

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению практических занятий
по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых
скважин» для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовые
техника и технологии,
специализация «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»

Ставрополь 2026 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие.....	6
Практическое занятие 1. Разделение геологического разреза на характерные пачки пород методом «реперных» долот.....	7
Практическое занятие 2. Выбор рациональных типов шарошечных долот...	16
Практическое занятие 3. Расчет скольжения вооружения шарошечных долот первого класса.....	24
Практическое занятие 4. Коды записи состояния и износа шарошечных долот.....	29
Практическое занятие 5. Определение требуемой осевой нагрузки на долото и частоты его вращения при роторном бурении.....	44
Практическое занятие 6. Определение параметров, характеризующих изменение механической скорости бурения во времени для шарошечных долот.....	47
Практическое занятие 7. Проектировочный расчет бурильной колонны.....	50
Практическое занятие 8. Гидравлический расчет циркуляционной системы буровой при промывке однофазной жидкостью.....	62
Практическое занятие 9. Оптимизация параметров режима бурения по комплексной методике ВНИИБТ.....	94
Практическое занятие 10. Выбор оптимальных параметров режима бурения по методике Е. М. Галле и Г. Б. Вудса.....	97
Практическое занятие 11. Изучение типов и конструкций гидравлических забойных двигателей.....	105
Практическое занятие 12. Определение приращения пространственного искривления на участках ствола скважины по инклинометрическим данным.	119
Практическое занятие 13. Изучение элементов жестких, маятниковых и отклоняющих компоновок.....	124
Практическое занятие 14. Расчет маятниковых компоновок низа бурильной колонны.....	136

Практическое занятие 15. Расчет жестких компоновок низа бурильной колон-

ны.....142

Список рекомендуемой литературы.....145

Предисловие

Дисциплина «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» является одной из основных в структуре подготовки дипломированного специалиста по специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии, специализации Технология бурения нефтяных и газовых скважин.

Цель дисциплины состоит в изучении технологии строительства нефтяных и газовых скважин в различных горно-геологических условиях бурения.

В результате изучения дисциплины будущий бакалавр должен приобрести знания, позволяющие ему грамотно выбирать способ бурения, породоразрушающий инструмент, проектировать режим бурения и бурильную колонну, осуществлять проводку вертикальных скважин, квалифицированно оценивать результаты строительства скважин.

Дисциплина «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» относится к дисциплинам части, формируемой участниками образовательных отношений. Изучается в 6 и 7 семестрах.

Основой для изучения дисциплины "Технология бурения нефтяных и газовых скважин" являются следующие дисциплины: математика, физика, теоретическая механика, строительство нефтяных и газовых скважин.

Знания, полученные при изучении данной дисциплины необходимы для успешного освоения следующих дисциплин: осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин, заканчивание скважин, бурение скважин в заданном направлении.

Компетенции обучающегося, формируемые в результате:

- способность оформлять технологическую, техническую, промысловую документацию по обслуживанию и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности (ПК-5)

В результате освоения дисциплины обучающийся должен:

ЗНАТЬ:

- основные физико-механические свойства горных пород, механизм разрушения горных пород;
- конструктивные особенности и область применения буровых долот и бурильных головок;
- технологические особенности различных способов бурения;
- основные руководящие документы.

УМЕТЬ:

- правильно выбирать долота для бурения горных пород с известными механическими свойствами, определять способ и режим бурения;
- подбирать инструмент и технологический режим для отборки керна;
- расшифровать записи показаний приборов, контролирующих процесс бурения;
- выбирать методы оперативного управления технологическими процессами углубления нефтяных и газовых скважин, включая выбор оптимального способа бурения;
- проектировать компоновки низа бурильной колонны для предупреждения искривления скважин в процессе бурения.

ВЛАДЕТЬ:

- методами технико-экономического анализа при подборе типа породоразрушающего инструмента, способа и режима бурения.

Практическое занятие 1

Разделение геологического разреза на характерные пачки пород методом «реперных» долот

Цель: научиться правильно производить разделение проектного геологического разреза на характерные пачки пород.

Учебно-тематический план

Смежные литологические разности горных пород объединяются в одну пачку или относятся к разным пачкам по критериальному признаку – величине проходки на «реперное» долото.

Предварительно исходная информация по проходкам «реперных» долот подвергается обработке математико-статистическими методами на предмет выявления дефектных данных данной статистической совокупности.

В «Комплексной методике...» [1] приведена экспресс-методика для обработки относительно небольших массивов информации (вариационных рядов, статистических совокупностей) в количестве вариантов не более 20–30, которая базируется на методах так называемой «Порядковой статистики». Последовательность обработки вариационных рядов:

1. В вариационном ряде данные располагаются в порядке неубывания (от минимальной до максимальной вариант), т. е. вариационный ряд ранжируется:

$$\left. \begin{array}{l} X_1, X_2, X_3, \dots, X_{n-2}, X_{n-1}, X_n \\ \text{где } X_1 \leq X_2 \leq X_3 \dots \leq X_{n-2} \leq X_{n-1} \leq X_n \end{array} \right\}. \quad (1)$$

2. Для исключения грубых промахов явно дефектных данных (выскакивающий вариант) проверяются максимальные и минимальные величины статистической совокупности следующим образом:

– для исключения максимальной варианты

$$\frac{X_n - X_{n-1}}{X_n - X_1} \geq K_n, \quad (2)$$

– для исключения минимальной варианты

$$\frac{X_2 - X_1}{X_n - X_1} \geq K_n, \quad (3)$$

– для исключения сразу двух максимальных вариант

$$\frac{X_n - X_{n-2}}{X_n - X_1} \geq K_n, \quad (4)$$

– для исключения сразу двух минимальных вариант

$$\frac{X_3 - X_1}{X_n - X_1} \geq K_n, \quad (5)$$

– для исключения максимальной варианты при предположении, что минимальная варианта дефектна

$$\frac{X_n - X_{n-1}}{X_n - X_2} \geq K_n, \quad (6)$$

– для исключения минимальной варианты при предположении, что и максимальная варианта дефектна

$$\frac{X_2 - X_1}{X_n - X_2} \geq K_n \quad (7)$$

Величина K_n определяется по таблице 1 при заданной величине доверительной вероятности (α), исходя из количества вариант в данной совокупности (n).

Таблица 1 – Значения коэффициента K_n .

Количество членов в совокупности n	Величина K_n при доверительной вероятности $\alpha=0,95^*$		
	$\frac{X_n - X_{n-1}}{X_n - X_1}$	$\frac{X_n - X_{n-1}}{X_n - X_2}$	$\frac{X_n - X_{n-2}}{X_n - X_1}$
	$\frac{X_2 - X_1}{X_n - X_1}$	$\frac{X_2 - X_1}{X_n - X_2}$	$\frac{X_3 - X_1}{X_n - X_1}$
3	0,941	1,00	1,00
4	0,765	0,955	0,967
5	0,642	0,807	0,845
6	0,560	0,689	0,736
7	0,507	0,610	0,661
8	0,468	0,554	0,607
9	0,437	0,512	0,565
10	0,402	0,477	0,531
11	0,392	0,450	0,504

12	0,376	0,428	0,481
15	0,338	0,381	0,430
20	0,300	0,334	0,372
24	0,281	0,309	0,347
30	0,260	0,283	0,322
*) Верхний ряд отношений – для оценки «выскакивающих» максимальных вариантов. Нижний ряд отношений – для оценки «выскакивающих» минимальных вариантов.			

Если вычисления по формулам (2) и (3) показывают, что минимальная и максимальная варианты не являются дефектными, т. е. «не выскакивают», то на этом дальнейшая проверка прекращается. В противном случае проверка продолжается до тех пор, пока не будут установлены все аномальные (дефектные) варианты данного показателя с целью последующего исключения.

Если неравенства (2) – (7) соблюдаются, то из вариационного ряда проверяемые варианты исключаются как дефектные. Для дальнейшего анализа используется новая статистическая совокупность, образованная из ранее рассмотренной путем исключения дефектных данных («выскакивающих вариантов»).

В случае нарушения неравенств (2) – (7) для дальнейшего анализа используются все варианты рассматриваемой совокупности.

Очищенные ряды проходок на «реперные долота» используем для идентификации или определения существенных различий сопряженных разностей пород при формировании характерных пачек горных пород и определения границ их залегания. Для этой цели используются нижеследующие аналитические зависимости, исходные и расчетные данные (таблица 1):

1. Вычисляются суммы единичных величин проходок на реперные долота соответственно в каждой из 2-х сравниваемых разностей пород (записываются в разделе III табл. 1).

Таблица 2

Номер раздела	Разность пород (наименование)	Разность пород (наименование)
	Интервал глубин залегания	
	от до	от до
	Кодовое наименование соответствующей разности пород	
	Код (например А ₄)	Код (например В ₅)
II	Варианты величин единичных проходок на «реперное» долото в разности (ранжирование от минимума до максимума)	
	Шифр «реперного» долота	Шифр «реперного» долота
	1 h_{11}	h_{12}
	2 h_{21}	h_{22}
	3 h_{31}	h_{32}
	n h_{n1}	h_{n2}
III	$\sum_1^{n_1} h_{i1}$	$\sum_1^{n_2} h_{j2}$
IV	$\bar{h}_{A4} = \frac{\sum_1^{n_1} h_{i1}}{n_1}$	$\bar{h}_{B5} = \frac{\sum_1^{n_2} h_{j2}}{n_2}$
V	$R_{A4} = h_{n1} - h_{11}$	$R_{B5} = h_{n2} - h_{12}$
VI	$\bar{R} = \frac{R_{A4} + R_{B5}}{2}$	
VII	$f = n_1 + n_2 - 2$, или $f = e(N-1)$	
VIII	$ \bar{h}_{A4} - \bar{h}_{B5} \leq *K_N \frac{\bar{R}}{d_n}$	

2. Вычисляются средние величины проходок на «реперные» долота по каждой разности пород (записываются в раздел IV табл. 1).

$$\bar{h}_{A4} = \frac{\sum_1^{n_1} h_{i1}}{n_1}; \bar{h}_{B5} = \frac{\sum_1^{n_2} h_{j2}}{n_2}, \quad (8)$$

где h_{i1} и h_{j2} – величины единичных проходок на «реперные» долота соответственно 1-й и во 2-й сравниваемых разностях пород;

n_1 и n_2 – количество «реперных» долот соответственно в каждой из двух сравниваемых совокупностей.

3. Рассчитываются размахи варьирования величины единичных проходок на «реперные» долота в каждой разности и средние размахи варьирования по обеим сравниваемым совокупностям (записываются соответственно в разделы V и VI табл. 1).

$$R_A = h_{n1} - h_{11}; \quad R_B = h_{n2} - h_{12}, \quad (9)$$

где h_{n1} и h_{11} – соответственно максимальная и минимальная величины единичных проходок на «реперные» долота отработанные в разности пород A_1 ; h_{n2} и h_{12} – соответственно для разности пород B_1

$$\bar{R} = \frac{R_{A1} + R_{B1}}{2}, \quad (10)$$

4. Оценивается число степеней свобод (записывается в раздел VII табл. 1) в общем случае ($n_1 \neq n_2$)

$$f = (n_1 - 1) + (n_2 - 1) = n_1 + n_2 - 2; \quad (11)$$

в частном случае ($n_1 = n_2$)

$$f = 1 (N - 1), \quad (12)$$

где 1 – количество групп повторных определений (в приведенном случае $l=2$) при однофакторном дисперсионном анализе; N – количество вариантов в таких группах (в приведенном частном случае у сравниваемых совокупностей одинаковое количество вариантов ($n_1 = n_2 = N$)).

5. Если соблюдается неравенство (раздел VIII, табл. 1)

$$\overline{h_{A4}} - \overline{h_{B5}} \leq *K_N \frac{\bar{R}}{d_n} \quad (13)$$

то рассматриваемые разности горных пород могут быть идентифицированы и объединены в одну пачку; в противном случае объединения этих разностей горных пород в одну пачку не допускается.

Величина d_n определяется по таблице 3; величина $*K_n$ определяется по таблице 3; исходя из числа степеней свободы f и количества вариантов N в сравниваемых совокупностях.

Таблица 3 – Значения коэффициента d_n .

Количество вариант (членов) рассматриваемой совокупности после исключения дефектных данных n_1	Величина d_n	K_w при $\alpha = 0.95$
2	1,128	8.0
3	1,693	1.48
4	2,059	0.77
5	2,326	0.53
6	2,534	0.41
7	2,704	0.34
8	2,847	0.29
9	2,970	0.25
10	3,076	0.23
11	3,173	0.21
12	3,258	0.19
13	3,336	0.18
14	3,407	0.17
15	3,472	0.16
16	3,532	0.15
17	3,588	0.14
18	3,640	0.14
19	3,689	0.13
20	3,735	0.12

Таблица 4 – Значения коэффициента $*K_N$.

fN	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	4,3	3,51	3,04	2,72	2,48	2,30	2,15	2,03	1,92
3	3,18	2,59	2,25	2,01	1,83	1,70	1,59	1,50	1,42
4	2,78	2,26	1,96	1,76	1,60	1,48	1,39	1,31	1,24
5	2,57	2,10	1,81	1,62	1,48	1,37	1,28	1,21	1,14
6	2,45	2,01	1,73	1,55	1,42	1,31	1,22	1,15	1,09
7	2,36	1,93	1,65	1,49	1,36	1,26	1,18	1,13	1,05
8	2,31	1,88	1,63	1,46	1,33	1,23	1,15	1,09	1,04
9	2,26	1,84	1,60	1,43	1,30	1,21	1,13	1,06	1,01
10	2,23	1,81	1,58	1,41	1,29	1,19	1,11	1,05	0,99
11	2,20	1,79	1,56	1,39	1,27	1,17	1,10	1,04	0,98
12	2,18	1,78	1,54	1,38	1,26	1,16	1,09	1,03	0,97
13	2,16	1,77	1,53	1,36	1,25	1,15	1,08	1,02	0,97
14	2,14	1,75	1,51	1,35	1,23	1,14	1,07	1,01	0,96
15	2,13	1,73	1,51	1,34	1,23	1,14	1,07	1,00	0,95

16	2,12	1,73	1,50	1,34	1,22	1,13	1,06	1,00	0,95
17	2,11	1,72	1,49	1,33	1,22	1,13	1,06	0,99	0,94
18	2,10	1,72	1,48	1,33	1,21	1,12	1,05	0,99	0,94
19	2,09	1,71	1,48	1,32	1,21	1,12	1,05	0,99	0,93
20	2,09	1,71	1,48	1,32	1,21	1,12	1,05	0,99	0,93
21	2,08	1,70	1,47	1,31	1,20	1,11	1,04	0,98	0,93
22	2,07	1,69	1,46	1,31	1,19	1,11	1,04	0,98	0,93
24	2,06	1,68	1,46	1,30	1,19	1,10	1,03	0,97	0,92
27	2,05	1,67	1,45	1,30	1,18	1,09	1,03	0,97	0,92
30	2,04	1,66	1,44	1,29	1,18	1,09	1,02	0,96	0,91
40	2,02	1,65	1,43	1,28	1,17	1,08	1,01	0,95	0,90
60	2,00	1,63	1,41	1,26	1,15	1,07	1,00	0,94	0,89
120	1,98	1,62	1,40	1,25	1,14	1,06	0,99	0,93	0,89

Если для первых 2-х сравниваемых разностей горных пород неравенство (13) справедливо, то эти разности пород объединяются в одну и аналогично описанному сравниваются с очередной разностью. Такое сравнение и последовательное объединение производится до тех пор, пока неравенство (13) не будет нарушено. При этом нижней границей вышележащей характерной пачки пород (она же – верхняя граница последующей характерной пачки пород) является отметка кровли той последней разности пород, при сравнении которой с предыдущей толщиной нарушается неравенство (13).

Аналогичная процедура приводится для всех последовательно залегающих разностей горных пород от устья скважины до проектной отметки ее забоя.

Пример 1. При роторном способе бурения в майкопских отложениях на долота III 190,5С-ГН получены следующие величины проходок на долото в метрах 37,0; 20,0; 23,0; 29,0; 25,0; 24,0 (n=7).

Установить с доверительной вероятностью 0,95, есть ли в этой выборке дефектные (аномальные) данные.

1. Ранжируется выборка по (1)

20,0; 23,0; 24,0; 25,0; 27,0; 28,0; 37,0 м.

2. Проверяется на аномальность первая варианта по формуле (3) и последняя варианта

$$\frac{23,0 - 20,0}{37,0 - 20,0} = 0,176;$$

$$\frac{37,0 - 28,0}{37,0 - 20,0} = 0,529.$$

При $n = 7$ величина K_n по таблице приложения А $K_n = 0,507$. Так как $0,176 < 0,507$, то первая варианта не аномальна.

Так как $0,529 > 0,507$, то последняя варианта аномальна и из рассмотрения исключается.

3. После исключения аномальной варианты ранжированная анализируемая выборка приобретает вид: 20,0; 23,0; 24,0; 25,0; 27,0; 28,0 ($n = 6$).

Для новой выборки повторно проверяем на аномальность первую и последнюю варианты аналогично описанному выше:

$$\frac{23,0 - 20,0}{28,0 - 20,0} = 0,375; \frac{28,0 - 27,0}{28,0 - 20,0} = 0,125.$$

При $n = 6$, $K_n = 0,560$

Так как $0,375 < 0,560$ и $0,125 < 0,560$, обе проверяемые варианты не аномальны и из рассмотрения не исключаются.

Пример 2. При роторном способе бурения в двух смежных разностях горных пород на однотипные долота получены две выборки проходок, которые после очистки их от аномальных (дефектных) вариант приведены в таблице 5 (аналог таблицы 1).

Таблица 5.

Номер раздела	Разность пород А ₁	Разность пород В ₁
II	23, 23, 24, 25, 27, 29 (м)	6, 8, 8, 8, 9, 10, 10, 10, 12 (м)
III	$\sum h_{i1} = 151$	$\sum h_{j2} = 81$
IV	$\bar{h}_{A1} = \frac{151}{6} = 25,2$	$\bar{h}_{B1} = \frac{81}{9} = 9$
V	$R_{A1} = 29 - 23 = 6$	$R_{B1} = 12 - 6 = 6$

VI	$\bar{R} = \frac{6+6}{2} = 6$
VII	$f=6+9-2=13$
VIII	$ 25,2-6 > 0,95 \frac{6}{3,472}$ $16,2 > 1,64,$ где $*K_N = 0,95$ (по таблице приложения Б , $d_n=3,472$ (по таблице приложения Б)).

Так как неравенство (13) (запись в разделе VIII) не соблюдается, объединение рассматриваемых разностей горных пород в одну пачку не допускается.

Задания для работы на занятии

Используя информацию, собранную во время производственной практики, о литологической характеристике разреза площади, данные накопительной ведомости по проходкам долот, произвести ее обработку в последовательности, приведенной ниже.

1. Сформировать вариационные ряды проходок для каждой литологической разности горных пород, произвести их ранжирование и очистку от дефектных (аномальных) вариантов.

2. Выделить характерные пачки горных пород в геологическом разрезе.

Вопросы к практическому занятию

1. Сущность метода «реперных» долот.
2. Каким требованиям должны отвечать «реперные» долота?
3. Что такое характерная пачка пород?

Практическое занятие 2

Выбор рациональных типов шарошечных долот

Цель: научиться правильно производить выбор рациональных типов шарошечных долот.

Учебно-тематический план

Выбор рациональных типов шарошечных долот производят для характерных пачек пород, выделенных в исследуемом геологическом разрезе [1]. Для каждой характерной пачки вычисляются средневзвешенные (по мощности) категории твердости и абразивности по формуле (14)

$$\bar{T} = \sum_1^i T_i \frac{m_i}{\sum_1^i m_i}; \quad \bar{A} = \sum_1^i A_i \frac{m_i}{\sum_1^i m_i}, \quad (14)$$

где $\bar{T}, \bar{A}$ – средневзвешенные для данной характерной пачки пород величины категорий соответственно твердости и абразивности;

$\bar{T}, \bar{A}$ – соответственно категории твердости и абразивности i -й разности пород;

m_i – мощность i -й разности пород в характерной пачке, м;

$\sum_1^i m_i$ – мощность рассматриваемой характерной пачки пород, м.

В справочной литературе приведены данные по твердости и пределу текучести горных пород в МПа [2].

Для перехода к категориям твердости, предложены формулы [3]

$$T = 0,164 P_{\text{ш}}^{0,479}; \quad T = 0,305 P_o^{0,426}, \quad (15)$$

где T – твердость горной породы в категориях;

$P_{\text{ш}}, P_o$ – твердость и предел текучести горной породы соответственно, МПа.

Категорию абразивности горной породы, при известной категории твердости, следует определять по «Обобщенной классификационной шкале абразивности горных пород» из [2], которая приведена в таблицеб.

Таблица 6 – Классификационная таблица соответствия абразивных свойств горных пород их геолого-петрографическим характеристикам

Порода	Содержание кварца или халцедона, %	Категория твердости	Абразивность по обобщенной шкале ВНИИБТ (категория)
<i>Песчаник</i>			
кварцевый мономинеральный (крупно-, средне-, мелко-, тонкозернистый) и аналогичный алевролит	95	4-10	9-11
окварцованный сливной	85-95	7-10	10-11
частично окварцованный с протяженными контактами срастания кварцевых зерен	85-95	5-7	9-10
кварцевый с известковистым цементом (25-40%)	85-95	4	6
кварцевый и известковисто-глинистым цементом	60-75	5-7	7-8
кварцевый с глинистым цементом	60-75	4-5	7
кварцевый с сульфатным цементом	60-75	3-5	6-7
полевошпатово-кварцевый и аркозовый крупнозернистый	60-75	3-4	6
полевошпатово-кварцевый и аркозовый средне и мелкозернистый	-	-	10
тонкозернистый и аналогичный алевролит	-	-	9
с цементом 15-20%	-	-	8
- // - // - // - 20-50%	25	4-6	7-8
полимиктовый	10-15	4-6	7
<i>Глина</i>	5-10	-	6-7
мономинеральная	-	1-3	3-4
алевристая	10-20	2-3	4-5
песчанистая	10-30	2-4	5
кремнистая	-	5	6
<i>Аргиллит</i>			
слабоалевристый	5-10	4-5	3-4
алевристый и песчанистый	15-20	4-5	6
<i>Аспидный сланец</i>	2-5	-	4
<i>Углистый сланец</i>	2-5	2-3	4
<i>Мергель</i>			

глинистый	-	-	2
карбонатный (50-75%)	-	4-5	2
алевритовый	-	-	4
песчанистый	-	-	5
Известняк			
без примеси твердых абразивных минералов	1	5-6	2-3
глинистый	3	4-6	4
песчанистый (5%)	5	5-6	5
песчанистый (10%)	10	5-6	6
песчанистый (до 20-30%)	20-30	4-6	8-9
алевролитовый	15-20	5-6	5
кремнистый (5%)	5	5-6	5
кремнистый (10%)	10	6-7	6
кремнистый (15%)	15	6-7	7
кремнистый (20-30%)	20-30	8	8
Доломит			
без примеси твердых абразивных минералов	2-3	7-8	3-4
песчанистый	-	7-8	6-7
Кремень	75-95	11	11
Опока и трепел	-	1-2	6
Ангидрит без примеси твердых абразивных минералов	-	4-5	1
Гипс			
без примесей	-	2-3	1
опесчаненный	10-15	2-3	4
глинистый	1	2-3	1

Вычисленные величины средневзвешенных категорий твердости и абразивности для рассматриваемой пачки горных пород наносятся на поле «Классификационной таблицы парных соответствий категорий твердости и абразивности пород типам шарошечных долот» (КТС) [1], которая приведена на рисунке 1.

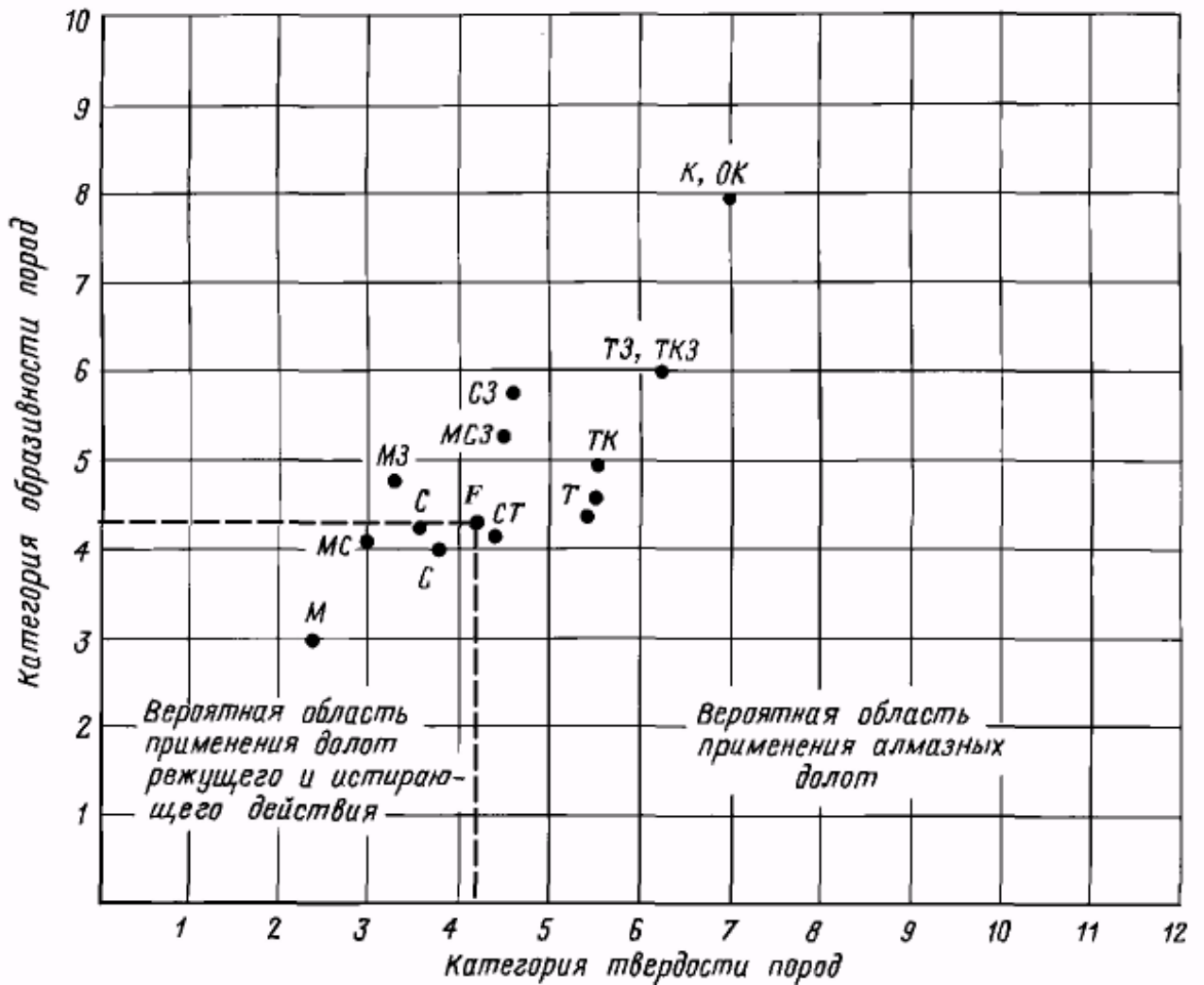


Рисунок 1 – Классификационная таблица парных соответствий категорий твердости и абразивности пород типам шарошечных долот

Если нанесенные точки с координатами $(\bar{T}, \bar{A})$ занимают промежуточное положение по отношению к двум или нескольким табличным точкам, соответствующим определенным типам долот, то выбор долота (или конкурирующих вариантов) наиболее отвечающего характеристике рассматриваемой пачки пород, производится из условия минимальности расстояния нанесенной расчетной точки до табличных.

Если нанесенная точка оказывается на равном расстоянии от двух или более табличных точек, то конкурирующими вариантами являются типы долот, соответствующие табличным точкам.

Область рационального применения каждого из тринадцати типов долот, выпуск которых предусмотрен ГОСТ20692-75 «Долота шарошечные. Типы и основные размеры», приведена также в таблице 7 [2].

Таблица 7 – Область рационального применения долот

Тип долота	Смещение осей цапф в направлении вращения долота (мм) при диаметре долота, мм				Область рационального применения	
	139,7 - 161,0	165,1 - 190,5	215,9 - 244,5	269,9 -и более	Класс горных пород, категории твердости (Т), абразивности (А)	Литолого-петрографическое описание класса горных пород
1	2	3	4	5	6	7
М	4-5	7	8	10	Мягкие $\bar{T}=2,4$; $\bar{A}=3,9$	Глины плотные известковистые и не известковистые, часто песчанистые и слюдистые с прослоями песков, алевролитов и песчаников, рыхлых мергелей, известняков, иногда аргиллитов.
МЗ	4-5	7	8	10	Мягкие абразивные $\bar{T}=3,2$; $\bar{A}=4,9$	1. Чередование аргиллитов известковистых, местами окремненных, алевролитов, иногда окварцованных, песчаников, глинистых сланцев 2. Переслаивание глин, алевролитов и песчаников с прослоями мергелей и мергелистых известняков. 3. Чередование глин,

						песков, песчаников с известковисто-глинистым цементом. 4. Известняки с прослоями разнозернистых песчаников, глин и алевролитов.
МС	4	5	5-6	7	Мягкие с пропластками средней твердости $\bar{T}=3,0$; $\bar{A}=4,0$	Глины, аргиллиты с прослоями песчаников, конгломератов, сцементированных известково-глинистым материалом, алевролитов глинистых и известняков.
МСЗ	4	5	5-6	7	Мягкие абразивные с пропластками средней твердости $\bar{T}=4,5$; $\bar{A}=3,2$	1. Чередование аргиллитов известковистых и не известковистых с алевролитами, песчаниками, встречаются кремни карбонатизированные. 2. Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов, местами переходящих в мергель с включениями пирита. 3. Известняки, иногда с включением кремня, с прослоями доломитов, мергелей, ангидритов, аргиллитов, реже песчаников.
С	3	3	4-5	5	Средней твердости $\bar{T}=3,7$; $\bar{A}=4,4$.	1. Переслаивание, чередование глин, песчаников, песков, алевролитов, реже аргиллитов, отдельных горизонтов конгломератов и прослоев мергелей. 2. Известняки и доломиты с прослоями глин и аргиллитов, ракушечные известняки, мел писчий рыхлый.

						3. Каменная соль крупнокристаллическая с прослоями глин, ангидритов, доломитов, известняков.
СЗ	3	3	4-5	5	Абразивные средней твердости $\bar{T}=4,2$; $\bar{A}=5,8$	1. Переслаивание глин, с включением гипса и ангидрита, с песчаниками от мелко до крупнозернистых, аргиллитами, алевролитами, прослои конгломератов, глинистых сланцев, роговиков, мергелей, туффиты. 2. Известняки, иногда долотомизированные, с прослоями глин, аргиллитов и песчаников.
СТ	3	3	4-5	5	Средней твердости с пропластками твердых $\bar{T}=4,5$; $\bar{A}=4,0$	1. Известняки и доломиты неравномерно глинистые, участками окремнелые, доломиты часто известковистые. 2. Переслаивание глин алевролистых, алевролитов, песчаников, аргиллитов известковистых, ангидритов, гипсов, мергелей. 3. Соль каменная крупнокристаллическая с прослоями глин, мергелей, ангидритов, доломитов.
Т	0,5	1,0	1,0	1,5	Твердые $\bar{T}=5,6$; $\bar{A}=4,5$	Известняки и доломиты с прослоями глин и включением ангидритов, гипсов и кремня.
ТЗ	0,5	1,0	1,0	1,5	Твердые абразивные $\bar{T}=6,2$; $\bar{A}=5,9$	1. Известняки, участками окремнелые, доломитизированные. 2. Доломиты, участками окремнелые, с включениями гипса, прослои

						глин и мергелей. 3. Аргиллиты, иногда окрем-нелые, алевролиты и песчаники, кварцевые, глинистые сланцы, рого- вики, андезиты, андези- то-базальты.
ТК	0,5	1,0	1,0	1,5	Твердые с пропласт- ками креп- ких $\bar{T}=5,9$; $\bar{A}=4,9$	1. Известняки и доломи- ты окремнелые, иногда с прослоями мергелей, го- рючих сланцев с вклю- чениями ангидрита и кремня. 2. Аргиллиты, алевроли- ты и песчаники кварце- вые, с прослоями камен- ного угля.
ТКЗ	0,5	1,0	1,0	1,5	Твердые абразивные с пропласт- ками креп- ких $\bar{T}=6,2$; $\bar{A}=6,0$	1. Известняки, участками окремнелые, иногда до- ломитизированные, тре- щинчатые и каверноз- ные. 2. Доломиты, участками окремнелые, с включе- ниями гипса, прослоями глин и мергелей. 3. Аргиллиты, иногда окремнелые, алевролиты и песчаники, кварцевые, глинистые сланцы, рого- вики, андезиты, андези- то-базальты.
К	0,5	1,0	1,0	1,5	Крепкие $\bar{T}=7,3$; $\bar{A}=7,8$	1. Кварцитовидные пес- чаники с прожилками кварца. 2. Андезиты, андезито- базальты. 3. Песчаники кварцевые с прослоями аргиллитов, известняков. 4. Аргиллиты и алевро- литы. 5. Известняки и доломи-

						ты окремненные.
ОК	0,5	1,0	1,0	1,5	Очень крепкие $\bar{T}=8$; $\bar{A}=8$	1. Кварцитовидные песчаники с прожилками кварца. 2. Андезиты, андезитобазальты. 3. Песчаники кварцевые с прослоями аргиллитов, известняков. 4. Аргиллиты и алевролиты. 5. Известняки и доломиты окремненные.

Задания для работы на занятии

Для выделенных в геологическом разрезе характерных пачек пород (см. занятия 1-е и 2-е) рассчитать средневзвешенные значения категорий твердости и абразивности и определить необходимый тип шарошечного долота.

Вопросы к практическому занятию

1. Сформулируйте понятие «тип» шарошечного долота.
2. Каким классификационным характеристикам горных пород должен соответствовать тип долота?
3. Принципы определения категории абразивности по методике ВНИИБТ.

Практическое занятие 3

Расчет скольжения вооружения шарошечных долот первого класса

Цель: уяснение принципов расчета показателя скольжения вооружения двух- и трехшарошечных долот, представленного зубцами призматической формы.

Учебно-тематический план

Интенсивность разрушения горной породы и износ вооружения шарошек связаны со скольжением зубцов по забою.

Для оценки степени подверженности износу зубцов шарошек служит удельное скольжение S'_x – отношение пути скольжения венца, содержащего точку a образующей (рис.2) к длине пути точки a вокруг оси шарошки за один оборот долота, выраженное в процентах

$$S'_x = \left(\frac{R_a}{r_a \cdot i} - 1 \right) \cdot 100\%, \quad (16)$$

где R_a и r_a – расстояние точки a соответственно от осей долота и шарошки; i – передаточное отношение шарошки.

Для оценки эффективности величин скольжения отдельных венцов с точки зрения разрушения породы служит отношение пути скольжения венца к длине пройденного им за то же время (период вращения) пути по забою

$$S''_x = \left(1 - \frac{r_a \cdot i}{R_a} \right) \cdot 100\% \quad (17)$$

Вращение шарошек с призматическими зубцами одного и того же долота является несинхронным, т.е. скорости их вращения неодинаковы. Передаточные отношения шарошек обратно пропорциональны числам зубцов на их периферийных венцах

$$i_1 : i_2 : i_3 = \frac{1}{z_1} : \frac{1}{z_2} : \frac{1}{z_3}.$$

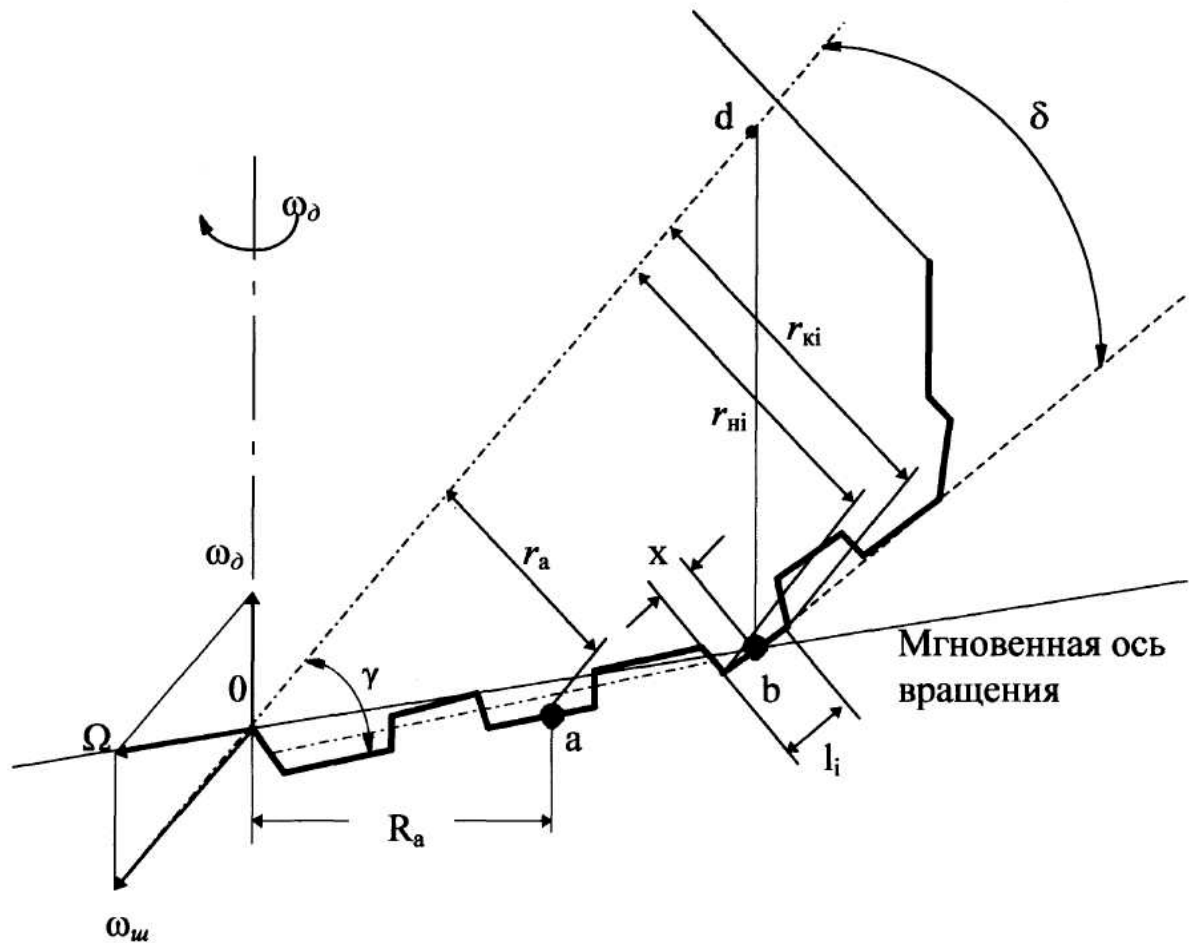


Рисунок 2 – Разрез шарошки

Это обусловлено тем, что в процессе разрушения горной породы (твёрдой и средней твёрдости) по периферийной части забоя образуется рейка, в лунке которой при качении соскальзывают зубцы периферийных венцов шарошек. Если шаг периферийного венца шарошки меньше шага рейки, то шарошка замедляет вращение. Рейку на забое образует так называемая ведущая шарошка. Для установления ведущей шарошки руководствуются следующими соображениями. Ведущей шарошкой будет та, периферийные зубцы которой имеют наибольший шаг, т.к. они обладают наибольшей кинетической энергией и лунки, образуемые при ударах этими зубцами наиболее глубокие и в них соскальзывают периферийные зубцы других шарошек.

Если длина зубцов периферийного венца с максимальным шагом существенно меньше длины зубцов других периферийных венцов, то образо-

вавшиеся лунки могут не позволить соскальзыванию в них зубцов других периферийных венцов. В этом случае ведущей шарошкой становится та, которая имеет второй по величине шаг периферийного венца.

Если передаточное отношение ведущей шарошки обозначить i_b , то передаточное отношение любой шарошки i_x можно определить из соотношения

$$\frac{i_x}{i_a} = \frac{z_a}{z_x}, \text{ где } z_b \text{ и } z_x - \text{число зубцов на периферийных венцах этих шарошек.}$$

Для вычисления передаточного отношения необходимо определить положение мгновенной оси ее вращения, для чего необходимо знать положение минимум двух ее точек. Одной из них является точка пересечения осей шарошки и долота. Положение второй точки определяют следующим образом.

1. По чертежу долота находят длины l_i зубцов всех венцов шарошки и расстояния их концов r_{ni} и r_{ki} от оси шарошки (рис 2).

2. Вычисляются выражения $l_i \cdot \frac{r_{ni} + r_{ki}}{2}$ для всех венцов шарошки.

3. Определяется венец, содержащий несколько точку шарошки путем сравнения величин, определяемых из выражения $l_i \cdot \frac{r_{ni} + r_{ki}}{2}$; несколько точка расположена на венце m , если

$$\left| \sum_1^{m-1} l_i \frac{r_{ni} + r_{ki}}{2} \right| - \left| \sum_{m+1}^n l_i \frac{r_{ni} + r_{ki}}{2} \right| \leq l_m \frac{r_{nm} + r_{km}}{2}. \quad (18)$$

4. Положение несколько точки b (рис.7), определяется расстоянием x по образующей зубца от его начала. Для определения величины x используется уравнение

$$\sum_1^{m-1} l_i \frac{r_{ni} + r_{ki}}{2} + x \frac{2r_{im} + x \cdot \sin \delta}{2} = (l_m - x) \frac{2r_{im} - (l_m - x) \sin \delta}{2} + \sum_{m+1}^n l_i \frac{r_{ni} + r_{ki}}{2}, \quad (19)$$

где δ – половина угла при вершине конуса, на котором находится несколько точка.

5. Определив величину x , наносят скользящую точку b на чертеж шарошки. Проводят через нее до пересечения с осью шарошки в точке d прямую, параллельную оси долота. Тогда передаточное отношение ведущей шарошки определяется по формуле

$$i_{\dot{a}} = \frac{\omega_{\phi}}{\omega_{\dot{a}}} = \frac{od}{bd}. \quad (20)$$

Для получения полного скольжения в случае смещения осей шарошек к поперечному скольжению необходимо геометрически прибавить величину продольного скольжения. Соответствующая методика изложена в [3].

Задания для работы на занятии

1. Значения измеряемых параметров следует внести в табл. 8.

Таблица 8 – Параметры шарошек

Номер шарошки	Венец	Параметры			Значения $l_i \cdot \frac{r_{\dot{i}} + r_{\dot{e}i}}{2}$
		l_i	r_{ni}	r_{ki}	
	А				
	Б				
	·				
	·				
	·				

2. Определить венец, содержащий скользящую точку, используя формулу (18).

3. Положение скользящей точки определить с помощью соотношения (19) методом последовательных приближений; либо после соответствующих преобразований выражение (19) можно свести к квадратному уравнению, решение которого имеет вид

$$x_{1,2} = -\frac{r_{im} + r_{em} - l_m \cdot \sin \delta}{2 \sin \delta} \pm \sqrt{\left(\frac{r_{im} + r_{em} - l_m \cdot \sin \delta}{\sin \delta} \right)^2 - \frac{k - m - r_{em} l_m + 0,5 l_m^2 \sin \delta}{\sin \delta}},$$

где $k = \sum_{i=1}^{m-1} l_i \frac{r_{ii} + r_{ei}}{2}$; $m = \sum_{i=m+1}^n l_i \frac{r_{ii} + r_{ei}}{2}$.

4. Определить передаточное число ведущей шарошки по формуле (20), после выполнения соответствующих построений (рис.2).

5. Для этой шарошки, используя формулы (16) и (17) определить показатели скольжения в трех точках (начало, середина и конец) каждого зубца, по одному на каждом венце.

6. Построить график изменения S'_x и S''_x .

Вопросы к практическому занятию

1. Сколько классов долот существует? Какие долота относятся к первому классу?
2. Как определяется положение мгновенной оси вращения?
3. Что называется шагом долота? Для каких долот шаг долота наибольший?

Практическое занятие 4

Коды записи состояния и износа шарошечных долот

Цель: научиться правильно записывать код износа шарошечного долота и делать вывод о дальнейшей пригодности долота к работе.

Учебно-тематический план

1. Износ вооружения (хотя бы одного венца).

Износ вооружения (индекс В) – обозначается цифрами 0, 1, 2, 3, 4 после индекса В. При этом для фрезерованных зубьев этот процент означает среднюю степень износа по высоте, а для твердосплавных зубков – долю выпавших зубков от общего их количества на всех шарошках долота.

В0 – отсутствие износа.

В1 – уменьшение высоты зубьев на 1/4.

В2 – уменьшение высоты зубьев на 1/2.

В3 – уменьшение высоты зубьев на 3/4 (предельное состояние).

В4 – уменьшение высоты зубьев на 4/4 (полный износ – отказ).

При наличии скола фрезерованных зубьев или твердосплавных зубков к характеристике износа вооружения добавляется индекс С. Общее количество (в процентах) сколотых фрезерованных зубьев или твердосплавных зубков записывается в скобках после индекса С.

При закруглении зубьев периферийных венцов к характеристике состояния вооружения шарошек добавляется индекс Р.

При зацеплении зубьев шарошек к характеристике состояния вооружения шарошек добавляется индекс Ц. Например: В2С(15)РЦ.

2. Износ опоры (хотя бы одной шарошки).

Обозначается индексом П и цифрами 0, 1, 2, 3, 4 после него, характеризующими соответственно: отсутствие износа, небольшой, средний, большой (предельный) уровни износа и «отказ» (разрушение) опоры.

П0 – отсутствие износа.

П1 – уровень износа небольшой: «качка» торца шарошки относительно оси цапфы невелика (например, для долот диаметром 139,7...215,9 мм – до 2 мм; диаметром 244,5...295,3 мм – до 3 мм). Тела качения не обнажены, козырьки лап не изношены.

П2 – уровень износа средний: «качка» торца шарошки большая (например, для долот диаметром 139,7...215,9 мм – до 4 мм, диаметром 244,5...295,3 мм – до 5 мм). Тела качения не обнажены, козырьки лап не изношены.

П3 – уровень износа большой (предельное состояние): «качка» торца шарошки значительная (например, для долот диаметром 139,7...215,9 мм – более 5 мм, диаметром 244,5...295,3 мм – более 6 мм), значительный износ или разрушение части тел качения; имеется опасность их выпадения; «заеда-

ние» шарошки при вращении от руки, козырьки лап изношены, нарушена герметизация опор в долотах серий ГНУ и ГАУ.

П4 – «отказ» (разрушение) опор: разрушение и поворот роликов; износ и разрушение шариков, козырьков лап и калибрующей части шарошек с выпадением тел качения; наличие трещин и «лысок» на шарошках, заклинивание шарошек;

При заклинивании шарошек к характеристике износа опор добавляется индекс К, количество заклиненных шарошек указывается в скобках. Например: П2К(1).

3. Если повреждается узел герметизации маслonaполненной опоры (выход из строя уплотнения или его износ и разрушение) к характеристике состояния опор добавляется индекс У, количество поврежденных узлов указывается в скобках. Например: У(2).

4. При повреждении гидромониторного узла (размыв гнезда, выпадение насадок) добавляется индекс Г, количество поврежденных узлов указывается в скобках. Например: Г(3).

5. Аварийный износ.

Аварийным износом считается поломка и оставление на забое части долота. Обозначается индексом А.

A_B – поломка и «оставление» вершин шарошек на забое;

$A_{\text{ш}}$ – поломка и «оставление» шарошек на забое;

A_C – поломка и «оставление» секций на забое;

$A_{\text{ц}}$ – поломка и «оставление» цапфы с шарошкой на забое.

Количество «оставленных» в скважине лап, шарошек и их вершин указывается римскими цифрами в скобках, например: $A_B(\text{I})$, $A_{\text{ш}}(\text{II})$, $A_{\text{ц}}(\text{III})$.

6. Износ по диаметру.

Уменьшение диаметра долота обозначается индексом Д и выражается в миллиметрах, например: Д6.

КЛАССИФИКАЦИЯ ИЗНОСА ДОЛОТ ПО IADC

Система оценки износа долот по IADC применяется ко всем шарошечным долотам как с фрезерованным, так и с твердосплавным вооружением и отражается в виде таблицы 9.

Таблица 9 – Система оценки износа долот по IADC.

Вооружение				Опора	Калибрующая поверхность	Примечание	
1	2	3	4	5	6	7	8
Внутренние венцы (I)	Внешние (периферийные) венцы (O)	Характер износа (D)	Расположение (L)	Опора/уплотнение (B)	Уменьшение диаметра долота в 16-х долях дюйма (G)	Другие характеристики износа (O)	Причина подъема долота (R)

Износ вооружения

Износ вооружения описывает состояние венцов шарашек, характер износа зубцов и расположения места износа.

Запись состояния венцов шарошек, не соприкасающихся со стенкой скважины производится в колонку 1 (I), а для венцов шарошек, соприкасающихся со стенкой скважины (периферийных) используется колонка 2 (O). Для оценки износа используется линейная шкала от 0 до 8 (рис. 3), где:

0 — означает отсутствие износа;

8 — означает полный износ (потерю) вооружения.

Пример. Долото, потерявшее половину зубцов на внутренних венцах по причине выпадении или поломки и имеющее износ оставшихся зубцов 50 % по высоте, должно обозначаться цифрой 6 в колонке 1. Если зубки периферийных венцов долота все на месте, но изношены наполовину от первоначальной высоты, износ в колонке 2 обозначается цифрой 4.



Рисунок 3 — Измерение высоты зубьев

Колонка 3 (D) — используется двухбуквенный код для обозначения главных характеристик износа вооружения.

Колонка 4 (L) — используется буквенный или цифровой код для обозначения расположения места износа вооружения.

Расположение описывается следующим образом:

- калибрующие венцы — элементы вооружения, контактирующие со стенкой скважины;
- вершина — вершинные венцы шарошек долота;
- средние венцы — венцы, расположенные между вершинными и периферийными (калибрующими) венцами;
- все венцы — все венцы шарошек долота.

Номера шарошек определяются следующим образом:

- шарошка № 1 имеет вершинный венец, наиболее близкий к оси долота;
- шарошки № 2 и № 3 расположены по часовой стрелке, если смотреть сверху на вооружение долота, стоящего вверх шарошками.

Износ опоры

Для описания его в колонке 5 (B) используется буквенный или цифровой код в зависимости от типа опоры, описывающий состояние опоры долота. Для долот с открытой (негерметизированной) опорой используется линейная шкала от 0 до 8, где 0 означает отсутствие износа опоры, а 8 означает, что ресурс опоры использован полностью (заклинка или потеря шарошки). Для долот с герметизированной опорой на подшипниках скольжения или качения используется буквенный код, характеризующие состояние уплотнения опоры. "E" — означает работоспособное уплотнение, "F" — повреждение

уплотнения и "N" – невозможно определить состояние.

Износ долота по диаметру

Для записи используется колонка 6 (G). Буквой "I" обозначается отсутствие износа. Цифрами обозначается величина износа в 16-х долях дюйма. Для замера износа используется "правило $\frac{2}{3}$ ". Согласно этому правилу калибр-кольцо надевается на долото так, чтобы он контактировал с наиболее отстоящими от оси долота точками двух шарошек. Затем замеряется расстояние между калибром-кольцом и наиболее отстоящей от оси долота точкой третьей шарошки. Замеренная величина умножается на $\frac{2}{3}$ и округляется до ближайшей $\frac{1}{16}$ дюйма.

Характеристика износа долота в дополнение к описанию износа вооружения в колонке 3 приводится в колонке 7(O). Характеристики износа, указываемые в этой колонке, могут относиться не только к вооружению долота. Буквенные коды для записи износа приведены в табл..

Причина подъема долота указывается в колонке 8 (R). Применяются двух- или трехбуквенные коды.

Примеры характерных видов износа шарошечных долот

Поломка шарошек (BC).

Случай, при котором одна и более шарошек расколоты на две и более частей, но при этом большая часть сломанной шарошки остается на цапфе лапы. Некоторые причины поломки шарошек:

- зацепление шарошек вследствие износа (разрушения) опоры;
- удары об уступы скважины при спуске или наращивании колонны;
- удар о забой скважины;
- сероводородное охрупчивание металла.

Поломка зубьев (BT).

В некоторых породах поломка зубьев является нормальным видом износа для долот с твердосплавным вооружением и не обязательно указывает

на неправильный выбор долота или режима бурения. Однако если стойкость долота необычно мала, поломка зубьев может быть вызвана следующими причинами: отсутствием в компоновке наддолотного амортизатора, слишком большой нагрузкой на долото и (или) частотой вращения, неправильным выбором долота. Сломанные зубья не являются нормальным видом износа для долот с фрезерованным вооружением и указывают на неправильный выбор долота или режима бурения. Причины поломки зубьев могут быть следующими:

- металл на забое скважины;
- удары долота о выступы или о забой скважины;
- избыточная нагрузка на долото. Обычно в этом случае поломке подвержены зубья внутренних (вершинных) и средних венцов;
- избыточная частота вращения. Обычно в этом случае поломке подвержены зубья внешних (периферийных) венцов;
- неправильная приработка долота;
- слишком твердые породы для данного долота.

Сальникообразование (BU).

Долото с сальником на шарошках характеризуется износом зубьев, вызванным проскальзыванием одной или нескольких шарошек вследствие забивания породы между ними. Долото выглядит как имеющее заклинку опоры, хотя на самом деле опоры не повреждены. Некоторые причины сальникообразования:

- недостаточная очистка забоя скважины;
- работа долота при отсутствии циркуляции промывочной жидкости;
- бурение липких пород.

Трещины в шарошке (СС).

Трещины в шарошке являются началом, процесса, ведущего к поломке или потере шарошки, и могут быть следствием многих причин. Некоторые из них:

- металл на забое скважины;
- удары долота о выступ или забой скважины;
- падение бурильной колонны;
- сероводородное охрупчивание;
- перегрев долота;
- уменьшение толщины стенок шарошки из-за эрозионного износа;
- зацепление шарошек.

Подклинка шарошек (**CD**).

Этот вид износа когда шарошки в процессе работы долота не вращаются, на что указывают плоские лыски на поверхности одной или нескольких шарошек. Возможные, причины подklinки:

- повреждение опоры одной или нескольких шарошек;
- попадание металла между шарошками;
- заклинка шарошек вследствие зацепления;
- сальникообразование;
- недостаточная приработка долота.

Зацепление шарошек (**C1**).

Зацепление шарошек часто приводит к износу межвенцовых канавок и поломке зубьев и иногда ошибочно принимается за повреждение зубьев о породу. В этом случае поломка зубьев не указывает на неправильный выбор долота. Некоторые причины зацепления шарошек:

- заклинка долота;
- проработка скважины с избыточной нагрузкой на долото;
- повреждение опоры одной или нескольких шарошек.

Сработка внутренних венцов шарошек (**CR**).

Имеет место, когда внутренние (вершинные) венцы шарошек изношены и (или) сломаны с образованием керна на забое скважины. Некоторые причины этого вида износа:

- абразивность породы превышает износостойкость вершинных вен-

цов шарошек;

- износ тела шарошек с потерей зубков;
- металл на забое от разрушенных вершинных венцов шарошек.

Скол зубьев (СТ).

На долотах с твердосплавным вооружением скол зубков часто становится причиной последующей их поломки. Зубок считается сколотым (в отличие от сломанного), если значительная его часть остается выступающей над телом шарошки. Некоторые причины скола зубков:

- ударные нагрузки, вызванные тяжелым режимом бурения;
- небольшое зацепление шарошек.

Эрозионный износ (ЕК).

Гидроабразивная эрозия приводит к уменьшению толщины или полному износу тела шарошек. В долотах с твердосплавным вооружением это ведет к выпадению зубков. Причинами этого вида износа могут быть:

- контакт абразивных пород с телом шарошки, вызванный рейкообразованием на забое скважины, эксцентричным вращением долота или избыточной нагрузкой на долото;
- износ тела шарошек абразивными частицами породы вследствие недостаточной промывки забоя;
- избыточная скорость потока промывочной жидкости;
- плохая очистка бурового раствора.

Износ зубьев по высоте (ФС).

Зубья могут изнашиваться на полную их высоту до самого тела шарошки. Такой вид износа зависит от многих факторов, таких как вид породы, наплавка зубьев, режим бурения. Причиной этого вида износа может быть, например, малая нагрузка на долото при высокой частоте вращения.

Температурные трещины (НС).

Этот вид износа случается при перегреве зубков вследствие скольжения по породе и затем охлаждения их промывочной жидкостью в течение

многих циклов. Некоторые причины возникновения температурных трещин:

- избыточное проскальзывание шарошек;
- проработка ствола скважины при высокой частоте вращения долота.

Работа по металлу. (JD).

Следы работы по металлу могут быть обнаружены в виде вмятин на любой поверхности долота. Работа по металлу может приводить к поломке зубьев, повреждению козырьков лап и являться причиной снижения стойкости долот. В этих случаях необходимо очистить забой скважины перед спуском нового долота. Обычными причинами наличия металла на забое скважины и, как следствие, повреждения долота являются:

- металл с поверхности на забое скважины;
- металл от элементов бурильной колонны;
- металл от предыдущего долота (сломанные зубки, тары и т.д.);
- металл от работающего долота (сломанные зубки и т.д.).

Потеря шарошки. (LC).

За некоторыми исключениями потерянная шарошка должна быть удалена с забоя скважины до возобновления бурения. Возможными причинами потери шарошки могут быть:

- удар долота о забой или уступ скважины в процессе спуска или наращивания колонны;
- падение бурильной колонны;
- повреждение опоры, приводящее к разрушению замкового устройства;
- сероводородное охрупчивание.

Потеря насадки (LN).

Хотя потеря насадки и не является характеристикой износа вооружения, но она является важной для оценки состояния долота в колонке «Другие характеристики износа». Потеря насадки приводит к падению давления, что требует преждевременного подъема долота. Выпавшая насадка также являет-

ся причиной появления металла на забое. Некоторые причины потери насад-
ки:

- неправильная установка насадок;
- несоответствующая насадка;
- механическое повреждение насадки и (или) узла крепления насадки.

Выпадение зубков (LT).

Выпадение целиком твердосплавных зубков приводит к более серьез-
ным повреждениям долота, чем поломки зубков. Оно часто является причи-
ной работы долота по металлу. Этому явлению иногда предшествует их раз-
ворот в отверстиях шарошки. Причины выпадения зубков:

- эрозионный износ тела шарошки;
- трещины в шарошке;
- трещины вследствие сероводородного охрупчивания металла.

Эксцентричный износ (ОС).

Этот вид износа происходит, когда геометрический центр долота и
геометрический центр скважины не совпадают. Результатом этого является
получение скважины увеличенного диаметра. Эксцентричный износ может
быть распознан по наличию износа тела шарошек между зубками (зубьями),
увеличенному износу калибрующей поверхности одной из шарошек и более
низкой, чем обычно, механической скорости бурения. Во многих случаях
этот вид износа может быть устранен сменой типа долота для создания ново-
го отпечатка забоя. Причинами эксцентричного износа могут быть:

- изменение пород от хрупких к более пластичным;
- недостаточная стабилизация долота при бурении наклонной скважи-
ны;
- несоответствующая типу долота и породе нагрузка на долото;
- значительное превышение гидростатического давления над давлени-
ем горной породы.

Заклинка долота (РВ).

Заклинка долота вызывается его механической деформацией до диаметра меньше первоначального. Заклинка долота приводит к сколам и поломке зубьев, зацеплению шарошек и многим другим видам износа вооружения. Возможные причины заклинка долота:

- спуск долота в скважину уменьшенного диаметра;
- спуск шарошечного долота после долота режущего типа (из-за разницы в допусках на диаметры долот);
- спуск долота в обсадной колонне, не обеспечивающей достаточного зазора между нагруженным диаметром долота и внутренним диаметром колонны;
- деформация долота в доске отворота;
- спуск долота через превентор несоответствующего (меньшего) диаметра.

Закупорка насадки (РN).

Этот вид износа не относится к износу вооружения, но представляет информацию о рейсе долота. Закупорка насадки приводит к ухудшению гидравлических характеристик или прекращению бурения из-за повышения давления на стояке. Причинами закупорки насадок является:

- спуск долота в шлам на забое при отсутствии циркуляции;
- попадание твердых предметов в буровой раствор.

Скругление периферии (РС).

Этот вид износа характеризует округление периферийных венцов шарошек долота без уменьшения его диаметра. Диаметр долота по калибрующим зубкам может быть меньше номинального, в то время как обратные конусы шарошек соответствуют номинальному диаметру долота. Причины, вызывающие округления периферийных венцов:

- бурение в абразивных породах при высокой частоте вращения;
- проработка ствола скважины.

Повреждение козырька (SD).

Повреждение козырька лапы может отличаться от повреждения металлом на забое и не относится к износу вооружения. Износ козырька обычно приводит к повреждению уплотнения. Возможные причины повреждения козырька:

- металл на забое;
- проработка ствола скважины в трещиноватых породах;
- заклинка долота, когда козырек становится наиболее выступающей частью долота;
- плохая промывка;
- большой угол наклона скважины.

Самозатачивание зубьев (SS).

Этот вид износа характеризуется сохранением острых вершин зубьев.

Рейкообразование (TR).

Этот вид износа случается, когда зубья шарошек, подобно шестерне, образуют забойную рейку. В этом случае имеет место износ набегающих или сбегающих граней зубьев, также происходит износ тела шарошки между зубьями. В некоторых случаях можно избежать рейкообразования, применяя долота для бурения более мягких пород и (или) снижая по возможности гидростатическое давление на забой. Причины рейкообразования:

- изменение пород от хрупких к пластичным;
- гидростатическое давление значительно превышает давление горной породы.

Промыв долота (WO).

Промыв долота не служит характеристикой износа вооружения, но является важной информацией. Этот вид износа может случаться в любой момент работы долота. Если сварные швы имеют поры или непровары, размыв их начинается с началом циркуляции промывочной жидкости. Часто трещины в сварных швах возникают при ударах долота об уступы или забой сква-

жины. Когда трещины раскрываются и промывочная жидкость проходит сквозь них, процесс размыва происходит очень быстро.

Изношенные зубки (зубья) (WT).

Это нормальная картина износа как твердосплавных зубков, так и фрезерованных зубьев. Когда износ зубьев отмечается для долот с фрезерованным вооружением, обычно фиксируется и тип износа — самозатачивание (SS) или износ по высоте зуба (FC).

Отсутствие износа (N0).

Этот код означает отсутствие признаков износа долота. Его часто используют, когда долото поднято после короткого рейса по причинам, не связанным с самим долотом.

Задания для работы на занятии

Студенту необходимо ознакомиться с теоретическим обоснованием работы для самостоятельного умения кодирования шарошечных долот по износу.

Затем на примере натуральных образцов шарошечных долот сделать эскиз долота с описанием его основных элементов и узлов и кодировку его износа.

Примеры применения кода для оценки износа долот.

Вооружение «сработано» на 10 %, опоры имеют средний износ, «заклинены» две шарошки, диаметр долота сохранился – В1П2К(2)Д0.

Вооружение изношено на 3/4, 50 % зубьев имеют сколы, калибрующие кромки зубьев периферийных венцов закруглены, опоры имеют большой износ, «качка» торца шарошки 10 мм, диаметр долота уменьшился на 7 мм – В3С(50)РПЗД7.

Вооружение «сработано» полностью, опора разрушена, часть тел качения выпала, первая шарошка «оставлена» на забое – В4П4А_ш(I).

В скважине оставлены все шарошки – А_ш(3).

Примеры записи износа долот с помощью кода в буровом журнале и суточном рапорте:

Ш269,9С–ГНУ № 8639 – В2С(30)РПЗД6Г(2)У(3).

Ш190,5С–ГВ № 1642 – В1П1К(1)А_В(I)Д0.

Ш215,9МЗ–ГАУ № 256 – В2С(10)П1Д0.

Ш215,9ТЗ–ГАУ № 134 – В2ПЗД0.

ПРИМЕР ОПИСАНИЯ ИЗНОСА ДОЛОТА ПО IADC

Отработанное долото является долотом диаметром $7 \frac{7}{8}$ (200 мм), код *IADC 517 X* и его износ описывается как 7, 1, *BT, M, E, /, NO, PR*. Внешний вид долота свидетельствует о том, что долото отработано в более твердых породах, чем те, для которых оно предназначено. Об этом говорит значительная поломка зубков на внутренних венцах шарошек и причина подъема долота — снижение механической скорости бурения, что могло быть вызвано поломкой зубьев при входе в более твердые породы. Также причиной могла быть избыточная нагрузка на долото.

На невыработанный ресурс долота также указывают другие характеристики износа: работоспособные уплотнения (*E*) и отсутствие износа долота по диаметру (*/*). В данном случае долото было слишком «мягким» для разбуриваемой породы или, возможно, имело место превышение нагрузки на долото.

Вопросы к практическому занятию

1. Как обозначается код износа вооружения?
2. Как обозначается код износа опоры?
3. Как обозначается аварийный износ?

Практическое занятие 5

Определение требуемой осевой нагрузки на долото и частоты его вращения при роторном бурении

Цель: по выбранному типу шарошечного долота определить осевую нагрузку и частоту вращения долота при роторном бурении.

Учебно-тематический план

При проектных расчетах искомую осевую нагрузку определяют по формуле [4]

$$G = K_{\text{заб}} \cdot P_{\text{ш}} \cdot F_K,$$

где $K_{\text{заб}}$ – коэффициент, учитывающий влияние забойных факторов на твердость породы, изменяющийся от 0,3 до 1,6 (наиболее часто $K_{\text{заб}}=0,4 \div 0,7$); $P_{\text{ш}}$ – твердость породы, определенная по стандартной методике;

F_K – площадь поверхности контакта долота с породой (способ определения по результатам обмера долота рассмотрен в курсе «Технология бурения нефтяных и газовых скважин»).

Рекомендуемые значения n приведены в табл.10. [4].

Таблица 10 – Рекомендуемые значения n

Глубина скважины Н, м	Частота вращения долота для пород n , мин ⁻¹	
	устойчивых	неустойчивых
<500	120-180	90-120
500-1500	90-120	60-90
1500-2500	60-120	40-60
2500-4000	40-90	40-60
>4000	40-90	40

Осевую нагрузку можно определить также по удельной нагрузке $P_{\text{уд}}$ (кН/м):

$$G = P_{\text{уд}} \cdot D_{\text{д}},$$

где $D_{\text{д}}$ – диаметр долота, м.

В табл. 6. приведены рекомендуемые режимы эксплуатации трехшарошечных долот [5].

Верхнему уровню величин осевых нагрузок на долото соответствует нижний уровень частот вращения и наоборот.

В пластичных, вязких глинистых, а также слабо сцементированных малоабразивных песчано-глинистых и песчаных породах целесообразно бурить при близких к максимальным частотам вращения и пониженных величинах осевой нагрузки на долото. В подобных породах увеличение частоты вращения способствует большему увеличению механической скорости проходки, чем повышение величины осевой нагрузки, приводящее к тому же к контактированию тела шарошки с поверхностью забоя скважины, а также снижает опасность сальникообразования на долоте.

Таблица 11 – Режимы эксплуатации долот

Серия долота	Частота вращения, мин	Удельная нагрузка на долото, кН/м (кгс/см)	Способ бурения
ГАУ	35-70	600-800 (600-800)	Роторный
ГНУ	40-250	600-1000 (600-1000)	Роторный, забойными двигателями (винтовыми турбобурами и электробурами с редукторными вставками)
ГН	60-450	700-1200 (700-1200)	Роторный, всеми типами забойных двигателей
ГВ, ЦВ	60-450	600-1000 (600-1000)	То же

В карбонатных породах (даже небольшой твердости) целесообразно бурить при повышенных величинах осевой нагрузки на долото и уменьшенных частотах вращения, поскольку в таких породах влияние увеличения осевых нагрузок сказывается в большей степени на повышении скорости проходки, чем увеличение частоты вращения.

В песчаных и других абразивных породах, а также трещиноватых и обломочных породах целесообразно снижать частоту вращения ротора во избежание повышенного износа и разрушения вооружения, герметизирующих элементов опор шарошек, козырьков и спинок лап.

Для долот диаметром от 190,5 до 295,3 мм частота вращения не должна быть выше величины, которую можно оценить из соотношения (данные К. Гетлина):

$$n = 882,9 \frac{D_d}{G},$$

где D_d – диаметр долота, см; G – осевая нагрузка на долото, кН.

Для предотвращения резонансных колебаний в бурильной колонне долото должно вращаться с частотой не менее $n_{кр2}$, между $n_{кр2}$ и $n_{кр1}$ и более $n_{кр1}$ (по Д. В. Дэрингу) [4, 19]:

$$n_{кр1} = 20 f_1 = 20 \frac{1284}{L_{УБТ}},$$

$$n_{кр2} = 20 f_2 = 20 \frac{811}{L_{УБТ}},$$

где f_1, f_2 – соответственно собственные частоты продольных колебаний и вращения УБТ; $L_{УБТ}$ – длина УБТ, м.

По В. П. Балицкому условие возникновения резонанса определяется по формуле

$$n = \frac{15(2K-1)}{K_v K_{ш}} \frac{C}{L_{УБТ}},$$

где $K=1, 2, 3$; K_v – коэффициент, зависящий от числа выступов (впадин) на забое (наиболее часто три выступа (впадины) при этом $K_v=1$; $K_{ш}$ – число шарошек долота; C – скорость распространения упругих волн ($C \approx 5100$ м/с).

Задания для работы на занятии

Для выбранного долота (см. практическое занятие 2) рассчитать необходимые осевую нагрузку и частоту вращения долота.

Вопросы к практическому занятию

1. Какие технические и технологические факторы накладывают ограничения на величину осевой нагрузки и частоту вращения долота.
2. Что понимают под удельной нагрузкой на долото?

3. Какие параметры вооружения долот первого класса, необходимы для расчета F_K ?

Практическое занятие 6

Определение параметров, характеризующих изменение механической скорости бурения во времени

Цель: обучение студентов приемам обработки данных хронометража механической скорости бурения.

Учебно-тематический план

Промысловые данные свидетельствуют, что темп падения механической скорости бурения зависит от типа долота, параметров режима бурения и абразивных свойств горных пород.

В лекционном курсе по «Технологии бурения нефтяных и газовых скважин» приводятся дифференциальные уравнения, описывающие падение механической скорости бурения во времени. Решения этих уравнений представлены в виде аналитических зависимостей:

$$V_t = V_0 - \varphi \cdot t, \quad (21)$$

$$V_t = V_0 \cdot e^{-\varphi \cdot t}, \quad (22)$$

где V_t – текущее значение механической скорости бурения, м/ч; V_0 – начальная механическая скорость бурения, м/ч; φ – декремент падения механической скорости бурения, положительный и постоянный коэффициент для заданных условий.

Знание численного значения коэффициента φ необходимо для прогнозирования работы долот при не меняющихся в течение рейса параметрах режима бурения.

Задания для работы на занятии

Данные хронометража механической скорости бурения представляются студентом в виде табличной формы (табл. 12).

Таблица 12 – Данные зависимости $V_t = V_t(t)$

$t, \text{ч}$	t_1	t_2	t_3	t_4	...	t_n
$V_t, \text{м/ч}$	V_{t1}	V_{t2}	V_{t3}	V_{t4}	...	V_{tn}

В приведенной таблице значения времени работы долота на забое отсчитываются от начала его рейса. Там же указаны и соответствующие текущие значения механической скорости бурения.

Используя данные табл. 9, необходимо нанести точки на график в координатных осях $V_t - t$, как показано на рис. 4. Провести на глаз усредняющую прямую (кривую). На рис. 4 усредняющая – прямая линия. В этом случае за основу дальнейших расчетов принимается формула (21). Если же усредняющей окажется кривая, то следует использовать формулу (22).

Рассмотрим оба случая.

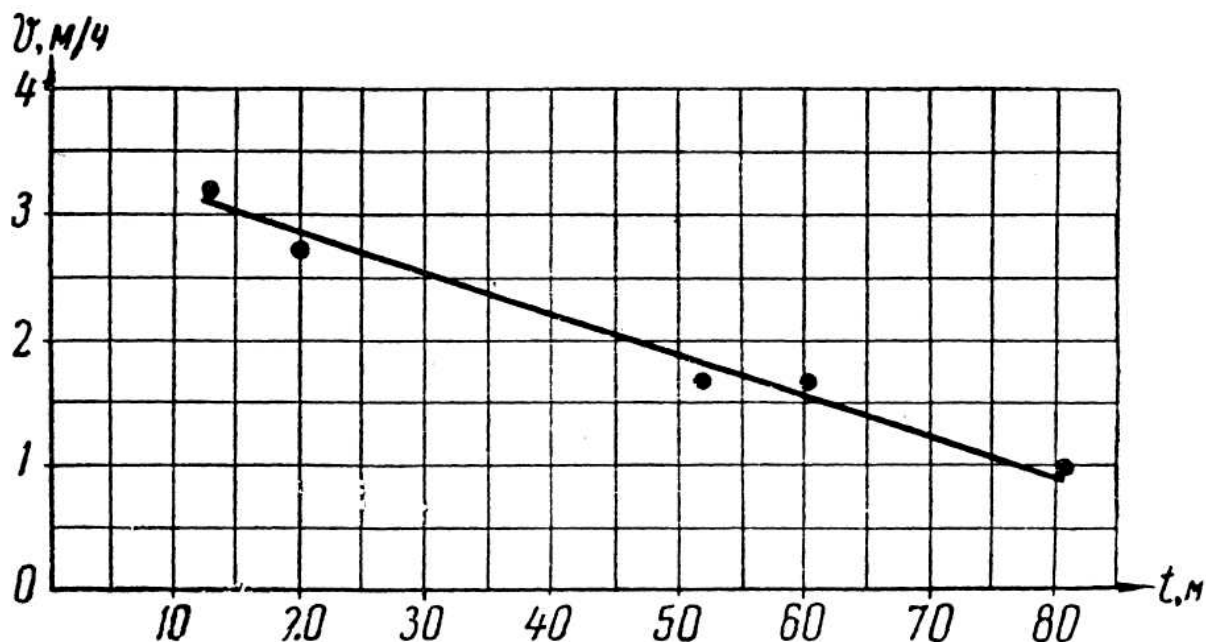


Рисунок 4 – График зависимости $V = f(t)$.

1. Усредняющая – прямая линия. К данной совокупности точек на графике подходит зависимость (21). Формула (21) записывается для двух произволь-

ных текущих значений времени t_i и t_{i+1} ($t_i < t_{i+1}$), которым соответствуют значения механической скорости бурения V_{ti} и V_{ti+1} ($V_{ti} > V_{ti+1}$)

$$V_{ti} = V_0 - \varphi \cdot t_i, \quad (23)$$

$$V_{ti+1} = V_0 - \varphi \cdot t_{i+1}. \quad (24)$$

Решив систему уравнений (23) и (24) относительно φ , получим

$$\varphi = \frac{V_{ti} - V_{ti+1}}{t_{i+1} - t_i}. \quad (25)$$

2. Усредняющая – кривая линия. К данной совокупности точек на графике подходит зависимость (22). Формула (22) также записывается для двух произвольных текущих значений времени t_i и t_{i+1}

$$V_{ti} = V_0 e^{-\varphi \cdot t_i}, \quad (26)$$

$$V_{ti+1} = V_0 \cdot e^{-\varphi \cdot t_{i+1}}. \quad (27)$$

Взяв отношение левых и правых частей выражения (26) и (27), прологарифмировав полученное равенство и решив относительно φ , получим

$$\varphi = \frac{\ln \frac{V_{ti}}{V_{ti+1}}}{t_{i+1} - t_i}. \quad (28)$$

Вопросы к практическому занятию

1. Факторы (природные, технические и технологические), обуславливающие изменение механической скорости бурения за время рейса долота при постоянных параметрах режима бурения.

2. Характерные виды износа вооружения трехшарошечных долот 1-го и 2-го классов.

Практическое занятие 7

Проектировочный расчет бурильной колонны

Цель: определение параметров компоновки УБТ, обеспечивающих заданную нагрузку на долото и необходимую жесткость при изгибе в процессе бурения скважин, а также выбор рациональных вариантов из множества допустимых компоновок колонн бурильных труб.

Учебно-тематический план

Расчет проводится в соответствии со схемой алгоритма проектировочного расчета бурильных колонн [5].

Бурильная колонна (БК) состоит из компоновки нижней части бурильной колонны (КНБК) и колонны бурильных труб (КБТ).

КНБК включает в себя в общем случае долото, забойный двигатель, элементы формирования ствола вертикальной скважины (калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, короткие утяжеленные трубы – маховики) или элементы, обеспечивающие бурение наклонной и горизонтальной скважины заданного профиля, секции утяжеленных бурильных труб (УБТ), основное назначение которых заключается в создании осевой нагрузки на долото.

КБТ состоит из секций бурильных труб (БТ), идентичных по номинальным характеристикам (типу, наружному диаметру, толщине стенки, группе прочности (марке) материала, типоразмеру замкового соединения).

В общем случае в произвольном поперечном сечении колонны бурильных труб действуют растягивающая Q_p (сжимающая Q_c) нагрузка, крутящий M_k и изгибающий $M_{\text{и}}$ (вследствии потери устойчивости или кривизны скважины) моменты, внутреннее p_v и наружное p_n давления бурового раствора.

РАСЧЕТ КОМПОНОВКИ УБТ

Целью расчета является определение параметров компоновки УБТ, обеспечивающих заданную нагрузку на долото и необходимую жесткость при изгибе в процессе бурения скважин.

В общем случае компоновка УБТ состоит из нескольких ступеней с диаметрами, уменьшающимися по направлению от долота к колонне бурильных труб. Первая (основная) ступень главным образом предназначена для создания основной части нагрузки на долото и должна удовлетворять требованиям по гидравлике и жесткости на изгиб. Последующие ступени обеспечивают плавный переход по жесткости от основной ступени УБТ к колонне бурильных труб.

Наружный диаметр основной ступени D должен соответствовать диаметру долота D_d (или диаметру расширителя) (табл. 13), наружному диаметру и толщине стенки обсадной колонны, под которую ведется бурение (требования по гидравлике и жесткости).

Можно пользоваться также следующими приближенными соотношениями, полученными на основе данных табл. 13:

– для долот диаметром $D_d \leq 295,3$ мм выбираются УБТ с диаметрами, ближайшими значениям $0,85 \cdot D_d$ для нормальных и $0,75 \cdot D_d$ для осложненных условий бурения;

– для долот диаметром $D_d > 295,3$ мм выбираются УБТ с диаметрами, ближайшими соответственно значениям $0,75 \cdot D_d$ и $0,65 \cdot D_d$.

При бурении скважин в осложненных условиях долотами диаметром больше 269,9 мм допускается применение УБТ ближайшего меньшего по отношению к указанным в табл. 13 диаметра.

Таблица 13 – Соотношения диаметров долот и УБТ, мм

Долота	УБТ	
	Для нормальных условий бурения	Для осложненных условий бурения
120,6	95	89
139,7; 145	114; 120	108
151	120; 133	108; 114
165,1	133; 146	120
190,5	159	146
215,9	178	159

244,5	203	178
269,9	219; 229	203
295,3; 320	229; 245; 254	219; 229
349,2	245; 254	229; 245
393,7 и больше	273; 299	254; 273

Выбираемые УБТ 1-ой ступени должны удовлетворять требованию минимальной жесткости, а именно: во всех случаях жесткость на изгиб основной ступени УБТ (индекс 01) должна быть не меньше жесткости обсадной колонны (ОК), под которую ведется бурение, то есть $(EI)_{01} \geq (EI)_{ок}$, или

$$\frac{D_{01}}{D_{ок}} \geq \sqrt{\frac{1 - [(D_{ок} - 2 \cdot \delta_{ок}) / D_{ок}]^4}{1 - (d_{01} / D_{01})^4}}, \quad (29)$$

где D_{01} , d_{01} – наружный и внутренний диаметры основной ступени УБТ, мм (табл. 23); $D_{ок}$, $\delta_{ок}$ – наружный диаметр и толщина стенки обсадной колонны, мм.

Таблица 14 – Характеристика УБТ

Диаметры УБТ, мм		Масса 1м, кг	Диаметры УБТ, мм		Масса 1м, кг
наружный	внутрен.		наружный	внутрен.	
73	35	25,3	178	80	155,9
89	51	32,8	178	90	145,4
95	32	49,3	203	80	214,6
108	56	52,6	203	100	192,4
114	45	67,6	219	112	218,4
120	64	63,5	229	90	273,4
133	64	83,8	245	135	257,7
146	68	102,9	254	100	336,1
146	74	97,7	273	100	397,8
159	80	116,4	299	100	489,5

Для обеспечения плавного перехода по жесткости от УБТ к бурильным трубам компоновка УБТ выполняется ступенчатой. Количество ступеней

(промежуточных секций), должно быть таким, чтобы при переходе к бурильным трубам и переходах между ступенями выполнялись условия:

$$D_{0n} \leq 1,333 \cdot D_1,$$

$$0,75D_{0(i-1)} \leq D_{0i} \leq D_{0(i-1)},$$

где D_1 – наружный диаметр бурильных труб 1-ой секции (табл. 14); i – порядковый номер ступени компоновки УБТ (снизу-вверх); n – количество ступеней компоновки УБТ.

Таблица 15 – Рекомендуемые соотношения диаметров бурильных и обсадных колонн (в которых ведется бурение) при роторном способе бурения, мм

ОК	БК	ОК	БК
114	60; (64)	245	114; 127; (129)
127	60; (64)	273	127; 140; (129;147)
140	73	299	140; (147)
146	73	324	140; (147)
168	89; (90)	340	140; (147)
178	89; 102; (90;103)	377	140; (147)
194	102; (103); 114	406 и более	168; (170)
219	102; (103); 114		

В скобках даны диаметры бурильных труб из алюминиевых сплавов.

Длины дополнительных (переходных) ступеней УБТ l_{02} , l_{03} и т.д. могут равняться длине свечи или длине одной трубы.

Длину 1-ой (основной) ступени УБТ l_{01} , м, вычисляют по формуле

$$l_{01} = \frac{1}{q_{01} \cdot \cos \alpha} \cdot \left[\frac{K_d \cdot Q_d}{1 - \gamma_{ж} / \gamma_0} - \left(Q_{зд} + Q_{\Sigma} + \sum_{i=1}^n q_{0i} \cdot l_{0i} \right) \cdot \cos \alpha \right], \quad (30)$$

где q_{0i} ($i = 1, n$) – приведенный вес 1 м длины i -ой секции УБТ, кгс (Н); α – угол наклона профиля скважины на участке расположения КНБК. Для вертикального участка $\alpha = 0$; K_d – коэффициент нагрузки на долото. При роторном способе бурения $K_d = 1,333$; Q_d – необходимая нагрузка на долото, кгс (Н); $\gamma_{ж}$ – плотность промывочной жидкости, гс/см³ (г/см³); γ_0 – плотность материала УБТ, гс/см³ (г/см³); $Q_{зд}$ – вес забойного двигателя, кгс (Н); Q_{Σ} – сум-

марный вес всех элементов КБНК за исключением забойного двигателя и УБТ, кгс (Н); l_{0i} ($i = 2, n$) – длина i -ой переходной ступени УБТ, м.

РАСЧЕТ КОЛОНН БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

В зависимости от конструкции скважины, способа и условий бурения, с учетом приоритета труб и их наличия производят выбор типоразмеров БТ, предназначенных для проектирования бурильных колонн.

Бурильные трубы, которые предполагается использовать, располагают в определенном порядке: при их последовательном переборе производится построение бурильных колонн, удовлетворяющих выбранным критериям оптимальности или выбранной цели проектирования.

В качестве предпочтительной (но не единственной) может быть принята цель обеспечить минимальную массу комплекта бурильных труб, необходимых для проводки скважины или ее части, при максимальном использовании труб возможно более низких групп прочности и наименьшей замене труб при переходе от одной технологической операции к другой. Для достижения указанной цели бурильные трубы должны быть расположены в такой последовательности:

- по типам БТ – в зависимости от способа бурения в соответствии с приоритетным списком;
- внутри каждого типа – по возрастанию наружного диаметра;
- внутри группы БТ с одним диаметром – по возрастанию толщины стенки;
- внутри группы БТ с одной толщиной стенки – по возрастанию группы прочности материала;
- внутри каждой группы прочности БТ – по возрастанию наружного диаметра замкового соединения.

Производится перебор и проверка подготовленной последовательности труб на соответствие:

- наружного диаметра тела трубы;

- наружного диаметра замкового соединения внутренним диаметрам соответствующих ступеней скважины;
- комплекса параметров трубы (группа прочности, толщина стенки, предел выносливости) для нижней (над УБТ) секции КБТ;
- расчетных значений запасов прочности по усталости нормативным значениям;
- допускаемых избыточных наружного и внутреннего давлений на тело трубы ожидаемым фактическим значениям давлений.

Перебор последовательности труб продолжается до нахождения первой БТ, соответствующей всем перечисленным требованиям.

Для всех способов бурения рекомендуется устанавливать над УБТ секцию длиной не менее 250 – 300 м из труб возможно более низкой группы прочности с максимальной толщиной стенки (для плавного перехода по жесткости от УБТ к бурильным трубам). Для роторного способа бурения эти трубы должны обладать повышенным пределом выносливости (рекомендуются трубы ПВ, ПН, ПК).

Проверяем бурильную трубу на соответствие расчетных запасов прочности по усталости нормативным значениям. Запас прочности по усталости n рассчитывается по формуле

$$n = \frac{n_{\sigma} \cdot n_{\tau}}{\sqrt{n_{\sigma}^2 + n_{\tau}^2}}, \quad (31)$$

где n_{σ} – запас прочности по нормальным напряжениям, вычисляемый в предположении, что касательные напряжения отсутствуют; n_{τ} – запас прочности по касательным напряжениям, вычисляемый в предположении, что нормальные напряжения равны нулю.

Запас прочности по нормальным напряжениям, вычисляемый в предположении, что касательные напряжения отсутствуют, можно рассчитать по формуле

$$n_{\sigma} = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_a} \cdot \left(1 + \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_B} \cdot \frac{\sigma_m}{\sigma_a} \right)^{-1}, \quad (32)$$

где σ_{-1} – предел выносливости трубы при симметричном цикле изгиба с вращением по данным испытаний, кгс/мм² (МПа); σ_a – амплитуда переменных напряжений изгиба, кгс/мм² (МПа); σ_B – предел прочности, кгс/мм² (МПа); σ_m – постоянное напряжение от растяжения, кгс/мм² (МПа). В частности, в нейтральном сечении колонны (над УБТ) $\sigma_m = 0$.

Амплитуду переменных напряжений изгиба и постоянное напряжение от растяжения можно найти из выражений

$$\sigma_a = \sigma_{II \max}, \quad (33)$$

$$\sigma_m = \frac{Q_P}{F}, \quad (34)$$

где $\sigma_{II \max}$ – наибольшее напряжение изгиба, кгс/мм² (МПа); Q_P – растягивающая нагрузка, кгс (Н); F – площадь поперечного сечения тела трубы, мм².

Наибольшее напряжение изгиба рассчитываем по формуле

$$\sigma_{II \max} = \frac{M_{II \max}}{W_{oc}}, \quad (35)$$

где $M_{II \max}$ – наибольший изгибающий момент, кгс·м (Н·м); W_{oc} – осевой момент сопротивления рассматриваемого сечения, см³.

$$M_{II \max} = \frac{\pi^2 \cdot f \cdot E \cdot I}{10^5 \cdot L^2}, \quad (36)$$

где f – стрела прогиба, мм; E – модуль упругости материала трубы, кгс/мм² (МПа). Для стали $E = 2,1 \cdot 10^5$ кгс/мм²; I – осевой момент инерции сечения трубы, см⁴; L – длина полуволны изогнутой колонны, м.

Длину полуволны изогнутой колонны определяем из выражения

$$L = L_0 \cdot \sqrt{1 + (Q_P / q \cdot l_\omega)^2 + (Q_P / q \cdot l_\omega)}, \quad (37)$$

где L_0 – длина полуволны в нейтральном сечении, м; q – приведенный вес одного метра бурильной трубы, кгс (Н) .

$$L_0 = \frac{66,408}{n} \cdot \sqrt{l_\omega}, \quad (38)$$

$$l_\omega = 0,970 \cdot n \cdot \sqrt{\frac{I}{q}}, \quad (39)$$

где n – частота вращения долота, мин⁻¹.

Стрелу прогиба рассчитываем по формуле

$$f = \frac{D'_C - D_3}{2}, \quad (40)$$

где D'_C – диаметр скважины, мм. В открытом стволе принимается $D'_C = K_K \cdot D$, где K_K – коэффициент кавернозности, назначаемый по результатам замеров или по прогнозным данным; D_3 – наружный диаметр бурильного замка, мм.

Растягивающую нагрузку на бурильную колонну вычисляем по формуле

$$Q_P = K \cdot \left(\sum_{i=1}^m Q_{Bi} + Q_{KH} \right) + \Delta p \cdot F_K, \quad (41)$$

где K – коэффициент, учитывающий влияние сил трения, сил сопротивления движению бурового раствора и сил инерции. При проектировочных расчетах ориентировочно можно принимать $K = 1,15$; Q_{Bi} – вес i -ой секции компоновки бурильных труб, кгс (Н); Q_{KH} – вес компоновки низа бурильной колонны, кгс (Н); Δp – перепад давления в забойном двигателе и долоте, кгс/мм² (МПа). При роторном способе бурения максимальное значение $\Delta p = 8,75$ МПа [9]; F_K – площадь поперечного сечения канала трубы, мм².

$$Q_{Bi} = q_i \cdot l_i \cdot (1 - \gamma_{ж} / \gamma_o), \quad (42)$$

$$Q_{KH} = (Q_{3Д} + Q_0 + Q_{\Sigma}) \cdot (1 - \gamma_{ж} / \gamma_o), \quad (43)$$

где $Q_{3Д}$ – вес забойного двигателя, кгс (Н); Q_0 – вес компоновки УБТ, кгс (Н); Q_{Σ} – вес элементов КНБК (за исключением УБТ и забойного двигателя), кгс (Н); q_i – приведенный вес 1 м i -ой секции, кгс (Н); l_i – длина i -ой секции, м.

Запас прочности по касательным напряжениям, вычисляемый в предположении, что нормальные напряжения равны нулю, определяют по формуле

$$n_{\tau} = 0,577 \cdot \frac{\sigma_T \cdot W_K}{M_K}, \quad (44)$$

где σ_T – предел текучести материала трубы, кгс/мм² (МПа); W_K – полярный момент сопротивления рассматриваемого сечения, см³; M_K – крутящий момент, кгс·м (Н·м).

Крутящий момент рассчитывают по формуле

$$M_K = 0,577 \cdot \sqrt{K_{\tau}^2 - 1} \cdot \sigma_P \cdot W_K, \quad (45)$$

где K_{τ} – коэффициент, учитывающий влияние касательных напряжений на уровень напряженного состояния трубы. Для вертикальных скважин $K_{\tau} = 1,04$; σ_P – напряжение растяжения в теле трубы, кгс/мм² (МПа).

$$\sigma_P = Q_P / F. \quad (46)$$

При рассмотрении нейтрального сечения колонны (над УБТ) касательные напряжения малы, поэтому расчет на сопротивление усталости можно производить только по нормальным напряжениям ($n = n_{\sigma}$; $L = L_0$; $\sigma_m = 0$).

Далее необходимо проверить секцию БТ на статическую прочность в верхнем сечении. Для этого определим эквивалентное напряжение σ_{Σ} , кгс/мм² (МПа), и сравним его с допускаемым напряжением $[\sigma]$, кгс/мм² (МПа).

$$\sigma_{\Sigma} \leq [\sigma], \quad (47)$$

$$\sigma_{\Sigma} = 1,04 \cdot \sigma_P, \quad (48)$$

$$[\sigma] = \sigma_T / n, \quad (49)$$

где n – нормативный коэффициент запаса прочности. При роторном бурении $n = 1,5$.

Если условие выполняется, значит, данная труба подходит для компоновки нижней секции бурильных труб.

Далее приступают к компоновке второй секции БТ. Проверяют ее на сопротивление усталости и статическую прочность.

Для определения допустимой длины секции воспользуемся формулой

$$l_m = \frac{Q_{P \max} / K_{\tau} - K \cdot \left(\sum_{i=1}^{m-1} Q_{Bi} + Q_{KH} \right) - \Delta p \cdot F_K}{K \cdot q_m \cdot (1 - \gamma_{Ж} / \gamma_M)}, \quad (50)$$

где $Q_{P \max}$ – максимальная растягивающая нагрузка на тело трубы, кгс (Н); K_{τ} – коэффициент влияния касательных напряжений на напряженное состояние трубы. Для роторного способа бурения $K_{\tau} = 1,04$.

Максимальную растягивающую нагрузку на тело трубы можно определить из выражения

$$Q_{P \max} = \frac{\sigma_T \cdot F}{n}, \quad (51)$$

где n – нормативный коэффициент запаса.

Компоновка колонны бурильных труб осуществляется до проектной глубины скважины.

Задания для работы на занятии

Варианты заданий выдает преподаватель индивидуально каждому студенту согласно табл. 16.

Выбрать состав компоновки бурильной колонны для бурения проектного интервала (диаметры и типы бурильных труб; диаметры и типы УБТ) с учетом проектного режима бурения. Произвести расчет колонны бурильных

труб на статическую прочность и сопротивление усталости (при роторном способе бурения).

Таблица 16 – Варианты заданий к практическому занятию 11

Варианты	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Глубина бурения, м	1900	2000	2100	2200	2300	2400	2500	2600	1950	2050	2150	2250	2350	2450	2550	2650	2700	2800	2900	3000	2750	2850	2950	3050	3150
Компоновка последней, спущенной в скважину колонны обсадных труб: диаметр, мм толщина стенки, мм глубина спуска, м	324 9,5 1500	245 10,0 1400	245 11,1 1700	273 10,2 1650	245 11,1 1800	299 9,5 1750	245 12,0 1600	273 11,4 1900	245 10,0 1200	299 11,1 1550	245 8,9 1400	245 12,0 1600	324 12,4 1550	273 8,9 1800	299 9,5 2000	245 10,0 2050	245 12,0 2200	245 11,1 2100	299 12,4 2300	273 10,2 2250	299 11,1 2000	245 10,0 2150	324 11,0 2000	299 11,1 1900	245 13,8 2400
Бурение ведется под обсадную колонну: диаметр, мм толщина стенки, мм	168 8.9	146 9,5	140 9,2	168 10,6	146 10,7	140 10.5	140 9,2	168 8,9	146 8,5	140 10,5	140 9,2	146 7,7	168 12,1	146 10,7	140 9,2	146 9,5	140 10,5	140 7,7	140 9,2	146 10,7	168 10,6	146 8,5	168 12,1	140 9,2	140 10,5
Способ бурения	Роторный																								
Частота вращения колонны, об/мин	80	85	90	75	70	65	60	63	73	82	78	70	65	76	80	64	72	68	66	73	75	82	63	67	70
Плотность бурового раствора, кг/м³	1200	1220	1250	1180	1160	1210	1300	1280	1260	1320	1350	1270	1340	1240	1310	1370	1260	1360	1300	1250	1360	1330	1380	1320	1260
Нагрузка на долото, кН	150	160	170	165	175	180	185	172	158	160	167	176	190	182	177	190	184	180	175	163	160	162	187	185	184
Диаметр долота, мм	215,9				215,9				215,9				215,9				215,9								

Вопросы к практическому занятию

1. Требование минимальной жесткости для УБТ.
2. Как проверяется бурильная труба на соответствие расчетных запасов прочности по усталости нормативным значениям?
3. Как проверяется секция бурильных труб на статическую прочность?

Практическое занятие 8

Гидравлический расчет циркуляционной системы буровой при промывке однофазной жидкостью

Цель: выбор параметров промывки, обеспечивающих в конечном итоге эффективную отработку породоразрушающего инструмента. При этом должны учитываться ограничения, обусловленные технической характеристикой бурового оборудования и геологическими особенностями вскрываемого интервала.

Учебно-тематический план

Согласно правилам безопасности плотность бурового раствора в интервалах совместимых условий бурения должна определяться из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) давление на величину:

– 10 % для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м), но не более 15 кгс/см² (1,5 МПа);

– 5 % для скважин глубиной от 1200 м до проектной глубины, но не более 25 – 30 кгс/см² (2,5 – 3,0 МПа).

С учетом данных ограничений потребная плотность раствора определяется по формуле:

$$\rho = \min \left\{ \frac{K_p \cdot P_{nl}}{gL_k}; \frac{P_{nl} + \Delta P}{gL_k} \right\}, \quad (52)$$

где $P_{пл}$ – пластовое (поровое) давление, Па; L_k – глубина залегания кровли пласта с максимальным градиентом пластового давления от устья скважины, м; K_p – коэффициент репрессии для указанных выше глубин, он равен соответственно: $K_p = 1,1$ и $K_p = 1,05$; ΔP – превышение забойного давления над пластовым, для тех же глубин соответственно равно 1,5 и 2,5 - 3,0 МПа.

Максимально допустимая репрессия (с учетом гидравлических сопротивлений при циркуляции) должна исключать возможность гидроразрыва или интенсивного поглощения бурового раствора на любой глубине интервала совместных условий бурения. Математическая запись этого ограничения в части плотности имеет вид

$$\rho < \frac{P_{погл} - P_{кп} - (1 - \varphi) \cdot \rho_{ш} \cdot g \cdot L_n}{\varphi \cdot g \cdot L_n}, \quad (53)$$

где $\varphi = \frac{Q}{0,785 \cdot D_d^2 \cdot v_m + Q}$ – содержание жидкости в шламожидкостном потоке без учета относительных скоростей; Q – расход бурового раствора, м³/с; $P_{погл}$ – давление поглощения (гидроразрыва), при котором начинается утечка бурового раствора по искусственным трещинам, образующимся в результате гидроразрыва связной породы, либо по естественным каналам в трещиноватых породах, Па; $P_{кп}$ – потери давления при циркуляции бурового раствора в кольцевом пространстве на участке, от подошвы рассматриваемого пласта до устья скважины, Па; $\rho_{ш}$ – плотность шлама, кг/м³; L_n – глубина залегания подошвы пласта от устья, м; D_d – диаметр долота, м; v_m – механическая скорость бурения, м/с.

Условие (53) проверяется после установления подачи насосов, т. к. φ и $P_{кп}$ зависят от расхода бурового раствора Q .

Выбор реологических характеристик бурового раствора

Определение структурной (пластической) вязкости η и динамического напряжения сдвига τ_o для конкретного бурового раствора производится согласно следующей методике

На стадии проектирования допускается ориентировочное определение

величин η и τ_o по различным регрессионным уравнениям, например:

$$\eta = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot \rho - 0,022, \text{ Па} \cdot \text{с}; \quad (54)$$

$$\tau_o = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot \rho - 7,0, \text{ Па}, \quad (55)$$

где ρ – плотность бурового раствора, кг/м^3 .

Определение технологически необходимого расхода бурового раствора

Под этим расходом подразумевается тот, который необходим для конкретных технологических функций. При составлении гидравлической программы рассматриваются три функции:

- а) очистка забоя от выбуренной породы;
- б) очистка кольцевого пространства, т. е. обеспечение выноса шлама из скважины на дневную поверхность;
- в) обеспечение работы гидравлических забойных двигателей.

Технологически необходимый расход для удовлетворительной очистки забоя составит:

$$Q_3 \geq q \cdot F_3, \quad (56)$$

где q – удельный расход бурового раствора, $\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$ ($q = 0,57 \dots 0,65 \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$); F_3 – площадь забоя по номинальному диаметру долота, м^2 .

В качестве критерия удовлетворительной очистки кольцевого пространства устанавливают величину средней скорости потока – u_{kn} , которая обеспечивает вынос шлама из скважины при заданной объемной концентрации его в промывочной жидкости. Скорость u_{kn} представляется в виде суммы двух скоростей.

$$u_{kn} = u_{np} + u_{mp}, \quad (57)$$

где u_{np} – скорость проскальзывания частиц шлама относительно промывочной жидкости, м/с ; u_{mp} – скорость транспорта (средняя скорость подъема) шлама, м/с .

Скорость u_{np} задается в виде конкретных численных значений в зависимости от режима течения промывочной жидкости. Однако последний

может быть установлен, если известен расход промывочной жидкости. Так как он неизвестен (он должен быть определен), обратимся к работе [8].

Скорость равномерного падения (проскальзывания) частиц в жидкости определяется по формуле Риттингера:

$$v_{np} = \sqrt{\frac{4 \cdot g}{3 \cdot C} \cdot \frac{d_q \cdot (\rho_q - \rho)}{\rho}}, \quad (58)$$

где d_q – эквивалентный диаметр сферической частицы, м; ρ_q – плотность частицы, кг/м³; ρ – плотность жидкости, кг/м³; C – коэффициент сопротивления при обтекании.

Таблица 17– Плотность осадочных горных пород

Порода	ρ_q , кг/м ³	Порода	ρ_q , кг/м ³
Пески	2640 – 2680	Известняки	2700 – 2740
Песчаники	2600 – 2880	Мергели	2670 – 2730
Алевролиты	2650 – 2730	Ангидриты	2300 – 2400
Глины	2620 – 2750	Гипсы	2200 – 2300
Глинистые сланцы	2800 – 3000	Каменная соль	2160 – 2300

Коэффициент сопротивления C зависит от числа Рейнольдса

$$Re = \frac{\rho \cdot v_{np} \cdot d_q}{\eta}, \text{ в который входит неизвестная скорость } v_{np}. \text{ Формулой (58)}$$

непосредственно можно пользоваться при развитом турбулентном режиме обтекания ($Re > Re_{кр}$), когда $C = 0,82$.

$$Re_{кр} = 85 + \sqrt{85^2 + 57 \cdot He}, \quad (59)$$

где $He = \frac{\tau_o \cdot d_q^2 \cdot \rho}{\eta^2}$ – число Хедстрема.

При ламинарном и переходном режимах обтекания ($Re < Re_{кр}$) скорость v_{np} определяется с использованием уравнения (60) по вычисленным значениям чисел He и Ar :

$$Re = \frac{Ar - 6 \cdot He}{18 + 0,61 \cdot \sqrt{Ar}}, \quad (60)$$

где $Ar = \frac{d_q^3 \cdot (\rho_q - \rho) \cdot \rho \cdot g}{\eta^2}$ – число Архимеда.

Определив по уравнению (60) значение Re , по формуле (61) вычисляют искомую скорость v_{np} :

$$v_{np} = \frac{Re \cdot \eta}{d_q \cdot \rho}. \quad (61)$$

Эквивалентный диаметр частицы d_q следует определять по формулам (62) и (63):

– для долот типа С

$$d_q = 0,0035 + 0,037 \cdot D_\partial; \quad (62)$$

– для долот типа СТ и Т

$$d_q = 0,002 + 0,035 \cdot D_\partial, \quad (63)$$

где D_∂ – диаметр долота, м.

Для других типов долот авторы [9] до появления данных конкретных исследований рекомендуют использовать формулу (62).

Скорость транспорта v_{mp} вычисляется по формуле (64):

$$v_{mp} = \frac{D_\partial^2}{D_c^2 - d^2} \cdot \frac{v_m}{C}, \quad (64)$$

где D_∂ , D_c и d – диаметры соответственно долота, скважины и бурильных труб (наружные); v_m – предполагаемая (нормативная) средняя механическая скорость бурения, м/с; C – максимально допустимое значение концентрации шлама в кольцевом пространстве бурящейся скважины в зависимости от уровня средней механической скорости бурения.

Значения концентрации C приведены в табл 18.

Таблица 18 – Концентрация C

v_m , м/ч	1	3	5	10	15	20	30	40	50
C , %	0,15	0,6	0,8	1,2	1,4	1,6	1,8	2,2	2,4

В сложных по сечению конструкциях скважин и компоновок бурильной колонны зависимость (64) можно представить в виде:

$$v_{mp} = \frac{F_3}{F_{kp}^{cp}} \cdot \frac{v_m}{C}, \quad (65)$$

где F_3 – площадь забоя, m^2 ; F_{kp}^{cp} – среднее значение площади кольцевого пространства за бурильными трубами, m^2 .

$$F_{kp}^{cp} = \frac{\sum V_i}{l_{б.тр.}}, \quad (66)$$

где V_i – объем кольцевого пространства, в пределах которого $F_{kni} = const$, m^3 ; $l_{б.тр.}$ – общая длина собственно бурильных труб, м.

При вычисленном по формуле (54) значении v_{kp} технологически желательный расход составит:

$$Q_{kp} = F_{kp}^{cp} \cdot v_{kp}. \quad (63)$$

Обычно при бурении в твердых породах $v_{kp} = 0,4 - 0,6$ м/с, при бурении в мягких пластичных глинах, шлам которых слипается в округлые комки и налипает на стенки скважины, в нарушенных породах, склонных к обвалообразованию и т. д., v_{kp} увеличивают и доводят до $1,0 - 1,2$ м/с. В последнем случае для определения v_{kp} может быть использовано следующее соотношение (по Фуллертону) [10]:

$$v_{kp} \cdot D_{\partial} \cdot \rho = 188, \quad (64)$$

где все величины известны из предыдущего: v_{kp} (м/с); D_{∂} (мм); ρ (г/см³).

Для определения средней скорости восходящего потока бурового раствора, необходимого для удовлетворительной очистки ствола скважины v_{kp} , можно воспользоваться следующей зависимостью:

$$v_{kp} \geq 16,5 \sqrt{\tau_0 / \rho}. \quad (65)$$

При бурении гидравлическими забойными двигателями технологически необходимый расход определяется с учетом энергетической характеристики забойного двигателя. Минимальные значения расхода для

турбобуров приведены в справочнике [11, табл. 32]. При заданной осевой нагрузке на долото забойный двигатель должен развивать момент $M_{3д}$, достаточный для преодоления момента сопротивления на долоте

$$M_{3д} \approx \kappa_{3д} \cdot (M_{уд} \cdot G + M_o), \quad (66)$$

где $\kappa_{3д}$ – коэффициент, учитывающий момент на преодоление сил трения в подшипниках забойного двигателя ($\kappa_{3д} \approx 1,1 - 1,2$); $M_{уд}$ – удельный момент долота, Н·м/Н; G – осевая нагрузка на долото, Н; M_o – вращающий момент на преодоление сил сопротивления на долоте, практически не зависящий от осевой нагрузки на долото, Н·м (Рисунок 5).

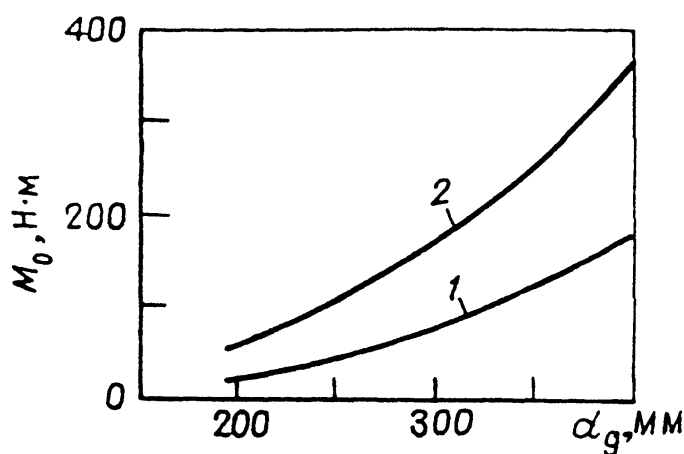


Рисунок 5– Зависимость момента M_o от диаметра долота при бурении вертикальных скважин в диапазоне изменения плотности промывочной жидкости 1200 – 1700 кг/м³ (по В. И. Курепину)

Значения удельного момента долота для различных типов трехшарошечных долот и категорий твердости горных пород, полученные экспериментально, представлены в табл. 19 [12].

Таблица 19– Моментоемкость трехшарошечных долот

Тип долота	$M_{уд}$, Н·м/кН
М	13 – 16
МС	11 – 14
С	8 – 11
Т	6 – 7
К, ОК	5 – 6

Подача насосов (расход промывочной жидкости), при которой турбина турбобура развивает момент $M_{з\partial}$ (м³/с):

$$Q = Q_{табл} \sqrt{\frac{\rho_{табл} \cdot M_{з\partial}}{\rho \cdot M_{табл}}}, \quad (67)$$

а подача, необходимая для работы винтового забойного двигателя:

$$Q \approx Q_{табл} \cdot \frac{M_{з\partial}}{M_{табл}}, \quad (68)$$

где $Q_{табл}$ – расход промывочной жидкости (м³/с) с плотностью $\rho_{табл}$ (кг/м³), при котором гидравлический забойный двигатель развивает вращающий момент $M_{табл}$ (Н·м) – справочные данные [13, 15].

Принимаемый окончательный расход Q должен удовлетворять условиям (511), (63), (67) или (69), т. е. для дальнейших расчетов выбирается наибольший из вычисленных по указанным формулам. При этом расходе должно выполняться условие (98) или (69).

$$P_{з\partial} < P_{зр}, \quad (69)$$

где $P_{зр}$ – давление гидроразрыва (поглощения) пласта; $P_{з\partial}$ – гидродинамическое давление на вскрываемый пласт, определяемое по формуле (119):

$$P_{з\partial} = \rho_{кп} \cdot g \cdot L_n + P_{кп}. \quad (70)$$

Здесь $\rho_{кп}$ – плотность бурового раствора в кольцевом пространстве

$$\rho_{кп} = (1 - c) \cdot \rho + c \cdot \rho_n, \quad (71)$$

где $c = \frac{v_m \cdot F_3}{Q + v_m \cdot F_3} = \frac{1}{\frac{Q}{v_m \cdot F_3} + 1}$ – концентрация шлама, плотность которого

ρ_n ; L_n – глубина залегания подошвы рассматриваемого пласта. Остальные величины известны из предыдущего.

Для реализации принятого расхода Q необходимо установить режим работы насосной установки.

Нерегулируемый привод насосов

Действительная Q и теоретическая Q_m подачи насосов связаны соотношением.

$$Q = m \cdot \kappa_{\text{нод}} \cdot Q_m, \quad (72)$$

где m – количество одновременно работающих насосов; $\kappa_{\text{нод}}$ – коэффициент подачи насоса (отношение фактической подачи к теоретической).

Согласно [10, 16]

$$\kappa_{\text{нод}} = 1,33 - 0,35 \cdot 10^{-3} \cdot \rho, \quad (73)$$

где ρ – плотность бурового раствора, кг/м³.

С помощью соотношения (72) определяют расчетную теоретическую подачу насоса.

$$Q_m = \frac{Q}{m \cdot \kappa_{\text{нод}}}. \quad (74)$$

По характеристике насоса табл. 29, 30, 31 [14] выбирают диаметр поршня, при котором теоретическая подача больше или равна расходу, определенному по формуле (74).

Регулируемый привод насосов

Определение расчетной теоретической подачи насосов и подходящего диаметра цилиндрических втулок производится аналогично рассмотренному выше. Затем определяется число двойных ходов поршня, при котором достигается требуемое значение подачи насосов.

$$n_{\text{дх}} = \frac{2 \cdot Q_m}{\pi \cdot m \cdot \kappa_n \cdot S \cdot (2 \cdot D_{\text{вм}}^2 - d_{\text{шт}}^2)}, \quad (75)$$

где S – длина хода поршня, м; $d_{\text{шт}}$ – диаметр штока, м.

Остальные величины известны из предыдущего.

Таблица 20– Характеристика буровых насосов УНБТ-1180А1 и УНБТ - 950А

Тип буровой установки	Тип насоса	Диаметр поршня, мм	Предельное давление, МПа	Идеальная подача, м ³ /с·10 ⁻³ , при частоте ходов поршня в минуту						
				125	115	100	85	75	50	25
БУ5000/450ЭР	УНБТ - 1180А1	180	23,5	46,0	42,3	36,8	31,3	27,6	18,4	9,2
БУ6500/400ЭР		170	26,5	41,0	37,7	32,8	27,9	24,6	16,4	8,2
БУ8000/500ЭР		160	30,0	36,4	33,5	29,1	34,7	21,8	14,6	7,3
БУUNOC500Д		150	32,0	31,9	29,3	25,5	21,7	19,1	12,8	6,4
Е		140	32,0	27,8	25,5	22,2	18,9	16,7	11,1	5,6
БУ3200/200ЭУ	УНБТ - 950А	180	19,0	46,0	42,3	36,8	31,3	27,6	18,4	9,2
БУ3200/200ДГУ		170	21,0	41,0	37,7	32,8	27,9	24,6	16,4	8,2
БУ5000/320ЭУ		160	24,0	36,4	33,5	29,1	34,7	21,8	14,6	7,3
К		150	27,5	31,9	29,3	25,5	21,7	19,1	12,8	6,4
БУ5000/320ДГУ		140	32,0	27,8	25,5	22,2	18,9	16,7	11,1	5,6

Таблица 21 – Характеристика бурового насоса УНБ-600А

Тип буровой установки	Диаметр поршня, мм	Предельное давление, МПа	Идеальная подача, м ³ /с·10 ⁻³ , при частоте ходов поршня в минуту						
			65	60	50	40	30	20	10
НБО-1К НБО-Э НБО-Д БО1Д86-1 БОЗД86-2	200	10,0	51,9	47,9	39,9	31,9	23,9	16,0	8,0
	190	11,5	45,7	42,2	35,2	27,7	21,1	14,1	7,0
	180	12,5	42,0	38,8	32,3	25,8	19,4	12,9	6,5
	170	14,5	36,0	33,2	27,7	22,2	16,6	11,0	5,5
	160	16,5	31,5	29,1	24,2	18,4	14,4	9,7	4,8
	150	19,0	27,5	25,4	21,2	16,9	12,7	8,6	4,3
	140	22,5	23,3	21,5	17,9	14,3	10,7	7,2	3,6
	130	25,0	19,7	18,9	15,2	12,1	9,1	6,1	3,0

Таблица 22– Характеристика буровых насосов НБТ-600-1 и НБТ-475

Тип буровой установки	Тип насоса	Диаметр поршня, мм	Предельное давление, МПа	Идеальная подача при номинальной частоте ходов поршня, м ³ /с·10 ⁻³
БУ2500/160ДГУ БУ2900/175ДЭ П БУ2900/175ЭП БУ2900/200ЭП К БУ2000/125ДМ	НБТ-600-1	180	11,2	45,57
		170	12,6	40,55
		160	14,2	35,8
		150	16,1	31,34
		140	18,6	27,14
		130	21,7	23,21
		120	25,0	19,54
БУ1600/100ДГУ БУ1600/100ЭУ	НБТ-475	180	9,2	45,67
		170	10,3	40,66
		160	11,6	35,92
		150	13,2	31,46
		140	14,1	27,28
		130	17,7	23,37
		120	20,8	19,72

Расчет потерь давления в элементах циркуляционной системы

Общие потери давления P (Па) при движении бурового раствора в циркуляционной системе бурящейся скважины определяются согласно выражению (76):

$$P = P_{обв} + P_{бк} + P_{кп} + P_{\delta} + P_{зд}, \quad (76)$$

где $P_{обв}$ – потери давления в элементах наземного оборудования; $P_{бк}, P_{кп}$ – потери давления соответственно в бурильной колонне и кольцевом пространстве; P_{δ} – потери давления в промывочных отверстиях (насадках) долота; $P_{зд}$ – перепад давления, срабатываемый в забойном двигателе.

Общие потери давления P не должны превышать величины P_o :

$$P_o = (0,75 - 0,85) \cdot P_{омах}, \quad (77)$$

где $P_{омах}$ – паспортное значение максимально допустимого давления буровых насосов при установке цилиндрических втулок данного диаметра.

Превышение $P_o > 0,85 \cdot P_{омах}$ может сопровождаться повышенным износом сменных деталей (поршня, цилиндрические втулки) и увеличением затрат времени на ремонтные работы.

Для расчета потерь давления $P_{бк}$ и $P_{кп}$ необходимо определить режим течения бурового раствора, в зависимости от которого выбираются соответствующие формулы. Для этого следует вычислить значение критического числа Рейнольдса течения бурового раствора $Re_{кр}$, при котором происходит переход от структурного (ламинарного) режима к турбулентному:

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot He^{0,58}, \quad (78)$$

где $He = \frac{\rho \cdot d_e^2 \cdot \tau_o}{\eta^2}$ – число Хедстрема; η – пластическая (структурная)

вязкость бурового раствора, Па·с; τ_o – динамическое напряжение сдвига, Па.

Значение d_e принимается равным внутреннему диаметру труб d_m при течении раствора внутри бурильных труб, УБТ и $d_e = d_c - d_n$ при течении в кольцевом пространстве. Здесь d_c – диаметр скважины, а d_n – наружный диаметр бурильных труб, УБТ, забойного двигателя.

Значение $Re_{кр}$ может быть найдено также по соответствующему значению числа Хедстрема (Рисунок 13).

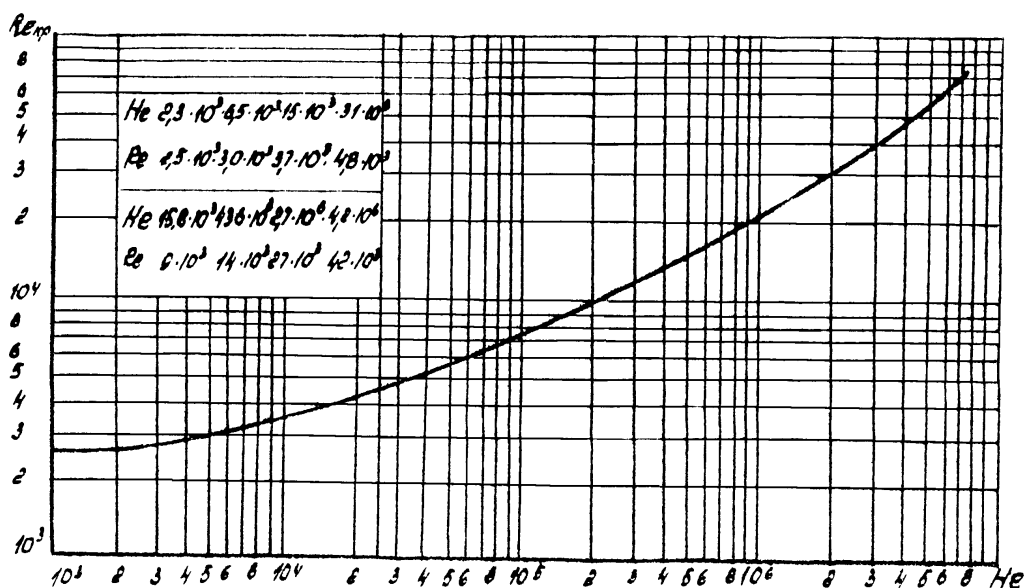


Рисунок 6 – Зависимость критического значения критерия Рейнольдса $Re_{кр}$ от критерия Хедстрема He при течении вязкопластичных жидкостей

Область существования структурного (ламинарного) режима течения определяется условием $Re < Re_{кр}$, а турбулентного – $Re > Re_{кр}$.

Значение числа Рейнольдса для внутритрубного пространства Re_m и кольцевого $Re_{кн}$ вычисляется по формулам:

$$Re_m = \frac{\rho \cdot v_m \cdot d_m}{\eta} = \frac{4 \cdot \rho \cdot Q}{\pi \cdot d_m \cdot \eta}, \quad (79)$$

$$Re_{кн} = \frac{\rho \cdot v_{кн} \cdot (d_c - d_n)}{\eta} = \frac{4 \cdot \rho \cdot Q}{\pi \cdot (d_c + d_n) \cdot \eta}, \quad (80)$$

где все величины известны из предыдущего.

Величина потерь давления внутри бурильной колонны $P_{бк}$ складывается из потерь давления в гладкой части бурильных труб P_m , потерь давления в замковых (муфтовых) соединениях $P_{зам}$ и утяжеленных бурильных трубах $P_{убт}$.

$$P_{бк} = P_m + P_{зам} + P_{убт}. \quad (81)$$

Потери давления P_m и $P_{убт}$ определяются по формулам, справедливым

для конкретного режима течения.

При ламинарном режиме течения:

$$P_{m.убт} = \frac{4 \cdot \tau_o \cdot l}{\beta_m \cdot d_m}, \quad (82)$$

где l – длина секции бурильных труб или УБТ одинакового размера, м; β_m – коэффициент, значение которого можно определить по графику (Рисунок 7), предварительно вычислив число Сен-Венана-Ильюшина:

$$Sen_m = \frac{\tau_o \cdot d_m}{\eta \cdot v_m} = \frac{\pi \cdot \tau_o \cdot d_m^3}{4 \cdot \eta \cdot Q}. \quad (83)$$

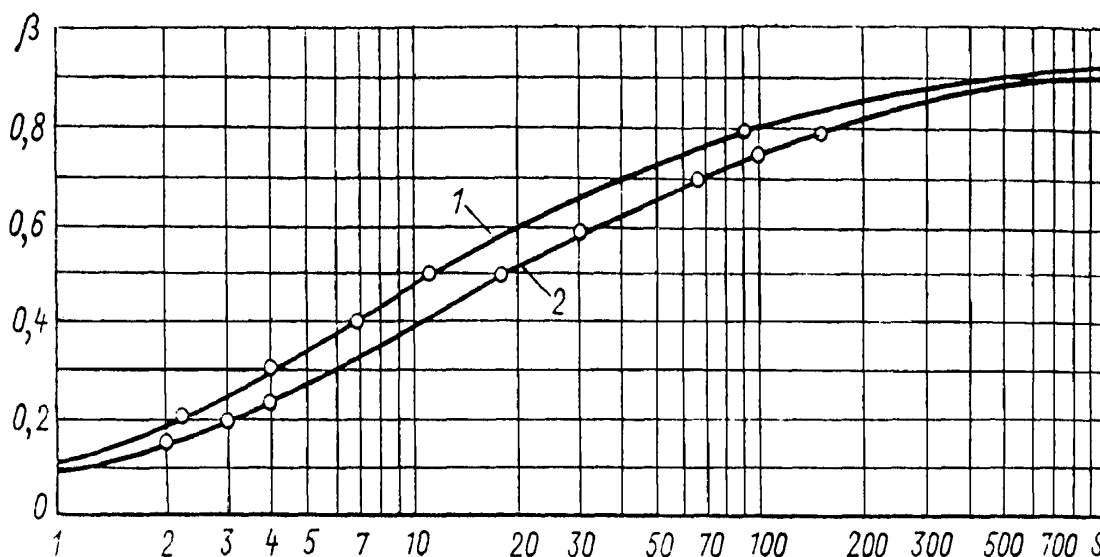


Рисунок 7. – Зависимость безразмерного коэффициента β от числа

Сен-Венана-Ильюшина Sen :

1 – в бурильных трубах; 2 – в кольцевом пространстве

Коэффициент β можно также определить по формуле (84) при $Sen \geq 10$ или (38) при $Sen < 10$.

$$\beta = \frac{1 - 4(\sqrt{1,2 + 0,5Sen} - 1)}{Sen}. \quad (84)$$

$$\beta = \frac{Sen}{(12 + 1,3Sen)}. \quad (85)$$

Для вычисления $P_{m.убт}$ может быть использована формула Дарси-Вейсбаха:

$$P_{m.убт} = 0,81 \cdot \lambda_m \frac{\rho \cdot Q^2 \cdot l}{d_m^5}, \quad (86)$$

где коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda_{m.убт}$ определяется по формуле (87):

$$\lambda_{m.убтi} = \frac{64}{y_{li} \cdot Re_i}. \quad (87)$$

Величина безразмерного коэффициента y_{li} находится по формуле:

$$y = 1 - \frac{4}{3} \beta + \frac{1}{3} \beta^4, \quad (88)$$

либо по кривой 1 (Рисунок 8) в зависимости от числа Сен-Венана-Ильюшина (Sen_m). Сен—

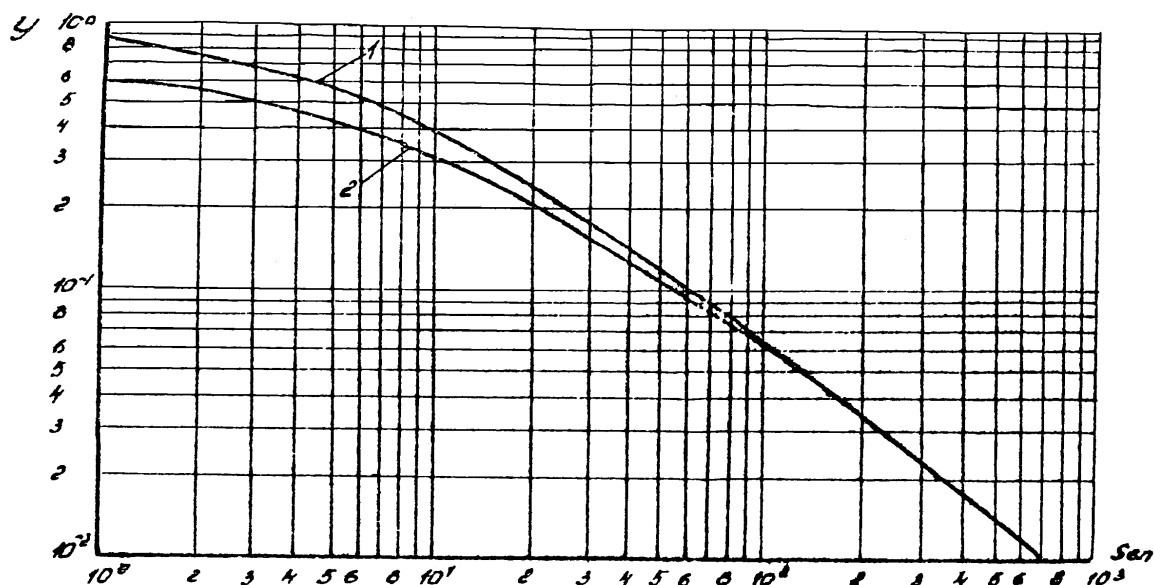


Рисунок 8. – Зависимость безразмерного параметра y от критерия Сен-Венана Sen при ламинарном режиме течения вязкопластичных промывочных жидкостей:

1 – в бурильных трубах; 2 – в кольцевом пространстве

При турбулентном режиме течения потери давления по длине определяются по формуле Дарси – Вейсбаха:

$$P_m = \lambda_m \frac{\rho \cdot v^2}{2 \cdot d_m} l = \frac{0,81 \cdot \lambda_m \cdot \rho \cdot Q^2 \cdot l}{d_m^5}, \quad (89)$$

где λ_m – коэффициент гидравлического сопротивления трения в трубах. Его значение вычисляют по формуле (90) или по графику (Рисунок 9):

$$\lambda_m = 0,1 \cdot \left(\frac{1,46 \cdot \kappa_3}{d_m} + \frac{100}{Re_m} \right)^{0,25}, \quad (90)$$

где κ_3 – эквивалентная шероховатость.

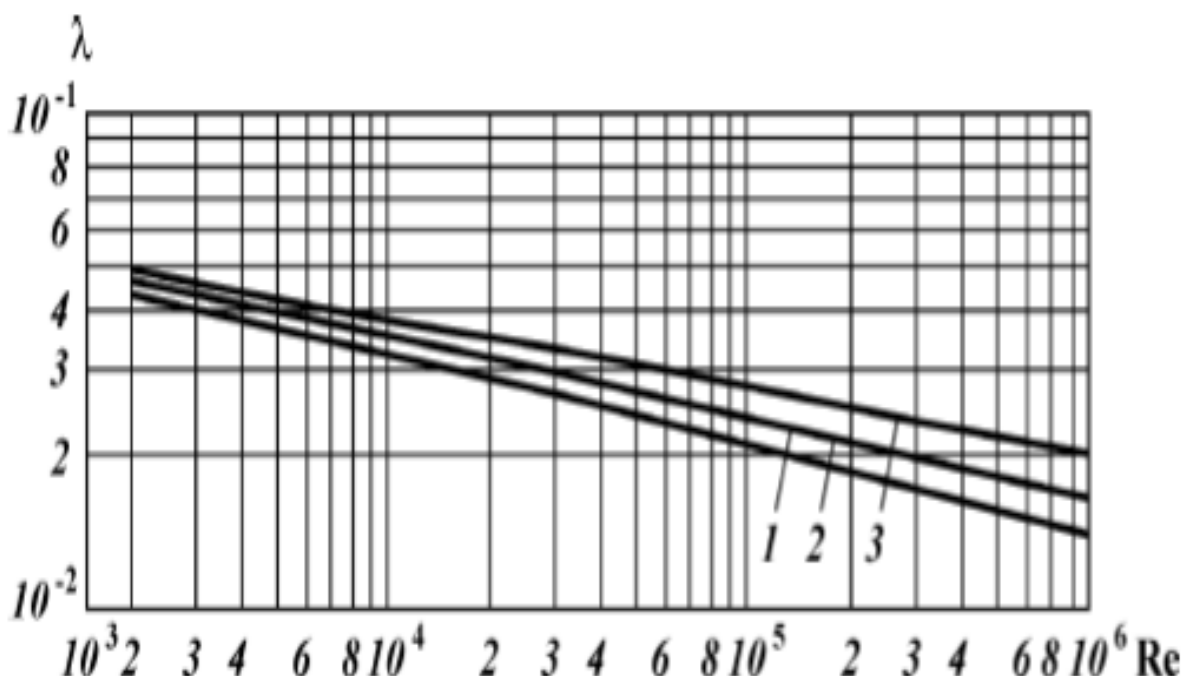


Рисунок 9 – Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления λ от критерия Рейнольдса Re при турбулентном течении вязкопластичных промывочных жидкостей:

- 1 – буровых труб; 2 – в обсаженном кольцевом пространстве;
3 – в необсаженном кольцевом пространстве скважины

Шероховатость новых бесшовных стальных труб равна $\kappa_3 = (1...2) \cdot 10^{-5}$ м. В процессе эксплуатации она возрастает и может достигнуть значений $(15...30) \cdot 10^{-5}$ м. В расчетах рекомендуется применять $\kappa_3 = 3 \cdot 10^{-4}$ м [16].

Для алюминиевых бурильных труб при турбулентном режиме течения величину λ_m следует принимать равной 0,85 от ее значения, найденного по формуле (90) для стальных труб.

Потери в замковых соединениях определяются по формуле:

$$P_{зам} = \xi \frac{\rho \cdot v_m^2}{2} n = 0,81 \frac{\xi \cdot \rho \cdot Q^2 \cdot n}{d_m^4}, \quad (91)$$

где ξ – коэффициент местного сопротивления; $n = \frac{l}{l_m}$ – число замковых соединений (муфт); l_m – средняя длина трубы в данной секции бурильной колонны, м; l – длина секции бурильных труб одинакового размера, м.

В бурильных трубах с приваренными замками потери в замковых соединениях не учитываются в виду их малости.

Величина потерь давления в кольцевом пространстве $P_{кп}$ складывается из потерь давления на участках с постоянными размерами поперечного сечения $P_{кпгл}$ и местных сопротивлений (замковые соединения, элементы компоновки низа бурильной колонны) $P_{кпм}$:

$$P_{кп} = P_{кпгл} + P_{кпм}. \quad (92)$$

Расчет потерь давления производится отдельно для обсаженной части ствола по участкам, длины которых определяются одинаковыми диаметрными размерами проходного сечения.

При ламинарном режиме

$$P_{кпгл} = \frac{4 \cdot \tau_o \cdot l}{\beta_{кп} \cdot (d_c - d_n)}, \quad (93)$$

где d_c – диаметр скважины, м; d_n – наружный диаметр бурильных труб (УБТ, забойного двигателя), м; $\beta_{кп}$ – определяется аналогично β_m по значению числа Сен-Венана-Ильюшина для кольцевого пространства $Sen_{кп}$:

$$Sen_{кп} = \frac{\tau_o \cdot (d_c - d_n)}{\eta \cdot v_{кп}} = \frac{\pi \cdot \tau_o \cdot (d_c - d_n)^2 (d_c + d_n)}{4 \cdot \eta \cdot Q}. \quad (94)$$

Может быть использована формула Дарси – Вейсбаха (95).
Коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda_{\text{кп}}$ определяется по формуле:

$$\lambda_{\text{кп}} = \frac{64}{y_{2i} \cdot Re_{\text{кп}i}}. \quad (96)$$

Величина безразмерного коэффициента y_{2i} определяется по формуле (41) или кривой 2 (Рисунок 10) в зависимости от числа Сен-Венана-Ильюшина ($Sen_{\text{кп}}$).

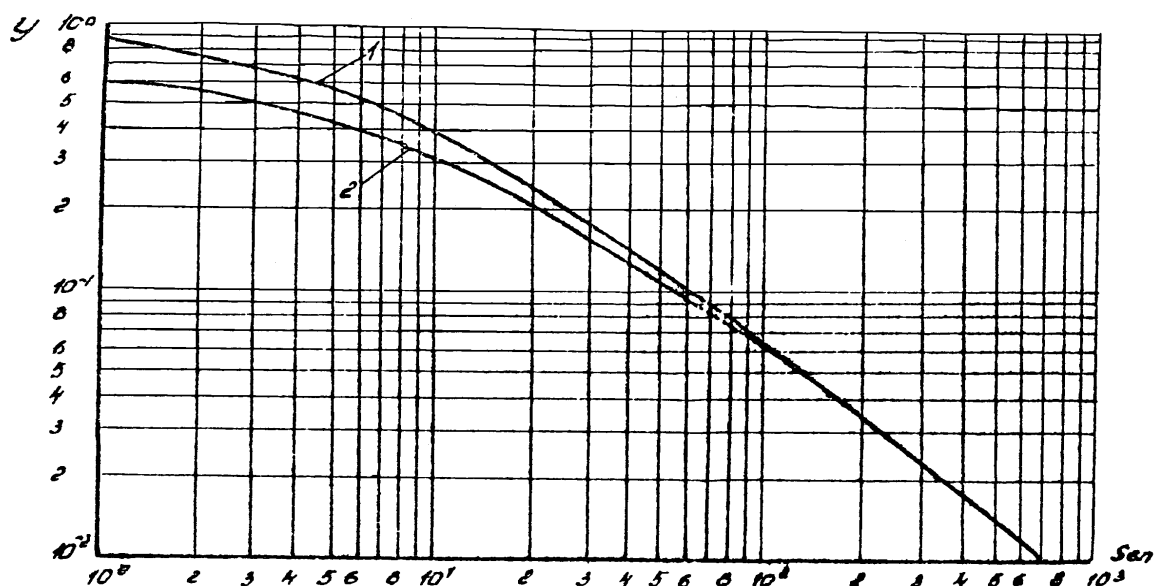


Рисунок 10. – Зависимость безразмерного параметра y от критерия Сен-Венана Sen при ламинарном режиме течения вязкопластичных промывочных жидкостей:

1 – в бурильных трубах; 2 – в кольцевом пространстве

При турбулентном режиме течения бурового раствора

$$P_{\text{кпгл}} = \lambda_{\text{кп}} \frac{\rho \cdot v_{\text{кп}}^2}{2 \cdot (d_c - d_n)} l = 0,81 \cdot \lambda_{\text{кп}} \frac{\rho \cdot Q^2 \cdot l}{(d_c - d_n)^3 (d_c + d_n)^2}, \quad (97)$$

$$\lambda_{\text{кп}} = 0,1 \left(\frac{1,46 \cdot \kappa_3}{d_c - d_n} + \frac{100}{Re_{\text{кп}}} \right)^{0,25}. \quad (98)$$

Значение κ_3 для обсаженной части ствола принимается, как и в формуле (43), а для необсаженных участков $\kappa_3 = 3 \cdot 10^{-3}$ м.

Значение λ_{kn} можно определить по графику (Рисунок 11)

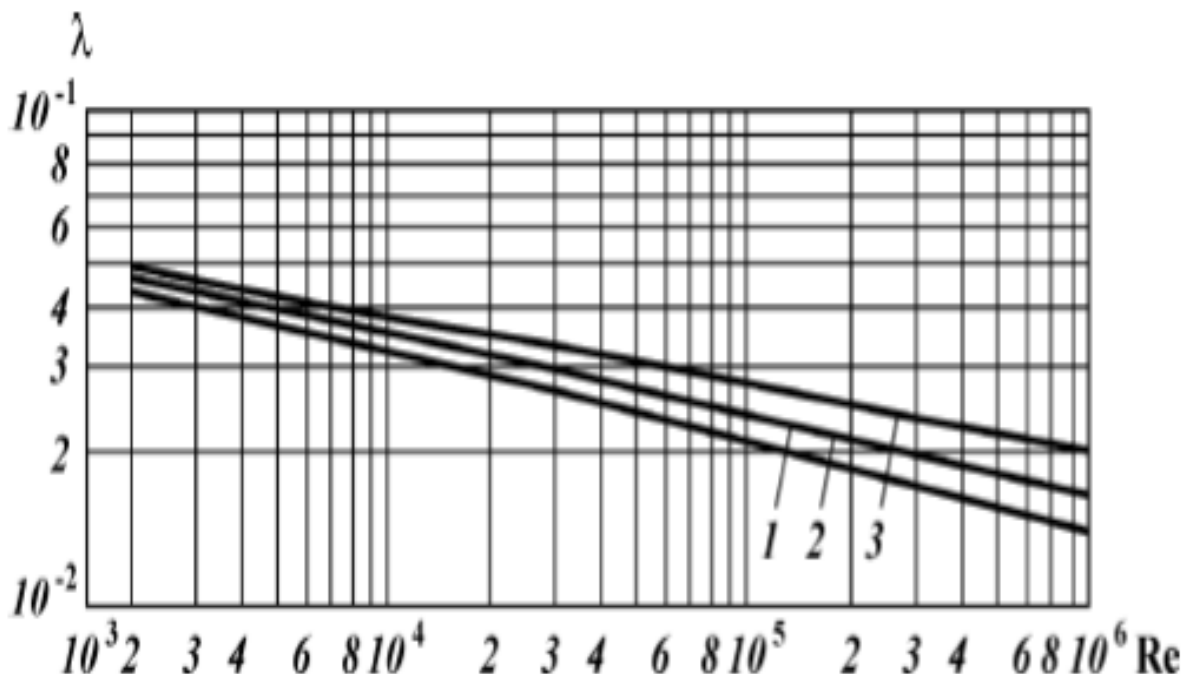


Рисунок 11 – Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления λ от критерия Рейнольдса Re при турбулентном течении вязкопластичных промывочных жидкостей:

- 1 – бурильных трубах; 2 – в обсаженном кольцевом пространстве;
3 – в необсаженном кольцевом пространстве скважины

Потери давления на местных сопротивлениях определяются по формуле:

$$P_{кпм} = \xi_{кп} \frac{\rho \cdot v_m^2}{2} n = 0,81 \cdot \xi_{кп} \frac{\rho_{кп} \cdot Q^2 \cdot l}{(d_c^2 - d_n^2)^2 \cdot l_m}, \quad (99)$$

$$\xi_{кп} = 2 \left(\frac{d_c^2 - d_n^2}{d_c^2 - d_3^2} - 1 \right)^2, \quad (100)$$

где d_3 – наружный диаметр замка, а остальные величины известны из предыдущего.

Согласно данным в формулу в качестве сомножителя необходимо ввести опытный коэффициент K . Значения этого коэффициента при структурном течении всегда больше, чем при турбулентном, и в отдельных опытах они достигли величины 5...10, вместо обычно принимаемого $K = 1$. При необходимости ужесточения условий расчета это обстоятельство следует иметь в виду.

Величина потерь давления в элементах наземного оборудования (в обвязке) определяется по формуле:

$$P'_{обв} = \sum a_i \cdot \rho \cdot Q^2$$

$$P''_{обв} = 0,81 \cdot \lambda_m \frac{l}{(d - 2 \cdot \delta)^5} \rho \cdot Q^2, \quad (101)$$

где a_i – коэффициент гидравлических сопротивлений в элементе обвязки, определяется по табл. 23; l – длина горизонтальной части нагнетательного трубопровода, м; d, δ – соответственно, диаметр и толщина стенки трубопровода, м; λ_m – коэффициент гидравлического сопротивления принимается равным 0,02.

Таблица 23 – Величина коэффициентов гидравлических сопротивлений α_i .

Оборудование	Условный размер, мм	Диаметр проходного сечения, мм	Обозначения в формуле (54)	Значение 10^{-5} , м ⁻⁴
Стояк	89		α_c	16,9
	114			3,35
	140			1,07
	168			0,40
Буровой рукав		36	$\alpha_{ш}$	38
		76		1,20
		80		0,93
		90		0,52
		102		0,28

Вертлюг		32	α_e	27
		75		0,9
		80		0,7
		90		0,44
		100		0,29
Ведущая труба	65	32	α_k	11,0
	80	40		7,0
	112	74		1,8
	140	85		0,9
	155	100		0,4

Перепад давления в турбобуре складывается из сопротивлений в пяте и турбине, характеризуемых коэффициентами соответственно α_n и A_p ; вычисляется по формуле:

$$P_{тур} = (a_n + A_p) \cdot \rho \cdot Q^2. \quad (102)$$

Конструктивные параметры α_n и A_p определяются по формулам

$$a_n = \frac{P_n^{табл}}{\rho_{табл} \cdot Q_{табл}^2}, \quad A_p = \frac{P_{\varepsilon}^{табл}}{\rho_{табл} \cdot Q_{табл}^2}, \quad (103)$$

где $P_{\varepsilon}^{табл}$ – переход давления на турбине при экстремальном режиме по данным таблиц характеристик, Па; $P_n^{табл}$ – перепад в пяте турбобура по табличным данным, Па; $Q_{табл}$ – расход промывочной жидкости (м³/с) с плотностью $\rho_{табл}$ (кг/м³), при которых определялись $P_n^{табл}$ и $P_{\varepsilon}^{табл}$.

Значения a_n , рассчитанные по данным справочника [15] для односекционных турбобуров, представлены в табл. 24.

Таблица 24 – Значения a_n для односекционных турбобуров

Диаметр турбобура, мм	172	195	215	240
$a_n \cdot 10^{-6}$, м⁻⁴	0,549	0,353	0,235	0,147

Для секционных турбобуров этот конструктивный параметр, обозначаемый $a_{нс}$, определяется по формуле:

$$a_{nc} = a_n \cdot \frac{Z_c}{Z}, \quad (104)$$

где Z – число подпятников в односекционном турбобуре; Z_c – то же в секционном турбобуре.

Конструктивный параметр A_p определяется по формуле (152) с использованием характеристик турбины турбобуров, представляемых в справочной литературе в виде таблиц [11, 17].

Потери давления в промывочной системе долота, являющейся местным сопротивлением, определяются по формуле:

$$P_\partial = \xi \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2} = \frac{1}{\mu^2} \frac{\rho \cdot Q_\partial^2}{2 \cdot f_n^2}, \quad (105)$$

где μ – коэффициент расхода; f_n – суммарная площадь поперечного сечения промывочных отверстий или сменных насадок, м²; Q_∂ – расход промывочной жидкости через площадь f_n , м³/с.

Для промывочных отверстий долот $\mu = 0,67$ [15], а для сменных насадок (с учетом подводящего канала в долоте) $\mu = 0,92$.

При роторном бурении

$$Q_\partial = Q, \quad (106)$$

при турбинном бурении

$$Q_\partial = Q - Q_y, \quad (107)$$

где Q_y – утечка промывочной жидкости через уплотнение вала турбобура.

Величина Q_y при заданном перепаде давлений на долоте должна быть установлена опытным путем при прокачке забойного двигателя с присоединенным к нему долотом на устье скважины.

При отсутствии опытных данных, что вероятно на стадии разработки гидравлической программы бурения, Q_y можно приближенно оценить по формуле, полученной путем обработки экспериментальных данных для турбобура ЗТСШ-195 ТЛ [2], м³/с.

$$Q_y \approx \left(\frac{P_\partial}{61000 \cdot \rho} \right)^{2,73}. \quad (108)$$

После определения потерь давления в элементах циркуляционной системы (кроме долота) по уравнению (77) с учетом выражения (109) вычисляют резерв давления P_∂ , который может быть реализован на долоте:

$$P_\partial = P_o - P_{обв} - P_{бк} - P_{кп} - P_{зд}. \quad (109)$$

Программа оснащения гидромониторных долот насадками

Под программой оснащения гидромониторных долот насадками понимается совокупность данных о производительности насосов Q_n , допустимом давлении на насосах P_o , интервале бурения $(L_2 - L_1)$ разбитом на участки длиной h_i , резервах давления $P_{\partial i}$, которые могут быть реализованы в конце каждого участка, фактическом расходе бурового раствора через насадки $Q_{фнi}$, количестве и диаметрах насадок долота.

Для произвольной глубины L_i резерв давления на долоте составит $P_{\partial i}$. По мере увеличения глубины скважины численное значение $P_{\partial i}$ уменьшается от максимального значения в начале интервала $P_{\partial max}$ до минимального значения в конце интервала $P_{\partial min}$. С целью эффективного использования $P_{\partial i}$ необходимо рассматриваемый интервал разбить на части длиной h_i не менее 100 м каждая или соответственно ожидаемым проходкам на долото, если последние превышают указанную выше длину h_i (рис. 18). В расчетах величина резерва давления для реализации в насадках долота берется по нижней границе каждого участка.

Найденная по графику (рис. 12) величина резерва давления может быть реализована при соответствующем подборе насадок с учетом фактического расхода бурового раствора через долото.

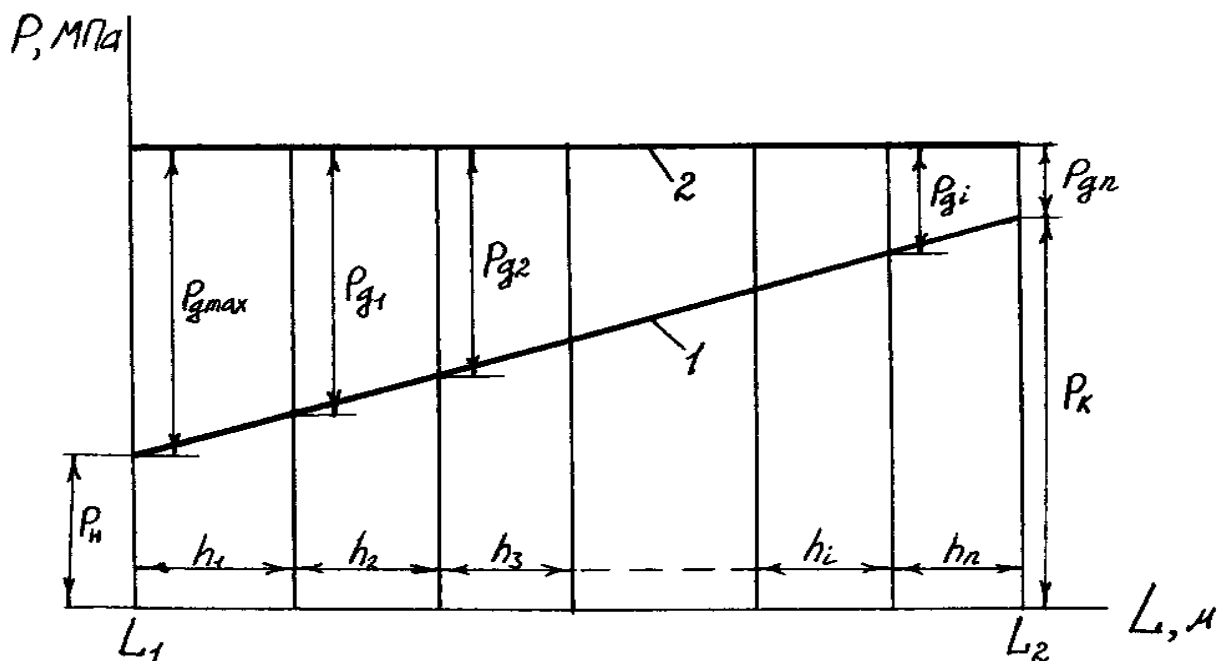


Рисунок 12 – Изменение резерва давления по длине интервала:

1 – линия суммарных гидравлических сопротивлений (без потерь в долоте);

2 – линия допустимого давления на насосах.

Диаметр насадки определяется по следующей формуле:

$$d_n = \sqrt[4]{\frac{8 \cdot \rho \cdot Q_{\phi n}^2}{\pi^2 \cdot z^2 \cdot \mu^2 \cdot P_{\partial}}}, \quad (110)$$

где ρ – плотность бурового раствора, кг/м³; $Q_{\phi n}$ – фактический расход жидкости через насадки долота, м³/с; z – количество насадок; μ – коэффициент расхода, принимаемый равным 0,92.

Фактический расход жидкости через насадки долота определяется как разность между производительностью насосов Q_n и величиной утечек Q_{yi} для конкретного значения резерва давления $P_{\partial i}$:

$$Q_{\phi ni} = Q_n - Q_{yi}. \quad (111)$$

При отсутствии опытных данных величину утечек можно определить по следующей формуле:

$$Q_y = \sqrt{\frac{2 \cdot f_{нип}^2 \cdot \mu_{нип}^2 \cdot P_{\partial}}{\rho}} = 1,41 \cdot \mu_{нип} \cdot f_{нип} \cdot \sqrt{\frac{P_{\partial}}{\rho}}, \quad (112)$$

где $\mu_{\text{нип}}$ – коэффициент расхода кольцевого зазора в ниппеле турбобура (при течении воды $\mu_{\text{нип}} = 0,46$, а при течении глинистого раствора $\mu_{\text{нип}} = 0,31$); $f_{\text{нип}}$ – площадь кольцевого зазора в ниппеле турбобура. Некоторые значения $f_{\text{нип}}$ указаны в табл.25.

Таблица 25– Значения площади кольцевого зазора в ниппеле турбобура $f_{\text{нип}}$, см²

Диаметр турбобура, мм	При номинальном зазоре на сторону	При отклонении от номинального зазора на сторону, мм					
		– 0,3	– 0,2	– 0,1	0,1	0,2	0,3
172	1,78	0,872	1,17	1,48	2,08	2,39	2,6
195	2,58	1,21	1,67	2,12	3,03	3,49	3,9
215	2,74	1,26	1,75	2,25	3,24	3,73	4,2
240	3,64	2,0	2,55	3,09	4,19	4,74	5,2

Диаметры выходных отверстий гидромониторных насадок всех фирм - производителей выражаются в 32-х долях дюйма

$\left(\frac{1}{32}'' = 0,79375 \approx 0,8 \right)$ и обозначаются цифрами от 06 до 28. Так, например,

насадка № 06 имеет диаметр выходных отверстий 4,8 мм $\left(\frac{6}{32}'' \right)$, а насадка

№ 28 – 22,2 мм $\left(\frac{28}{32}'' \right)$. Номера насадок и их соответствующие диаметры

приведены в табл. 26.

Таблица 26 – Диаметры выходных отверстий гидромониторных насадок

Номер насадки	06	08	09	10	11	12	13	14	15	16	18	20	22	24	28
Диаметр, мм	4,8	6,4	7,1	7,9	8,7	9,5	10,3	11,1	11,9	12,7	14,3	15,9	17,5	19,1	22,2

Задания для работы на занятии

Порядок составления гидравлической программы бурения следующий:

Исходные данные:

Интервал бурения 1200 – 2700 м. На глубину 1200 м спущена промежуточная обсадная колонна диаметром 245 мм с толщиной стенки 10 мм. Долото П215,9С-ГВ. Тип турбобура ЗТСШ1-195ТЛ. Бурильные трубы с приваренными замками: ПН127х9. Утяжеленные бурильные трубы диаметром 178 мм, длиной 100 м, внутренним диаметром 80 мм.

Наземное оборудование включает: стояк диаметром 0,140 м; буровой рукав с внутренним диаметром 0,09 м; вертлюг с диаметром проходного сечения 0,09 м; ведущая труба с диаметром проходного сечения 0,1 м; горизонтальный нагнетательный трубопровод длиной 60 м выполнен из труб диаметром 0,168 м с толщиной стенки $\delta = 12$ мм. Максимально допустимое рабочее давление напорной линии 25 МПа. Литологический состав пород: в интервале бурения 1200 – 1700 м – кварцевые песчаники с прослоями глин; 1700 – 2700 м: вверху до глубины 2200 м – кварцевые песчаники с прослоями глин, внизу – толща глинистых пород.

Пластовое давление на глубине 2200 м равно 27,9 МПа.

Ожидаемые механические скорости бурения: (1200 – 2200 м) – 5 м/ч; (2200 – 2700 м) – 10 м/ч.

Диаметр открытого ствола принимается равным номинальному диаметру долота.

Удельный момент долота и осевая нагрузка на долото в интервале 1200 – 2200 м соответственно равны 6 Н·м/кН, 120 кН; в интервале 2200 – 2700 м – 8 Н·м/кН, 100 кН.

Привод насоса нерегулируемый.

Решение

1. Выбор плотности бурового раствора.

Необходимую плотность бурового раствора определим по формуле (97).

$$\rho = \min \left\{ \frac{1,05 \cdot 27,9 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2200}; \frac{(27,9 + (2,5 \dots 3,0)) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2200} \right\} = \min \{1360; (1408 \dots 1431)\} \text{ кг/м}^3.$$

Принимаем для дальнейших расчетов $\rho = 1360 \text{ кг/м}^3$.

2. Выбор реологических характеристик бурового раствора.

$$\eta = 0,033 \cdot 10^3 \cdot 1360 - 0,022 = 0,023 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

$$\tau_o = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1360 - 7 = 4,56 \text{ Па}.$$

3. Определение технологически необходимого расхода бурового раствора.

По формуле (56):

$$Q_z \geq 0,785 \cdot 0,2159^2 \cdot 0,6 = 0,022 \text{ м}^3/\text{с}.$$

По формуле (63):

$$d_u = 0,0035 + 0,037 \cdot 0,2159 = 0,012 \text{ м}.$$

По формуле (60) определим $Re_{кр}$:

$$He = \frac{4,56 \cdot 0,012^2 \cdot 1360}{0,023^2} = 1688.$$

$$Re_{кр} = 85 + \sqrt{85^2 + 57 \cdot 1688} = 407.$$

По формуле (61) определим Re :

$$Ar = \frac{0,012^3 \cdot (2300 - 1360) \cdot 1360 \cdot 9,81}{0,023^2} = 40302.$$

$$Re = \frac{40302 - 6 \cdot 1688}{18 + 0,61 \cdot \sqrt{40302}} = \frac{40302 - 10128}{18 + 122,5} = \frac{30174}{140,5} = 214,8,$$

т. к. $Re < Re_{кр}$, то по формуле (10):

$$v_{np} = \frac{214,8 \cdot 0,023}{0,012 \cdot 1360} = \frac{4,94}{16,32} = 0,303 \text{ м/с}.$$

По формуле (65) при бурении в песчаниках

$$v_{mp} = \frac{0,2159^2}{0,2159^2 - 0,127^2} \cdot \frac{5}{3600 \cdot 0,008} = 0,265 \text{ м/с},$$

при бурении в глинистой толще

$$v_{mp} = \frac{0,2159^2}{0,2159^2 - 0,127^2} \cdot \frac{10}{3600 \cdot 0,012} = 0,354 \text{ м/с}.$$

Определим v_{kn} по формулам (58), (69) и (70):

$$v_{kn} = 0,303 + 0,354 = 0,657 = 0,66 \text{ м/с.}$$

$$v_{kn} = \frac{188}{215,9 \cdot 1,36} = 0,64 \text{ м/с.}$$

$$v_{kn} \geq 16,5 \sqrt{4,56/1360} = 0,96 \text{ м/с.}$$

$$Q_{kn} = 0,785 \cdot (0,2159^2 - 0,127^2) \cdot 0,96 = 0,023 \text{ м}^3/\text{с.}$$

По формуле (72):

в интервале 1200 – 2200 м:

$$M_{30} = 1,2 \cdot (6 \cdot 120 + 66) = 943,2 \text{ Н·м,}$$

в интервале 2200 – 2700 м:

$$M_{30} = 1,2 \cdot (8 \cdot 100 + 66) = 1039,2 \text{ Н·м.}$$

Для этих интервалов расход по формуле (84)

$$Q = 0,04 \sqrt{\frac{1000 \cdot 943,2}{1360 \cdot 1750}} = 0,025 \text{ м}^3 / \text{с.}$$

$$Q = 0,04 \sqrt{\frac{1000 \cdot 1039,2}{1360 \cdot 1750}} = 0,026 \text{ м}^3 / \text{с.}$$

Расход 0,026 м³/с удовлетворяет всем технологическим требованиям.

По формуле (79):

$$\kappa_{pod} = 1,33 - 0,35 \cdot 10^{-3} \cdot 1360 = 0,854.$$

Теоретическая подача насоса по формуле (80):

$$Q_m = \frac{0,026}{1 \cdot 0,854} = 0,031 \text{ м}^3 / \text{с.}$$

Согласно табл. 29 такой расход будет обеспечен при работе одного насоса УНБТ-950А диаметром поршня 150 мм и частоте ходов в минуту 125.

$$Q = 0,0319 \text{ м}^3/\text{с}; \quad P_n = 27,5 \text{ МПа.}$$

Рабочее давление $P_o = 0,75 \cdot P_n = 0,75 \cdot 27,5 = 20,6 \text{ МПа.}$

Окончательно для дальнейших расчетов принимаем: $Q = \kappa_{pod} \cdot Q_m$;

$$Q = 0,854 \cdot 0,0319 = 0,027 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Определим потери давления в кольцевом пространстве, для этого определим режим течения промывочной жидкости для каждого интервала, используя формулы (84) и (86).

Интервал 0 – 1200 м (обсаженный ствол за бурильными трубами):

$$He = \frac{4,56 \cdot 1360 \cdot (0,225 - 0,127)^2}{0,023^2} = 1,126 \cdot 10^5.$$

$$Re_{kn} = \frac{4 \cdot 1360 \cdot 0,027}{3,14 \cdot (0,225 + 0,127) \cdot 0,023} = 5775.$$

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot (1,126 \cdot 10^5)^{0,58} = 8313.$$

$Re_{kn} < Re_{кр}$ – режим структурный.

Аналогичным образом определяются режимы течения бурового раствора для других интервалов. Результаты расчета приведены в табл. 27.

Таблица 27– Режимы течения бурового раствора по интервалам

Интервал, м	Кольцевое пространство			
	He_{kn}	Re_{kn}	$Re_{кр}$	Режим течения
0 – 1200 (обсаженный ствол за БТ)	$1,126 \cdot 10^5$	5775	8313	структурный
1200 – 2574 (открытый ствол за БТ)	$0,927 \cdot 10^5$	5931	7646,5	структурный
2574 – 2674 (открытый ствол за УБТ)	$0,1684 \cdot 10^5$	5163,2	4163,7	турбулентный
2674 – 2700 (за турбобуром)	$0,0512 \cdot 10^5$	4942,8	2241,7	турбулентный

Потери давления по интервалам:

интервал 0 – 1200 м:

$$Sen = \frac{3,14 \cdot 4,56 \cdot (0,225 - 0,127)^2 (0,225 + 0,127)}{4 \cdot 0,023 \cdot 0,027} = 19,5.$$

$$\beta = 0,51.$$

$$P_{kn} = \frac{4 \cdot 4,56 \cdot 1200 \cdot 10^{-6}}{0,51 \cdot (0,225 - 0,127)} = 0,44 \text{ МПа}.$$

Аналогичным образом рассчитаны потери давления для интервалов, где имеет место структурный режим течения раствора. Результаты расчетов представлены в табл. 35.

$$\lambda_{\kappa\pi} = 0,1 \cdot \left(\frac{1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-3}}{0,2159 - 0,178} + \frac{100}{5163,2} \right)^{0,25} = 0,0606.$$

$$P_{\kappa\pi} = \frac{0,81 \cdot 0,0606 \cdot 1360 \cdot 0,027^2 \cdot 100 \cdot 10^{-6}}{(0,2159 - 0,178)^3 \cdot (0,2159 + 0,178)^2} = 0,577 \text{ МПа}.$$

Для последующего интервала (2674 – 2700 м), где имеет место турбулентный режим течения, потери давления, рассчитанные аналогично (0,934 МПа), представлены в табл. 35.

Потери давления на местных сопротивлениях в интервале 0 – 1200 м:

$$\xi_{\kappa\pi} = 2 \cdot \left(\frac{0,225^2 - 0,127^2}{0,225^2 - 0,1619^2} - 1 \right) = 0,343.$$

$$P_{\kappa\pi\text{м}} = \frac{0,81 \cdot 0,343 \cdot 1360 \cdot 0,027^2 \cdot 1200 \cdot 10^{-6}}{(0,225^2 - 0,127^2)^2 \cdot 11,9} = 0,023 \text{ МПа}.$$

Рассчитанные аналогичным образом потери давления для интервала 1200 – 2574 м равны 0,043 МПа (табл. 35).

Суммарные потери давления в кольцевом пространстве:

$$P_{\kappa\pi} = 0,44 + 0,09 + 0,53 + 0,577 + 0,934 + 0,023 + 0,043 = 2,64 \text{ МПа}.$$

По формуле (98) оценим возможность гидроразрыва пласта с $K_n = 1,5$ (L=1400 м).

$$\varphi = \frac{0,027}{0,785 \cdot 0,2159^2 \cdot 5/3600 + 0,027} = 0,998.$$

$$\rho_2 = \frac{1,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1400 - \left(0,44 + 0,09 + 0,023 \frac{0,043 \cdot 200}{1374} \right) \cdot 10^6 - (1 - 0,998) \cdot 2300 \cdot 9,81 \cdot 1400}{0,998 \cdot 9,81 \cdot 1400} =$$

$$= 1458 \text{ кг/м}^3.$$

Принятая плотность $1360 < 1458$, поглощение исключено.

Определим потери давления во внутритрубном пространстве (бурильные трубы, УБТ, турбобур). Для выбора расчетных зависимостей определим числа Re_m и $Re_{крт}$:

$$Re_m = \frac{4 \cdot 1360 \cdot 0,027}{3,14 \cdot 0,109 \cdot 0,023} = 18360.$$

$$Re_{крт} = 2100 + 7,3 \left(\frac{1360 \cdot 0,109^2 \cdot 4,56}{0,023^2} \right)^{0,58} = 9052.$$

Так как $Re_m > Re_{крт}$, режим течения раствора турбулентный.

Потери давления в трубах:

$$\lambda_m = 0,1 \left(\frac{1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{0,109} + \frac{100}{18360} \right)^{0,25} = 0,031.$$

$$P_m = \frac{0,81 \cdot 0,031 \cdot 1360 \cdot 0,027^2 \cdot 2574 \cdot 10^{-6}}{0,109^5} = 4,27 \text{ МПа.}$$

Местными потерями в трубах типа ПН пренебрегаем.

Потери давления в УБТ:

$$\lambda_m = 0,1 \left(\frac{1,46 \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{0,08} + \frac{100}{18724} \right)^{0,25} = 0,0311.$$

$$P_m = \frac{0,81 \cdot 0,0311 \cdot 1360 \cdot 0,027^2 \cdot 100 \cdot 10^{-6}}{0,08^5} = 0,75 \text{ МПа.}$$

Потери давления в забойном двигателе:

$$P_{тур} = \left(0,353 \frac{25}{18} 10^6 + \frac{3 \cdot 10^6}{1000 \cdot 0,04} \right) \cdot 1360 \cdot 0,027^2 \cdot 10^{-6} = 2,35 \text{ МПа.}$$

Потери давления в обвязке:

– горизонтальная часть нагнетательного трубопровода:

$$P'_{обв} = \frac{0,81 \cdot 0,02 \cdot 60 \cdot 1360 \cdot 0,027^2 \cdot 10^{-6}}{(0,168 - 0,024)^5} = 0,017 \text{ МПа.}$$

– в элементах наземного оборудования:

$$P''_{обв} = (1,07 + 0,52 + 0,44 + 0,9) \cdot 10^5 \cdot 1360 \cdot 0,027^2 \cdot 10^{-6} = 0,29 \text{ МПа.}$$

Результаты расчетов представлены в табл. 28.

Таблица 28 – Результаты расчетов

Интервал Л бурения, м	Потери давления, МПа									Суммарные потери давления, МПа
	$P'_{обв}$	$P''_{обв}$	P_t	$P_{убт}$	$P_{тур}$	$P_{кп}^m$	$P_{кп}^{убт}$	$P_{кп}^{тур}$	$P_{кп}^m$	
0 – 1200						0,44			0,073	
1200 – 1400						0,09				
1400 – 2574			4,27			0,53			0,043	
2574 – 2674				0,75			0,577			
2674 – 2700					2,35			0,934		
Σ	0,017	0,29	4,27	0,75	2,35	1,06	0,577	0,934	0,063	10,3

Резерв давления, который может быть реализован на долоте, составит

$$P_{\partial} = 20,6 - 10,3 = 10,3 \text{ МПа.}$$

Однако допустимый резерв давления, который может быть реализован на долоте с гидромониторной системой промывки, ограничен величиной 7,85 МПа .

Определим величину утечки Q_y и фактический расход через насадки долота $Q_{фн}$ при $P_{\partial} = 7,85$ МПа:

$$Q_y = 1,41 \cdot 0,31 \cdot 2,58 \cdot 10^{-4} \sqrt{\frac{7,85 \cdot 10^6}{1360}} = 0,009 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{фн} = 0,027 - 0,009 = 0,018 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Диаметр насадки вычисляем по формуле (159):

$$d_n = \sqrt[4]{\frac{8 \cdot 1360 \cdot 0,018^2}{3,14^2 \cdot 3^2 \cdot 0,92^2 \cdot 7,85 \cdot 10^6}} = 0,0088 \text{ м} = 8,8 \text{ мм}.$$

При этом суммарная площадь выходных отверстий насадок

$$f_n = 3 \cdot \frac{3,14 \cdot 8,8^2}{4} = 182 \text{ мм}^2.$$

Можно взять две насадки № 11 (диаметр 8,7 мм) и одну №12 (диаметр 9,5 мм), при этом $f_n = 2 \cdot \frac{3,14 \cdot 8,7^2}{4} + \frac{3,14 \cdot 9,5^2}{4} = 190 \text{ мм}^2$.

Следовательно, не будет превышен допустимый $P_d = 7,85 \text{ МПа}$.

Вопросы к практическому занятию

1. Цель составления гидравлической программы промывки скважины.
2. Как определяются потери давления в бурильной колонне?
3. Как определяются потери давления в кольцевом пространстве

Практическое занятие 9

Оптимизация параметров режима бурения по комплексной методике ВНИИБТ

Цель: выбор типоразмера долота, величин G , n , подачи насоса для обеспечения минимума эксплуатационных затрат на 1 м проходки

Учебно-тематический план

Для прогнозирования механической скорости проходки предложены базовые уравнения [1]

$$\bar{v}_m = v_{mo} (1 - A^2 / b)^{0,02nh/v_{mo}}, \quad (113)$$

$$v_{mo} = \psi \frac{100q}{C^z P_{из}} \left(\frac{G-2}{D} \right)^d \left(\frac{n}{30} \right)^\alpha, \quad (114)$$

где $\bar{v}_m$ – средняя механическая скорость проходки в однородном интервале пород, м/ч; v_{mo} – начальная механическая скорость проходки в однородном интервале пород, м/ч; A – категория абразивности горной породы, $A=I \dots II$ (см. табл. 4.1. и 4.2.) [1]); C – категория сплошности горных пород, $C=I \dots 5,5$ (см. табл. 4.1. и 4.2.[1]); G – осевая нагрузка на долото, тс; D – диаметр долота, дм; n – частота вращения долота, об/мин; $\bar{h}$ – мощность рассматриваемого интервала глубин (проходка на долото), м; ψ – коэффициент, определяемый для каждого однородного интервала как частное от деления фактической начальной скорости бурения в данном интервале к рас-

четной по зависимости (2) при $\psi = 1$; b, q – коэффициенты, определяемые по таблице 29, в зависимости от типа вооружения шарошечных долот.

Таблица 29

Показатели	Типы шарошечных долот				
	М	МС	С	СТ	Т
В	730	910	1230	1600	3160
Q	3	2	1,5	1,25	1,0

Величина Z определяется из уравнения:

$$Z = \frac{1}{7} \left(\frac{\gamma H}{100} \right)^{0,5} + \frac{3}{7} \left(\frac{(\gamma - \Gamma) H}{10} \right)^{0,5}, \quad (115)$$

где γ – удельный вес бурового раствора, гс/см³; Γ – эквивалент градиента пластового давления (гс/см³) по глубине H .

Твердость горной породы по Л. А. Шрейнеру в соответствии с категорией твердости (см. табл. 4.1 и 4.2 [1]) приведена в таблице 30.

Таблица 30 – Твердость горной породы по Л. А. Шрейнеру

Категория твердости (Т)	I	II	III	IV
R_m , кгс/мм ²	до 10	17,5±6,5	37±12,5	75±25
Категория твердости (Т)	V	VI	VII	VIII
R_m , кгс/мм ²	125±25	175±25	250±50	350±50

Параметр d , учитывающий влияние скорости вращения долота на буримость горной породы, определяется по таблице 31.

Таблица 31

Категория твердости горных пород (Т)	Значение d при удельном расходе бурового раствора (л/с на см ² поверхности забоя за I оборот долота $\times 10^{-4}$)					
	3,2...3,8	3,9...4,8	4,9...5,6	5,7...6,6	6,6...6,7	7,8...8,8
I-II	0,50	0,60	0,65	0,70	0,75	0,78
III	0,58	0,66	0,68	0,70	0,75	0,78
III-IV	0,60	0,68	0,70	0,85	0,88	0,92
IV-V	0,68	0,70	0,76	0,90	0,93	0,98
V-VI	0,75	0,76	0,80	0,90	0,94	0,98
VII	0,80	0,81	0,84	0,90	0,95	0,98

Параметр α , отражающий влияние скорости вращения долота на буримость горной породы определяется по таблице 32.

Таблица 32

Горные породы	Категория твердости (Т)	Величина α
1	2	3
1. Соли, гипсы	I-III	0,70
2. Глины, глинистые алевролиты и песчаники, ангидриты	I-IV V	0,60 0,55
3. Карбонатные породы и песчаники с карбонатным цементом	III-IV V-VI	0,50 0,45
4. Изверженные и метаморфические породы, песчаники с силикатным цементом	VII	0,30

Процедура оптимизации сводится к выбору типоразмера долота, величин G , n , подачи насоса для обеспечения минимума эксплуатационных затрат на 1 м проходки. Для этого путем эксперимента определяется величина ψ ; по таблицам или из опыта находится время t_6 ; по уравнениям (59) – (60) вычисляются $v_{мс}, \bar{v}_m$, затем находится h и определяются стоимость 1 м проходки. Варьируя параметрами режима бурения и временем t_6 (в пределах ограничений на износ опор), определяют их оптимальное сочетание, соответствующее названному критерию оптимальности (минимальной стоимости 1 м проходки).

Данные о среднестатистических стойкостях опор (t_6) долот диаметром 190,5...295,3 мм приведены в таблицах 9.1 и 9.2 [1].

Задания для работы на занятии

Спрогнозировать механическую скорость проходки шарошечным долотом при различных сочетаниях G и n . Информация, необходимая для проведения расчетов по формулам (59) и (60), выдается преподавателем.

Вопросы к практическому занятию

1. Дайте определение начальной и средней механической скорости проходки.

2. Какие технологические факторы определяют долговечность (стойкость) шарошечного долота.
3. Назовите критерии оптимальности режима бурения.

Практическое занятие 10

Выбор оптимальных параметров режима бурения по методике

Е. М. Галле и Г. Б. Вудса

Цель: выбор типоразмера долота, величин G , n , подачи насоса для обеспечения минимума эксплуатационных затрат на 1 м проходки

Учебно-тематический план

Изложение методики определения оптимальных параметров режима бурения основано на данных [7] и методической разработке профессора М. М. Александрова, использовавшего публикации указанных американских ученых.

Описываемая методика базируется на трех эмпирических дифференциальных зависимостях.

- 1) Уравнение скорости проходки:

$$\frac{dH}{dt} = C \frac{\bar{G}^v r(n)}{a(Z)}, \quad (116)$$

- 2) Уравнение износа подшипников опор долота:

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{I}{S} \frac{...n...}{F(\bar{G})}, \quad (117)$$

- 3) Уравнение износа зубцов шарошек долота:

$$\frac{dZ}{dt} = \frac{I}{A} \frac{i(n)}{a(Z)m(\bar{G})}, \quad (118)$$

Здесь H – текущая проходка; t – время; C , S , A – эмпирические поправочные коэффициенты, определяемые по фактическим данным; $\bar{G}$ – приведенная осевая нагрузка на долото; v – показатель степени, который принимается равным $v=1$ для случая бурения в твердых породах и породах средней твердости; $v=0,6$ только для самых мягких пород (где механическая скорость

бурения при удельной осевой нагрузке в 9 кН на 1 см диаметра долота составляет 12 м/час и более [7]); B – текущий износ подшипников опор долота; n – частота вращения долота (стола ротора); Z – текущий износ фрезерованных периферийных зубцов шарошек долота; $r(n)$, $m(\bar{G})$, $a(Z)$, $F(\bar{G})$, $i(n)$ – эмпирические функции.

На основании формул определены эмпирические поправочные коэффициенты

$$S_{\phi} = \frac{T_{\phi} n_{\phi}}{B_{\phi} F(\bar{G})}, \quad (119)$$

$$A_{\phi} = \frac{T_{\phi} i_{\phi}(n)}{m_{\phi}(\bar{G}) U_{\phi}(Z)}, \quad (120)$$

$$C_{\phi} = \frac{H_{\phi} i_{\phi}(n)}{A_{\phi} \bar{G}_{\phi}^6 r_{\phi}(n) m_{\phi}(\bar{G}) v_{\phi}(Z)}. \quad (121)$$

Здесь индексы «ф» означают, что берутся фактические показатели по данному рейсу долота; при описании износа зубцов величина Z округляется до восьмых долей единицы; $B=1$, $Z=1$ – соответствуют случаям полного (100%) износа опоры или зубцов периферийных венцов шарошек долота. Фактические значения этих величин следует находить из нижеприведенных соотношений.

$$B_{\phi} = L_{\phi} / L_{\text{м}}; \quad Z_{\phi} = 1 - B_{\phi} / B_{\text{н}}, \quad (122)$$

где L_{ϕ} , $L_{\text{м}}$ – фактический люфт шарошек отработанного долота и максимально допустимый люфт, соответствующий 100% износу опоры; B_{ϕ} , $B_{\text{н}}$ – соответственно проекции высот изношенных зубцов и новых зубцов на биссектрису угла между соседними зубцами периферийных венцов.

Значения величин $L_{\text{м}}$ и $B_{\text{н}}$ для некоторых типов долот приведены в табл. 33.

Таблица 33 – Значения величин L_m , B_n для некоторых типоразмеров трехшарошечных долот

Диаметр долота, мм	Величина B_n для долот с различным типом вооружения, мм					Люфт шарошек, соответствующий 100% износу опор, мм
	М	МС	С	СТ	Т	
140,0	-	-	7	-	5	6,0
151,0	-	-	10	-	7	6,0
190,5	13	13	13	11	11	8,5
215,9	13	13	13	11	11	8,5
244,5	16	15	15	-	14	8,5
269,9	18	17	17	15	14	11,0
296,3	19	18	18	14	14	11,0
393,7	24	-	22	-	14	13,5

Значения функций $i(n)$, $r(n)$ и $m(\bar{G})$, $F(\bar{G})$ приведены в табл. 33 и 34.

Значения функций $U(Z)$ и $v(Z)$ приведены в табл. 36.

Эмпирические коэффициенты S_f , L_f и C_f определяются по данным предыдущего долбления (предыдущего рейса долота).

Приведенная осевая нагрузка на долото вычисляется по формуле:

$$\bar{G} = 0,045G / D, \quad (123)$$

где G – действительная осевая нагрузка на долото, кН;

D – диаметр долота, м.

Таблица 34 – Численные значения функций $i(n)$ и $r(n)$

Частота вращения долота, об/мин	$I(n)$	$r(n)$		Частота вращения долота, об/мин	$I(n)$	$r(n)$	
		твердые породы	мягкие породы			Твердые Породы	мягкие породы
1	2	3	4	5	6	7	8
30	31	4,47	13,0	105	165	7,45	33,8
35	37	4,77	14,6	110	168	7,60	34,1
40	43	5,04	16,2	115	181	7,74	35,3
45	49	5,29	17,6	120	195	7,87	36,4
1	2	3	4	5	6	7	8
50	55	5,52	19,0	125	210	8,01	37,5
55	62	5,73	20,4	130	226	8,14	38,7
60	69	5,94	21,8	135	242	8,26	39,8

65	77	6,13	23,1	140	259	8,39	40,8
70	85	6,32	24,4	145	278	8,51	41,9
75	93	6,67	25,7	150	297	8,68	43,0
80	101	6,76	27,0	160	338	8,87	45,1
85	112	6,84	28,2	180	434	9,31	49,3
90	122	7,00	29,4	190	488	9,68	51,3
95	132	7,15	30,6	200	548	9,73	53,3
100	143	7,31	31,8				

Таблица 35 – Численные значения функций $m(\bar{G})$, $F(\bar{G})$, $\bar{G}^{0,6}$

$\bar{G}$	$m(\bar{G})$	$F(\bar{G})$	$\bar{G}^{0,6}$	$\bar{G}$	$m(\bar{G})$	$F(\bar{G})$	$\bar{G}^{0,6}$
1	2	3	4	5	6	7	8
5	1,204	13239	2,61	29	0,440	2630	7,54
6	1,124	12279	2,93	30	0,425	2496	7,70
7	1,057	11376	3,22	31	0,411	2370	7,85
8	0,999	10532	3,48	32	0,397	2260	8,00
9	0,948	9745	3,74	33	0,384	2160	8,15
10	0,903	9016	3,98	34	0,371	2060	8,29
11	0,861	8360	4,22	35	0,358	1963	8,44
12	0,823	7758	4,44	36	0,346	1880	8,58
13	0,789	7207	4,66	37	0,334	1800	8,73
14	0,756	6702	4,87	38	0,323	1725	8,87
15	0,726	6240	5,08	39	0,311	1650	9,01
16	0,698	5840	5,27	40	0,300	1578	9,15
17	0,672	5440	5,47	41	0,290	1515	9,28
18	0,647	5080	5,66	42	0,279	1460	9,41
19	0,624	4750	5,85	43	0,269	1400	9,55
20	0,601	4439	6,03	44	0,259	1340	9,68
21	0,580	4170	6,21	45	0,249	1288	9,81
22	0,560	3920	6,39	46	0,240	1240	9,94
23	0,541	3680	6,56	47	0,230	1195	10,07
24	0,522	3470	6,73	48	0,221	1150	10,19
25	0,505	3270	6,90	49	0,212	1105	10,32
26	0,488	3080	7,06	50	0,204	1063	10,45
27	0,471	2910	7,22	51	0,195	1025	10,58
28	0,453	2770	7,38	52	0,186	988	10,70
53	0,178	953	10,82	67	0,076	578	12,46
1	2	3	4	5	6	7	8
54	0,170	918	10,93	68	0,070	558	12,57
55	0,162	884	1,05	69	0,064	538	12,68
56	0,154	853	11,17	70	0,057	520	12,79
57	0,147	823	11,29	71	0,051	502	12,89

58	0,139	794	11,42	72	0,045	484	13,00
59	0,132	766	11,53	73	0,039	467	13,10
60	0,124	739	11,65	74	0,033	450	13,21
61	0,117	714	11,78	75	0,027	434	13,32
62	0,110	689	11,90	76	0,022	418	13,43
63	0,103	665	12,01	77	0,016	403	13,54
64	0,096	642	12,12	78	0,010	388	13,66
65	0,090	620	12,22	79	0,005	373	13,76
66	0,083	599	12,34				

Таблица 36 – Численные значения функций $U(Z)$ и $v(Z)$

Износ зубцов периферийных венцов трехшарошечных долот (Z) в долях единицы	$U(Z)$	$v(Z)$
1	2	3
0,000 (0/8)	0	0
0,125 (1/8)	123	105
0,250 (2/8)	316	236
0,375 (3/8)	581	389
0,500 (4/8)	920	563
0,625 (5/8)	1337	756
0,750 (6/8)	1834	967
0,875 (7/8)	2413	1194
1,000 (8/8)	3078	1437

Пример: Пусть при бурении трехшарошечным долотом Ш-215,9 МСГВ пройдено 26 м ($H_{\phi}=26$ см) за 22,0 час ($T_{\phi}=22,0$ час). При этом износ опор (их люфт) составил 4 мм ($L_{\phi}=4$ мм), а высота изношенных зубцов периферийного венца – 9 мм ($B_{\phi}=9$ мм). Осевая нагрузка на долото составляла 100 кН ($G_{\phi}=100$ кН), а частота вращения долота – 90 об/мин ($n_{\phi}=90$ об/мин). Породы средней твердости, т. е. $v=1$.

Порядок расчетов:

а) определить степени износа опор и зубцов по формуле (68) с использованием табл. 32.

$$B_{\phi} = 4/8,5 = 0,47$$

$$Z_{\phi} = 1 - 9/13 = 0,31 \approx 0,25 \text{ или } Z = 2/8.$$

По таблице 4 определить функции $U(Z)$ и $\nu(Z)$,

$$U(Z) = 316; \nu(Z) = 236;$$

б) определить приведенную осевую нагрузку на долото по формуле (69)

$$\bar{G}_{\phi} = \frac{0,045}{0,2159} 100 = 20,8;$$

в) определить по табл. 19-20 значения функций $i_{\phi}(n)$, $r_{\phi}(n)$ и $m_{\phi}(\bar{G})$, $F_{\phi}(\bar{G})$.

$$i_{\phi}(n)=122; r_{\phi}(n)=7,00; m(\bar{G})=0,580; \bar{F}_{\phi}(\bar{G})=4170;$$

г) по формулам (65), (66), (67) определить коэффициенты

$$S_{\phi} = \frac{22,0}{0,47} \frac{90}{4170} = 1,01;$$

$$A_{\phi} = \frac{22,0}{0,580} \cdot \frac{122}{316} = 14,64,$$

$$C_{\phi} = \frac{26 \cdot 122}{14,64 \cdot 20,8 \cdot 7,00 \cdot 0,580 \cdot 236} = 0,011.$$

д) теперь можно переходить к прогнозированию проходки на долото и стойкости долота на следующий рейс. Для этого необходимо:

1. Задать допустимый износ опоры долота (или износ зубцов); имея в виду, что обычно быстрее выходит из строя опора, следует задавать именно ее допустимый износ, равный $B_{\Pi} = 0,75$ от максимального, соответствующего полному разрушению опоры);

2. Вычислить стойкость долота из условия по формуле:

$$T_n = \frac{B_n S_{\phi} F_n(\bar{G})}{n_n}. \quad (124)$$

3. Проверить величину износа зубцов (находится ли он в допустимых пределах) по формуле:

$$U_n(Z) = \frac{i_n(n) T_n}{A_{\phi} m_n(\bar{G})}. \quad (125)$$

Зная значения функций $U_n(Z)$, по таблице 4 можно определить износ зубцов в долях единицы и значение функций $v_n(Z)$.

4. Вычислить вероятную проходку на долото по формуле:

$$H_n = \frac{C_\phi A_\phi \bar{G}_n^e r_n(n) m_n(\bar{G}) v_n(Z)}{i_n(n)}; \quad (126)$$

5. Вычислить вероятную механическую скорость бурения

$$v_m = H_n / T_n.$$

6. Вычислить вероятную величину эксплуатационных затрат на 1 метр проходки по формуле:

$$\Pi = \frac{\Pi_\phi + \Pi_r(T_n + T_{\text{спл}})}{H_n}; \quad (127)$$

где Π – величина эксплуатационных затрат на 1 м проходки, руб/м; Π_ϕ – цена долота с наценкой снабжающей организации, руб; Π_r – стоимость часа работы буровой установки по затратам, зависящим от времени, руб/ч; $T_{\text{спл}}$ – время, затрачиваемое на один спуско-подъем инструмента при данной глубине скважины с учетом подготовительно-заключительных и других работ, связанных с рейсом.

Примечание:

1. Индексом «П» в вышеприведенных формулах помечены планируемые на последующий рейс показатели.

2. При решении задач оптимизации параметров режима бурения, зная значения коэффициентов S_ϕ , A_ϕ , C_ϕ , следует изменять осевую нагрузку на долото и частоту его вращения с тем, чтобы получить минимум стоимости 1 м проходки. В ряде случаев осевая нагрузка на долото задается исходя из необходимости ограничения искривления скважин. Тогда наименьшую, для данных условий, стоимость метра проходки можно достигнуть, изменяя частоту вращения долота.

Продолжим расчеты, задавая $B_n = 0,75$, оставляя прежними G и n , по формуле (9) находим:

$$T_n = \frac{0,75 \cdot 1,01 \cdot 4170}{90} = 35,10 \text{ час}.$$

Тогда

$$U(Z) = \frac{122 \cdot 35,10}{14,64 \cdot 0,580} = 504,$$

т. е. зубцы изнаются примерно на 5/16 их высоты. Функция $v_n(Z) = 325$.

Вычисляем вероятную проходку на долото по формуле (72), имея в виду, что $v = 1$.

$$H_n = \frac{0,011 \cdot 14,64 \cdot 20,8 \cdot 7,00 \cdot 0,580 \cdot 325}{122} = 36,1 \text{ м}.$$

Средняя механическая скорость проходки составит величину

$$v_m = 36/35,10 = 1,03 \text{ м/ч}.$$

Таким образом, не изменяя параметров режима бурения, только за счет правильной (полной) отработки долота можно получить увеличение проходки на долото в $36/26 = 1,4$ раза, при незначительном уменьшении механической скорости в $1,18/1,03 = 1,1$ раза.

Правильный подбор параметров режима бурения позволит еще более повысить качество отработки долот и приведет к серьезному улучшению технико-экономических показателей строительства скважин.

Задания для работы на занятии

Проанализировать данные накопительной ведомости. Выявить долота, отработанные в однородной пачке пород и недоработанные по вооружению и опоре.

Спрогнозировать проходку и стойкость долота на следующий рейс.

Изменяя G и n , найти их сочетание, обеспечивающие минимум стойкости 1 м проходки.

Вопросы к практическому занятию

1. Какие уровни износа вооружения и опоры (по коду) считаются предельными?

2. К какому классу трехшарошечных долот применима рассматриваемая методика?

3. Сформулируйте исходные данные, необходимые для расчетов по рассмотренной методике.

Практическое занятие 11

Изучение типов и конструкций гидравлических забойных двигателей

Цель и содержание: изучение турбобуров различных конструкций, винтовых двигателей и турбовинтовых двигателей.

Учебно-тематический план

В настоящее время отечественными машиностроительными заводами выпускаются гидравлические забойные двигатели четырех видов:

турбинные забойные двигатели (турбобуры) различного конструктивного исполнения типов Т и А;

редукторные турбинные забойные двигатели типа ТР (турбобуры редукторные);

винтовые забойные двигатели типа Д;

турбинно-винтовые забойные двигатели типа ТВД.

Турбинные забойные двигатели (турбобуры)

Отечественной промышленностью освоено производство турбобуров следующих типов.

Односекционные: бесшпиндельные типа Т12; бесшпиндельные унифицированные типа ТУ-К; со вставным шпинделем типа ТВШ; с независимым креплением роторов типа ТНК; для бурения скважин большого диаметра типа ТБД.

Секционные: бесшпиндельные типа ТС; шпиндельные типа ТСШ; шпиндельные унифицированные типов ТСШ1, 2Т-К и 3Т-К; шпиндельные типов ТСША и ТДШ, для бурения алмазными долотами; шпиндельные типа АШ с наклонной линией давления; шпиндельные типа АГТШ со ступенями гидродинамического торможения.

С плавающими статорами типа ТПС.

С независимой подвеской валов секций типа ТНБ.

Термостойкие турбобуры типа ТТА для скважин с температурой до 240°C.

Редукторные турбобуры типов ТР, ТРМ и ТСМ.

Малогабаритные турбобуры типов ТГ, ТШ и ТВ1 для бурения и ремонта скважин.

Турбинные отклонители типа ТО.

Турбобуры-отклонители с независимой подвеской валов турбинных секций типа ТО2 для бурения боковых стволов из старых скважин.

Шпиндель-отклонитель типа ШО1.

Турбодолота колонковые типа КТД для отбора керна.

Керноотборное устройство типа УКТ.

Турбинные забойные двигатели выпускаются с турбинами:

металлическими цельнолитыми отливкой в землю;

металлическими составными точного литья (ТЛ);

пластмассовыми составными, в которых металлические ступицы и пластмассовые проточные части.

Опоры турбобуров – скольжения (резинометаллические проточные) и качения (шаровые), в том числе проточные и непроточные с уплотнением различной конструкции.

В соответствии с требованиями ГОСТ 26673 – 85 предусмотрено изготовление турбобуров односекционных, двухсекционных и трехсекционных, шпиндельных и бесшпиндельных, с наружными диаметрами 172, 195 и 240 мм, предназначенных как для бурения вертикальных и наклонно-направленных скважин, так и для комплектования реактивно-турбинных и роторно-турбинных буров типа РТБ.

Турбобуры односекционные бесшпиндельные типа Т12 (Т12МЗЕ-172, Т12МЗБ-195 и Т12МЗБ-240) с наружным диаметром 172, 195 и 240 мм предназначены для бурения верхних интервалов глубоких вертикальных и наклонно-направленных скважин различного назначения, а также для ком-

плектации роторно-турбинных буров типа РТБ диаметрами от 394 до 640 мм. Они применяются при бурении скважин шарошечными и безопорными долотами различных типов и серий диаметром от 190,5 до 393,7 мм, обеспечивающими технологически обоснованный зазор между корпусом забойного двигателя и стенками скважин.

Турбобуры типа Т12МЗ (рис. 13) изготавливаются в односекционном бесшпиндельном исполнении. На валу турбинной секции размещается от 104 до 106 ступеней турбины в зависимости от диаметра турбобура. Каждая ступень турбины состоит из ротора и статора, имеющих (у разных типов турбин) различное число лопаток соответствующей осевой высоты. На валу турбобура установлены роторы и вращающиеся детали радиальных опор и резинометаллической пяты. Эти детали на валу зажимаются роторной гайкой. В корпусе турбобура установлены невращающиеся детали: статоры, резино-металлические средние опоры и подпятники, которые закрепляются ниппелем. Корпус турбобура присоединяется к бурильной колонне с помощью верхнего переходника.

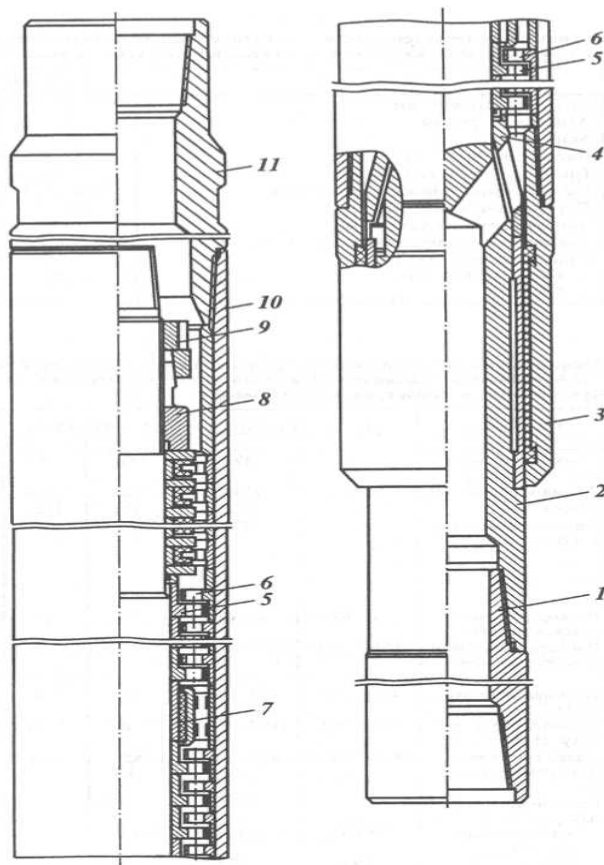


Рисунок 13 – Турбобур типа Т12МЗБ-240:

- 1 – переводник вала; 2 – вал; 3 – ниппель; 4 – упор; 5 – ротор; 6 – статор;
7 – опора средняя; 8 – гайка роторная; 9 – контргайка; 10 – корпус;
11 – переводник верхний

Вал турбобура оснащен радиальными опорами, воспринимающими поперечные нагрузки, и осевыми опорами, воспринимающими осевые нагрузки, действующих на вал в процессе эксплуатации. В нижней части вала имеются окна для прохода бурового раствора и к нему снизу через предохранительный переводник присоединяется долото.

Турбобуры односекционные со вставным шпинделем типа ТВШ (ТВШ-172, ТВШ-195 и ТВШ-240) предназначены для комплектации роторно-турбинных и реактивно-турбинных буров типа РТБ.

Турбобуры типа ТВШ выпускаются с наружным диаметром 240, 195 и 172 мм для комплектации роторно-турбинных буров диаметрами от 394 до 640 мм. Они могут использоваться как самостоятельно – в виде односекционного турбобура, так и в качестве нижней или шпиндельной секции в любом секционном турбобуре соответствующего габарита.

В отличие от серийных турбобуров (например, типа ЗТСШ1-240, у которого опора вынесена в отдельную секцию – шпиндель) турбобур типа ТВШ представляет собой единую турбинную и шпиндельную секцию, размещенную в корпусе стандартной длины. При этом число ступеней турбины сокращается всего на 6 %, а общая длина турбобура уменьшается на длину шпиндельной секции.

Турбобуры типа ТНК с независимым креплением роторов предназначены для комплектации реактивно-турбинных и роторно-турбинных буров типа РТБ, применяемых при бурении водопонижающих скважин, вспомогательных и вентиляционных шахтных стволов и скважин другого назначения в сочетании с шарошечными долотами различных типов и серий диаметрами от 215,9 до 750 мм. Отличительной конструктивной особенностью турбобура типа ТНК-240 является замена осевого торцевого сжатия всего пакета роторов на валу с помощью роторной гайки на независимое крепление

каждого ротора турбины при помощи эксцентричного крепления составных деталей. В осевом направлении роторы неподвижны. Каждый ротор с помощью индивидуального подшипника закрепляется на соответствующем статоре.

Турбобуры секционные бесшпиндельные типа ТС (ТС4А-104,5; ТС4А-127; ТС5Б-172; ТС5Б-195; ТС5Б-240 и 3ТС5Б-240) предназначены для бурения глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения с использованием буровых растворов при температуре не выше 120°C. Секционные турбобуры типа ТС (рис. 20) в виде отдельных секций доставляются на буровую, где осуществляется их сборка непосредственно перед спуском в скважину. При этом корпуса секций соединяются между собой на замковых резьбах, а их валы – с помощью конусно-шлицевых (или конусно-фрикционных) полумуфт, закрепленных на валу резьбой или гладким конусом (1:10). Конструктивно нижняя секция выполнена таким образом, что позволяет использовать ее в качестве обычного односекционного турбобура.

Верхняя и средние секции этого турбобура отличаются от нижней тем, что в них отсутствует упорный подшипник – пята, который в нижней секции воспринимает гидравлическую нагрузку всех секций и вес вращающихся деталей и конструкций вала. Положение роторов относительно статоров в верхней и средних секциях фиксируется с помощью регулировочных колец турбины, имеющих различную толщину, которые устанавливаются между соединительным переводником и турбиной.

Турбобуры секционные шпиндельные типа ТСШ (3ТСШ-172, 3ТСШ-195, 3ТСШ-195ТЛ и 3ТСШ-240) предназначены для бурения глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения с применением буровых растворов при температуре не выше 120 °С. Отличительной особенностью этих турбобуров является то, что осевая опора как быстроизнашивающаяся часть, вынесена в самостоятельный узел – шпиндельную секцию, присоединяемую к нижней (турбинной) секции турбобура.

Турбинные секции конструктивно (крепление деталей в корпусе и на валу, соединение корпусов и валов) аналогичны верхним и средним секциям секционных бесшпиндельных турбобуров типа ТС, а в шпиндельной секции размещаются непроточные осевые и радиальные опоры. Такая конструкция шпиндельной секции позволяет заменять ее без разборки турбинных секций турбобура непосредственно на буровой.

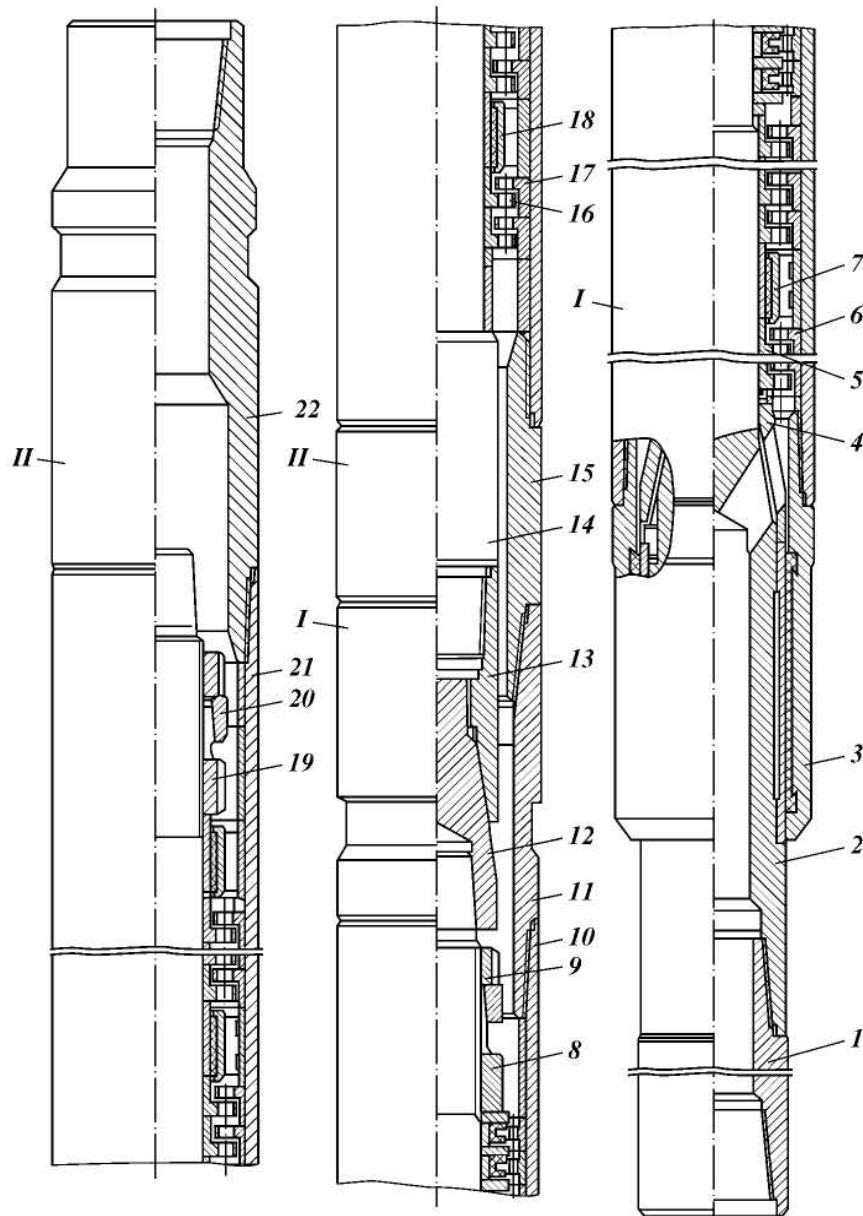


Рисунок 14 – Турбобур секционный бесшпиндельный типа ТС (ТС5Б-240):

I – секция нижняя; II – секция верхняя; 1 – переводник вала; 2 – вал; 3 – ниппель; 4 – упор; 5 – ротор; 6 – статор; 7, 18 – опора средняя; 8 – гайка роторная; 9 – контргайка; 10 – корпус; 11 – переводник; 12 – полумуфта

нижняя; 13 – полумуфта верхняя; 14 – вал верхней секции; 15 – переводник соединительный; 16 – ротор; 17 – статор; 19 – гайка роторная; 20 – колпак; 21 – корпус; 22 – переводник корпуса

Турбобур типа 3ТСШ-195ТЛ оснащен турбинами, изготовленными методом точного литья, что существенно улучшает его энергетическую характеристику.

Турбобуры секционные шпиндельные унифицированные типа ТСШ1 (3ТСШ1-172, 3ТСШ1-195, 3ТСШ1-195ТЛ и 3ТСШ1-240) предназначены для бурения глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения (на нефть, газ и другие полезные ископаемые) с использованием буровых растворов при температуре не более 120°C. В турбобурах типа ТСШ1 проведена межтиповая унификация, т.е. различные типы турбин, корпуса, валы, опоры, полумуфты и переводники в пределах одного габаритного размера имеют одинаковые посадочные и присоединительные размеры, благодаря чему представляется возможным применять в них турбины и осевые опоры любого типа.

К этому же типу забойных двигателей относятся унифицированные двух- и трехсекционные турбобуры типов 2Т195К и 3Т195К нового поколения с улучшенной энергетической характеристикой, базирующейся на турбине нового типа, обеспечивающей повышение не менее чем на 30 % величины момента силы на выходном валу.

Турбобуры секционные шпиндельные с наклонной линией давления типа АШ (А6Ш, А7Ш, А7Ш2, А9, А9Ш2) предназначены для бурения вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения с использованием утяжеленных буровых растворов при температуре выше 120°C. Турбобуры типа АШ выпускаются с наружным диаметром от 164 до 240 мм и состоят из двух или трех турбинных и одной шпиндельной секций. Турбины этих турбобуров имеют наклонную к тормозному режиму линию давления. Турбобур с тремя турбинными секциями имеет шифр 3А6Ш.

Отличительная особенность турбобуров типов А6Ш, А7Ш2, А9Ш2 состоит в том, что они выполнены с независимой подвеской вала турбинной

секции, т.е. каждая секция имеет свою осевую опору – вал в ней подвешен в верхней части на отдельном многорядном упорно-радиальном подшипнике, комплектуемом из шарикоподшипников. Для протока промывочной жидкости в турбину с обеих сторон подшипника предусмотрены специальные фанари. По всей длине вала расположены ступени турбин и резинометаллические средние опоры.

Турбобуры секционные шпиндельные со ступенями гидродинамического торможения типа АГТШ (А6ГТШ, А7ГТШ и А9ГТШ) предназначены для бурения глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения с применением буровых растворов плотностью до 2200 кг/м^3 при температуре выше 110°C .

Турбобуры типа АГТШ выпускаются с наружным диаметром от 164 до 240 мм и состоят из четырех секций: трех идентичных турбинных секций (верхней, средней и нижней) и одной шпиндельной секции. Эти турбобуры снабжены решетками гидродинамического торможения, что обеспечивает их работу с более низкой частотой вращения, чем у турбобуров типа АШ.

Секционный шпиндельный турбобур с плавающими статорами типа ТПС-172 предназначен для бурения глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения с промывкой буровым раствором при температуре до 90°C . Турбобур ТПС-172 с наружным диаметром корпуса 172 мм, состоит из трех турбинных и одной шпиндельной секций.

Турбобур типа ТПС-172 выполнен по новой конструктивной схеме, отличающейся от обычной схемы тем, что система деталей в корпусе турбинной секции не закреплена путем сжатия осевым усилием и имеет возможность осевого перемещения на 100-150 мм вдоль корпуса вместе с валом секции и деталями, закрепленными на нем. Для этого в корпусах турбинных секций по всей длине внутренней поверхности выполнен шпоночный паз глубиной 2,5 мм.

Турбобуры редукторные типа ТР с маслonaполненными редукторами-вставками предназначены для бурения глубоких вертикальных, наклонно направленных и горизонтальных скважин на нефть и газ, сверхглубоких и геотермальных скважин различного назначения, а также для бурения скважин с отбором керна при пониженной частоте вращения и увеличенном моменте на выходном валу забойного двигателя, с использованием буровых растворов различной плотности при высоких температуре (до 300 °С) и давлении (до 250 МПа). В основу конструкции редукторного турбобура положен агрегатный метод соединения машин. Поэтому он состоит из трех основных элементов: секций турбины, редуктора и шпинделя.

Высокая прочность планетарного редуктора позволяет в зависимости от горно-геологических условий бурения компоновать редукторный турбобур одной или несколькими турбинными секциями различных типов, одним или несколькими редукторами с различным передаточным числом, шпинделем или шпиндель-редуктором. Также к нему можно присоединять керно-отборный инструмент для отбора керна или отклонитель для зарезки наклонного участка ствола скважины или корректировки ее направления. Если по условиям бурения применение редуктора не требуется, например, при использовании алмазных долот, то турбобур собирается в обычной комплектации – из турбинных секций и шпинделя.

Применение редукторного турбобура позволяет изменять мощность, момент силы и частоту вращения выходного вала забойного двигателя непосредственно на строящейся скважине путем изменения числа секций турбин, смены или последовательного соединения нескольких редукторов с различными передаточными числами. Этим обеспечиваются оптимальные режимы работы долот всех типов и серий при сниженных расходах бурового раствора.

Винтовые забойные двигатели (ВЗД)

Винтовые забойные гидравлические двигатели подразделяются на следующие двигатели: общего назначения; для наклонно направленного и

горизонтального бурения; для отбора керна; для ремонта скважин; с разделенным потоком; турбовинтовые.

По принципу действия ВЗД являются объемной (гидростатической) машиной, многозаходные рабочие органы которой представляют собой планетарно-роторный механизм с внутренним косозубым зацеплением.

ВЗД эксплуатируются с использованием воды и буровых растворов плотностью (1000 кг/м^3 и менее) до максимальной (2000 кг/м^3), включая аэрированные растворы и пены (при бурении и капитальном ремонте скважин), с содержанием песка не более 1 % по весу, максимальным размером частиц не более 1 мм, при забойной температуре не выше $+100^\circ\text{C}$.

Двигатели общего назначения для бурения выпускаются под шифрами типов Д, Д0, Д1, Д2, Д3, Д4 и Д5.

Односекционные ВЗД типа Д (рис. 15) включают двигательную и шпиндельную секции и переливной клапан, корпуса которых соединяются между собой с помощью конической резьбы. Рабочими органами двигательной секции являются многозаходные винтовые ротор и статор. Внутри стального статора привулканизирована резиновая обкладка с винтовыми зубьями левого направления. На наружной поверхности стального ротора нарезаны зубья того же направления. Число зубьев ротора на единицу меньше числа зубьев статора, а отношение шагов винтовых линий пропорционально числу зубьев. Узел соединения ротора и выходного вала шпинделя, который может быть выполнен в виде двухшарнирного карданного соединения или гибкого вала, предназначен для преобразования планетарного движения ротора во вращение вала шпинделя и передачи осевой гидравлической силы с ротора на подшипник шпинделя.

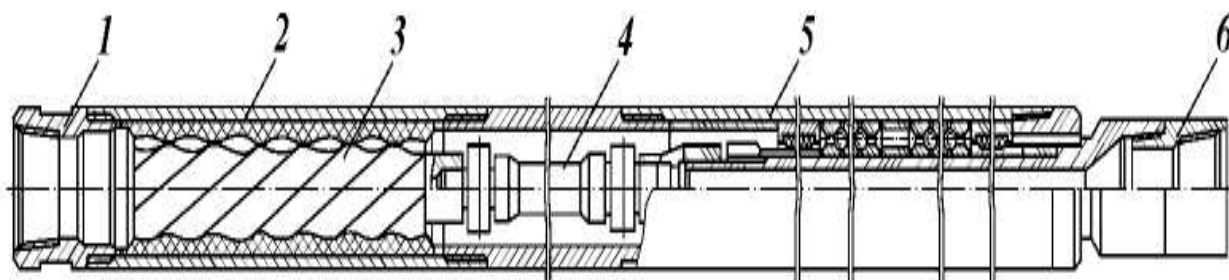


Рисунок 15 – Винтовой забойный двигатель типа Д:

1, 6 – переводник соединительный; 2 – статор; 3 – ротор; 4 – торсион;
5 – шпindelь

Присоединение карданного вала к ротору и валу шпинделя достигается с помощью конусно-шлицевых соединений. Благодаря такой конструкции на выходной вал двигателя передается высокий момент силы при низкой частоте вращения, а также обеспечивается высокая долговечность и надежность работы двигателя, что позволяет эффективно использовать его в сочетании с современными конструкциями высокопроизводительных долот с герметизированными маслonaполненными опорами при сравнительно высоких осевых нагрузках.

Шпиндельная секция ВЗД различных типоразмеров имеет отличительные особенности и в общем виде включает корпус, выходной вал, осевую опору – многорядный упорно-радиальный подшипник качения и радиальные резинометаллические опоры. На нижнем конце выходного вала установлен наддолотный переводник для соединения вала с долотом.

Для применения гидромониторных долот с целью снижения утечек бурового раствора в опорном узле двигателя монтируется уплотнение (сальниковое устройство торцевого типа с твердосплавными уплотняющими элементами), обеспечивающее бурение при перепадах давления на долоте до 8-10 МПа. Переливной клапан служит для сообщения внутренней полости бурильной колонны с затрубным пространством в процессе проведения спуско-подъемных операций в скважине с целью снижения гидродинамического воздействия на разбуриваемые породы при спуске и

подъеме бурильной колонны, исключения холостого вращения вала двигателя и потерь бурового раствора при проведении указанных операций.

Секционные винтовые забойные гидравлические двигатели предназначены для бурения вертикальных (ДС) и наклонно направленных (ДГ) скважин различного назначения с использованием буровых растворов при температуре не выше 100 °С.

Секционный забойный двигатель собирается в промышленных условиях из двух или трех двигательных секций, состоящих из винтовых пар серийных двигателей и одной шпиндельной секции с шаровой или резинометаллической опорой.

Винтовые забойные двигатели с разделенным потоком предназначены для бурения вертикальных, наклонно направленных и горизонтальных скважин различного назначения с промывкой буровым раствором на водной основе плотностью до 1300 кг/м³ в условиях температуры до 100 °С.

Отличительной особенностью этих двигателей является то, что в них соединение полого ротора с валом шпинделя осуществляется через торсион, размещенный внутри ротора. Ротор изготавливается из трубной заготовки методом фрезерования или еще более перспективным методом штамповки из тонкостенной трубы.

Уменьшение массы ротора и применение торсиона, размещенного в роторе, позволили уменьшить длину и массу двигателей на 10-15 %, а также существенно (в 3-4 раза) увеличить стойкость узла соединения ротора с валом шпинделя. Кроме того, такая конструкция двигателя позволяет улучшить энергетическую характеристику двигателя, повысить его КПД и в 2-4 раза снизить уровень вибраций двигателя.

За счет унификации присоединительных элементов рабочих органов и торсиона эти двигатели могут быть секционированы, что позволяет повысить момент силы на валу и мощность, а также значительно увеличить срок службы рабочих органов. В двигателях применяется простой и надежный переливной клапан манжетного типа.

Винтовые забойные двигатели типа ДГ предназначены для бурения горизонтальных скважин, в том числе с малым радиусом искривления. В отличие от других ВЗД двигатель имеет укороченный шпиндель, оснащен опорно-центрирующими элементами и корпусными шарнирами, обеспечивающими эффективную проводку горизонтальных скважин по заданной проектом траектории. Кроме этого, созданы ВЗД типов ДР и ДГР, предназначенные для капитального ремонта скважин, отличающиеся от других типов наличием искривленного переводника с регулируемым углом перегиба.

Турбинно-винтовые забойные двигатели (ТВЗД)

Модульные турбинно-винтовые двигатели типа ТВД являются новой концепцией привода породоразрушающего инструмента. Двигатели типа ТВД предназначены для бурения глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения. Они могут выполнять также функции забойного привода кернаотборных устройств при бурении с отбором керна и двигателя-отклонителя (при замене обычного шпинделя на шпиндель-отклонитель).

Эти двигатели выпускаются с наружным диаметром 195 и 240 мм и применяются при бурении скважин в сочетании с шарошечными (всех типов и серий), лопастными и алмазными, в том числе армированными алмазно-твердосплавными пластинами типа АТП, долотами и бурильными головками соответствующих диаметров.

Турбинно-винтовой двигатель типа ТВД представляет собой универсальный забойный двигатель, содержащий три основных узла: одну, две или три турбинных секции, один винтовой модуль и шпиндель с осевой опорой (при необходимости – шпиндель-отклонитель).

По сравнению с известными в практике бурения турбобурами и винтовыми забойными двигателями турбинно-винтовой забойный двигатель типа ТВД обладает рядом принципиально важных достоинств. Он органично сочетает стабильность во времени энергетической характеристики, свойственную турбинному приводу, а также высокое соотношение параметров

М/п и высокую жесткость линии моментов, свойственную объемным гидромашинам.

Этот двигатель избавлен от недостатков турбобура (относительно низкий момент силы на валу и «мягкость» линии моментов) и от недостатков винтового забойного двигателя (низкий срок службы винтовой пары и отрицательное воздействие на долото поперечных колебаний, генерируемых близко расположенной к нему винтовой рабочей парой).

Высокая надежность двигателя обеспечена применением в его конструкции ряда оригинальных технических решений, обеспечивающих высокие эксплуатационные показатели. К этим решениям относятся: узлы соединения торсиона с винтовым ротором и валом турбинной секции; система, устраняющая негативное влияние силы, вызванной вращением неуравновешенной массы торсиона и винтового ротора, а также перекашивающего момента, действующего на последний.

Условиями, ограничивающими применение двигателей типа ТВД, являются температура бурового раствора более 120 °С; плотность бурового раствора более 1700 кг/м³; содержание в буровом растворе углеводородных соединений более 5 %.

Задания для работы на занятии

Студенту необходимо ознакомиться с теоретическим обоснованием работы для осмысленного понимания назначения и конструкции гидравлических забойных двигателей.

Изучить конструкции турбобуров, винтовых забойных двигателей и турбинно-винтовых забойных двигателей на примере натуральных образцов и чертежей.

После закрепления теоретического материала студент в своем отчете выполняет эскизы турбобура и винтового забойного двигателя с указанием основных элементов конструкции.

Вопросы к практическому занятию

1. Типы турбобуров, их основная характеристика и конструктивные особенности.
2. Винтовые забойные двигатели, типы, характеристика, область применения.
3. Турбинно-винтовые забойные двигатели, преимущества и недостатки.

Практическое занятие 12

Определение приращения пространственного искривления на участках ствола скважины по инклинометрическим данным

Цель и содержание: приобретение студентами навыков обработки результатов инклинометрических замеров с целью получения исходных данных для инженерных расчетов, учитывающих силы прижатия труб к стенкам скважины и силы сопротивления движению.

Учебно-тематический план

Понятие «общее приращение искривления данного участка или приращение пространственного искривления» известно студенту из лекционного курса. Там же дан подробный вывод (по М. М. Александрову) аналитической зависимости, позволяющей определить численное значение приращения искривления $\Delta\sigma$

$$\Delta\sigma = \sqrt{\Delta\alpha^2 + (\Delta\varphi \cdot \sin \alpha_{\text{ср}})^2}, \quad (128)$$

где $\Delta\alpha$ – абсолютная величина разности углов искривления на границах участка; $\Delta\varphi$ – то же азимутов искривления; $\alpha_{\text{ср}}$ – среднее арифметическое углов искривления на границах участка.

Используются и другие зависимости для определения численного значения $\Delta\sigma$

$$\Delta\sigma = 2 \arcsin \sqrt{\sin^2 \frac{\Delta\alpha}{2} + \sin^2 \frac{\Delta\varphi}{2} \cdot \sin \alpha_1 \cdot \sin \alpha_2}, \quad (129)$$

$$\Delta\sigma = 2 \arcsin \sqrt{\sin^2 \frac{\Delta\alpha}{2} + \sin^2 \frac{\Delta\varphi}{2} \cdot \sin^2 \alpha_{\text{н\delta}}}, \quad (130)$$

$$\Delta\sigma = \sqrt{2(1 - \sin \alpha_1 \cdot \sin \alpha_2 \cdot \cos \Delta\varphi - \cos \alpha_1 \cdot \cos \alpha_2)}, \quad (131)$$

где α_1, α_2 – углы искривления соответственно в начале и конце рассматриваемого участка оси скважины; остальные величины те же, что и в формуле (1).

Если углы α_1 и α_2 малы, то формула (131) преобразуется к виду:

$$\Delta\sigma = \sqrt{\alpha_1^2 + \alpha_2^2 - 2\alpha_1 \cdot \alpha_2 \cdot \cos \Delta\phi}. \quad (132)$$

Задания для работы на занятии

Для выполнения работы студентам выдаются данные инклинометрических замеров в скважине.

Последовательность работы:

1. Заготовить бланк-форму (табл. 37) и циркульную номограмму (рис. 1).
2. Внести данные о глубинах замеров параметров искривления в колонку 1, располагая их в порядке возрастания глубин.

Таблица 37 – Бланк-форма обработки результатов инклинометрических замеров

Глубина замера, м	α , град. мин	$\alpha_{\text{ср}}$, град. мин	$\Delta\alpha$, град. и их десятичные доли	φ , град.	$\Delta\varphi$, град.	$\Delta\varphi \cdot \sin \alpha_{\text{ср}}$, град.	$\Delta\sigma$, град.	$\Sigma\Delta\sigma$, град
1	2	3	4	5	6	7	8	9
l_1	α_1			φ_1				
		$\alpha_{\text{ср}1,2}$	$\Delta\alpha_{\text{ср}1,2}$		$\Delta\varphi_{1,2}$	$\Delta\varphi_{1,2} \cdot \sin \alpha_{\text{ср}1,2}$	$\Delta\sigma_{1,2}$	$\Delta\sigma_{1,2}$
l_2	α_2			φ_2				
		$\alpha_{\text{ср}2,3}$	$\Delta\alpha_{\text{ср}2,3}$		$\Delta\varphi_{2,3}$	$\Delta\varphi_{2,3} \cdot \sin \alpha_{\text{ср}2,3}$	$\Delta\sigma_{2,3}$	$\Delta\sigma_{1,2} + \Delta\sigma_{2,3}$
l_3	α_3			φ_3				
		$\alpha_{\text{ср}3,4}$	$\Delta\alpha_{\text{ср}3,4}$		$\Delta\varphi_{3,4}$	$\Delta\varphi_{3,4} \cdot \sin \alpha_{\text{ср}3,4}$	$\Delta\sigma_{3,4}$	$\Delta\sigma_{1,2} + \Delta\sigma_{2,3} + \Delta\sigma_{3,4}$
l_4	α_4			φ_4				

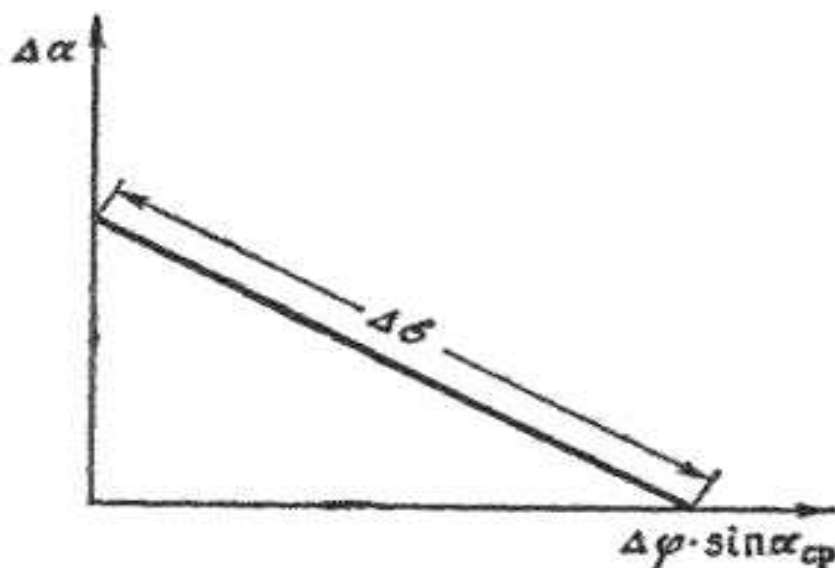


Рисунок 16 – Циркульная номограмма

3. Внести данные о значениях угла искривления α и азимута φ на указанных в п. 2 глубинах соответственно во 2-ю и 5-ю колонки табл. 37.

4. Вычислить средние арифметические $\alpha_{ср}$ углов искривления на границах участков и внести в колонку 3.

5. Вычислить (по абсолютной величине) приращения угла искривления $\Delta\alpha$ на участках и представить результаты в градусах и их десятичных долях. Результаты внести в 4-ю колонку.

6. Вычислить (по абсолютной величине) приращения азимутов $\Delta\varphi$ и внести в 6-ю колонку. При нахождении $\Delta\varphi$ возможны особые случаи:

а) на одной из границ участка $\alpha = 0$, а значит, φ является неопределенной величиной. Приращение азимута на таком участке принимается равным нулю (участок рассматривается как искривленный в одной плоскости);

б) если окажется, что $\Delta\varphi > 180^\circ$, то для последующего расчета нужно брать $\Delta\varphi^* = 360^\circ - \Delta\varphi$.

7. Вычислить $\Delta\varphi \cdot \sin \alpha_{ср}$. Результаты подсчетов записать в 7-ю колонку табл. 37.

8. Определить значения $\Delta\sigma$, по формулам (128)–(132), а также с помощью циркульной номограммы (рис. 16). Для чего поместить ножку циркуля-

измерителя а точку на оси ординат, соответствующую $\Delta\alpha$ для данного участка, а вторую – в точку на оси абсцисс, соответствующую значению $\Delta\varphi \cdot \sin\alpha_{cp}$. Не меняя раствора циркуля, приложить его к любой из шкал-осей (от нуля) и взять значение $\Delta\sigma$.

9. Внести результаты определения $\Delta\sigma$ в 8-ю колонку.

10. Вычислить значения $\Delta\sigma = \Sigma\Delta\sigma$ в виде нарастающих итогов, внося результаты в 9-ю колонку.

11. Построить на листе миллиметровой бумаги взаимно перпендикулярные оси, приняв ось абсцисс за ось глубин, а ось ординат – за ось суммарных приращений искривления.

12. Отложить на оси абсцисс глубины, для которых в п. 10 вычислялись значения $\Delta\sigma$, и построить в соответствующем масштабе отрезки, выражающие эти значения σ (рис. 17).

Структура бланк-формы такова, что значения $\Delta\sigma$ и $\Sigma\Delta\sigma$ располагаются между строками глубин, соответствующих границам участков. При построении графика $\sigma = \sigma(l)$ каждое значение $\Sigma\Delta\sigma$ следует относить к нижней границе участка.

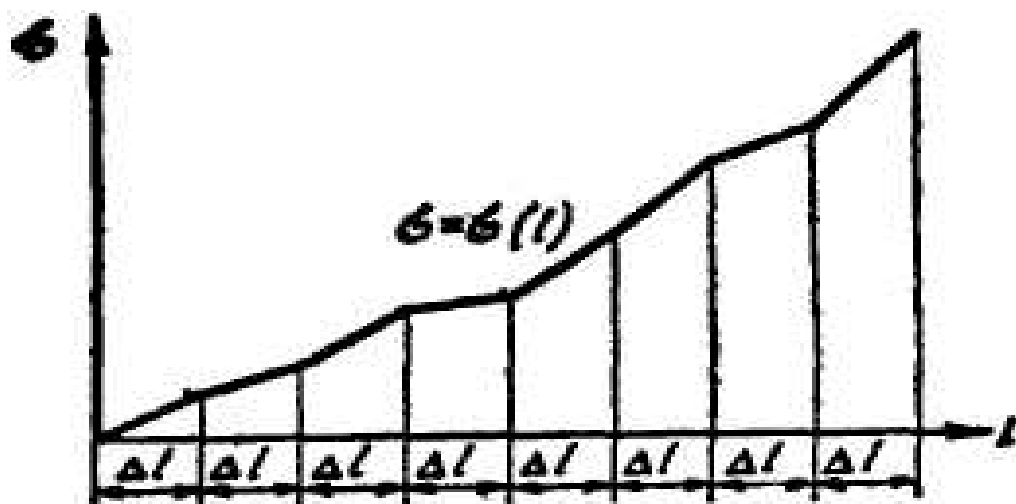


Рисунок 17 – График $\sigma = \sigma(l)$

13. Соединить нанесенные точки ломаной линией, т.е. построить график $\sigma = \sigma(l)$.

14. Соединить начальную и конечную точки графика отрезком прямой и вычислить:

14.1. S_o – площадь прямоугольного треугольника, гипотенузой которого является построенный отрезок, горизонтальный катет совпадает с осью абсцисс, а вертикальный – с крайней ординатой графика.

14.2. S – площадь фигуры под фактической линией графика.

14.3. Отношение S / S_o .

Примечание: Если скважина имеет вертикальный приустевший участок длиной l_6 , то под начальной точкой графика понимается точка, соответствующая глубине начала искривления. Туда же переносится начало координат, а на оси абсцисс кроме фактических глубин наносятся данные о длине искривленной части ствола $l - l_6$.

15. Ошибка от принятия графика $\sigma = \sigma(l)$ за наклонную прямую, проходящую через начало координат, вычисляется по формуле

$$\varepsilon = \frac{|S - S_o|}{S_o} \cdot 100\%. \quad (133)$$

Содержание отчета и его форма

В отчете должны быть приведены:

- номер лабораторной работы, ее тема и цель работы;
- краткая теория по теме работы;
- аппаратура и материалы;
- аналитические зависимости, используемые для определения $\Delta\sigma$, циркулярная номограмма, бланк-форма (табл. 37) с исходными и расчетными данными и график зависимости $\sigma = \sigma(l)$ (рис. 17).

Вопросы к практическому занятию

1. Дать определение угла и азимута искривления скважины?
2. Чем обусловлена необходимость использования параметра σ ?
3. Привести примеры использования параметра σ в технологических расчетах?

Практическое занятие 13

Изучение элементов жестких, маятниковых и отклоняющих компоновок.

Цель и содержание: изучение назначения и конструкции элементов жестких, маятниковых и отклоняющих компоновок.

Учебно-тематический план

В практике бурения для борьбы и предотвращения искривления скважин используются компоновки двух типов: маятниковые и жесткие компоновки.

Маятниковыми компоновками, или компоновками, работающими по принципу отвеса, называют такие компоновки, в которых для управления поведением наклонного ствола скважины используются силы собственного веса, отрезка колонны от долота до точки касания УБТ со стенками скважины или до центриатора. Место установки центрирующего элемента определяется расчетом из условия минимума угла наклона силы, действующей на долото относительно вертикали. Маятниковые компоновки целесообразно использовать при бурении неустойчивых мягких и средней твердости горных пород в интервалах с высокой способностью к искривлению ствола скважины.

Основная цель использования жесткой компоновки – получение минимальной интенсивности искривления ствола скважины при данном режиме бурения без ограничения осевой нагрузки на долото. Это достигается не только применением в составе компоновки УБТ максимально возможного наружного диаметра, но также рациональным размещением центрирующих элементов по длине компоновки, ограничивающих ее поперечное перемещение.

Использование жестких компоновок целесообразно при бурении в устойчивых горных породах в интервалах, способствующих интенсивному искривлению ствола (большие углы падения пластов).

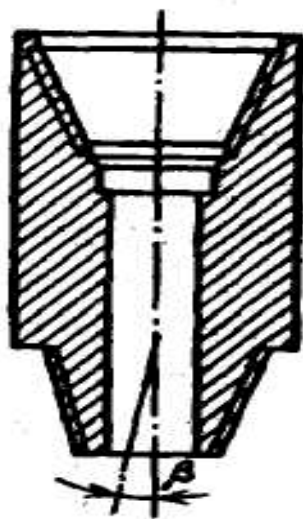
Жесткие компоновки включают долото, полноразмерный наддолотный калибратор, УБТ, центраторы. Место установки центрирующих элементов определяется условием минимума угла наклона долота относительно оси скважины.

Назначение отклоняющих устройств – создание на долоте отклоняющего усилия или наклона оси долота к оси скважины с целью искусственного искривления ствола скважины в заданном или произвольном направлении. Их включают в состав компоновок низа бурильных колонн. При этом они отличаются своими особенностями и конструктивным выполнением.

При бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин с забойными двигателями в качестве отклоняющих устройств применяют турбинные отклонители, отклонители на базе винтовых забойных двигателей, механизмы искривления МИ (в электробурении), отклонители с накладкой, забойные двигатели с эксцентричным ниппелем и другим элементом на ниппеле. В роторном бурении – отклоняющие клинья, шарнирные отклонители и т. п.

При безориентированном бурении забойными двигателями и роторным способом для управляемого изменения зенитного угла при постоянстве азимута скважины в качестве отклоняющего устройства используются прямолинейные компоновки нижней части бурильной колонны (КНБК) с центраторами (стабилизаторами) и калибраторами с параметрами, обеспечивающими заданное изменение зенитного угла ствола скважины на интервале бурения с КНБК.

Кривой (искривленный) переводник (рис. 18) – обязательный элемент отклонения при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин. Для упругих отклонителей он представляет собой патрубок из УБТ той же длины, что и обычный переводник, с пересекающимися осями присоединительных резьб. Резьбу с перекосом $1-4^\circ$ нарезают в основном на ниппеле, в отдельных случаях на муфте. Кривой переводник в сочетании с УБТ



длиной 8-24 м крепят непосредственно к турбобуру или винтовому забойному двигателю (ВЗД).

Рисунок 18 – Кривой переводник

При работе с кривым переводником увеличивается возможность упругой деформации турбобуров, что ухудшает их энергетические параметры, снижает возможную интенсивность искривления ствола и в определенных условиях может привести к потере отклоняющей способности компоновки. Поэтому кривые переводники не рекомендуется применять с турбобурами увеличенных длин и с большими углами перекоса осей резьб. Их обычно применяют в сочетании с односекционным, укороченным или короткими турбобурами.

Кривой переводник в сочетании с односекционным турбобуром позволяет осуществить набор зенитного угла до $40-45^\circ$, в сочетании с укороченным турбобуром – до $50-55^\circ$, а в сочетании с коротким турбобуром – до

90° и выше. При этом интенсивность искривления ствола достигает соответственно 1-2, 4-5 и 5-6° на 10 м.

Кривой отклонитель Р-1 с двумя перекосами соединительных резьб (рис. 19) представляет собой отрезок УБТ, оси соединительных резьб которой имеют перекося в одной плоскости и в одном направлении относительно ее оси.

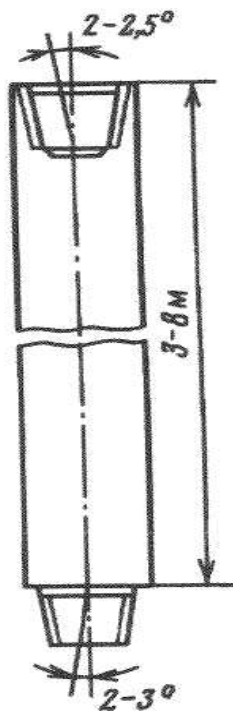


Рисунок 19 – Отклонитель Р-1

Угол, образованный осью трубы и осью нижней соединительной резьбы, принимается равным 2-3°, а угол, образованный осью трубы и осью верхней соединительной резьбы, – 2-2,5°. Этот отклонитель используется в составе маятниковых компоновок и имеет длину в пределах 4-8 м.

Переводник Р-1 предназначен для набора зенитного угла до 90° и выше, изменения азимута скважины, зарезки нового ствола с цементного моста и из открытого ствола.

Отклонитель с накладкой (рис. 20) представляет собой сочетание кривого переводника и турбобура (или ВЗД) с накладкой. Его применяют для достижения значительных зенитных углов при помощи односекционных турбобуров. Накладку крепят к турбобуру примерно в середине систе-

мы долото-турбобур или несколько ниже, над турбобуром устанавливают кривой переводник и обычные бурильные трубы.

Отклонитель с накладкой рекомендуется применять в тех случаях, когда непосредственно над кривым переводником необходимо устанавливать трубы малой жесткости (например, немагнитные или обычные бурильные трубы), так как применение отклонителей других типов снижает интенсивность искривления ствола, а иногда не позволяет увеличить зенитный угол ствола выше 20-25°.

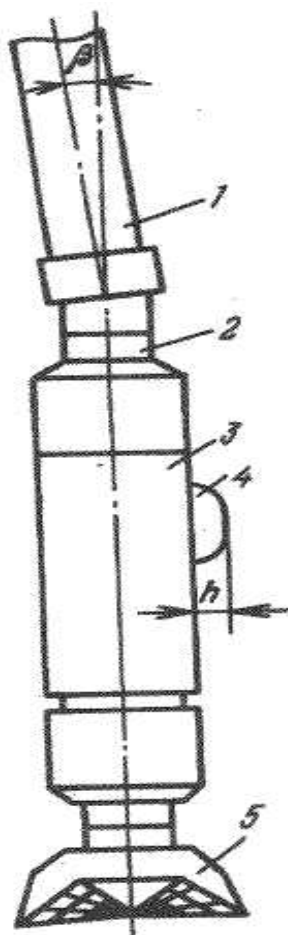


Рисунок 20 – Отклоняющее устройство с накладкой:

1 – бурильные трубы; 2 – кривой переводник; 3 – турбобур;
4 – накладка; 5 – долото

Турбинные отклонители (рис. 21) конструктивно выполняются посредством соединения нижнего узла с верхним узлом через кривой переводник, а валов – через специальный шарнир.

На конусную часть (конусность 1:10) вала отклонителя установлен специальный шарнир. Верхняя секция турбобура-отклонителя представляет собой верхнюю секцию серийного турбобура соответствующего диаметра. Угол искривления кривого переводника $1,5^\circ$.

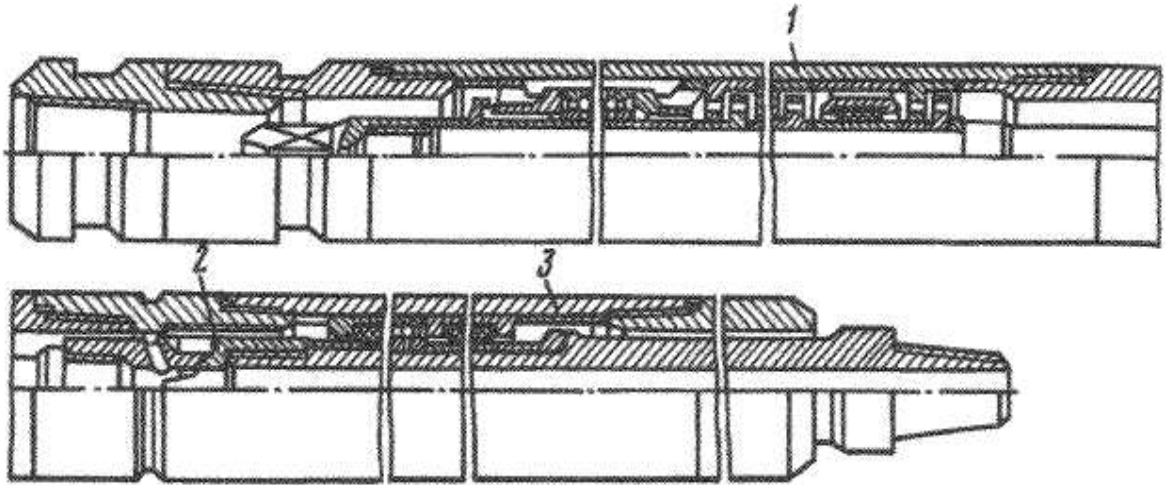


Рисунок 21 – Турбинный отклонитель ТУО:

1 – турбинная секция; 2 – шарнирное соединение; 3 – шпindelная секция

Преимущество этих отклонителей – малое расстояние от долота до точки перекоса, что снижает деформацию этого участка и повышает отклоняющую способность отклонителей. Возможность применения этих отклонителей в секционном исполнении позволяет искусственно искривлять ствол при повышенных вращающем моменте и мощности на валу турбобура, а при сокращении расхода бурового раствора – также и при заниженных частотах вращения долота. Все это улучшает показатели работы долот и повышает эффективность искусственного искривления ствола на больших глубинах. Недостаток турбинных отклонителей – малая стойкость узла искривления соединения валов нижнего и верхнего участков отклонителя.

Эксцентричный ниппель (рис. 22) представляет собой металлическую опору, приваренную к ниппелю турбобура. Металлическая опора может быть облицована резиной. Для обеспечения лучшей проходимости турбобура с эксцентричным ниппелем и долотом по стволу скважины нижний и верхний концы опоры скошены.

Толщина эксцентричного ниппеля может превышать разность радиусов долота и турбобура на 15 мм. Нормальная составляющая веса верхней части турбобура создает момент, под действием которого долото прижимается к верхней стенке ствола и фрезерует его. Вследствие этого с ростом зенитного угла эффективность работы эксцентричного ниппеля по искривлению ствола возрастает.

Турбобур с эксцентричным ниппелем рекомендуется применять для набора зенитного угла в устойчивых породах, где отсутствует опасность заклинивания или прихвата бурильной колонны.

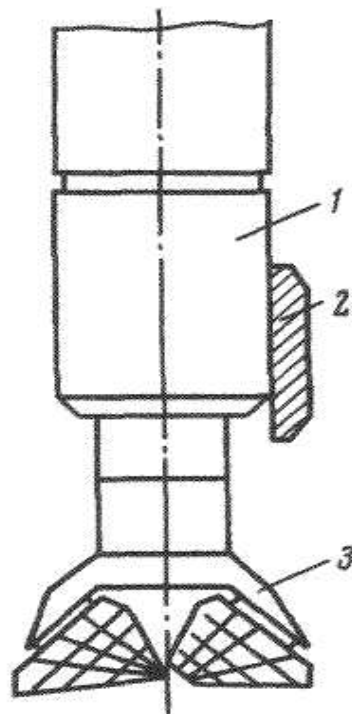


Рисунок 22 – Эксцентричный ниппель:

1 – турбобур; 2 – накладка; 3 – долото

Упругий отклонитель (рис. 23) представляет собой специальную с резиновой рессорой накладку, являющуюся сменной деталью, легко заменяемой при износе. Металлическую накладку приваривают к ниппелю турбобура. Изменяя толщину резиновой рессоры, регулируют интенсивность искривления ствола. Упругий отклонитель можно применять во всех случаях бурения наклонно направленных скважин, в том числе в породах, где воз-

можно заклинивание и прихват бурильного инструмента и эксцентричный ниппель не может быть использован.

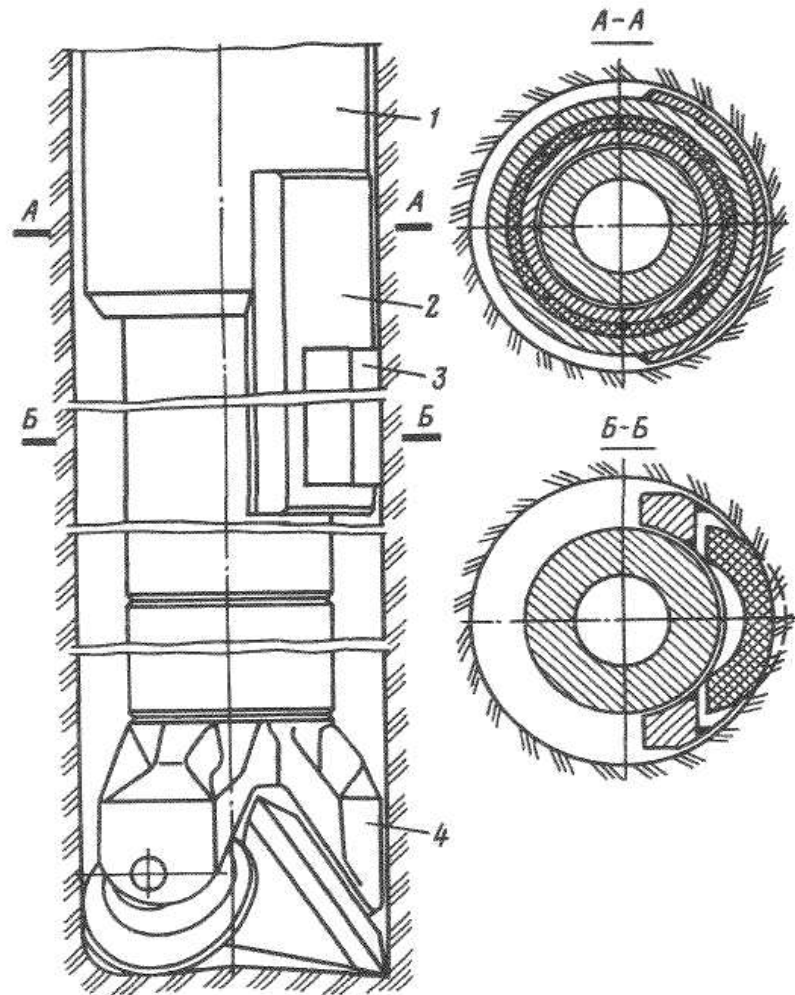


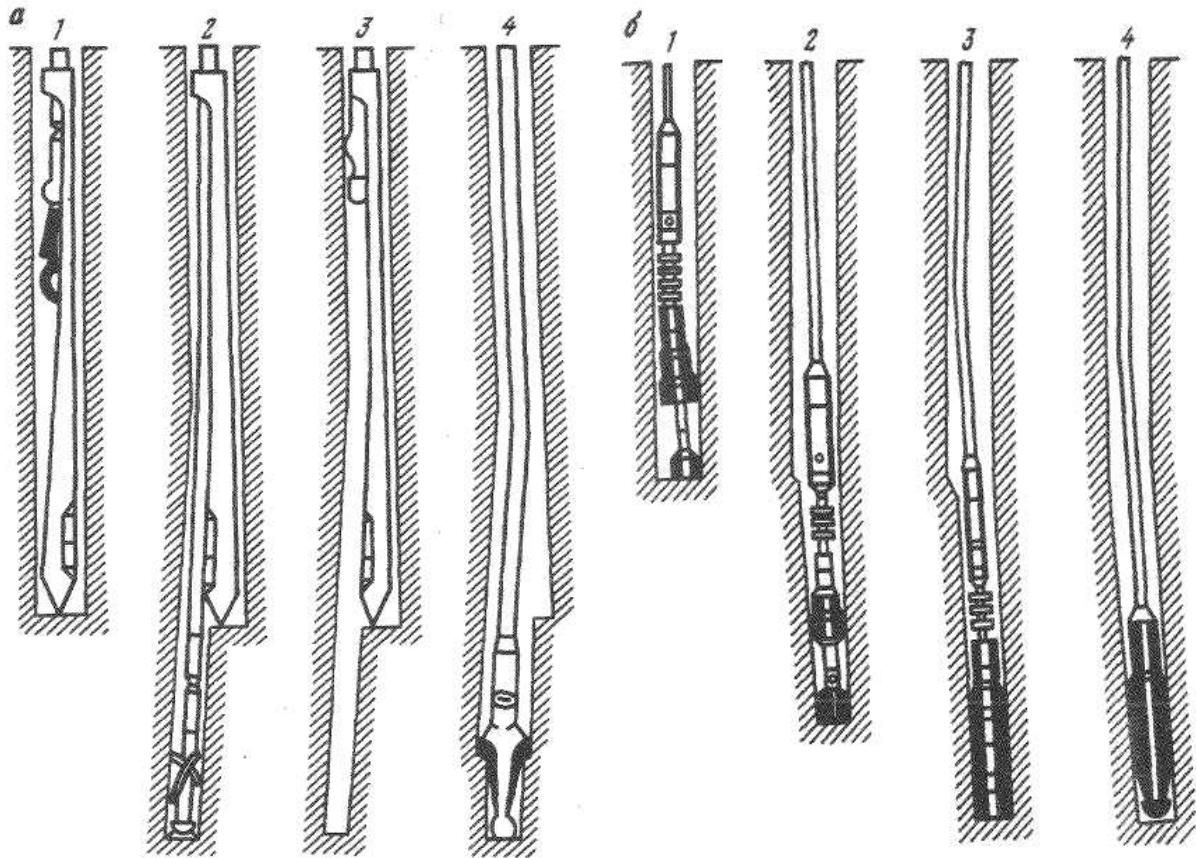
Рисунок 23 – Упругий отклонитель:

1 – турбобур; 2 – отклонитель; 3 – резиновая рессора; 4 – долото

Механизм искривления МИ – отклонитель для бурения наклонно направленных скважин электробуром. В механизме искривления валы двигателя и шпинделя сопрягаются под некоторым углом, что достигается применением зубчатой муфты сцепления.

Отклоняющие приспособления в роторном бурении используются только в начальный момент для придания стволу скважины требуемого направления. Они (рис.24) представляют собой клиновидные устройства с наклонным направлением для долота. Сечение у них V-образное или полукруглое с приспособлениями для крепления в открытом или обсаженном

стволе. Отклонители выполняются несъемными остающимися в скважине, и съемными, извлекаемыми из скважины после забуривания наклонного ство-



ла протяженностью около 15 м в требуемом направлении.

Рисунок 24 – Типы отклоняющих приспособлений в роторном бурении:

- а* – работа с отклоняющим клином: 1 – установка клина; 2 – забуривание ствола; 3 – извлечение клина; 4 – расширение ствола;
б – работа с шарнирным отклонителем: 1 – установка отклонителя; 2,3 – забуривание ствола; 4 – расширение ствола

Несъемные отклонители (уипстоки) длиной 2,5–4,5 м и диаметром, равным диаметру скважины, применяют в обсаженных скважинах. Уипстоки сверху имеют раструб для направления долота и приспособления для крепления в скважине.

Съемные отклонители в верхней части имеют муфту диаметром, равным диаметру нижней части долота, а в нижней части – остроконечный выступ, врезающийся в породу на забое и препятствующий вращению отклонителя. Отклонитель поднимают из скважины при помощи муфты.

Калибратор – калибрующее и опорно-центрирующее устройство, предназначенное для расширения и калибрования ствола скважины по диаметру долота, центрирования и снижения радиальной вибрации долота и вала забойного двигателя, улучшения условий их работы, а также управления параметрами искривления ствола скважины. Его устанавливают непосредственно над долотом, а при роторном бурении можно устанавливать и между секциями УБТ (рис. 25).

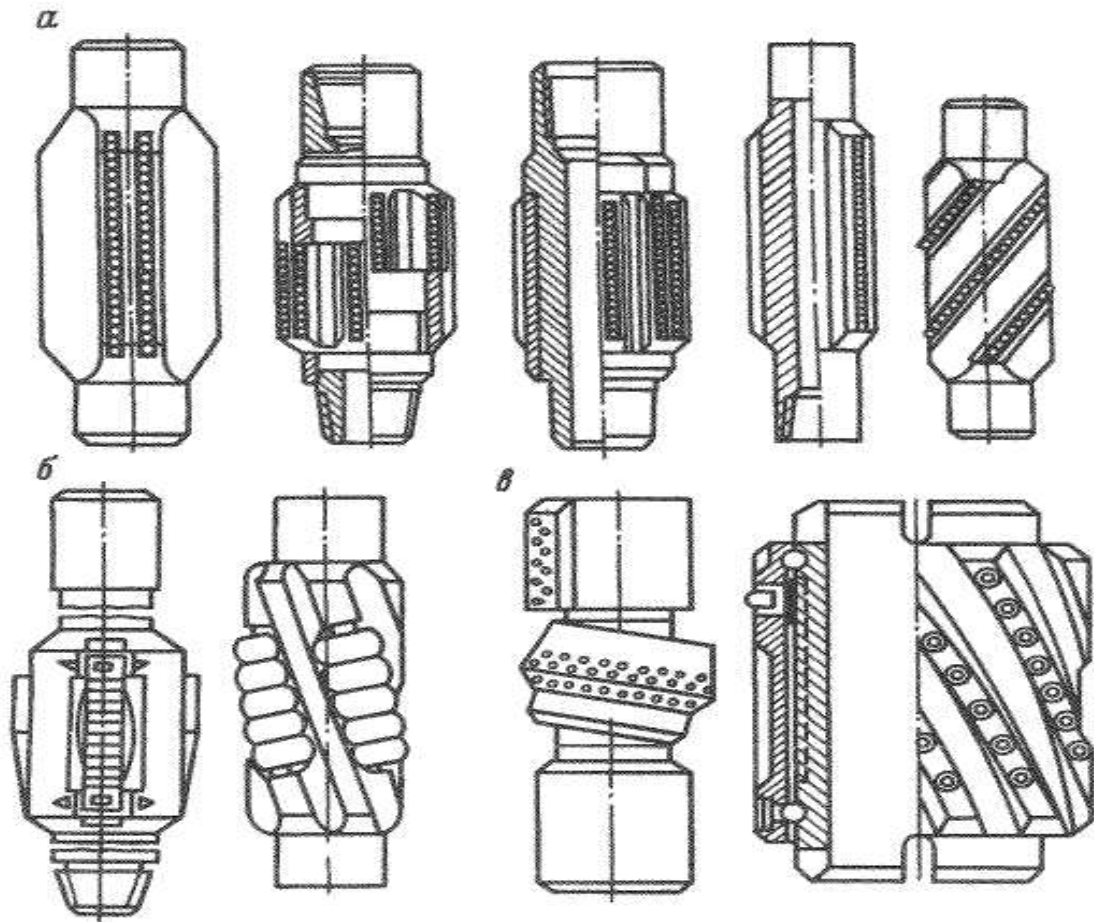


Рисунок 25 – Калибраторы:

а – лопастные; *б* – шарошечные; *в* – на шаровой опоре (РОП и ЦРП)

Необходимость применения калибраторов вызывается тем, что при бурении в твердых породах, согласно экспериментальным исследованиям А.Г.Калинина и других специалистов, формируется ствол, поперечное сечение которого отличается от окружности, имеет форму многоугольника с числом вершин на единицу больше числа шарошек или лопастей долота. При этом диаметр ствола по просвету меньше диаметра использованного

долота, но спуск шарошечного долота по такому стволу протекает нормально в результате проскальзывания шарошек по вершинам полученного многоугольника.

Центратор – опорно-центрирующее устройство, предназначенное для центрирования нижней части бурильной колонны и забойного двигателя с целью стабилизации параметров искривления ствола и управляемого изменения зенитного угла скважины (рис. 26). Они улучшают условия работы долот и забойных двигателей за счет предотвращения возникновения или уменьшения отклоняющей силы на долоте. Центраторы устанавливают на корпусе забойного двигателя или в колонне бурильных труб.

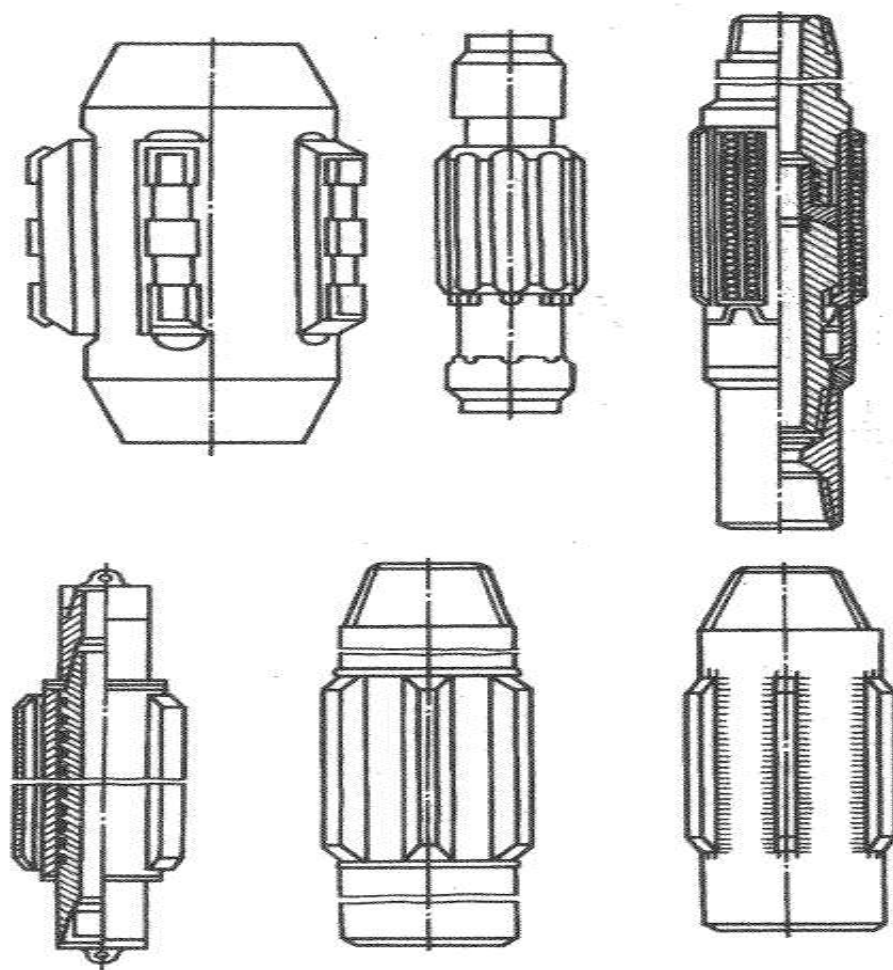


Рисунок 26 – Центраторы

Стабилизатор – опорно-центрирующее устройство, предназначенное для стабилизации параметров искривления ствола и центрирования бурильной колонны (рис. 27). Его устанавливают над калибратором или в колонне бурильных труб.

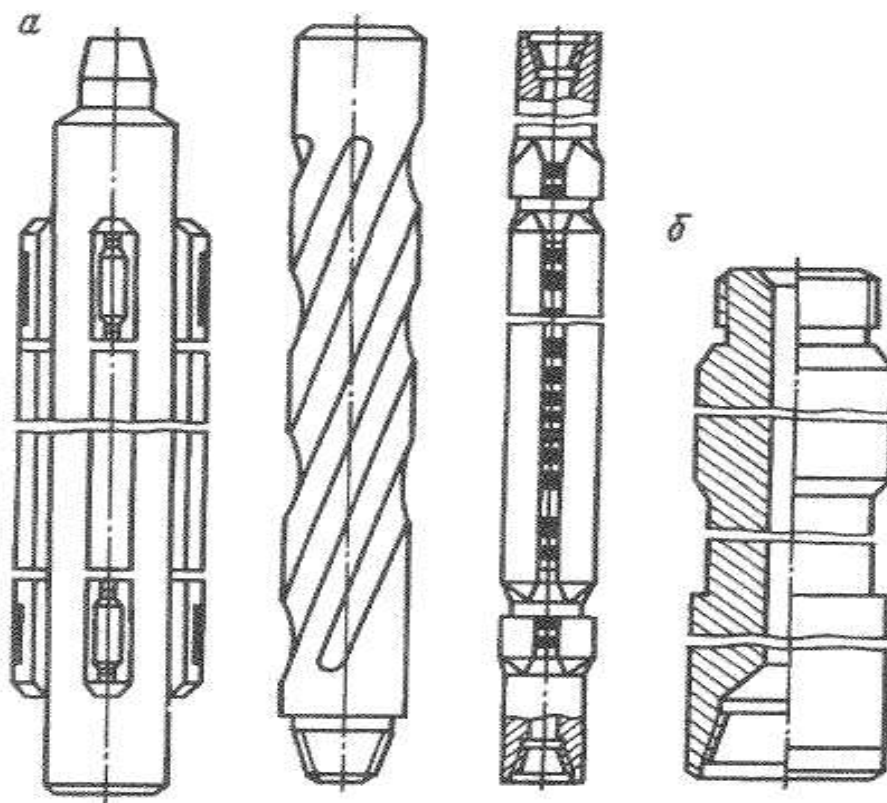


Рисунок 27 – Стабилизирующие устройства:

a – стабилизаторы; *б* – маховик

Децентратор – опорный элемент нижней части бурильной колонны (забойного двигателя, УБТ, бурильных труб) – предназначен для фиксации упругой оси колонны в данной точке над осью ствола скважины. Используется преимущественно в отклоняющих устройствах при бурении горизонтальных скважин.

Задания для работы на занятии

Студенту необходимо ознакомиться с теоретическим обоснованием работы для осмысленного понимания назначения и конструкции элементов жестких, маятниковых и отклоняющих компоновок.

Изучить конструкции отклоняющих, калибрующих и опорно-центрирующих устройств на примере натуральных образцов и чертежей. Уяснить место расположения калибратора и центратора.

После закрепления теоретического материала студент в своем отчете выполняет эскизы элементов жестких, маятниковых и отклоняющих компоновок и дает краткую характеристику каждому.

Вопросы к практическому занятию

1. Что называется маятниковыми и жесткими компоновками?
2. Что относится к отклоняющим устройствам?
3. Что относится к калибрующим и опорно-центрирующим устройствам?

Практическое занятие 14

Расчет маятниковых компоновок низа бурильной колонны

Цель и содержание: определение оптимального положения центратора по методике Г. Вудса – А. Лубинского, В. Г. Григулецкого и с учетом фрезерующей способности долота.

Учебно-тематический план

Методика Г. Вудса – А. Лубинского

Рассмотрим сущность этой методики в изложении проф. М. М. Александрова.

Оптимальное положение центратора определяется с помощью безразмерных графиков, которые справедливы для любых сочетаний диаметров долот и УБТ (рис. 19 и 20).

Оптимальным считается такое расстояние от долота до центратора, при котором УБТ на этом участке касаются стенки скважины, не оказывая на нее давления, в то время как нагрузка на долото равна максимально допустимой. Допустимая нагрузка без центратора может быть принята по опыту бурения.

С помощью графиков на рис. 19 (а, б) определяют, на сколько процентов (%) можно увеличить осевую нагрузку на долото при установке центратора без роста угла искривления. Используя график на рис. 20 определяют, на каком расстоянии от долота должен быть установлен центратор, чтобы при данных условиях УБТ не легли на стенку скважины.

При пользовании графиками на рис. 20 и 21 используются следующие обозначения:

m – длина безразмерной единицы: $m = \sqrt[3]{\frac{EJ}{q}}$;

E – модуль упругости первого ряда (Юнга);

J – осевой момент инерции площади поперечного сечения УБТ;

q – вес единицы длины УБТ в жидкости;

α – допустимый угол искривления;

r – радиальный зазор: $r = \frac{D_c - d_n}{2}$;

D_c – диаметр скважины;

d_n – наружный диаметр УБТ, центратора;

S – безразмерный зазор, т.е. отношение зазора по центратору к зазору по УБТ.

x_2 – безразмерная осевая нагрузка на долото:

$x_2 = \frac{G}{P}$, где $P = \sqrt[3]{EJ \cdot q^2}$ – вес безразмерной единицы.

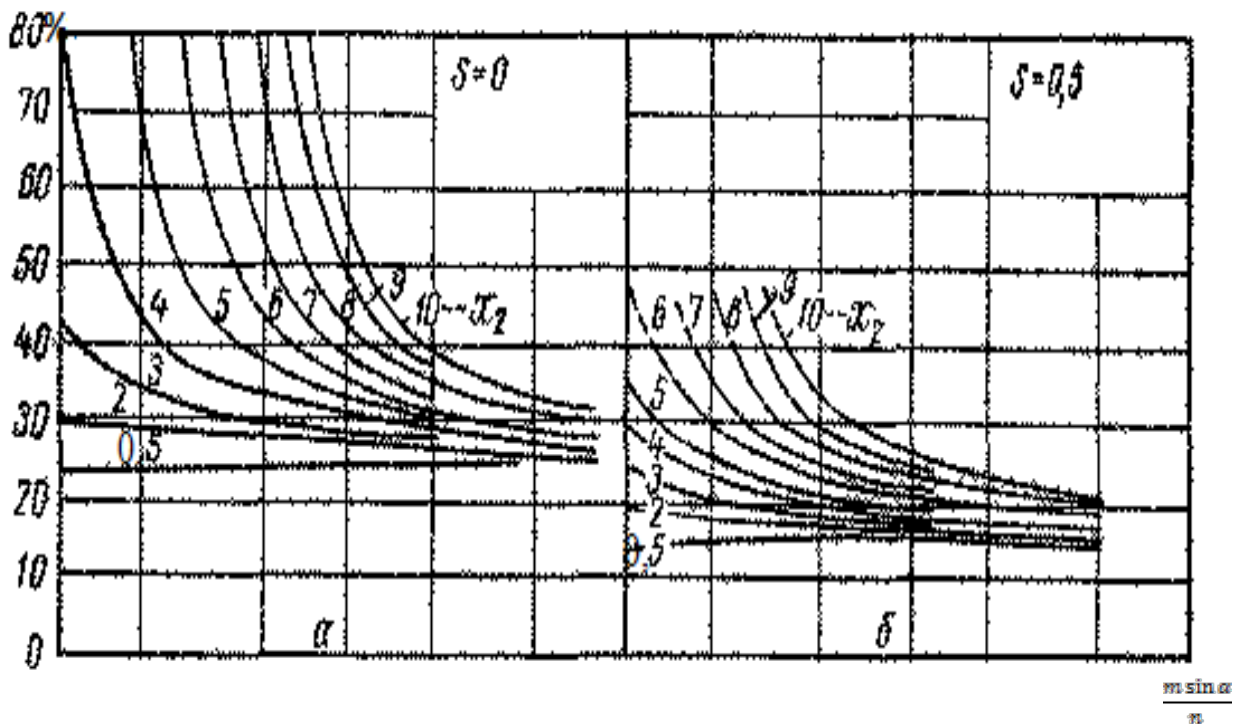


Рисунок 28 – Эффективность установки центратора. Безразмерная диаграмма

Применительно к рис. 10 x_2 определяется по $G = G_{\text{доп.}}$ без центриатора, а применительно к рис. 28 – по $G_{\text{доп.}} + \Delta G$, где ΔG – прирост допустимой нагрузки, найденной с помощью рис. 20.

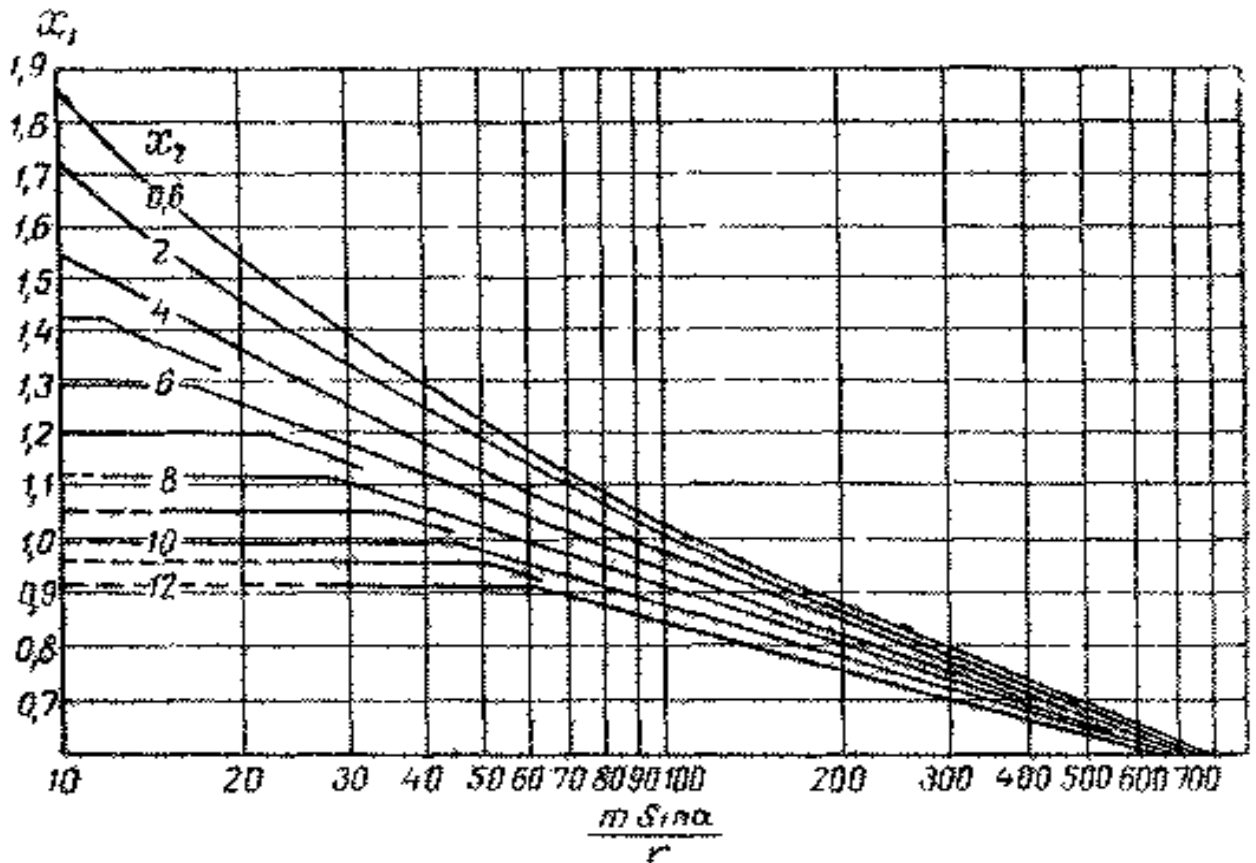
x_1 – безмерное оптимальное расстояние до центриатора.

Для перевода его в метры служит соотношение:

$$l_y = x_1 \cdot m \quad (134)$$

Горизонтальные участки линий на рис. 29 показывают, что при соответствующих значениях $\frac{m \cdot \sin \alpha}{r}$ и данном x_2 УБТ не касаются стенки скважины.

Штриховые участки горизонтальных линий соответствуют спиральному продольному изгибу и результаты, полученные в области этих пунктирных участков кривых, не имеют смысла.



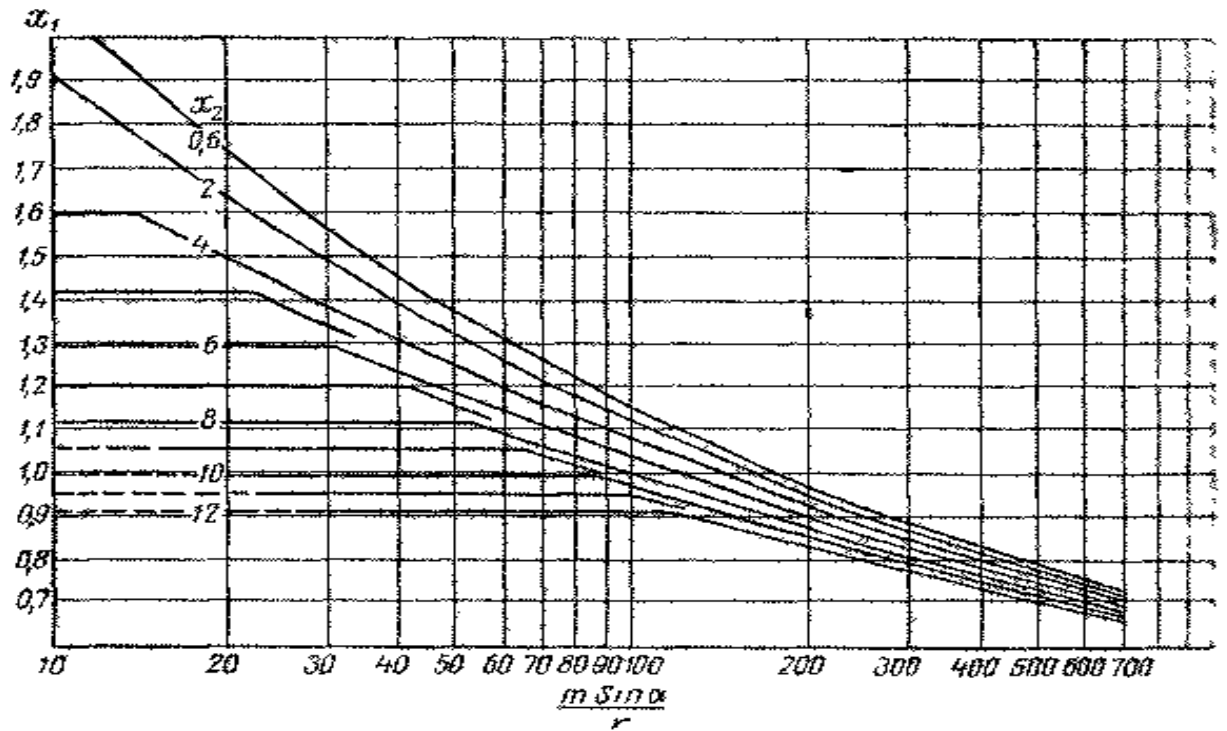


Рисунок 29 – Идеальное положение центратора. Безразмерная диаграмма.

Центратор необходимо устанавливать на расчетном расстоянии от долота или ближе к долоту, но не более 5 – 10 %.

Если $0 < S < 0,5$, искомую величину определяют при $S = 0$ и при $S = 0,5$, а затем производят линейную интерполяцию.

Определение оптимального положения центратора с учетом фрезерующей способности долота

Реальные буровые долота (лопастные, шарошечные) обладают неодинаковой способностью эффективно разрушать породу в осевом и поперечном направлении. Это различие характеризуется коэффициентом боковой фрезерующей способности k . В табл. 38 приведены численные значения коэффициента k по данным работ

Таблица 38 – Значения коэффициентов боковой фрезерующей способности долот

Диаметр долота, мм	139,7	190,5	215,9	244,5	269,9	295,3	349,2	393,7
Тип долота:								
Трехшарошечное	0,190	0,220	0,236	0,262	0,265	0,284	0,316	0,337
Одношарошечное	0,251	0,295	—	—	—	—	—	—

Критерием расчета маятниковых компоновок нижней части бурильной колонны при условии, что долото неодинаково эффективно разрушает горную породу в осевом и поперечном направлениях, является минимум полного траекторного угла (угол между касательной к траектории долота и вертикалью) мгновенного перемещения долота и КНБК.

Задания для работы на занятии

Порядок расчета по методике Г. Вудса – А. Лубинского следующий:

1. Найти длину m и вес безразмерной единицы P .
2. Перевести допустимую осевую нагрузку в безразмерные единицы и найти соответствующую линию x_2 на рис. 28.
3. Вычислить радиальный зазор по УБТ r и по центратору r_u (если последний не задан равным нулю) и найти фактический безразмерный зазор S_ϕ .
4. Вычислить параметр $\frac{m \cdot \sin \alpha}{r}$ по величине α и нанести соответствующую точку на ось абсцисс графика на рис. 28.
5. Найти прирост допустимой нагрузки при $S = 0$ и $S = 0,5$, а затем, интерполируя, получить искомую величину при $S = S_\phi$.
6. Определить допустимую нагрузку при работе с центратором и найти соответствующую линию на рис. 29.
7. Нанести точку $\frac{m \cdot \sin \alpha}{r}$ на ось абсцисс рис. 29, а затем определить безразмерное расстояние до центратора при $S = 0$; $S = 0,5$ и $S = S_{cp}$.
8. Перевести найденное безразмерное расстояние в метры.

Графики на рис. 20 и 21 имеют по оси абсцисс логарифмическую шкалу.

Для более точного нанесения точки, соответствующей определенному значению $\frac{m \cdot \sin \alpha}{r}$, можно использовать соотношение:

$$l_x = l \frac{\lg x - \lg a}{\lg A - \lg a}, \quad (135)$$

где l_x – искомое расстояние по оси абсцисс от левой границы графика до наносимой точки в мм; l – расстояние между крайними ординатами графика, мм, x – число, соответствующее наносимой точке; a – число, стоящее у крайней левой ординаты графика; A – число, стоящее у крайней правой ординаты графика.

Если на графике отсутствует линия x_2 , в точности соответствующая требуемой нагрузке, необходимо производить интерполяцию.

Недостатком данной методики является то, что задача решена для долота, способного разрушать породу по всем направлениям одинаково, т. е. когда коэффициент боковой фрезерующей способности $\kappa = 1$.

Известны аналитические способы определения l_u [16]. В указанной работе В. Г. Григулецкого критерием расчета маятниковых КНБК при условии, что $\kappa = 1$, также является минимумом угла наклона силы, действующей на долото.

Для определения оптимальной длины УБТ между долотом и центратором служит формула:

$$l_u = \sqrt{\frac{C_1}{2A_1} + \sqrt{\left(\frac{C_1}{2A_1}\right)^2 + \frac{B_1}{A_1}}},$$

$$A_1 = \frac{1}{16} \frac{q_1 \sin \alpha}{EJ_1} + \frac{19}{560} \cdot \frac{q_1 \omega^2 r_1}{gEJ_1};$$

$$B_1 = \frac{6}{5} r_1, \quad C_1 = \frac{3}{8} \frac{q_1 \sin \alpha}{G} + \frac{39}{280} \frac{q_1 \omega^2 r_1}{gG} - \frac{1}{40} \frac{Gr_1}{EJ_1};$$
(136)

где q_1 – вес одного метра УБТ в жидкости, Н/м; α – зенитный угол ствола скважины, град; E – модуль Юнга, Н/м²; J_1 – осевой момент инерции поперечного сечения УБТ, м⁴; ω – угловая скорость вращения, $\omega = \frac{\pi n}{30}$, с⁻¹; g – ускорение свободного падения, м/с²; r_1 – радиальный зазор между центратором и стенкой скважины, $r_1 = 0,5(D_d - D_u)$, м; G – осевая нагрузка на долото, Н.

Расчетная формула для определения l_y с учетом фрезерующей способности долота имеет вид:

$$l_y = \sqrt{\frac{C_2}{2A_2} + \sqrt{\left(\frac{C_2}{2A_2}\right)^2 + \frac{B_2}{A_2}}},$$

$$\text{где } A_2 = \frac{1}{16} \frac{q_1 \sin \alpha}{EJ_1} + \frac{19}{560} \cdot \frac{q_1 \omega^2 r_1}{gEJ_1}; \quad (137)$$

$$B_2 = r_1(1,5 - 0,3 \cdot \kappa), \quad C_2 = K \left[\frac{3}{8} \frac{q_1 \sin \alpha}{G} + \frac{39}{280} \frac{q_1 \omega^2 r_1}{gG} \right] - \frac{1}{40} \cdot \frac{Gr_1}{EJ_1}$$

Вопросы к практическому занятию

1. В чем заключается методика Г. Вудса – А. Лубинского?
2. В чем заключается методика определения оптимального положения центратора с учетом фрезерующей способности долота?
3. Что является недостатком методики Г. Вудса – А. Лубинского?

Практическое занятие 15

Расчет жестких компоновок низа бурильной колонны

Цель и содержание: определение расстояния между наддолотным калибратором и первым центратором и между первым и вторым центраторами.

Учебно-тематический план

Определение расстояния между наддолотным калибратором и первым центратором

Критерием расчета жесткой компоновки при условии, что долото обладает одинаковой способностью эффективно разрушать горную породу в осевом и поперечном направлениях ($\kappa = 1$), является минимум угла наклона долота относительно оси скважины.

Искомое расстояние между наддолотным калибратором и первым снизу центратором

$$l_{y_1} = \sqrt{-\frac{B_1}{2A_1} + \sqrt{\left(\frac{B_1}{2A_1}\right)^2 + \frac{C_1}{A_1}}},$$

$$\text{где } A_1 = \frac{1}{8} \frac{q_1 \sin \alpha}{EJ_1} + \frac{19}{280} \cdot \frac{q_1 \omega^2 r_1}{gEJ_1}; \quad (138)$$

$$B_1 = \frac{1}{20} \cdot \frac{G \cdot r_1}{EJ_1}; \quad C_1 = 3r_1;$$

где r_1 – радиальный зазор: $r_1 = \frac{D_{\dot{a}} - D_{\dot{o}}}{2}$; остальные величины известны из предыдущего

С учетом боковой фрезерующей способности долота ($0 < k < 1$) критерием расчета является условие минимума полного траекторного угла.

Расчетная формула имеет вид:

$$l_{y_1} = \sqrt{-\frac{B_2}{2A_2} + \sqrt{\left(\frac{B_2}{2A_2}\right)^2 + \frac{C_2}{A_2}}},$$

$$\text{где } A_2 = \frac{1}{16} \frac{q_1 \sin \alpha}{EJ_1} + \frac{19}{560} \cdot \frac{q_1 \omega^2 r_1}{gEJ_1}; \quad (139)$$

$$B_2 = \frac{1}{40} \cdot \frac{G \cdot r_1}{EJ_1} - k \left[\frac{3}{8} \frac{q_1 \sin \alpha}{EJ_1} + \frac{39}{280} \frac{q_1 \omega^2 r_1}{gEJ_1} \right];$$

$$C_2 = r_1(0,3k - 1,5); \quad r_1 = 0,5(D_{\dot{d}} - D_{\dot{y}})$$

Определение положения второго центратора

Место установки второго центратора, т.е. расстояние между первым и вторым центраторами, при условии, что УБТ между ними касаются стенки, а это является условием вписываемости КНБК в ствол скважины, определяется по формуле:

$$l_{y_2} = \left[\frac{\mu^2}{8\pi^2} + \sqrt{\frac{\mu^4}{64\pi^4} + \frac{\gamma \sin \alpha}{384 \cdot \Delta r} + \left(\frac{16\pi^2 + 768}{12228\pi^2} \right) \beta} \right]^{-0,5}, \quad (140)$$

где $\mu^2 = \frac{F}{EI_2}$; $\gamma = \frac{q_2}{EI_2}$; $\beta = \frac{q_2 \omega^2}{gEJ_2} = \gamma \frac{\omega^2}{g}$; $\Delta r = r - r_1 = 0,5(D_{\psi} - D_n)$; r – ради-альный зазор между УБТ и стенками скважины на участке между це-
нтраторами ($r = \frac{D_{\delta} - D_n}{2}$), r_1 – зазор между вторым центратором и стенкой
скважины ($r_1 = \frac{D_{\delta} - D_{\psi}}{2}$); $F = G - q_1 \cdot l_{\psi 1} \cdot \cos \alpha$; J_2 – осевой момент инерции
площади поперечного сечения УБТ между центраторами. Остальные вели-
чины известны из предыдущего.

Задания для работы на занятии

Порядок расчета жестких компоновок следующий:

1. Найти расстояние между наддолотным калибратором и первым снизу центратором $l_{\psi 1}$ при коэффициенте боковой фрезерующей способности долота $k = 1$ и с учетом боковой фрезерующей способности долота. Для этого необходимо определить коэффициенты A_1, B_1, C_1 и A_2, B_2, C_2 соответственно. Сравнить влияние боковой фрезерующей способности долота на искомую величину.

2. Определение расстояния между первым и вторым центраторами $l_{\psi 2}$ по формуле (31).

Вопросы к практическому занятию

1. Область применения жестких компоновок.
2. Как определяется расстояние между наддолотным калибратором и первым снизу центратором $l_{\psi 1}$?
3. Как определяется расстояние между первым и вторым центраторами $l_{\psi 2}$?

Список рекомендуемой литературы

1. Комплексная методика классификации горных пород геологического разреза, разделения его на характерные пачки пород и выбора рациональных типов и конструкций шарошечных долот для эффективного разбуривания нефтяных и газовых месторождений. РД39-2-52-78. – М.: МНП, ВНИИБТ, 1980. – 297 с.
2. Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений [Текст] / М. Г. Абрамсон, Б. В. Байдюк, В. С. Зарецкий и др. – М.: Недра, 1984. – 207 с.
3. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: [Текст] учеб. для вузов /А. Н. Попов, А. И. Спивак, Т. О. Акбулатов и др.; под общей ред. А. И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
4. Ганджумян, Р. А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин [Текст] : справочное пособие / А. Г. Калинин, Б. А. Никитин; под ред. А. Г. Калинина. – ОАО «Издательство «Недра», 2000. – 489 с.
5. Инструкция по эксплуатации шарошечных долот при бурении эксплуатационных, разведочных и других скважин на углеводородное сырье. РД-01452-525-86. – М.: МНП, НПО «Бурение», 1987. – 203 с.
6. Инструкция по расчету бурильных колонн. АООТ «ВНИИТнефть». М., 1997. Согласована с Госгортехнадзором России, № 10-13/298 от 11.06.97.
7. Белорусов, В. О. Прогнозирование результатов бурения [Текст] / В. О. Белорусов – М.: ВНИИОЭНГ, 1976. – 48 с.
8. Есьман, Б. И. Термогидравлические процессы при бурении скважин : учебник [Текст] / Б. И. Есьман, Г. Г. Габузов. – М. : Недра, 1991.
9. Булатов, А. И. Справочник по промывке скважин / А. И. Булатов, А. И. Пеньков, Ю. М. Проселков. – М. : Недра, 1984.
10. Маковей, Н. Гидравлика бурения : учебник [Текст] / Н. Маковей. – М. : Недра, 1986.

11. Шумова, З. И. Справочник по турбобурам / З. И. Шумова, И. В. Собкина. – М. : Недра, 1970.
12. Балденко. Д. Ф. Винтовые забойные двигатели : справочное пособие / Д. Ф. Балденко, Ф. Д. Балденко, А. Н. Гноевых. – М. : Недра, 1999.
13. Есьман, Б. И. Термогидравлика при бурении скважин : учебник [Текст] / Б. И. Есьман. – М. : Недра, 1982.
14. Абубакиров, В. Ф. Буровое оборудование : справочник в 2-х т. / В. Ф. Абубакиров, В. Л. Архангельский, Ю. Г. Буримов. – М. : Недра, 2000. – Т. 1.
15. Мительман, Б. И. Справочник по гидравлическим расчетам в бурении / Б. И. Мительман. – М. : Гостоптехиздат, 1963.
16. Григулецкий В. Г. Расчеты компоновок нижней части бурильной колонны для предупреждения искривления глубоких скважин при роторном бурении. Методическая разработка. – Грозный, 1988.
17. Иогансен, К. В. Спутник буровика : справочное пособие / К. В. Иогансен. – М. : Недра, 1986.
18. Инструкция по расчету бурильных колонн. АООТ «ВНИИТнефть». М., 1997. Согласована с Госгортехнадзором России, № 10-13/298 от 11.06.97.
19. Бревдо Г. Д. Проектирование режима бурения: Учебник. М.: Недра, 1998.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по выполнению курсового проекта по дисциплине
«Технология бурения нефтяных и газовых скважин»

Ставрополь, 2026

1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Цель курсового проекта – закрепить полученные студентом теоретические знания по основным вопросам технологии бурения нефтяных и газовых скважин. Студент должен показать свое умение применить полученные знания и фактический материал, собранный в период прохождения производственной практики, для решения конкретных вопросов технологии бурения скважины в определенных горно-геологических условиях по одной из нижеуказанных тем.

2. ТЕМАТИКА КУРСОВЫХ ПРОЕКТОВ, ОБЪЕМ ЗАДАНИЯ

2. 1 Темы курсовых проектов

Тема первая: «Разработка вопросов технологии бурения вертикальной скважины на площади (месторождении) _____».

Тема вторая: «Разработка вопросов технологии бурения наклонно-направленной скважины на площади (месторождении) _____».

2. 2 Объем задания

Введение

Тема первая:

2. 2. 1 Привести краткие сведения о районе буровых работ.

2. 2. 2 Дать краткую инженерно-геологическую характеристику района проектируемых работ, отразив:

- стратиграфию и литологию разреза скважины;
- физико-механические свойства горных пород (твердость, предел текучести, абразивность);
- виды осложнений, их интенсивность и приуроченность к отдельным интервалам разреза;
- наличие тектонических нарушений, оказывающих влияние на условия проводки скважины;
- углы и азимуты падения пластов, вероятность естественного искривления скважины;

– типовую конструкцию скважины с указанием массы всех обсадных колонн;

– обеспеченность района электроэнергией (применение электродвигателей или ДВС).

2.2.3 Для условий бурения в расчетном интервале обосновать выбор применяемых буровых растворов и его параметров.

2.2.4 Для условий бурения в расчетном интервале выбрать породоразрушающий инструмент на основе информации о физико-механических свойствах горных пород и литолого-стратиграфической характеристики разреза.

2.2.5 Для инженерно-геологических условий бурения в расчетном интервале запроектировать параметры режима бурения (G , n). Выявить способ бурения, при котором наиболее полно реализуются предлагаемые G и n , окончательно откорректировать их значения применительно к принятому способу бурения. Сравнить результаты выбора G и n с промысловыми данными, сделать выводы.

2.2.6 Выполнить проектировочный расчет бурильной колонны для условий бурения на нижней границе расчетного интервала с учетом п.п. 2.2.2 – 2.2.5. Сравнить с фактически применяемой колонной, сделать выводы.

2.2.7 Разработать технико-технологические мероприятия по предотвращению естественного искривления скважины.

2.2.8 Выбрать комплектную буровую установку серийного производства и ее комплектацию, соответствующую условиям бурения проектируемой скважины с учетом п.п. 2.2.2, 2.2.5.

Заключение.

Тема вторая:

2.2.1; 2.2.2; 2.2.3 Содержание данных вопросов аналогичны соответствующих вопросов первой темы (см. п. 2.2.1 - 2.2.3).

2.2.4 Обосновать и рассчитать профиль проектной скважины.

2.2.5 Обосновать выбор способов бурения по интервалам глубин.

2. 2. 6 Выбрать тип и серию долот по интервалам глубин.

2. 2. 7 Разработать режим бурения проектной скважины.

2. 2. 8 Выбрать и рассчитать компоновки бурильной колонны для бурения различных интервалов.

2. 2. 9 Обосновать выбор телеметрической аппаратуры для контроля положения оси скважины.

2. 2. 10 Выбрать комплектную буровую установку серийного производства и ее комплектацию, соответствующую условиям бурения проектируемой скважины с учетом п.п. 2. 2. 2 и 2. 2. 8.

Заключение.

3. ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Краткая характеристика вопросов задания на курсовое проектирование приводится ниже.

3. 1 Краткие сведения о районе буровых работ.

Приводится краткая информация об административном положении района проектируемых буровых работ, его климатическая характеристика, наличие дорог, водоисточников и др.

3. 2 Инженерно-геологическая характеристика района проектируемых работ.

Основой для разработки вопросов курсового проекта является промысловый материал, собранный студентом во время первой производственной практики в соответствии с заданием на курсовое проектирование.

Информация, подлежащая освещению в пояснительной записке, содержится в формулировке вопроса задания (п.2. 2. 2).

3. 3 Применяемые буровые растворы и их параметры.

Исходя из горно-геологических условий бурения, для обеспечения лучшей работы породоразрушающего инструмента и с учетом предупреждения осложнений и аварий в процессе бурения для интервала

бурения под эксплуатационную колонну необходимо обосновать выбор типа бурового раствора.

Для выбранного раствора выполнить обоснование основных параметров: плотность, пластическую вязкость и динамическое напряжение сдвига.

Проектные решения по выбору плотности бурового раствора должны предусматривать создание столбом бурового раствора давления на забой скважины при вскрытии продуктивного горизонта, превышающего проектные пластовые давления на величину не менее [17]:

- 10% для скважины глубиной до 1200 м;
- 5 % для интервалов от 1200 м до проектной глубины.

$$\rho \geq \frac{K_p \cdot P_{nl}}{g \cdot L_k},$$

где K_p – коэффициент репрессии для указанных выше глубин, он равен соответственно: $K_p = 1,1$ и $K_p = 1,05$; P_{nl} – пластовое (поровое) давление, Па; L_k – глубина залегания кровли пласта с максимальным градиентом пластового давления от устья скважины, м.

Приближенно предельное значение пластической вязкости для буровых растворов на водной основе можно оценить с помощью формулы:

$$\eta = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot \rho - 0,022$$

Приближенно предельное значение динамического напряжения сдвига для буровых растворов на водной основе можно оценить с помощью формулы:

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot \rho - 7,0$$

3. 4 Выбор породоразрушающего инструмента.

Выбор типа породоразрушающего инструмента базируется на информации о физико-механических свойствах пород и литологическом строении разреза пород и, во многом, зависит от конкретных региональных условий.

Эффективность разрушения разнообразных по своим физико-механическим свойствам горных пород может быть достигнута при различном действии на них зубьев долота. Одни породы разрушаются от ударов или в результате дробления, другие – под действием сдвига или резания, третьи – вследствие комбинации этих действий.

В практике бурения нефтяных и газовых скважин широко применяются шарошечные долота дробяще-скалывающего действия с твердосплавным или стальным вооружением, а также в последнее время широкое распространение получили долота PDC.

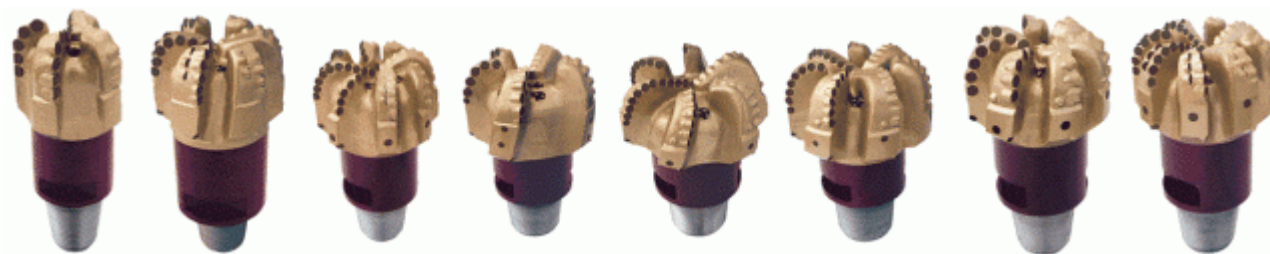


Рисунок 1 – Разновидности долот PDC

Для выбора рационального типа долота используются такие классификационные признаки горных пород, как твердость (Т) и абразивность (А) в категориях. Для перехода от величин твердости и предела текучести, измеренных в МПа, к величинам, измеренным в категориях, предложены формулы [1]:

$$T = 0,164 P_{ш}^{0,479}; \quad (2)$$

$$T = 0,305 P_o^{0,426}, \quad (3)$$

где Т – твердость горной породы в категориях; $P_{ш}$ и P_o – твердость и предел текучести горной породы соответственно, МПа.

Для выбора типа долота необходимо определить среднюю категорию твердости $\overline{K}_T$ по разрезу скважины [5].

$$\overline{K}_T = \frac{\sum_{i=1}^n K_{T(i)} \cdot m_i}{M}, \quad (4)$$

где $K_{T(i)}$ – категория твердости пропластка;

m_i – мощность пропластка, м;

M – мощность выделенной пачки, м.

Области применимости долот приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики областей применения шарошечных долот

Тип долота	T	T _в	Тип долота	T	T _в
M	2,4	4,4	MЗ	3,2	4,9
MC	3,0	5,5	MCЗ	4,5	7,7
C	3,7	6,2	CЗ	4,2	7,6
CT	4,5	7,7	TЗ,TKЗ	6,2	9,3
T	5,6	7,9	K	7,3	10,2

Примечание: T, T_в – среднее арифметическое значение твердости и ее верхняя граница для заданного интервала бурения (характерной пачки).

Область рационального применения каждого из тринадцати типов трехшарошечных долот с учетом обеих классификационных характеристик горных пород T и A, представлена также в приложении А [2].

В источнике [3] приведены данные о механических и абразивных свойствах горных пород нефтяных и газовых месторождений России.

При выборе серии долота следует руководствоваться рекомендациями, изложенными в источнике [2], [19].

3. 4 Проектирование параметров режима бурения

При роторном способе бурения необходимо обосновать осевую нагрузку на долото G_1 и частоту его вращения n . Для их расчета следует использовать рекомендации источников [2, 4]. В приложении Б приведены рекомендуемые сочетания частот вращения и удельных осевых нагрузок на долота различных серий [2]. Рассчитанная частота вращения долота должна быть откорректирована с учетом возможности привода буровой установки [5].

Осевая нагрузка на долото не может быть больше величины, при которой происходит остановка турбобура.

3. 5 Проектировочный расчет бурильной колонны

Расчет должен производиться в строгом соответствии с руководящим документом [6]. Сведения о бурильных трубах и УБТ, необходимых для расчета, приведены в источниках [6, 7, 8].

3. 6 Предотвращение естественного искривления скважин

Установить технические, технологические и геологические причины, приводящие к естественному искривлению ствола скважины. С учетом конкретных инженерно-геологических условий бурения на данной площади выбрать с обоснованием тип компоновки низа бурильной колонны (КНБК), произвести ее расчет.

При разработке данного вопроса следует использовать источники [4, 9, 10, 11].

3. 7 Обоснование и расчет профиля наклонно-направленной скважины

Подробная информация по выбору и расчету профилей наклонно-направленных скважин содержится в источниках [4, 10, 12–16].

3. 8 Выбор телеметрической системы для ориентирования отклоняющей компоновки и управлением траекторией скважины

При выборе соответствующей телесистемы необходимо использовать опыт бурения наклонно-направленных скважин на конкретной площади и информацию, содержащуюся в источниках [10, 12, 14, 15].

3. 9 Выбор комплектной буровой установки

Требования, которым должна удовлетворять буровая установка для конкретных условий строительства скважин, определяются «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [17].

Комплектность современных буровых установок отечественного производства представлена в источнике [5].

4. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ

Курсовой проект состоит из пояснительной записки объемом 30–35 страниц.

Пояснительную записку следует оформлять на листах формата А4.

Оформление курсового проекта должно производиться в строгом соответствии с «Методическими рекомендациями по оформлению курсовых проектов».

Порядок рассмотрения вопросов в пояснительной записке должен соответствовать содержанию задания.

Текст пояснительной записки должен быть набран в программе Microsoft Word, через 1,5 интервал, шрифт Times New Roman, размер 14 пунктов; выравнивание по ширине листа, красная строка – 1,25 см, поля – левое 3,0 см, верхнее и нижнее по 2 см, правое – 1,5 см. Ориентация – книжная. В таблицах текст набирать через 1 интервал шрифтом 12 пунктов.

5. ПОРЯДОК ЗАЩИТЫ И ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СТУДЕНТА ЗА ВЫПОЛНЕНИЕ ЗАДАНИЯ ПО КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ.

Защиту курсового проекта принимает комиссия из трёх человек, в состав которой обязательно входит заведующий выпускающей кафедры и руководитель проекта.

Доклад курсового проекта студент проводит по подготовленной презентации в течении 5-10 минут. После доклада студенту могут быть заданы вопросы членами комиссии и присутствующими на защите проекта. На эти вопросы студент должен отвечать кратко, но конкретно.

Курсовой проект оценивается по четырехбальной системе. При этом учитывается качество проекта (аргументированность принятых решений, полнота и правильность решения вопросов задания, новизна решений и т. д.), доклада и ответов на вопросы, также оценки, данные каждым из членов комиссии.

6. СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов /А. Н. Попов, А. И. Спивак, Т. О. Акбулатов и др., Под общей ред. А. И. Спивака - .: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003 – 509 с.
2. Инструкция по эксплуатации шарошечных долот при бурении эксплуатационных, разведочных и других скважин на углеводородное сырье. РД39-0148052-525-86. – М.: МНП, НПО «Бурение», 1987 – 203 с.
3. Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений /М. Г. Абрамсон, Б. В. Байдюк, В. С. Зарецкий и др. – М.: Недра, 1984 – 207 с.
4. Ганджумян Р.А. Калинин А. Г., Никитин Б. А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин: Справочное пособие /Под ред. А. Г. Калинина. – ОАО «Издательство «Недра»», 2000 – 498 с.
5. Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. /В. Ф. Абубакиров, В. Л. Архангельский, Ю. Г. Буримов и др. – М.: Недра, 2000 – т. 1 – 269 с.
6. Инструкция по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. Руководящий документ. – М.: 1997 – 156 с.
7. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. РД39-013-90. Куйбышев: 1990 – 227 с.
8. Трубы нефтяного сортамента: Справочник /Под общей ред. А. Е. Сарояна. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987 – 488 с.
9. Инструкция по предотвращению искривления вертикальных скважин. РД39–0148052-514-86; 84 с.
10. Калинин А.Г. Никитин Б. А., Солодкий К. М., Султанов Б. З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник; под ред. А. К. Калинина – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1997, 648 с.
11. Григулецкий В. Г., Лукьянов В. Т. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны. – М.: «Недра, 1990 – 302 с.

12. Калинин А. Г., Никитин Б. А., Солодкий К. М., Повалихин А. С. Профили направленных скважин и компоновки низа бурильных колонн. – М.: Недра, 1995. – 305 с.

13. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учеб. Для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001 – 679 с.

14. Инструкция по бурению наклонно-направленных скважин. РД39-2-810-83, 152 с.

15. Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири. РД39-0148079-6.027-86, 138 с.

16. Сушон Л. Я., Емельянов П. В., Муллағалиев Р. Т. Управление искривлением наклонных скважин в Западной Сибири. – М.: «Недра», 1988, 124 с.

17. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности": Утв. Ростехнадзором России приказ №534 от 15.12.2020 г.

18. Булатов, А. И. Гидромеханика углубления и цементирования скважин : учебник [Текст] / А. И. Булатов, Г. Г. Габузов, П. П. Макаренко. – М. : Недра, 1999.

19. Буринтех. Каталог продукции [Электронный ресурс]. -2015. – Режим доступа: <http://burintekh.ru/products/pdc/>.-11с.

Характеристика областей рационального
применения трехшарошечных долот

Приложение А

Тип долота	Смещение осей цапф в направлении вращения долота (мм) при диаметре долота, мм				Область рационального применения	
	139,7-161,0	165,1-190,5	215,9-244,5	269,9 и более	Класс горных пород категория твердости (Т), абразивности (А)	Литолого-петрографическое описание класса горных пород
1	2	3	4	5	6	7
М	4-5	7	8	10	Мягкие Т=2,4; А=3,9	Глины плотные известкостые и известковистые, часто песчаные и слюистые с прослоями песков, алевролитов и песчаников, рыхлых мергелей, известняков, иногда аргеллитов.
МС	4	5	5-6	7	Мягкие с пропластками средней твердости Т=3,0; А=4,0	Глины, аргеллиты с прослоями песчаников, конгломератов, сцементированных известково-глинистым материалом, алевролитов глинистых и известняков.
МСЗ	4	5	5-6	7	Мягкие абразивные с пропластками средней твердости Т=4,5 А=3,2	1. Чередование аргеллитов известкостых и известковистых с алевролитами, песчаниками, встречаются кремни карбонатизированные. 2. Переслаивание песчаников, алевролитов и аргеллитов, местами переходящих в мергель с включениями пирита. 3. Известняки, иногда с включением кремня, с прослоями доломитов, мергелей, ангидритов, аргиллитов, реже песчаников.
С	3	3	4-5	5	Средней твердости Т=3,7; А=4,4	1. Переслаивание, чередование глин, песчаников, песков, алевролитов, реже аргиллитов, отдельных горизонтов конгломератов и прослоев мергелей. 2. Известняки и доломиты с прослоями глин и аргеллитов, ракушечные известняки, мел писчий рыхлый. 3. Каменная соль крупнокристаллическая с прослоями глин, ангидритов, доломитов, известняков.

СЗ	3	3	4-5	5	Абразивные средней твердости Т=4,2; А=5,8	1. Переслаивание глин, с включением гипса и ангидрита, с песчаниками от мелко-до крупнозернистых, аргеллитами, алевролитами, прослой конгломератов, глинистых сланцев, роговиков, мергелей, туффиты. 2. Известняки, иногда долотомизированные, с прослоями глин, аргеллитов и песчаников.
СТ	3	3	4-5	5	Средней твердости с пропластками твердых Т=4,5; А=4,0	1. Известняки и доломиты неравномерно глинистые, участками окремнелые, доломиты часто известковые. 2. Переслаивание глин алевролитистых, алевролитов, песчаников, аргеллитов известковистых, ангидритов, гипсов, мергелей. 3. Соль каменная крупнокристаллическая с прослоями глин, мергелей, ангидритов, доломитов.
Т	0,5	1,0	1,0	1,5	Твердые Т=5,6; А=4,5	Известняки и доломиты с прослоями глин и включением ангидритов, гипсов и кремня.
ТЗ	0,5	1,0	1,0	1,5	Твердые абразивные Т=6,2; А=5,9	1. Известняки, участками окремнелые, долотомизированные. 2. Доломиты, участками окремнелые, с включениями гипса, прослой глин и мергелей. 3. Аргиллиты, иногда окремнелые, алевролиты и песчаники, кварцевые, глинистые сланцы, роговики, андезиты, андезито-базальты.
ТК	0,5	1,0	1,0	1,5	Твердые с пропластками крепких Т=5,9; А=4,9	1. Известняки и доломиты окремнелые, иногда с прослоями мергелей, горючих сланцев с включениями ангидрита и кремня. 2. Аргиллиты, алевролиты и песчаники кварцевые, с прослоями каменного угля.
ТКЗ	0,5	1,0	1,0	1,5	Твердые абразивные с пропластками крепких Т=6,2; А=6,0	1. Известняки, участками окремнелые, иногда долотомизированные, трещиноватые и кавернозные. 2. Доломиты, участками окремнелые, с включениями гипса,

						прослоями глин и мергелей. 3. Аргиллиты, иногда окремне- лые, алевролиты и песчаники, кварцевые, глинистые сланцы, роговики, андезиты, андезито- базальты.
К	0,5	1,0	1,0	1,5	Крепкие Т=7,3; А=7,8	1. Кварцитовидные песчаники с прожилками кварца. 2. Андезиты, андезито-базальты. 3. Песчаники кварцевые с прос- лоями аргиллитов, известняков. 4. Аргеллиты и алевролиты. 5. Известняки и доломиты окремнелые.
ОК	0,5	1,0	1,0	1,5	Очень крепкие Т=8; А=8	1. Кварцитовидные песчаники с прожилками кварца. 2. Андезиты, андезито-базальты. 3. Песчаники кварцевые с прос- лойками аргиллитов, известня- ков. 4. Аргеллиты и алевролиты. 5. Известняки и доломиты окремнелые.

Серия долота	Частота вращения, мин	Удельная нагрузка на долото, кН/М (кгс/см)	Способ бурения
ГАУ	35-70	600-800 (600-800)	Роторный
ГНУ	40-250	600-1000 (600-1000)	Роторный, забойными двигателями (винтовыми турбобурами и электробурами с редукторными вставками)
ГН	60-450	700-1200 (700-1200)	Роторный, всеми типами забойных двигателей
ГВ, ЦВ	60-450	600-1000 (600-1000)	То же

Верхнему уровню величин осевых нагрузок на долото соответствует нижний уровень частот вращения и наоборот.

В пластичных, вязких глинистых, а также слабо сцементированных малоабразивных песчано-глинистых и песчаных породах целесообразно бурить при близких к максимальным частотам вращения и пониженных величинах осевой нагрузки на долото. В подобных породах увеличение частоты вращения способствует большему увеличению механической скорости проходки, чем повышение величины осевой нагрузки, приводящее, к тому же, к контактированию тела шарошки с поверхностью забоя скважины, а также снижает опасность сальникообразования на долоте.

В карбонатных породах (даже небольшой твердости) целесообразно бурить при повышенных величинах осевой нагрузки на долото и уменьшенных частотах вращения, поскольку в таких породах влияние увеличения осевых нагрузок сказывается в большей степени на повышении скорости проходки, чем увеличение частоты вращения.

В песчаных и других абразивных породах, а также трещиноватых и обломочных породах целесообразно снижать частоту вращения ротора во избежание повышенного износа и разрушения вооружения, герметизирующих элементов опор шарошек, козырьков и спинок лап.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по организации и проведению самостоятельной работы
по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых
скважин» для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовые
техника и технологии,
специализация «Технология бурения нефтяных и газовых
скважин»

Методические рекомендации предназначены для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии, специализация «Технология бурения нефтяных и газовых скважин».

Цель методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин образовательной программы (далее ОП).

2. Создания в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, ее назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО
2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов
3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. Требования к условиям реализации ОП:

- требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки бакалавра, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим ФГОС ВО;

- в программу специалитета входит «Дисциплины (модули)», который включает дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы и дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений. Дисциплины (модули), относящиеся к обязательной части программы специалитета, являются обязательными для освоения обучающимся вне зависимости от направленности (профиля) программы специалитета, которую он осваивает. Набор дисциплин (модулей), относящихся к обязательной части программы специалитета, вуз определяет самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. Дисциплины (модули), относящиеся к части, формируемой участниками образовательных отношений определяют направленность (профиль) программы специалитета. Набор дисциплин (модулей), относящихся к части, формируемой участниками образовательных отношений, определяет вуз самостоятельно в объеме, установленном настоящим ФГОС ВО. После выбора обучающимся направленности (профиля) программы, набор соответствующих дисциплин (модулей) становится обязательным для освоения обучающимся;

- максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Помещения для самостоятельной работы обучающихся должны быть оснащены компьютерной техникой с возможностью подключения к сети «Интернет» и обеспечением доступа в электронную информационно-образовательную среду организации. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем дисциплинам и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля.

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

- в рабочем учебном плане,
- в рабочих программах учебных дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

Внеаудиторная самостоятельная работа – планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

В учебном процессе образовательного учреждения выделяются два вида самостоятельной работы:



3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет-конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- сформированность общеучебных умений;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;

- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям;
2. Подготовка к практическим занятиям;
- 3 Самостоятельное изучение учебной литературы.

Перечень основной литературы:

1. Калинин А.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебник. – М.: изд. центр «ЛитНефтеГаз». – 2008. – 848 с.
2. Балицкий В.П., Храброва О.Ю. Технологические расчеты при бурении глубоких скважин: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, 2008. - 104 с.
3. Овчинников В.П. Технология бурения нефтяных и газовых скважин в 5 т.: Учебник. – Тюмень: ТюмГТУ, 2014. – 2288 с.

Перечень дополнительной литературы:

1. Попов А.Н., Спивак А.И., Акбулатов Т.О. и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2003. - 509 с.
2. Справочник инженера-нефтяника. Том II. Инжиниринг бурения / под ред. Р. Митчелла. – М.; Ижевск, 2014. – 1064 с.
3. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002.
4. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учеб. Для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001 – 679 с.
5. Ганджумян Р.А. Калинин А. Г., Никитин Б. А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин: Справочное пособие /Под ред. А. Г. Калинина. – ОАО «Издательство «Недра»», 2000 – 498 с.

Перечень учебно-методического обеспечения самостоятельной работы обучающихся по дисциплине:

1. электронный курс лекций;
2. учебно-методическое пособие по выполнению практических занятий (электронная версия);
3. учебно-методическое пособие по выполнению курсового проекта (электронная версия).

Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины:

1. <http://eLibrary.ru/> - Научная электронная библиотека
2. wwwURL: <http://www.biblioclub.ru/> - Электронная библиотечная система «Университетская библиотека онлайн»
3. wwwURL: <http://e.lanbook.com/> - Электронно-библиотечная система «Издательство «Лань».