи гвинтової пари.

Універсальні турбогвинтові двигуни типу ТПС-У з перетворювачами частоти обертання випускають діаметрами 172 і 195 мм. Турбогвинтові двигуни цього типу комплектуються взаємозамінними двома або трьома турбінними секціями з плаваючими статорами (ТПС), перетворювачем частоти обертання вихідного вала (гвинтового модуля) та шпіндельною секцією з осью опорою.

Турбогвинтові двигуни ТПС-У забезпечують при постійній продуктивності бурових насосів ступінчасту зміну частоти обертання вихідного вала в діапазоні 80—400 об/хв у залежності від конструктивного виконання гвинтових пар. Конструктивна схема цих двигунів дозволяє одержати практично постійну частоту обертання вала при зміні осевого навантаження на долото в широких межах. Конструкція шпіндельної секції забезпечує роботу двигуна при бурінні гідромоніториними долотами з перепадом тиску в їх насадках 6—8 МПа.

Уніфіковані модульні турбогвинтові двигуни 2ТУ-240КД з покращеними енергетичними і експлуатаційними характеристиками комплектуються взаємозамінними уніфікованими модулями. Нижня секція являє собою односекційний турбобур ТУ-240К. Середня секція двигуна конструктивно виконана аналогічно серійній з використанням турбін зменшеної висоти точного лиття (37/11-240ТЛ). Верхня секція двигуна є активним гальмівним модулем, що вміщує в одному корпусі турбінну частину і робочі органи гвинтового двигуна, які з'єднуються з допомогою знімного торсіона. Особливістю гальмівного модуля є його повна взаємозамінність із серійною секцією. Верхня секція також оснащена турбінами зменшеної висоти.

У табл. 2.130 наведені технічні характеристики турбогвинтових вибірних двигунів. Частота обертання вала наведена для трьох гвинтових модулів.

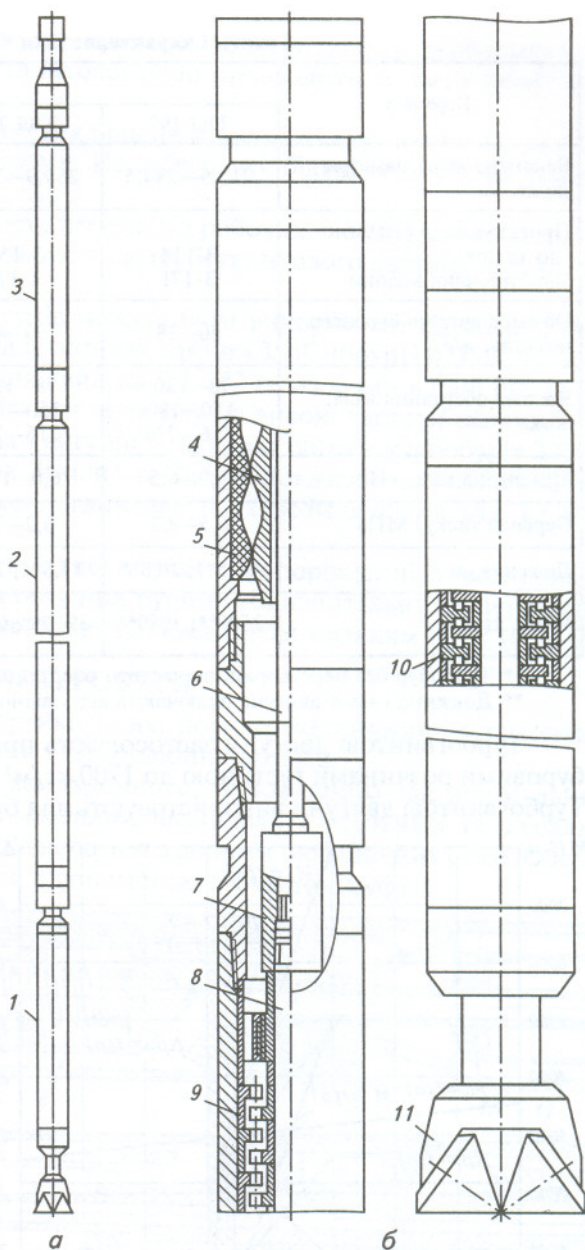


Рис. 2.109. Загальний вигляд (а) та схема (б) модульного турбогвинтового двигуна:
1—шпіндель; 2—турбінна секція; 3—гвинтовий модуль; 4, 5—відповідно ротор і статор гвинтової пари; 6—торсіон; 7—з'єднання торсіона з валом турбінної секції; 8—вал турбінної секції; 9—ступінь турбіни; 10—осьова опора шпінделя; 11—долото

Момент на виході турбогвинтового двигуна створюється, в основному, турбінною секцією. Полегшений (в 5–10 разів) режим роботи гвинтової пари призводить до зменшення зносу та підвищення її ресурсу.

Для турбогвинтових двигунів спостерігається більша жорсткість (крутизна) моментної характеристики $M_{\text{ТГ}}(n)$ у порівнянні з турбобурами. Це забезпечує більш стійку роботу двигуна у лівій частині моментної характеристики $M_{\text{ТГ}}(n)$.

Одним із недоліків турбобура є можливість переходу з робочих частот у зону високих аж до частот холостого режиму. Особливість характеристики турбогвинтового двигуна при насосному режимі виключає таку можливість (рис. 2.110).

При агрегуванні турбогвинтових двигунів можуть бути використані відроблені гвинтові пари від вибійних гвинтових двигунів. Досвід їх випробування «ЗапСиббурНИПИ» (м. Тюмень, Росія) показав, що зношені гвинтові пари (для двигуна ДЗ-172 із зазорами в парі понад 0,8 мм) успішно застосовують як стабілізатор запобігання переходу на високі частоти обертання.

Результати випробувань турбогвинтових двигунів із використанням турбобурів ТПС-172 і гвинтових пар від двигуна ДЗ-172 на площах Західного Сибіру показали, що найсприятливіші умови роботи двигуна створюються тоді, коли гвинтова пара розміщується між верхньою і середньою секціями турбобура.

До недоліків турбогвинтових двигунів слід віднести значну (у порівнянні із гвинтовими двигунами) довжину, що ускладнює їх використання при бурінні горизонтальних і сильновикривлених свердловин. Турбогвинтові двигуни характеризуються також низьким ККД (0,2–0,3).

2.4.4. ЕЛЕКТРОБУРИ

Електробури призначені для буріння вертикальних, похило-скерованих і горизонтальних свердловин з використанням бурових розчинів і газоподібних агентів.

Електробур (рис. 2.111) складається з асинхронного, наповненого мастилом двигуна з короткозамкненим ротором, і наповненого мастилом шпинделя з осьовими та радіальними підшипниками. Корпуси двигуна і шпинделя з'єднуються з допомогою конічних різьб. Обертовий момент двигуна передається на вал шпинделя з допомогою зубчастих муфт.

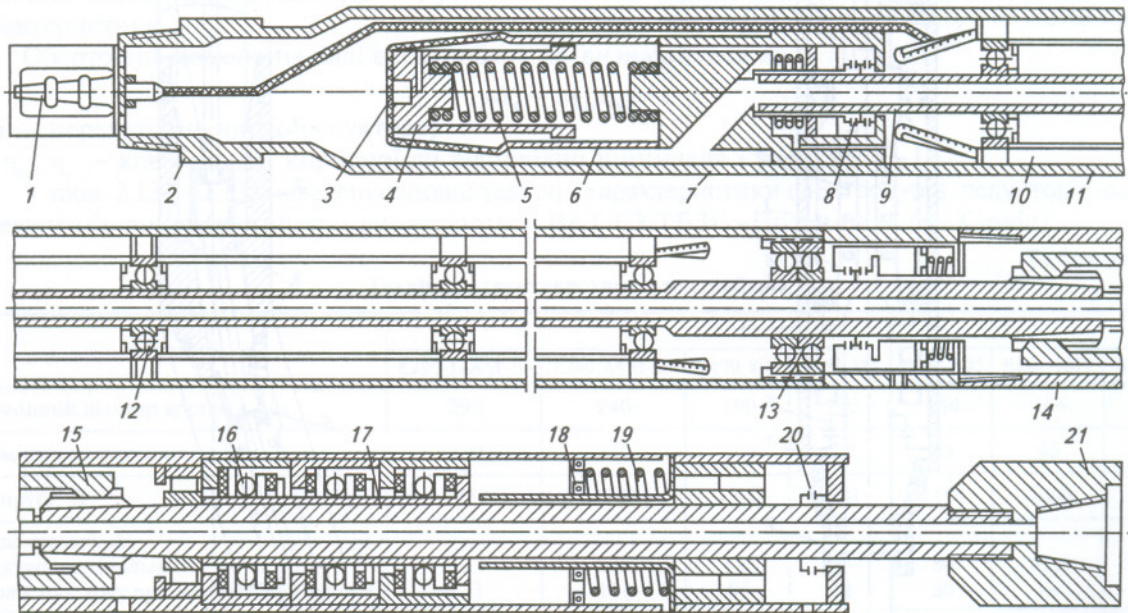


Рис. 2.111. Загальна схема електробура:

1—кабельний вхід; 2—перехідник під елеватор; 3—гумова діафрагма компенсатора; 4—поршень компенсатора; 5—пружина; 6—циліндр компенсатора; 7—верхній з'єднувальний корпус статора двигуна; 8—верхній сальник двигуна; 9—вал двигуна; 10—пакет магнітопровідної сталі статора; 11—корпус статора; 12—проміжний підшипник двигуна; 13—нижній підшипник двигуна; 14—корпус шпинделя; 15—зубчаста муфта; 16—радіально-осьовий підшипник; 17—вал шпинделя; 18—поршень компенсатора шпинделя; 19—пружина компенсатора; 20—сальник шпинделя; 21—перехідник на долото

Основними частинами трифазного електродвигуна є статор і ротор. У корпусі статора запресовані пакети з магнітопровідної сталі, між якими розташовані короткі пакети з немагнітопровідного матеріалу. Останні служать опорою для підшипників ротора. Вихідні кінці обмоток, закладених у пазах статора, приєднані до кабелю, через який струм підводиться до електродвигуна.

Ротор складається з пустотілого вала, на якому розміщені секції з короткозамкненими клітками. Між секціями встановлені кулькові радіальні підшипники. Провертанню на валі секцій ротора запобігають шпонки.

У верхній частині корпусу електробура розміщений лубрикатор, в якому вміщується запас мастила для компенсації витікань через ущільнення і створення з допомогою пружини надлишкового тиску в порожнині двигуна у порівнянні з тиском навколишнього середовища. Лубрикатори також регулюють тиск у двигуні при нагріванні мастила.

Шпindel електробура служить для передавання на долото осьового навантаження і обертового моменту від двигуна. Вал шпинделя змонтований на осьових і радіальних підшипниках. Шпindel герметичний і заповнюється авіаційним мастилом. У ньому, як і у двигуна, розміщений лубрикатор. Захист пустотілого шпинделя від бурового розчину знизу забезпечується торцевим сальником. Нижній кінець вала шпинделя закінчується різьбою під перехідник для приєднання долота.

Планетарний редуктор-вставка призначений для зниження частоти обертання породоруйнівного інструменту і підвищення обертового моменту. Редуктор-вставка (рис. 2.112) приєднується до електродвигуна і шпинделя з допомогою корпусних конічних різьб. Вхідний вал редуктора приєднується до вала двигуна з допомогою зубчастої муфти, а ведений вихідний вал — з допомогою такої самої муфти до вала шпинделя.

Герметизація валів редуктора, які обертаються з різною швидкістю, забезпечується торцевими ущільненнями.

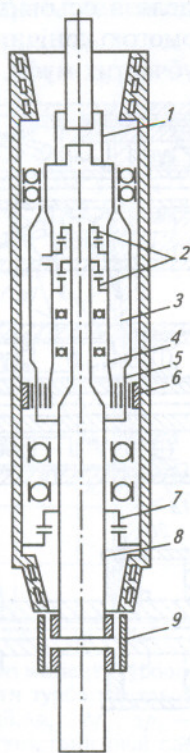


Рис. 2.112. Схема редуктора-вставки:

1, 9—з'єднувальні муфти; 2—верхній сальник;
3—компенсатор; 4—вхідний вал; 5—водило; 6—нерухома шестерня; 7—нижній сальник; 8—ведений вал

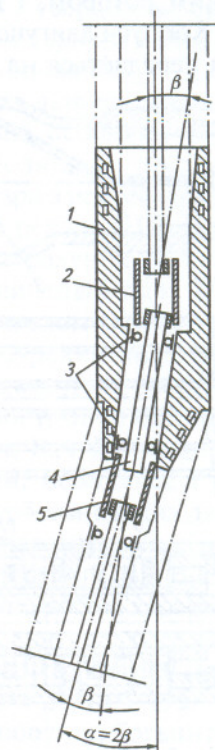


Рис. 2.113. Схема механізму викривлення:

1—корпус; 2, 5—зубчасті муфти; 3—підшипники;
4—вал механізму

У верхній частині редуктор-вставка не має ущільнень, а в нижній частині герметизується торцевим ущільненням.

Для зменшення швидкості обертання долота і підвищення крутного моменту можна використовувати два послідовно з'єднаних редуктора-вставки.

Механізм викривлення призначений для забезпечення перекосу осей шпинделя і двигуна електробура при бурінні ПСС. Загальна схема механізму показана на рис. 2.113.

Характеристики електробурів. Кутова швидкість обертання вала електродвигуна визначається швидкістю обертання магнітного поля статора та обчислюється за формулою

$$\omega_d = \frac{2\pi f}{p}(1-s),$$

де f — частота струму;

p — кількість пар полюсів електродвигуна;

s — ковзання ротора відносно статора.

У двигунах електробурів величина ковзання при номінальному завантаженні становить $s = 0,08-0,12$. При збільшенні або зменшенні завантаження двигуна ковзання s також змінюється. Зміна ковзання для різних двигунів дещо відрізняється за значенням, але закономірність зберігається для всіх двигунів електробурів. На рис. 2.114 показаний графік залежності обертового моменту двигуна електробура від ковзання ротора відносно статора s .

При пуску двигун розвиває обертовий момент $M_{\text{пуск}}$ (при $\omega = 0$ та $s = 1$), який зменшується до мінімального $M_{\text{мін}}$, потім із підвищенням частоти обертання момент досягає максимального значення $M_{\text{макс}}$ і далі знижується до значення, рівного моменту опору на валі. Права частина кривої від $M_{\text{макс}}$ називається робочою зоною, а ліва частина — пусковою зоною характеристики.

Обертовий момент на валі електробура M_e визначається як

$$M_e = i\eta_{\text{ш}}\eta_{\text{р}}M,$$

де i — передаточне число редуктора;

$\eta_{\text{ш}}$, $\eta_{\text{р}}$ — коефіцієнти корисної дії відповідно шпинделя і редуктора.

У табл. 2.131—2.133 наведені основні технічні характеристики електробурів, редукторів-вставок і механізмів викривлення, які випускаються ВАТ СКТБЗЕ «Потенціал» (м. Харків).

Таблиця 2.131

Технічні характеристики електробурів

Параметр	Електробур						
	E290-12AM-B5	E240-8AM-B5	E190-8B5	E190-8M	E164-8B5	E164-8MP	E164-8P
Зовнішній діаметр корпусу, мм	290	240	190	190	164	164	164
Номінальна потужність, кВт	180	210	125	32	65	45	45
Напруга, В	1750	1700	1300	600	1100	1000	930
Сила струму, А:							
робоча номінальна	123	144	125	45	80	61,5	65
холостого ходу при номінальній напрузі	121	110	95	34	80	—	—
Частота обертання, об/с	7,6	11,5	11,2	1,1	11,3	3,9	3,9
Обертовий момент, кН·м:							
номінальний	5,1	2,97	1,8	4,45	1,1	2,0	2,0
максимально допустимий	11,0	7,6	3,8	6,23	2,4	4,0	4,0
Максимальне навантаження на долото, кН	350	350	300	350	300	200	200

Технічні характеристики редуктора-вставки

Редуктор-вставка	Передаточне число	Частота обертання, об/с	Номінальний обертовий момент, кН·м	Максимальне осьове навантаження, кН
PB164-EMB5	3	3,74	3,3	250
PB164-10MB5	10	1,19	4,0	250
PB185-2MB5	2	6,12	2,6	300
PB185-3MB5	3	4,08	5,4	300
PB185-10B5	10	1,19	5,4	300
PB190-10B5	10	1,27	4,5	350
PB215-EMB5	3	3,74	7,5	350
PB240-2MB5	2	5,85	5,9	400
PB240-3MB5	3	4,25	8,85	400
PB290-2B5	2	2,83	1,0	400
PB290-3MB5	3	2,55	1,16	400
PM-195	13,6	2,5—3,5	3,44	—

Таблиця 2.133

Технічні характеристики механізмів викривлення

Механізм викривлення	Корпусна різьба	Допустиме осьове навантаження, кН	Кут викривлення, град	Довжина, мм	Маса, кг
МИ164-1	МК 150	200	1,0	935	81
МИ164-1,5	МК 150	200	1,5	935	81
МИ170-1	МК 156	200	1,0	928	79
МИ170-1,5	МК 156	200	1,5	928	79
МИ185-1	МК 168	250	1,0	850	88
МИ185-1,5	МК 168	250	1,5	850	88
МИ215-1	РК 200	300	1,0	930	120
МИ215-1,5	РК 200	300	1,5	930	120
МИ215-2	РК 200	300	2,0	930	120
МИ240-1	РКТ 218	350	1,0	920	167
МИ240-1,5	РКТ 218	350	1,5	920	167
МИ240-2	РКТ 218	350	2,0	920	167
МИ250-1	РК 230	400	1,0	840	185
МИ250-1,5	РК 230	400	1,5	840	185
МИ250-2	РК 230	400	2,0	840	185

Система струмопідведення. Схема розміщення інструменту і обладнання при бурінні свердловин електробуром показана на рис. 2.115. До неї входять: долото 1, електробур 2, бурильна колона 3, станція керування електробуром 4, високовольний вимикач 5, силовий трансформатор 6, регулятор подавання долота 7, бурова лебідка 8, високовольна скринька 9, ведуча труба 10, струмоприймач 11, вертлюг 12, буровий шланг 13, зовнішній нерухомий кабель 14, пульт керування електробуром 15, ротор 16.

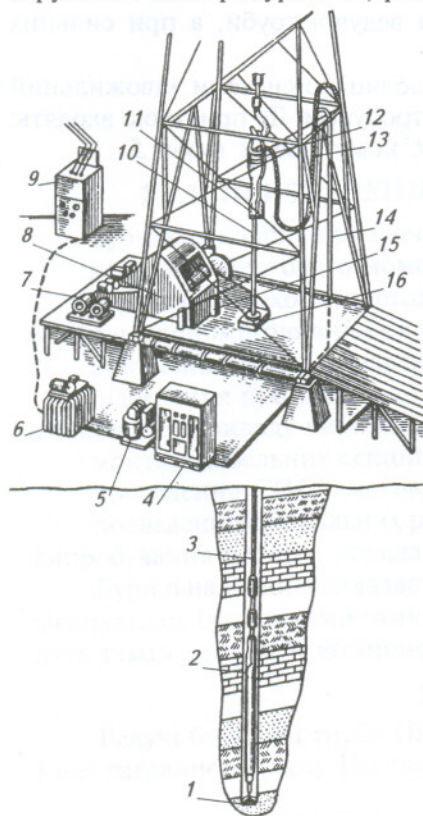


Рис. 2.115. Схема розміщення інструменту і обладнання при бурінні свердловин електробуром

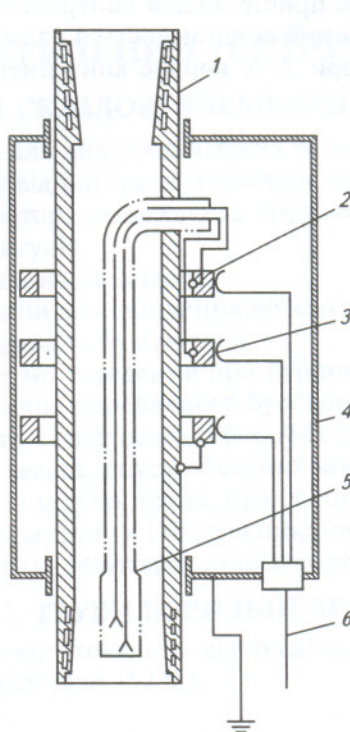


Рис. 2.116. Схема струмоприймача електробура

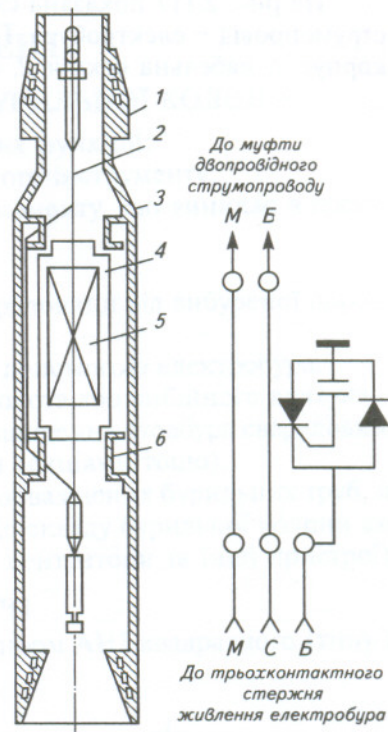


Рис. 2.117. Схема пристрою для контролю за ізоляцією системи

Силовий трансформатор призначений для регулювання напруги на клеммах двигуна електробура в процесі буріння свердловини.

Станція керування електробуром призначена для виконання таких операцій:

пуск і зупинка електробура;

максимально миттєвий захист при короткому замиканні в колі електродвигуна електробура і струмопідведення з витримкою часу при перевантаженнях;

вимірювання потужності, сили трифазного струму, лінійної напруги в головному колі, опору ізоляції системи струмопідведення електробура;

сигналізування світлового, яке вказує на включення або відключення електробура, і рележно-блінкерного, що вказує на вид захисту відключення електробура.

На рис. 2.116 показана схема струмоприймача електробура, призначеного для введення кабелю всередину бурової колони і створення неперервного електричного кола для живлення електробура при нерухомій і рухомій бурильній колоні. Струмоприймач, що монтується безпосередньо під вертлюгом, складається із пустотілого ствола 1, струмоприймальних кілець 2, струмопровідного пристрою 3, корпусу 4, кабельного входу 5, кабелю 6.

Кабельні секції розміщуються всередині бурової колони і являють собою відрізки двожильного шлангового кабелю з припаяними на кінцях контактними муфтою і стержнем, а

розчином.

Зворотний клапан встановлюється під першу свічу після ведучої труби, а при сильних перепадах — під 5—10 свічу.