

ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ОПОП ВО
Профессор М.В. Двойников

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ
ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ ПО ДИСЦИПЛИНЕ
ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН**

Уровень высшего образования:	Подготовка кадров высшей квалификации
Направление подготовки:	21.06.01 Геология, разведка и разработка полезных ископаемых
Направленность (профиль):	Технология бурения и освоения скважин
Форма обучения:	очная
Нормативный срок обучения:	4 года
Составитель:	д.т.н., профессор Двойников М.В.

Санкт-Петербург

I. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА БУРЕНИЯ

I.1. Нагружение элементов вооружения для создания разрушающих напряжений в горной породе под породоразрушающими инструментами при бурении создаются осевой нагрузкой G , например, весом бурильного инструмента, к которому присоединен породоразрушающий инструмент. Разрушение горной породы охарактеризуем максимальной глубиной внедрения элемента вооружения в горную породу при единичных воздействиях и величиной углубления скважины за один оборот инструмента (n) при вращательном бурении, которое может называться проходкой за один оборот инструмента или интенсивностью разрушения горной породы породоразрушающим инструментом.

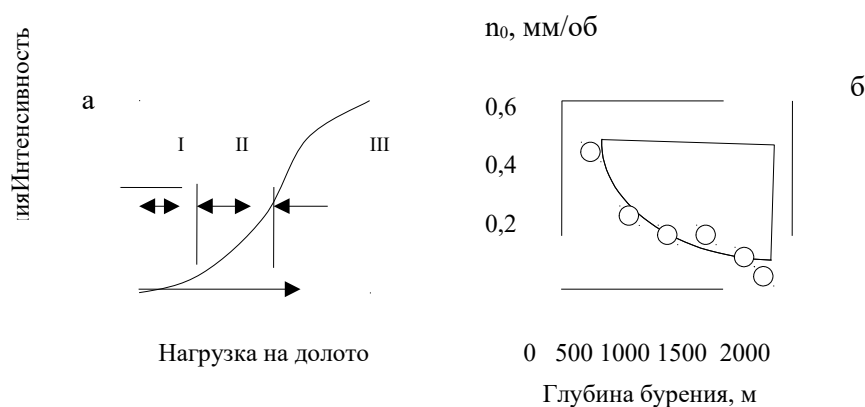


Рис.1. Зависимости интенсивности разрушения горных пород от осевой нагрузки на долото (а) и от глубины бурения (б)

Вид I. Интенсивность разрушения горной породы прямо пропорциональна G и весьма мала. Скважина образуется в следствие истирания породы, а поэтому вид разрушения назван поверхностным истиранием.

Вид II. Прямая пропорциональность между интенсивностью разрушения породы и осевой нагрузкой на долото нарушается. Это связано с развитием усталостных явлений при многократных воздействиях инструмента на горную породу. Такой вид разрушения горной породы назван усталостным.

Вид III. Осевая нагрузка соответствует или превышает необходимую для создания напряжений под вооружением, превышающих сопротивление горной породы разрушению. Интенсивность разрушения горной породы по мере дальнейшего роста G вначале быстро возрастает, а затем темп роста снижается. Такой вид разрушения горной породы назван объемным.

I.2. Для проектирования оптимального процесса бурения необходимо иметь уравнения, которые с достаточной степенью

приближения описывают зависимости показателей работы долота от технологических факторов. Эти зависимости принято называть базовыми, а их совокупность – математической моделью показателей работы долота. Базовые зависимости могут представляться аналитическим, графическим и табличным способами. Математические модели работы долота можно разделить на две большие группы. Модели первой группы называются аналитическими, а второй группы – эмпирическими. Примерами аналитических моделей могут служить модели Ю.Ф. Алексеева и Р.М. Эйгелеса

1.3. Проведение расчета определения осевой нагрузки на долото (G) по Ю.Ф. Алексееву.

$$G = P_{шт} F_k \quad (1.1)$$

где $P_{шт}$ - твердость горной породы при вдавливании штампа в воздушно-сухой среде; F_k - площадь контакта долота с забоем.

Горные породы по характеру зависимости нагрузки на штамп от глубины его внедрения делятся на три класса: хрупкие; пластично-хрупкие; высокопластичные и сильнопористые. По наибольшей нагрузке P_p определяется твердость породы по штампу $P_{шт}$:

$$P_{шт} = P_p / F$$

где F – площадь штампа, $F = 0,785d^2$;

d – диаметр штампа.

Для пластично-хрупких пород помимо твердости определяется предел текучести породы по штампу p_0 :

$$p_0 = P_0 / F$$

Таблица 1.1 - Классификация горных пород по показателям твердости и пределу текучести по штампу

Группа	Категория	$p_{шт}$ МПа (K_T)	p_0 МПа (K_a)
Мягкие	1	<100	<40
	2	100-250	40-110
	3	250-500	110-250
Средней твердости	4	500-1000	250-550
	5	1000-1500	550-850
Твердые	6	1500-2000	850-1200
	7	2000-3000	1200-1900
Крепкие	8	3000-4000	1900-2500
	9	4000-5000	2500-3500

Очень крепкие	10	5000-6000	3500-4200
	11	6000-7000	4200-5100
	12	>7000	>5100

К первой категории относятся хрупкие горные породы, со второй по пятую – пластично-хрупкие, а к шестой-высокопластичные и сильнопористые породы.

F_k - проекция площади контакта нескольких зубцов долота в момент окончания единичного силового взаимодействия с забоем или в момент интенсивного силового контакта (вдавливания) зубцов с породой (для недеформированного забоя при новом фрезерованном вооружении F_k является площадью контакта зубцов в момент силового взаимодействия их с забоем, причем часто F_k называют «площадь контакта зубцов долота с забоем»).

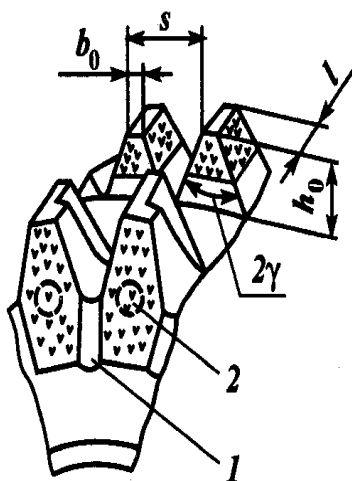
$$F_k = 0,4R\eta_{пвз} = 0,4\sum \ell_i v_3 \quad (2.2)$$

где R – радиус долота, м;

$\eta_{п}$ – коэффициент перекрытия вооружением долота забоя скважины;

v_3 - ширина проекции площадки контакта одного зубца с забоем вдоль образующей шарошки в момент максимального вдавливания зубца в породу забоя или в моментокончания осевого силового взаимодействия зубца с породой (для новыхфрезерованных зубцов при недеформированном забое скважины v_3 – это средняя(по венцам) ширина зубца при его вершине);

$\sum \ell_i$ – средняя сумма длин зубцов долота по образующим от трех(двух, четырех шарошечных) шарошек долота, в предположении, что три шарошки находятся в одновременном силовом контакте с забоем.



Основные параметры вооружения в виде венцов притупленного клина:

- b_0 – начальное притупление
- l - длина зубьев (совпадает с шириной венца)
- h_0 - начальная высота зубьев
- 2γ - угол при вершине клина
- $s(t_z)$ – шаг размещения зубьев в венце

Площадка b_0 l является начальной рабочей поверхностью притупленного клина. Параметры зубьев зависят от размера и типа вооружения.

Для долот диаметром от 93 до 490 мм b_0 изменяется от 1 до 2,8 мм, l - от 5 до 19 мм(на первых венцах первых шарошек l – от 10 до 48 мм), h_0 – от 5 до 25 мм, 2γ - от 36° до 56° и шаг от 10 до 80 мм.^o

Рисунок 2 – Фрезерованное вооружение шарошек и форма зубьев (Г – образные) перефирийных венцов (1 – канавка; 2 – твердосплавная вставка)

Таблица 1.2 - Пределы изменения некоторых параметров трехшарошечных долот диаметром 212,7.....349,2 мм типов М, МС, С, СТ, Т

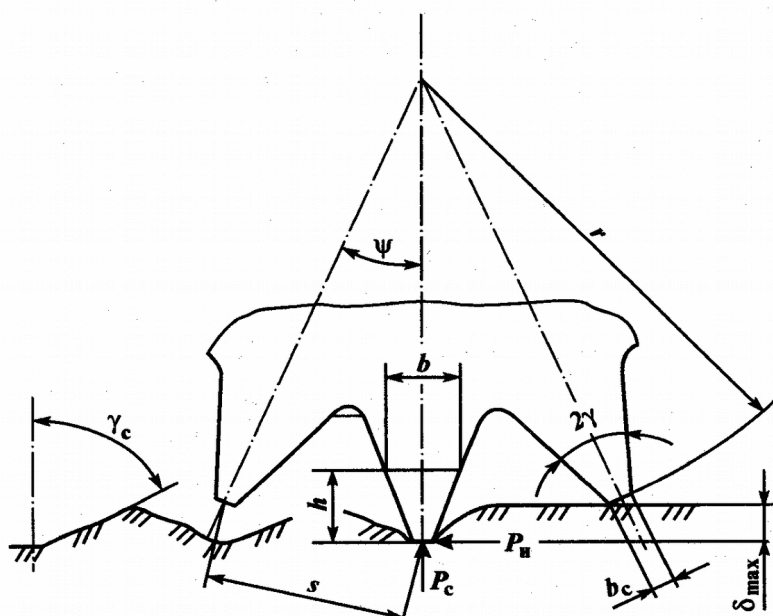
Тип долота	Диаметры долот (мм)	Шаг зубьев по венцам (мм)		длина зуба (ширина венца),мм
		для периферийного	для других венцов	
М	212,7...250,8	40...60	32...45	11...14
	269,9...349,2	55...70	40...50	12...18
МС	212,7...250,8	35...45	28...35	9...12
	269,9...349,2	43...50	34...45	10...13
С	212,7...250,8	20...30	19...25	7...9
	269,9...349,2	25...36	22...30	10...11
СТ	212,7...250,8	20...27	18...28	6...9
	269,9...349,2	23...30	21...28	8...10
Т	212,7...250,8	19...22	15...20	8...9
	269,9...349,2	20...25	18...23	9...11

1.3.1. Полнота разрушения забоя по радиусу скважины характеризуется коэффициентом перекрытия забоя, который вычисляется по формуле:

$$\eta_{\text{п}} = \frac{1}{R_{\text{д}}} \sum_{i=1}^m \ell_i, \quad (2.3.)$$

где $R_{\text{д}}$ - радиус долота; m - число венцов; ℓ_i - ширина i -го венца(определяем по таблице 1.2).

На рисунке 3 представлено обоснование геометрических параметров венца шарошки.



Ширину $b_c(\mathbf{v}_z)$ – определяется на долоте при условии вдавливания зубца в породу на **0,5...2 мм**, причем нижний предел для твердых пород, а верхний- для мягких или сильнопластичных пород /3, таб17, рис.2.4./

δ_{\max} - глубина внедрения зуба; h - расстояние от вершины зуба до его опасного сечения;

s - линейный шаг; γ_c - угол скола; \mathbf{b} – увеличение притупления зуба; ψ - угловой шаг; r - венец наибольшего радиуса; 2γ -угол при вершине зубца(М, МС 36-42⁰; С 42-44⁰; СТ 44-46⁰; Т 48-52⁰); P_c - сжатие при контакте с забоем(зависит от нагрузки на долото); $P_{и}$ - изгиб при контакте с забоем (зависит от скалывающей способности долота и от сопротивления горной породы скалыванию, которое тем больше, чем тверже горная порода.

Трехшарошечные долота имеют коэффициент перекрытия $\eta_{п}$ от 0,7 до 1,3. Если долото выполнить со сплошными зубьями вдоль образующей, то $\eta_{п}$ 3. Выполнение вооружения в виде венцов позволило кратно увеличить давление вооружения на забой при неизменной нагрузке на долото. Параметрами, определяющими тип вооружения долота, является шаг и угол при вершине клина. Выбор этих параметров рассматриваются на схеме 1.2.

Выбор шага обусловлен ожидаемой глубиной разрушения горной породы δ_{\max} рассматриваемым типом долота и необходимостью полного разрушения соответствующей венцу кольцевой зоны забоя. При внедрении находящегося в вертикальном положении зуба до глубины δ_{\max} два соседних по венцу зуба не должны контактировать с горной породой. С увеличением шага ψ уменьшается число поражений зоны забоя, разрушаемой венцом, а также число зубьев в венце. Поэтому шаг должен удовлетворять условию:

$$\psi = \arccos\left[1 - \frac{\delta_{\max}}{r \sin \alpha}\right], \quad (2.4.)$$

Из формулы (2.4) следует, что чем больше δ_{\max} , тем больше должен быть угловой шаг и соответственно линейный шаг \mathbf{s} , который равен:

$$\mathbf{s} = 2r \sin(\psi/2), \quad (2.5.)$$

Из формулы (2.5.) видно, что чем больше радиус шарошек, а следовательно, и долота, тем больше должен быть шаг зубьев в венцах для одного и того же типа вооружения. Угол 2γ при вершине зуба должен быть минимально возможным для того, чтобы по мере износа зуба по высоте прирост площади контакта зуба с породой за счет увеличения притупления \mathbf{b} был бы минимальным(с учетом действующих сил P_c и $P_{и}$).

1.3.2. Величины твердости $P_{ш}$ – для условий бурения скважин в Среднем Приобье и в Шаимском районе буровых работ приведены в / **I, табл.2.2. и 2.3./** или по **табл. 1.3.** Для всех основных пород данные по $P_{ш}$ категориям твердости (K_T) и абразивности (K_a) и некоторым другим параметрам имеются в работе / 4, табл.10.1...10.5; 11.4; 12.1; 12.2; 12.6; 12.7; 13.1/.

1.3.3. Определение осевой нагрузки на долото по твердости горных пород (условия объемного разрушения породы непосредственно с привязкой к определенному месторождению).

1.3.4. Обычно величину G в этом случае определяют как:

$$G = \alpha_1 \cdot p_{ш} \cdot F_{K1} \quad (2.6)$$

где α_1 – коэффициент, который предположительно учитывает забойные условия разрушения пород.

$$\alpha_1 = 0,25 \dots 1,30;$$

$p_{ш}$ - твердость по штампу, МПа;

F_{K1} - площадь контакта вооружения долота с забоем (опорная площадь), m^2 .

При указанных размерностях $p_{ш}$ и F_{K1} осевая нагрузку получим в МН.

Величину коэффициента α_1 определяют путем и в основном ссылки делают на изменения динамичности приложения G в забойных условиях. Но тогда α_1 должен снижаться при увеличении твердости пород.

1.3.5. Противоречие устраняется, если более правильно определяются значения скважины. В этой связи величину G можно считать при $\alpha_1 = 1$ но $F_{K1} = F_K$ определять по формуле.

$$F_K \approx 0.5 \cdot R \cdot \eta_{п} \cdot e_3 \cdot K_{ш}, \quad (2.7)$$

где $R = m$; $\eta_{п}$ – коэффициент перекрытия забоя зубцами долота по радиусу R (предполагается, что все три шарошки контактируют с забоем одновременно); значение $\eta_{п}$ берется из справочника /3/ или непосредственно замеряется на долоте;

e_3 - ширина площадки, по которой зуб долота оказывает давление на породу при его вдавливании на $0,5 \dots 2,0$ мм в породу /4/; для нового долота в качестве e_3 принимают ширину площадки притупления фрезерованного зубца, тем самым занижают F_K , м;

$K_{ш} = \frac{e_w}{3}$; при турбинном бурении одновременный контакт осуществляют не 3, а около 2,2 шарошек, следовательно $K_{ш} = 2,2/3 = 0,73$.

Таблица 1.3 - Твердость горных пород по штампу геологического разреза по Сургутскому району бурения

Свита	Горная порода	Интервал залегания однородных пород, м.	Твердость по штампу (P _ш), МПа	Среднее значение P _ш , МПа
1	2	3	4	5
Люлинворская	Глины диатомов.	435-525	60-240	150
	Глины опоковид.	525-630	250	250
Талицкая	Глины монтмор.	630-720	180	180
Ганькинская	Глины	720-780	600-690	645
Березовская	Глины	780-830	660-740	700
	Песчаник	830-915	770-890	830
Кузнецовская	Глины алеврол.	915-935	400-480	440
Покурская	Песчаник глинист.	935-1190	600-900	750
	Песчаник глинистый	1190-1270	730-850	790
	Алевролит	1270-1380	380-450	415
	Песчаник глинист.	1380-1470	700-800	750
	Алевролит	1470-1670	300-360	330
Чернореченск.	Песчаник	1670-1780	600-750	675
Алымская	Глина алевроит.	1780-1890	121	121
Вартовская	Песчаник нефтенас.	1890-1970	580-740	660
	Песчаник глинистый	1970-2080	600-750	675
	Глина известк.	2080-2110	300-380	34
	Песчаник нефтенас.	2110-2210	600-750	675
	Глина	2210-2280	280-390	335
	Песчаник нефтенас	2280-2320	350-710	530
Мегионская	Глина	2320-2340	420-460	440
	Песчаник нефтенас.	2340-2430	520-670	595

	Глина	2430-2560	580-730	655
	Песчаник нефтенас.	2560-2650	610-730	670
Бахеновская	Аргиллит нефтенас.	2650-2670	460-1200	830
Васюганская	Песчаник	2670-2700	1200-1280	1240
	Глина	2700-2730	970	970
Тюменская	Песчаник	2730-2760	700-900	800
	Глина	2760-2810	750-1150	950
	Песчаник	2810-2835	550-880	715
	Глина	2835-3000	520-59	555

1.3.6. Данные $R_{ш}$ для разрезов, указанные в таблицах районов бурения, и для районов со сходными по свойствам (литологии) горных пород в первом приближении можно найти в табл. 1.4 и 1.5

Таблица 1.4 - Твердость $R_{ш}$ для пород геологического разреза скважин Шаимского района бурения

Свита	Интервал бурения, м	Горные породы	$R_{ш}$, МПа
1	2	3	4
Чеганская	132-250	Глины серые	180
Люлинворская	250-300	Глины диатомовые	60-240
Люлинворская	300-370	Диатомин светло-серые	80-250
Люлинворская	370-435	Глины диатомовые	60-250
Талицкая	435-490	Глины	180
Талицкая	490-560	Глины алевритистые	40-200
Ганькинская	560-595	Мергель	400-600
Березовская	595-760	Глины, глины опоков.	600-740
Кузнецовская	760-790	Глины серые, Темно-серые	400-480
Уватская	790-980	Алевролиты серые и светло-серые	380-450
Ханты-Мансийская	980-1070	Глины с прослоями песка	600-800
	1070-1165	Глины темно-серые	380-450
Викуловская	1165-1320	Песчаник	600-750
Кошайская	1320-1335	Аргиллиты темно-серые	270-770
Леушинская	1335-1470	песчаник	580-740
Алясовская	1470-1700	Аргиллиты серые, зеленовато-серые	800-900
Тутлеймская	1700-1720	Аргиллиты коричневатого	460-1200

		четные, битумные	
Абалакская	1720-1750	Песчаник	180-640
Тюменская	1750-1770	Алевролит	900-1000
Кора выветривания, фундамент	1770-1810	Выветрелые породы, глинистые сланцы	1500-1600

При определении $R_{ш}$ по данным таблицы 2.2 и 2.3 должна использоваться геолога – геофизическая информация о свойствах пород, полученные по конкретному месторождению (эту информацию студент обязан собрать во время прохождения практики). Уточнить величины $R_{ш}$ можно по данным работы /5, табл .10.1, 10.2 , 12.6, 12.7/ , а также по другим таблицам этой работы, в которых приведены данные с $R_{ш}$ для пород аналогичных для района, где проектируется бурить скважины.

1.3.6. При определении осевой нагрузки на долото с привлечением твердости горных пород по штампу следует учитывать, что для пород в Среднем Преобье в интервале 400...2300 м величина $R_{ш}$ в основном не превышает 800 МПа а в среднем изменяется в пределах 400...800 МПа (около 15% $R_{ш} < 300$ МПа; 36% $R_{ш} = 300...550$ МПа и около 40% $R_{ш} = 550...800$ МПа)

Таблица 1.5. - Величины параметров по вариантам

Вариант	Диаметр долота	Название породы	$R_{ш}$ МПа	K_t	K_a
1	215.9	Глинистый сланец	550	4	4
2	190.5	Аргилит	500	4	5
3	244.5	Песчаник	700	5	8
4	215.9	Алевролит	600	4	7
5	215.9	Известняк	500	4	2
6	190.5	Глинистый сланец	1000	6	4
7	269.9	Доломит	500	4	2
8	295.3	Ангидрит	1100	5	5
9	190.5	Алевролит	1000	5	8
10	215.9	Аргилит	350	3	3
11	244.5	Песчаник	600	5	8
12	295.3	Известняк	300	3	2
13	215.9	Глина плотная	560	4	5
14	190.5	Мергель глинистый	750	4	2

15	244.5	Песчаник	1000	5	8
16	295.3	Аргилит	560	4	3
17	269.9	Ангидрит	1000	5	2
18	295.3	Алевролит	1500	6	7
19	244.5	Известняк	1000	5	2
20	215.9	Доломит	900	6	2
21	190.5	Глинистый сланец	570	4	2
22	215.9	Аргилит	1250	5	6
23	295.3	Песчаник	1500	6	8
24	269.9	Алевролит	380	3	8

1.3.7. Примерный порядок выполнения первого задания. По методике ВНИИБТ с привлечением K_r , K_a /1/ выбирают тип долота. Затем по таблице 1.3. данных указаний находят необходимые параметры для расчетов G . Причем $P_{ш}$, K_r , K_a можно находить и из работы /4/ по заданию преподавателя (или по желанию студента), а $\sum_{i=1}^m \ell_i$, R , v_3 – определять непосредственно для долота, которое имеется в лаборатории и подходит по конструкции к выбранному вначале выполнения задания.

1.3.8. Примечание. Величина G по существу нагрузка на породу, поэтому для ее реализации в конкретных условиях бурения скважины далее необходимо запроектировать осевую нагрузку, которую необходимо поддерживать по прибору (например ГИВ-6) на устье скважины с учетом сил трения колонны о стенки скважины, а затем решить задачу: за счет каких элементов бурильного инструмента будет обеспечена нагрузка на долото.

2. Проектирование частоты вращения долота (n) для реализации объемного разрушения пород на забое скважины

2.1. Изучает физико-механические свойства горных пород геологического разреза скважины (по промысловый, геофизическим, и др. данным или по литературным данным и технической документации для района, где впервые намечено бурить скважину). Предварительно (если нет еще обоснованных рекомендаций) выбирает тип и размер долота. Если намечено применять шарошечные долота, то определяет необходимое время контакте (τ_k) вооружения долота с забоем и рассчитывает частоту (n_r) вращения долота для обеспечения τ_k по формула

$$\eta\tau = (4,8 \dots 7,2) \cdot 10^3 \frac{t_i}{R \cdot \tau_k} \quad (2.8)$$

При расчетах $n_{\tau 1}$ величины R и t_z , а τ_k -ориентируясь на табл.(2.2) и (2.3) /5, табл.2.4; 4, стр.174/.

$$t_i = t_z + v_3, \quad (2.9)$$

где

коэффициент 7,2- для мягких пород;

t_z - средняя величине шаге зубцов долота по венцам и периферийному (П) венцу шарошки, см;

v_3 - текущая средняя ширина площадки притупления для зубцов шарошки, см (для твердосплавных зубцов $v_3 = const$, причем, в этом случае величину v_3 можно определять, при вдавливании , зубца в породу на 0,5...2,0 мм в зависимости от твердости пород и формы зубца);

R - радиус долота, см (желательно определять от центра долота до середины зубца на венце П и усреднять по количеству шарошек долота); E -модуля упругости(= $2.1 \cdot 10^{11}$ Па для стали); $\tau_k = 2 \dots 8$ мс (нижний предел для мягких пород, верхний для твердых ; для крепких -15 мс. Ориентируясь на величину $\eta\tau$ (табл. 2.1), предварительно выбирают способ бурения или тип привода долота.

Таблица 2.1

Частота, об/мин	40...120	100...350	350...500
Способ бурения (тип привода долота)	Роторный ВЗД	ВЗД (тип"Д"). низкооборотный или редукторный турбобур, редукторный электробур	Турбобуры Электробуры

2.2.2 Частота вращения долота (вала забойного двигателя) в первую очередь должна определяться при выполнении условия, при котором обеспечивается необходимое время контакта вооружения долота с забоем для достижения объемного разрушения пород на забое скважины , т.е. как $\eta = \eta\tau$. Ориентировочное значение $\eta\tau$ определяется по формуле (2.1) при

выборе способа бурения (или типа при воде долота, в частности, типа забойного двигателя).

2.2.3. Уточнение величины η_τ (обозначает их как $\eta_{\tau 1}$) в интервалах условно одинаковой буримости пород следует рассчитать при определившихся параметрах турбобуров (ГЗД) и принятой нагрузки G_d с учетом $\tau = \tau_{вд} + \tau_v$ и $K=1$, так как определяется должно средние значение η_τ :

$$\tau = \tau_{вд} + \tau_v \frac{121 \cdot G_d \cdot C}{\eta^2 \cdot R_d \cdot E \cdot F \cdot \sin \beta} \quad (3.1)$$

Таким образом из (2.11) находим.

$$\eta_{\tau 1} = 11 \cdot \sqrt{\frac{G_d \cdot C}{E \cdot F \cdot R_d \tau_k \cdot \sin \beta}} \quad (3.2)$$

2.2.4. Необходимо отметить, что турбобуры типа ЗТСШ1, А7ПЗ способны работать при соотношении $G_d/G_c > 0,25$, тогда как редукторные турбобуры в современном исполнении в специфичности работы редукторного устройства, а также двигателя ВЗД (в связи с особым способом образования вращательного момента при наличии “закрытых” камер в отдельные моменты времени T_d для одного витка и постоянно по всей длине рабочей части двигателя) работают в основном при G_c и малых G_d , т. е. при $G_d/G_c > 0,25$. Так по данным работы /6.7/ при турбинном бурении $G_d = (0,15 \dots 0,30) \cdot G_c$, а при редукторном $G_d < 0,15 G_c$ (или $G = G_c + G_d = (0,15 \dots 0,3) G_c$).

По этому при разбуривании пород, при которых нет объемного разрушения породы в виде крупных частиц шлама, можно принять рекомендации /4/ по реализации $\tau_{кр} = 15 \dots 40$ мкс и определять $\eta = \eta_{\tau 2}$ по формуле

$$\eta_{\tau 2} \approx 9,6 \cdot 10^3 \frac{t_i}{R_d \cdot \tau_{кр}} \quad (3.3)$$

Примет. Найти $\eta_{\tau 1}$, если дано: $G_d = 36$ КН; $R_d = 0,1$ м; $C = 5100$ м/с; $r = 0,068$ м;

$E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа; $F = 4 \cdot 10^{-3}$; $\sin \beta = 0,8$; $\tau_{кр} = 4$ мкс. По формуле (3.2) находим

$\eta_{\tau 1} = 290$ об/мин. Для мягких пород $\tau_{кр} = 2$ мкс, при тех же параметров и

$G_d = 40$ КН получаем $\eta_{\tau 1} = 430$ об/мин

Приведенный пример еще раз позволяет убедиться, насколько тесно взаимосвязаны параметры режима бурения и другие параметры при турбинном бурении. Затем, используя рекомендации, уточняя способ бурения или тип привода долота.

При выполнении этого задания величину G_d можно найти /I/ по ранее найденной нагрузке G , а R и τ_k – из предыдущих заданий для своего

варианта. Площадь F обычно изменяется от 38 до 65 см² (для забойных двигателей). Определять этот параметр следует используя паспортные данные двигателя, потому что в справочной литературе данные о конструкции валов забойных двигателей приведены только в работе /6/. Величину F для выполнения этого задания можно принять по согласованию с преподавателем.

2.2.4.(2) Расчет G и n с учетом получения максимальной проходки на долото (т.е. G_R и n_R).

2.2.4.(3) Такой подход в большей степени эффективен при разбурировании твердых и крепких пород, когда заранее предусмотрено применение двигателей типа «Д», ТРМ, ТН, позволяющих углублять скважину с низкой частотой вращения долота, особенно когда имеются данные о коэффициенте «У» влияния свойств горных пород.

2.2.4.(4) Расчет G_R производится по формуле

$$G_R = \frac{t_D - b_n \cdot n}{2K_G}, \quad (3.4)$$

где t_D – потенциальный ресурс долота по времени работы, (ч) (предел 89 в формуле (3.5) для долот типа «Б», а верхний – для типа «Н»);

$$t_D = (89 \dots 130)D_D; \quad (3.5)$$

D_D – диаметр долота, (м);

b_n – коэффициент, учитывающий снижение долговечности опоры долота ($T_{оп}$) за счет повышения n на I оборот.

$$b_n = 0,02 \text{ ч} \cdot \text{мин} / \text{об}$$

K_G – коэффициент, который учитывает уменьшение ($T_{оп}$) при увеличении нагрузки на долото на I кН,

$$K_G = 0,045 \text{ ч} / \text{кН}.$$

2.2.4.(5) Проектирование частоты вращения долота (n_D) для обеспечения максимальной проходки (h_D) на долото (при заданной величине G) осуществляют согласно формуле

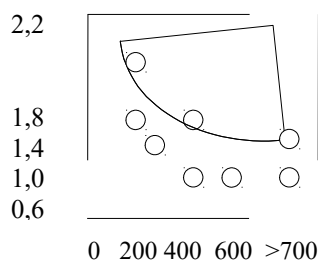
$$n_D = \frac{y(t_n - K_G \cdot G)}{b_n(y+1)}, \quad (3.6)$$

где y – учитывает влияние свойств горных пород, числа поражений забоя вооружением и τ_k на величину h_D (через механическую скорость проходки – V_M).

Величина y : при низкооборотном бурении для твердых пород $y = 0,5$; для мягких - $y = 0,5$; при высокооборотном бурении для твердых пород $y = 0,36$; а для мягких - $y = 0,7$.

Рис. 1.3

эм структуры г.п.



Частота вращения, об/мин

С увеличением частоты вращения долота обратно пропорционально уменьшается время контакта элементов вооружения с горной породой, прямо пропорционально увеличивается скорость деформирования области предельного состояния под зубом долота и, соответственно, увеличивается проявление вязкости, которое приводит как к увеличению сопротивления разрушению, так и к уменьшению его глубины. На Рис.1.3. показаны результаты экспериментальной проверки влияния частоты вращения долота на интенсивность разрушения(относительную проходку за один оборот долота) и на начальную механическую скорость бурения.

2.2.5. Предпочтителен роторный способ бурения: при бурение скважин на большой глубине для обеспечения долбления с целью сокращения времени спускоподъемных операций, особенно при использовании долот малого диаметра и при высокой забойной температуре (свыше 140°), при разбурировании мягких пород, когда желательно применение полосных долот и шарошечных типа "И" при дополнительной разрушении пород струей промывочной жидкости, движущейся со скоростью более 100 м/с; когда ожидается равбурирование высокоабразивных пород; если запроектировано или осуществляется бурение с промывочной жидкостью с плотностью (ρ) более $1,8 \text{ г/см}^3$, при бурении с отбором керна снарядами типа "Недра"; когда забой и скважину продувает газом или воздухом; в случае сильных осложнений в скважине (при сужениях отвода скважины, при обвалах, поглощениях промывочной жидкости, при применении промывочной жидкости с наполнителями, на нефтяной основе и др.).

2.2.6. Факторы, способствующие эффективности турбинного бурения; когда плотность промывочной жидкости менее $1,7 \text{ г/см}^3$, а температура на забое (t_z) ниже 140°C ; если намечено применение алмазных долот и типа ИСМ, а также легкосплавных труб; при проводке направленно-искривлённых скважин со значительными смещениями забоя от вертикали; в случае бурения вертикальных скважин – шахт применением

РТБ; при бурении с незначительной аэрацией промывочной жидкости.

2.2.7. Предпочтительно электробурение: когда промывочную жидкость утяжеляют до $\rho \leq 2,3 \text{ г/см}^3$ и применяют долота более 190 мм; при проводке направленно-искривленных, особенно горизонтальных, скважин с телеметрическими системами замера зенитного и азимутального углов оси скважины и о системах ориентации отклонителя; когда намечено применение алмазные долота и ИСЦ, но о утяжеленными промывочными жидкостями; если скважину углубляют о ее продувкой или о промывкой сильно аэрированной жидкостью.

2.2.8. О возможностях применения объемных {винтовых} забойных двигателях (ВЗД).

В настоящее время рекомендации по применению ВЗД еще не выработаны окончательно, что обусловлено несколькими причинами; в применении ВЗД (в частности типа Д-172 и Д-195) можно бурить скважины о довольно широким диапазоном свойств горных пород по твердости (типа С, Т, К) при повышении проходки на долото и снижении (или при сохранение) механической скорости проходки по сравнению с h_d и V_M и при турбинном бурении. При этом возможно применение промывочных жидкостей с различной плотностью при расходе жидкости от 24 до 40 л/с.

Имеется мала сведений о том, насколько полезно реализуются возможности ВЗД по вращающим моментам, которые иногда кратно выше, чем у турбобуров такого же как у ВЗД диаметров.

Наработка по времени на отказ ($T_{от}$) у ВЗД почти при всех условиях бурения но превышает 60ч в среднем, хотя показана возможность достижения $T_{от} > 200$.

Наиболее отработанной и доказанной считается рекомендация по эффективному применению ВЗД в сочетании с шарошечными долотами с маслonaполненной опорой. Причем до но которой степени упрощается процесс управления работой бурильного инструмента в сравнении о турбинным способом я связи со специфичной взаимосвязью между режимными параметрами, а также между последними и перепадом давления в ВЗД.

Необходимо отметить, что механизм взаимодействия вооружения долота с породой при ВЗД отличается от такового при турбинном бурении.

3.1 Расчеты частоты продольных зубцовых вибраций долота и количества поражений забоя его вооруженной

3.2 В начальный период применения шарошечных долот частоту (f) их зубцовах осевых вибраций предложено было определять по формуле

$$f = \eta \cdot R/l \cdot z \quad (2.2)$$

где η - частота вращения долота, 1/с;

R, r - соответствующий радиус долота и шарошки по периферийному (П) венцу

z - число зубцов на венце П.

Формула (2.2) применила (с определенной погрешностью) "когда забой скважины недеформируемый и нет поперечных вибраций долота или когда осевая нагрузка на долото (без разделения ее на статическую динамическую составляющие) поочередно переходит с одной шарошки на другую. Первый случай нереален в скважине, а второй - приближенно соответствует роторному способу бурения. При расчете для турбинного бурения согласно формуле {2.2 } возможны ошибки до 100% и более.

3.3. В процессе взаимодействия зубца долоте с забоем отражается работа всего бурильного инструмента и бурового насоса по разрушению деформируемых пород, поэтому фактическую f (f_d) непосредственно определить практически не возможно. В работе /2/ предложено определять период таких вибраций (T_d), а затем $f=1/T_d$.

Для случая, когда полного приотрыва долота от забоя нет, с учетом затрат времени на разрушение центральной части забоя, период T_d определяется как:

$$T_d \approx \frac{4,8 \cdot r}{n \cdot R_m} \left[\frac{9,6 \cdot G_d \cdot C}{E \cdot F \cdot n \cdot R_m \cdot \sin \beta} \left(K + \frac{K^2 \cdot R_m}{R_i} \right) + i \right] \quad (2.3)$$

где

G_d – динамическая нагрузка на долото, Н; C - скорость звука в динамически активном участке (обычно в валу двигателя) низа бурильного инструмента, м/с;

E, F – модуль упругости и площадь поперечного сечения вала ГЗД, соответственно, МПа и m^2 ; β – угол наклона к оси долота;

$$K = \frac{K_1^2 + K_2^2 \cdot \eta}{K_1^2 \cdot K_2^2 \cdot \eta}; \quad (2.4.)$$

K_1, K_2, K_3, K_4 – коэффициенты, учитывающие изменение частоты вращения вала ГЗД в течение части периода T_d соответственно во время: вдавливания зубца в породу ($\tau_{вд}$), перехода статической нагрузки (G_c) на долота центра венца П на величину шага зубцов этого же венца и выхода из лунки вдавливания ($\tau_{в}$) зубца на венце П; $K_1^* \dots K_4^*$ – то же, что $K_1 \dots K_4$, но при взаимодействии шарошек с центральной частью забоя в течение остальной части T_d причем $K_1^* = K_1 = 0,5 \dots 1,0$;

$K_2^* = K_2, K_3^* = K_3$ при изменении K_2 и K_3 от 1,0 до 1,5; $K_4^* = K_4 = 1,0 \dots 0,5$; ; $K^* = K$; R_m, R_l – мгновенный радиус долота для венцов П и средний для

венцов Б, В соответственно; $t_{п}$, $t_{ц}$ – соответственно шаг зубцов по венцу П и средний для венцов Б, В; r_i – средний радиус шарошек по венцам Б, В; $G_{вН}$; $K_{п}$, $K_{ц}$ – жесткости пары зубцов – породы для венцов П и Б, В соответственно, Н/см.

2.3.4. Для инженерных расчетов, связанных с $T_{д}$, при бурении с турбобуроми можно принимать: $K_2=K_2^*=K_B=K_B^*=1,25$; $K_1=0,8..0,5$; $K_4=0,8..0,5$, а для долот диаметров 190..269 мм типов М...СТ: $r_1/r = 0.5...0.7$; $R_j/R = 0.4...0.5$ и $t_{ц} = (1.1...1.2)t_{п}$. Тогда приняв $K_{п} = K_{ц}$, упростим выражение для расчета $T_{д}$ для выше указанного условия (с точностью до 10%).

$$T_{д} \approx \frac{6,3}{n} \left(\frac{19,2 \cdot K \cdot G_{д} \cdot C}{E \cdot F \cdot n \cdot R_{м} \cdot \sin \beta} + \frac{1,3 t_{п}}{r} + \frac{G_{с}}{t_{п} \cdot K_{п}} \right). \quad (2.5)$$

2.3.5. Пример. Дано: $\eta = 400$ об/мин; $K=4$; $G_{д} = 3,6$ кН; $C = 5100$ м/с; $t_{п} = 2,5$ см; $R_{м} = 10$ см; $E = 2 \cdot 10^5$ МПа; $F = 40$ см²; $\sin \beta = 0,8$; $r = 6,8$ см; $G_{с} = 120$ кН; $K_{п} = 5 \cdot 10^5$ Н/см. Ответ: $T_{д} = 0,0147$ с; $f_{д} = 68$ гц.

2.3.6. Врожения (2.4) и (2.5) позволяют на новом уровне анализировать процесс бурения с ГЗД и работу бурильного инструмента по разрушению забоя, например, рассчитать число поражения забоя вооружением долот.

2.3.7. Определение количества поражений забоя скважины вооружением шарошечного долота при применении ГЗД.

Количество поражения забоя можно рассчитать по формуле.

$$K_{пор} = f_{дс} \cdot e_{ш} \cdot K_0 \quad (2.6)$$

где $f_{дс}$ – среднее значение $f_{д}$, гц;

$e_{ш}$ – число шарошек долота, одновременно контактирующих с забоем скважины;

K_0 – количество зубцов (по образующей шарошки), однако временно оказывающих интенсивное силовое воздействие на породы забоя.

Наиболее устойчивое долото работает при опоре на две шарошки и как средневзвешенное $e_{ш} = 2,2$ (при роторном бурении $e_{ш} = 1$), что подтверждено промышленными исследованиями Бойко В.Г. и Копыловым В.Е. в конце 60 гг. (ТюмИИ, кафедра бурения). При $e_{ш} = 3$ или при резкой смене режима взаимодействия долота с забоем интенсивный силовой контакт долота с забоем может нарушаться. Так как периферийная и центральная части забоя разрушения в основном в разные промежутки времени, то в интенсивном силовом контакте с забоем скважины одновременно могут находиться зубцы периферийных (П) венцов (или близких к венцу П) или зубцы венцов А, Б, В. Таким образом в среднем $K_0 = 1,5...2,0$ в зависимости от количества венцов на шарошках.

2.3.8. Пример. По формуле (2.5) находим $f_{д} = 70$ гц тогда $K_{пор} = 70 \cdot 2,2 \cdot 2 = 308$ поражения в секунду. Это значит, что за 1с на каждую

площадку на забое в $0,5 \text{ см}^2$ будет оказано осевое силовое воздействие более 4 раз (4,0...6,0 раз).

2.3.9. Применяя выражения (2.5), (2.6) и отношения $e_{ш}$, можно, например, оценить, соотношение V_M и h_d при роторном и турбинном способах в идентичных условиях бурения скважины.

$$\text{Так } \frac{V_{MT}}{V_{MP}} \approx \frac{K_{ПОР.Т}}{K_{ПОР.Р}}, \quad \frac{h_{Д.Р}}{h_{ДТ}} \approx \frac{V_{MT}}{V_{М.Р}};$$

(здесь: индексы “Т” и “Р” соответственно относятся к турбинному и роторному способам).

Например, при $\eta=110$ об/мин, $f_{др}=50$ гц, $f_{дт}=70$ гц, $e_{шт}=2,2$, $e_{шр}=1$ и $K_{ОР}=K_{ОТ}=2$, находим $\frac{V_{MT}}{V_{MP}} \approx \frac{70 \cdot 2,2 \cdot 2}{50 \cdot 1 \cdot 2} = 3,1$, а $\frac{h_{Д.Р}}{h_{ДТ}} \approx 3,1$

Следовательно при данных условиях при Турбинном бурении V_M в 3 раза выше, чем при роторном, а проходка наоборот в два с лишним раза выше при роторном способе. Конечно. G_d при роторном способе больше, чем при турбинном способе, а условия работы долота при интенсивном силовом контакте на 1 шарошку в случае роторного способа несколько хуже, чем при контакте на 2 шарошки, по этому величины отношений $\frac{V_{MT}}{V_{MP}}$ и $\frac{h_{Д.Р}}{h_{ДТ}}$ будут несколько иными в конкретных условиях бурения, но все – таки в среднем будут равны 3 и 2,0..2,5 при бурении пород типа МС...СТ, по этому соотношение $\frac{V_{MT}}{V_{MP}}$ при бурении более крепких пород будет снижаться быстрее, что $\frac{h_{Д.Р}}{h_{ДТ}}$.

2.6. Проектирование расхода промывочной жидкости

2.6.1. При проектирование рационального режима бурения после расчета min необходимого расхода (Q_{min}), достаточно для хорошей очистки забоя и скважины от выбуренной породы, необходимо определить технологически необходимый (рациональный) расход промывочной жидкости (Q_T). Вывод формул для расчета Q_T осуществляется при выполнении условия, при котором к турбобуру и забоя скважины подводится максимальна возможная гидравлическая мощность.

2.6.2. Обычно при возрастание осевой нагрузки на долото от нуля до G_B частота вращения вала турбобура уменьшается вначале до $\eta_{оп} = \frac{\eta_x}{2}$, затем возможно и до $\eta_{min} = (0,40..0,45)\eta_x$. При превышение нагрузки G выше определенного предела вал турбобура резко останавливается. Энергетически наиболее выгоден режим работы турбобура, когда $\eta = \eta_{оп} = \frac{\eta_x}{2}$, хотя при определенных условиях при этом режимы могут наблюдаться интенсивные

осевые вибрации статора турбобура вместе со сжатой частью бурильной колонны. Действие этого отрицательного фактора снижается если : внутри бурильной колонны (и в турбобуре) поддерживается /8.9/ гидроимпульсное давление (P_R); выполняется условие /12/

$$G_B = G \pm (10 \dots 15) \text{ кН} \quad (2.15)$$

Или между корпусом и валом турбобура в осевом направлении встраивается амортизирующее звено.

2.6.3. Расшифруем принятые в п. 2.6.2. обозначения : η_{\min} , $\eta_{\text{оп}}$, η_x – минимальная, оптимальная частота η и частота холостого хода турбобура.

$$G_B = G_G + G_{\text{вр}} \quad (2.14)$$

G_G – гидравлическая нагрузка на валу турбобур;

$G_{\text{вр}}$ – вес вращающихся деталей турбобура.

2.6.4.1. В результате анализа промысловых данных при турбинном бурении скважины на Самотлорском месторождении информации станции ГТХ и с записью расхода промывочной жидкости установлено:

2.6.4.1. В настоящее время при турбинном бурении в основном поддерживается (и видимо всегда поддерживалось) соотношение

$$\eta_{\text{оп}} = \frac{\eta_x}{2} = \eta_{\text{гр}} \quad (2.16)$$

где $\eta_{\text{гр}}$ – так называемая разгрузочная величина η при осевой нагрузке на пята турбобура равной нулю $G_{\text{п}} = 0$.

2.6.4.2. Баланс гидравлической мощности, затрачиваемая буровыми насосами, следует представлять в виде.

$$N_G = P_{\text{max}} \cdot Q_{\text{ср}} = N_T + N_{\text{ГД}} + N_{\text{Оч}} + N_{\text{ГС}} + N_R \quad (2.17)$$

где P_{max} , $Q_{\text{ср}}$ – максимальное давление и фактическая величина Q на выкиде бурового насоса.

$N_G, N_T, N_{\text{ГД}}, N_{\text{Оч}}, N_{\text{ГС}}, N_R$ - соответственно мощности, расходуемые в турбобуре, в промывочных узлах долота, на очистку забоя от шлама и выноса его из скважины, на гидросопротивления в бурильной колонне, за колонной и устьевой обвязки скважины, а на поддержание гидроимпульсного давления (P_R).

2.6.4.3. Разрушение горных пород струей жидкости частично возможно за счет $N_{\text{ГД}}$, если при расчете d_n предусмотрен режим максимальной кинетической энергии струи жидкости в насадках долота (d_n – диаметр насадок долота)

2.6.5. Из (2.17) следует: максимальная величина N_T , равна

$$N_T = N_G - (N_{\text{ГД}} + N_{\text{Оч}} + N_{\text{ГС}} + N_R) \quad (2.18)$$

в соответственно этим мощностям и перепадам давления в турбобуре:

$$P_T = P_{\text{max}} - (P_{\text{ГД}} + P_{\text{ГС}} + P_{\text{Оч}} + P_D) \quad (2.19)$$

откуда видно, что только при возможно равенство

$$N_{ГД} + N_{Оч} + N_R = 0$$

$$N_T = N_{Г} - N_{ГС} \quad (2.20)$$

2.6.6. Следовательно формула Булаха Г.И. для определения оптимальной величины расхода промывочной жидкости (Q_0), получены путем дифференцирования по Q преобразованного в воровения (2.20)

$$Q \cdot P_T = P_{\max} \cdot Q - (a_i + v \cdot L) \cdot \rho \cdot Q^2 \cdot Q \quad (2.21)$$

$$Q_0 = \sqrt{\frac{P_{\max}}{3 \cdot \rho (a_i + v \cdot L)}} \quad (2.24)$$

являются случаем более общего воровения для расчета технологически необходимой величины Q (Q_T). В коэффициент a_i в формуле (2.22) входит и коэффициент сопротивления в долоте (который может получиться при известных параметрах долота и Q).

2.6.7. Так как без очистки забоя и скважины от выбуренной породы, т.е. при $N_{Оч} = 0$, бурение не возможно, а в общем случае $N_R \neq 0$, то рассчитывать Q_0 по формуле (2.22) можно только при особых условиях бурения. Кроме того, как видно из формулы (2.20), неправомерно утверждать, что турбинное бурение должно осуществляться при $R_{П} = 2/3 P_{\max}$ или даже $R_{ПТ} + R_{ГД} = 2/3 P_{\max}$.

2.6.8. При условии (2.18) и балансе давления (2.19) формула для расчета Q_T /9/ примет вид

$$Q_0 = \sqrt{\frac{P_{\max} - P_{П}}{3 \cdot (\rho_1 \cdot (a_i + \sum v_i \cdot l_i) + \rho_2 \cdot \sum v_i \cdot l_i)}} \quad (2.23)$$

где

$$P_{П} = P_{ТД} + P_{Оч} + P_R \quad (2.24)$$

P - в МПа

ρ_1, ρ_2 – плотность промывочной жидкости внутри бурильного инструмента и в заколотом пространстве кг/м^3 $\rho = (\rho_1 + \rho_2) / 2$

a_i – коэффициент гидросопротивлений, не зависящий от глубины (L) скважины (от длин секций бурильной колонны), м^{-4} ;

v_i, v_j – коэффициент гидросопротивлений, зависящих от L , м^{-5} ; в формуле

$$v = (v_i + v_j) / 2;$$

l_i, l_j – длина секции бурильной колонны с разными диаметрами и толщенной стенок труб, м; коэффициенты a_i, v_i, v_j – можно рассчитывать самим по формулам (2.27)...(2.32) согласно методики работы /10/ или брать из приложения 1,2,3 данного пособия после обоснования и выбора компоновки бурильного инструмента и расчета Q_{\min} /11, стр. 47-55/.

2.6.9. Из выражения (2.27) и (2.23) следует: рекомендации П.П. Шумилова о том, что должно быть $P_{\max} = 2/3 P_t$, необходимо изменить так как наиболее эффективно мощность N_{Γ} расходуется при условии.

$$\frac{2}{3} P_{\max} < (P_{\text{тп}} + P_{\text{гд}} + P_{\text{оч}} + P_R) \quad (2.25)$$

2.6.10. Таким образом основой для проектирования расхода промывочной жидкости является выражение (2.23), а остальные методы и формулы для расчета величин Q – проверочные; например, проверяются: удовлетворительность очистки забоя и скважины (Q_{\min}), условия предотвращения сальникообразования, вторичного переламывания шлама на забое и др. /11, 12/.

Так, по формуле

$$Q_{\text{тв}} = \sqrt{\frac{M_y \cdot G + M_0}{\rho_1 \cdot C_{M1}}} \quad (2.26)$$

где M_y – удельный момент на долоте, Н*м/Кн; G – Кн;
 M_0 – момент на трение долота о стенки скважины, Н*м
 ρ_1 – кг/м³; C_{M1} – постоянная величина для конкретного турбобура по моменту (в данном случае по оптимальному моменту), по существу проверяется соответствие выбранного турбобура условиям бурения.

Формула (2.26) может считаться проектной в том случае. Когда модель турбобура выбрана, например, с применением статического метода проектирования, или заказчик ограничен в выборе турбобура по каким – либо причинам.

2.6.11. Следует отметить, что проверочная формула для расчета Q может стать основной при специальных режимах бурения (в отличие от случая рационального режима бурения).

2.6.12. При расчете Q_t по формуле (2.23) коэффициент a_i включает несколько составляющих.

$$a_i = a_{\text{мс}} + a_{\text{ш}} + a_{\text{в}} + a_{\text{тв}} + a_{\text{д}} \quad (2.27)$$

где $a_{\text{мс}}$, $a_{\text{ш}}$, $a_{\text{в}}$, $a_{\text{тв}}$, $a_{\text{д}}$ – соответственно учитывают сопротивление в манифольде и стояке, вертлюге, ведущей трубе и долоте (см приложение 1). Если перепад $P_{\text{гд}}$ введен в числитель формулы (2.23) для расчетов Q_t , то в (2.27) $a_{\text{д}} = 0$.

2.6.13. Коэффициенты ϵ_i и ϵ_j можно брать из приложения 2,3 или рассчитывать по формулам: для труб типа П, ПК, (ТБПВ) и Н, НК (ТБНК):

$$\epsilon_1 = \frac{1,7 \cdot 10^{-8}}{\alpha_B^5} \quad (2.28)$$

для труб с высаженными внутрь концами (и для ТБВК)

$$\epsilon_2 = \frac{2,6 \cdot 10^{-8}}{\alpha_B^5} \quad (2.29)$$

$$\beta_3 = \frac{2,6 \cdot 10^{-8}}{(D_C - d_{\text{нт}})^3 \cdot (D_C + d_{\text{нт}})^2} \quad (2.30)$$

где $d_{в}$, $d_{нт}$ - соответственно внутренний и наружный диаметр бурильных труб, м;

D_c – диаметр скважины, м

v_3, v_4 – коэффициенты v_i для $D_c \geq 0,19$ и $D_c < 0,19$ м соответственно

Коэффициент a_d определяется как

$$a_2 = \frac{5 \cdot 10^{-1}}{f_n^2 \cdot \mu_d^2} \quad (2.32)$$

где f_n – суммарная площадь сечения струи, выходящая из насадки долота (или так называемая площадь сечения насадок долота), m^2 ;

μ_d – коэффициент учитывающий потери давления в долоте при течение промывочной жидкости в долоте и на выходе струи из насадок; в отличие от коэффициента расхода для насадок ($\mu_n = 0,95 \dots 1,0$), μ_d составляет $0,69 \dots 0,94$.

Величина v_i и v_j для УБТ определяется по формулам (2.30) и (2.28) с соответствующей подстановкой в них внутреннего и наружного диаметра УБТ вместо $d_{в}$ и $d_{нт}$.