

Данный файл представлен исключительно в ознакомительных целях.

Уважаемый читатель!

Если вы скопируете данный файл,

Вы должны незамедлительно удалить его сразу после ознакомления с содержанием.

Копируя и сохраняя его Вы принимаете на себя всю ответственность, согласно действующему международному законодательству .

Все авторские права на данный файл сохраняются за правообладателем.

Любое коммерческое и иное использование кроме предварительного ознакомления запрещено.

Публикация данного документа не преследует никакой коммерческой выгоды. Но такие документы способствуют быстрейшему профессиональному и духовному росту читателей и являются рекламой бумажных изданий таких документов.

И. В. Элияшевский  
М. Н. Сторонский  
Я. М. Орсуляк

ТИПОВЫЕ  
ЗАДАЧИ  
И РАСЧЕТЫ  
В БУРЕНИИ

## Выбор рациональных типов долот

**Задача 1.** Выбрать тип долота при следующих условиях. Данное стратиграфическое подразделение разбуривалось долотами двух типов. Способ бурения всех скважин турбинный. Параметры режима на данной площади практически одинаковые.

Результаты бурения данного стратиграфического подразделения следующие (суммарные по всем скважинам):

а) общее число израсходованных долот 1-го типа  $n_1=12$ , 2-го типа  $n_2=22$ ;

б) пробурено долотами 1-го типа  $H_1=314$  м, 2-го типа  $H_2=300$  м;

в) общее время бурения долотами 1-го типа  $T_1=116,65$  ч, 2-го типа  $T_2=93,75$  ч.

Эти суммарные показатели взяты после проверки совокупности проходок на наличие дефектных данных и исключения их.

*Решение.* Определяем средние показатели по одно долото.

1. Проходка на долото:

1-го типа

$$h_1 = H_1 / n_1 = 314 / 12 = 256,2 \text{ м};$$

2-го типа

$$h_2 = H_2 / n_2 = 300 / 22 = 13,64 \text{ м}.$$

2. Стойкость долота:

1-го типа

$$t_1 = (T_1 / H_1) h_1 = (116,65 / 314) 256,2 = 9,73 \text{ ч};$$

2-го типа

$$t_2 = (T_2 / H_2) h_2 = (93,75 / 300) 13,64 = 4,26 \text{ ч}.$$

3. Механическая скорость бурения долотом

1-го типа

$$v_{\text{мех}1} = H_1 / T_1 = 314 / 116,65 = 2,69 \text{ м/ч};$$

2-го типа

$$v_{\text{мех}2} = H_2 / T_2 = 300 / 93,75 = 3,2 \text{ м/ч}.$$

В связи с тем, что  $h_1 > h_2$ ;  $t_1 > t_2$ ; а  $v_{\text{мех}1} < v_{\text{мех}2}$ , определяем эксплуатационные затраты на 1 м проходки в рассматриваемых условиях. Дополнительные данные: цена долот 1-го и 2-го типов одинакова и составляет  $C_D = 190$  руб. Продолжительность спуско-подъемных операций (нормативная) для данного интервала глубин, отнесена к рейсу долота, с учетом вспомогательных операций составляет  $t_{\text{сно}} + t_{\text{всн}} = 7$  ч. Стоимость 1 ч работы буровой установки по затратам, зависящим от времени ее работы, составляет  $C_B = 29$  руб./ч.

Определяем величину эксплуатационных затрат на 1 м проходки долотом по формуле

$$C = \frac{C_B(t + t_{\text{сно}} + t_{\text{всн}}) + C_D}{h},$$

где  $C_B$  - стоимость 1 ч работы буровой установки по затратам, зависящим от времени;  $t$  - стойкость долота;  $t_{\text{сно}}$  - продолжительность спуско-подъемных операций;  $t_{\text{всн}}$  - продолжительность вспомогательных работ;  $C_D$  - стоимость долота;  $h$  - проходка на долото.

Подставляя данные в формулу (1), получаем для долота 1-го типа

$$C_1 = \frac{29(9,73 + 7) + 190}{26,2} = 25,77 \text{ руб.};$$

для долота 2-го типа

$$C_2 = \frac{29(4,26 + 7) + 190}{13,64} = 37,87 \text{ руб.}$$

Так как  $C_1 < C_2$  ( $25,77 < 37,87$ ), то для разбуривания данного стратиграфического подразделения принимаем долота 1-го типа.

**Задача 2.** Определить потери вследствие неправильного применения долота для условий предыдущей задачи, если толщина указанного стратиграфического подразделения в данной скважине составляет  $H=300$  м.

*Решение.* Потери, вызванные неправильным выбором долота, определяются по формуле

$$П = H / (C_2 - C_1), \quad (2)$$

где  $H$  – фактическая проходка на долото в данной пачке пород, м;  $C_1$  - величина эксплуатационных затрат на бурение 1 м пород правильно выбранным долотом, руб.;  $C_2$  - величина эксплуатационных затрат на бурение 1 м пород неправильно выбранным долотом, руб.

Таким образом,

$$П = 300(37,87 - 25,77) = 3630 \text{ руб.}$$

**Задача 3.** Определить экономическую эффективность применения алмазного долота при следующих условиях:

Тип долота.....	Алмазное	Шарошечное
Бурение.....	Разведочное	Турбинное
Способ бурения.....	Турбинный	Дизельный
Вид привода.....	Дизельный	
Интервал бурения, м.....	3600-3712	
Проходка на долото, м.....	112	5,1
Механическая скорость бурения.....	2,3	2,7
Время на один спуско-подъем инструмента, ч.....	10	9
Время подготовительно-заключительных и вспомогательных работ на один рейс долота, ч	12	6
Время промывки ствола скважины после спуска и перед подъемом инструмента (два цикла) на один рейс долота, ч.....	2	2
Время ремонтных работ, ч.....	Рассчитывается	По ЕНВ
Межремонтный период работы турбобура, ч.....	75	50
Сметная стоимость 1 ч работы буровой установки по затратам, зависящим от времени, руб.....	рассчитывается	29,48
В том числе затраты на содержание турбобуров, руб./ч.....	То же	2,53
Цена долота с учетом наценки органов снабжения, руб.....	2500	80

*Решение.* Определяем следующие показатели:

а) суммарную проходку  $H=3712-3600=112$  м;

б) число долот

алмазных  $112/112=1$

шарошечных  $112/2,7=22$

в) число рейсов:

при бурении алмазными долотами  $(112/2,3)/75=0,65$ . Принимается за один рейс.

При бурении шарошечными долотами число рейсов равно числу долот, т.е. 22;

г) время механического бурения:

алмазными долотами  $112/2,3=48,7$  ч,

шарошечными долотами  $112/2,7=41,5$  ч;

д) время спуско-подъемных операций:

для алмазного долота  $10 \times 1 = 10$  ч,

для шарошечных долот  $9 \times 12 = 198$  ч;

е) время подготовительно-заключительных и вспомогательных работ:

для алмазного долота  $12 \times 1 = 12$  ч,

для шарошечных долот  $6 \times 22 = 132$  ч;

ж) время промывки ствола скважины после спуска и перед подъемом инструмента:

для алмазного долота  $2 \times 1 = 2$  ч,

для шарошечных долот  $2 \times 22 = 44$  ч.

Итого по последним четырем пунктам (г, д, е, ж):

для алмазного долота  $48,7 + 10 + 12 + 2 = 72,7$  ч,

для шарошечного долота  $41,5 + 198 + 132 + 44 = 415,5$  ч.

С учетом ремонтных работ (10%) затраты времени при бурении алмазным долотом 80 ч, шарошечным долотом 457 ч.

Определяем скорректированную сметную стоимость 1 ч работы буровой установки при бурении алмазным долотом

$$C_{алм} = C_{шар} - C_{заб} (1 - t_{шар} / t_{алм}), \quad (3)$$

где  $C_{шар}$  - сметная стоимость 1 ч работы буровой установки по затратам, зависящим от времени при бурении шарошечными долотами, руб.;  $C_{заб}$  - затраты на содержание забойного двигателя, руб./ч;  $t_{шар}$  - межремонтный период работы забойного двигателя для бурения шарошечными долотами, ч;  $t_{алм}$  - то же, при бурении алмазными долотами.

Подставляя значения величин в формулу (3), получаем

$$C_{алм} = 29,48 - 2,53 \left(1 - \frac{50}{75}\right) = 28,64 \text{ руб.}$$

Рассчитываем затраты на долота:

алмазное  $2500 \times 1 = 2500$  руб.;

шарошечные  $22 \times 80 = 1760$  руб.

Определяем затраты на механическое бурение:

алмазным долотом  $80 \times 28,64 = 2291,2$  руб.

шарошечными долотами  $457 \times 29,48 = 13472,4$  руб.

Итого затраты при бурении:

алмазным долотом  $2500 + 2291,2 = 4791,2$  руб.

шарошечными долотами  $1760 + 13472,4 = 15232,4$  руб.

Экономия на интервал бурения от 3600 до 3712 м составляет  $15232,4 - 4791,2 = 10441,2$  руб.

Экономия на 1 м проходки:  $10441,2 / 112 = 93,2$  руб.

## СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА РАБОТОСПОСОБНОСТИ ДОЛОТ

**Задача 4.** Дать сравнительную оценку работоспособности двух долот при следующих данных:

а) первое долото прошло  $h_1 = 60$  м за  $t_{\delta 1} = 10$  ч;

б) второе долото прошло  $h_2 = 40$  м за  $t_{\delta 2} = 8$  ч.

**Решение.** Определим механическую скорость проходки первого и второго долот:

$$v_{мех1} = h_1 / t_{\delta 1} = 60 / 10 = 6 \text{ м/ч};$$

$$v_{мех2} = h_2 / t_{\delta 2} = 40 / 8 = 5 \text{ м/ч.}$$

Следовательно при прочих равных условиях, работоспособнее первое долото, так как  $h_1 > h_2$  и  $v_{\text{мех}1} > v_{\text{мех}2}$ .

**Задача 5.** Дать сравнительную оценку работоспособности двух долот при следующих данных:

а) первое долото прошло  $h_1=60$  м за  $t_{\delta 1}=10$  ч;

б) второе долото прошло  $h_2=60$  м за  $t_{\delta 2}=12$  ч.

*Решение.* Определим механическую скорость проходки первого и второго долот:

$$v_{\text{мех}1} = h_1 / t_{\delta 1} = 60 / 10 = 6 \text{ м/ч};$$

$$v_{\text{мех}2} = h_2 / t_{\delta 2} = 60 / 12 = 5 \text{ м/ч}.$$

Следовательно, первое долото работоспособнее, так как  $v_{\text{мех}1} > v_{\text{мех}2}$ .

**П р и м е ч а н и е.** Если проходки и механические скорости двух долот равны, то долота равноценны и преимущество в этом случае остается за долотом, стоимость проката которого меньше.

**Задача 6.** Дать сравнительную оценку работоспособности двух долот при следующих данных:

а) первое долото прошло  $h_1=70$  м за  $t_{\delta 1}=15$  ч;

б) второе долото прошло  $h_2=35$  м за  $t_{\delta 2}=7$  ч.

*Решение.* Определим механическую скорость проходки первого и второго долот:

$$v_{\text{мех}1} = h_1 / t_{\delta 1} = 70 / 15 = 4,67 \text{ м/ч};$$

$$v_{\text{мех}2} = h_2 / t_{\delta 2} = 35 / 7 = 5 \text{ м/ч}.$$

Так как  $h_1 > h_2$ , а  $v_{\text{мех}1} < v_{\text{мех}2}$ , то о работоспособности долот следует судить по рейсовой скорости.

Принимая время на спуско-подъем и замену долота  $T_{\text{сп0}} = 2$  ч, определяем рейсовую скорость:

$$v_{p1} = \frac{h_1}{t_{\delta 1} + T_{\text{сп0}}} = \frac{70}{15 + 2} = 4,12 \text{ м/ч};$$

$$v_{p2} = \frac{h_2}{t_{\delta 2} + T_{\text{сп0}}} = \frac{35}{7 + 2} = 3,89 \text{ м/ч}.$$

При прочих равных условиях, первое долото работоспособнее, так как  $v_{p1} > v_{p2}$ .

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКОРОСТИ ИСТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ ИЗ ПРОМЫВочНЫХ И СМЕННЫХ НАСАДОК ДОЛОТА

**Задача 7.** Определить скорость истечения жидкости из промывочных каналов долота диаметром 215,9 мм, если подача жидкости  $Q = 50$  дм<sup>3</sup>/с, число отверстий  $m = 3$ , диаметр выходного сечения насадки 18 мм.

*Решение.* Скорость истечения жидкости  $v$  (в м/с) определяется по формуле

$$v = \frac{4Q \cdot 10^3}{m\pi d^2}, \quad (4)$$

где  $Q$  – расход жидкости, дм<sup>3</sup>/с,  $m$  – число насадок (отверстий);  $d$  – диаметр выходного сечения насадки, мм

$$v = \frac{4 \cdot 50 \cdot 10^3}{3 \cdot 3,14 \cdot 18^2} = 66 \text{ м/с.}$$

Примечание. скорость истечения жидкости из насадок можно определить по номограмме, приведенной на рис. 3.

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОГО ЧИСЛА ДОЛОТ ПРИ ИХ ИСПЫТАНИИ

**Задача 8.** Рассчитать необходимое число опытных долот для получения достоверных и надежных результатов в процессе их испытания при следующих условиях: в данном стратиграфическом подразделении отработаны семь серийно выпускаемых долот.

Проходка на долото составляет 25; 23; 23; 24; 27; 29; 37 м.

*Решение.* Ранжируем величины проходок (от минимальной до максимальной): 23; 23; 24; 25; 27; 29; 37 м.

Проверяем не являются ли две минимальные (23; 23 м) или максимальная (37 м) проходки дефектными. Для исключения явно дефектных данных проверяем максимальные и минимальные величины каждой статистической совокупности следующим образом.

Для исключения максимального значения величины проходки данного ряда необходимо условие

$$\frac{h_n - h_{n-1}}{h_n - h_1} \geq k_n; \quad (5)$$

минимального значения

$$\frac{h_2 - h_1}{h_n - h_1} \geq k_n. \quad (6)$$

Для исключения двух максимальных значений величины проходки данного ряда необходимо условие

$$\frac{h_n - h_{n-2}}{h_n - h_1} \geq k_n, \quad (7)$$

двух минимальных значений

$$\frac{h_3 - h_1}{h_n - h_1} \geq k_n, \quad (8)$$

Для исключения минимального значения члена ряда в предположении, что и минимальное значение дефектное, необходимо условие

$$\frac{h_n - h_{n-1}}{h_n - h_2} \geq k_n, \quad (9)$$

Для исключения минимального значения члена ряда в предположении, что и максимальное значение дефектное, необходимо условие

$$\frac{h_2 - h_1}{h_n - h_2} \geq k_n, \quad (10)$$

Значение величин, входящих в эти формулы:  $h_1$  - минимальный (первый) член совокупности чисел;  $h_2, h_3, h_{n-1}, h_n$  - соответственно второй, третий, предпоследний и последний (максимальный) член ряда.

Величину  $k_n$  можно определить по табл. 18 при заданной доверительной вероятности  $\alpha$ , исходя из числа членов данного ряда  $n$ .

В нашем случае проверяем, не являются ли две минимальные (23; 23 м) или максимальная (37 м) проходки дефектными.

Т а б л и ц а 18

Число членов в совокупности	$k_n$ при доверительной вероятности $\alpha = 0,95$ для условий		
	$\frac{h_n - h_{n-1}}{h_n - h_1}, \frac{h_2 - h_1}{h_n - h_1}$	$\frac{h_n - h_{n-1}}{h_n - h_2}, \frac{h_2 - h_1}{h_n - h_2}$	$\frac{h_n - h_{n-2}}{h_n - h_1}, \frac{h_3 - h_1}{h_n - h_1}$
3	0,941	1,000	1,000
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	0,412	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

По формуле (8) находим

$$\frac{h_3 - h_1}{h_n - h_1} = \frac{24 - 23}{37 - 23} = 0,071.$$

По табл. 18 для  $n = 7$  находим  $k_n = 0,661$ . Так как  $0,071 < 0,661$ , то минимальная величина проходки не является дефектной.

По формуле (5)

$$\frac{h_n - h_{n-1}}{h_n - h_1} = \frac{37 - 29}{37 - 23} = 0,571.$$

По табл. 18. для  $n = 6$  находим  $k_n = 0,736$ . Так как  $0,167 < 0,736$ , то минимальные значения величины проходки не являются дефектными.

По формуле (5)

$$\frac{h_n - h_{n-1}}{h_n - h_1} = \frac{29 - 27}{29 - 23} = 0,333.$$

По табл. 18 для  $n = 6$  находим  $k_n = 0,560$ . Так как  $0,333 < 0,560$ , то максимальная величина проходки нового ряда (29 м) не является дефектной; значит, ряд сохраняется.

Определяем среднюю проходку на долото

$$h_{CP} = \frac{\Sigma h}{n} = \frac{23 + 23 + 24 + 25 + 27 + 29}{6} = 25,2 \text{ м.}$$

Определяем среднее квадратическое отклонение от средней арифметической величины по формуле

$$s = \frac{h_n - h_1}{d_1}, \quad (11)$$

где  $h_n - h_1$  - размах варьирования величин после исключения явно дефектных данных;  $d_n$  - величина, определяемая по табл.19 в зависимости от числа членов ряда.

Т а б л и ц а 19

Число членов ряда после исключения дефектных данных	$d_n$	Число членов ряда после исключения дефектных данных	$d_n$
2	1,128	11	3,173
3	1,693	12	3,258
4	2,059	13	3,336
5	2,326	14	3,407
6	2,534	15	3,472
7	2,704	16	3,532
8	2,847	17	3,588
9	2,970	18	3,640
10	3,078	19	3,689
		20	3,735

По формуле (11) находим

$$s = \frac{29 - 23}{2,534} = 2,37.$$

Определяем выборочный коэффициент вариации по формуле

$$\begin{aligned} \kappa_B &= s / h_{CP}, \\ \kappa_B &= 2,37 / 25,2 = 0,094. \end{aligned} \quad (12)$$

Задаемся предельно допускаемой относительной погрешностью (для шарошечных долот  $\delta = 0,2 \div 0,4$ ); при испытаниях  $\delta_1 = 0,2$  и  $\delta_2 = 0,3$ .

При  $\delta_2 = 0,3$  определяем величину  $t_\alpha / \sqrt{n}$

$$t_\alpha / \sqrt{n} = \delta_2 / \kappa_B = 0,3 / 0,094 = 3,191.$$

При  $\delta_1 = 0,2$

$$t_\alpha / \sqrt{n} = \delta_1 / \kappa_B = 0,2 / 0,094 = 2,128.$$

По табл. 20 приводится минимальное требуемое число опытных и серийных шарошечных долот сравниваемых конструкций

Т а б л и ц а 20

$n_{\min}$	$t_\alpha / \sqrt{n}$	$n_{\min}$	$t_\alpha / \sqrt{n}$	$n_{\min}$	$t_\alpha / \sqrt{n}$
5	1,15	25	0,412	45	0,300

6	1,00	26	0,403	46	0,297
7	0,89	27	0,394	47	0,294
8	0,816	28	0,387	48	0,290
9	0,754	29	0,380	49	0,287
10	0,706	30	0,372	50	0,284
11	0,663	31	0,366	55	0,270
12	0,630	32	0,360	60	0,258
13	0,597	33	0,354	65	0,248
14	0,572	34	0,349	70	0,238
15	0,550	35	0,344	75	0,230
16	0,530	36	0,338	80	0,222
17	0,512	37	0,333	90	0,209
18	0,495	38	0,329	100	0,198
19	0,479	39	0,324	120	0,181
20	0,466	40	0,320	150	0,161
21	0,454	41	0,316	200	0,139
22	0,442	42	0,312	250	0,124
23	0,431	43	0,308	300	0,114
24	0,421	44	0,304	400	0,098

для конкретной характерной пачки пород. Значение величины  $t_{\alpha} / \sqrt{n}$  даны при  $\alpha = 0,95$ .

По табл. 20 для  $t_{\alpha} / \sqrt{n} = 3,191$  находим  $n_1 \leq 5$ ; для  $t_{\alpha} / \sqrt{n} = 2,128$   $n_2 \leq 5$  долот.

**П р и м е ч а н и е.** Если в процессе испытаний запланированное число долот обеспечивает величину коэффициента вариации экспериментальных данных  $k_{B.Э} \leq k_B$ , то результаты проведенных испытаний достоверны и удовлетворительны.

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРЕДНИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ДОЛОТ ДАННОГО ТИПА

**Задача 9.** Определить средние показатели работы долот данного типа на данной площади при следующих условиях: в скв. 30 данное стратиграфическое подразделение, залегающее в интервале 320-668 м, разбуривалось долотами III-269, 9СТ-ЦВ. По результатам испытаний этих долот по каждому рейсу имеем следующие данные (табл. 21).

Т а б л и ц а 21

Номер долота	Интервал, м		Проходка на долото, м	Стойкость долота, ч
	от	до		
2120	320	401	81	6,5
4210	401	456	55	4,5
3300	456	530	74	6,0
4410	530	565	35	3,0
6500	565	639	74	6,0
7100	639	668	29	2,6
Итого по 6 долотам	320	668	348	28,6

При бурении долотами такого же типа в аналогичном стратиграфическом подразделении по скв. 35 и 37 получены следующие результаты:

скв. 35 – отработано 5 долот; проходки на долото составили соответственно 55; 60; 65; 69 м; суммарное время механического бурения 28 ч;

скв. 37 – отработано 7 долот; проходки на долото составили соответственно 45; 38; 35; 47; 40; 60; 60 м; суммарное время механического бурения 34 ч.

*Решение.* Внутри каждого ряда проходок проводим ранжирование величины от минимума до максимума.

I. Скв. 30-29; 35; 55; 74; 74; 81 м.

Проверяем, не являются ли минимальная и максимальная проходки дефектными.

1. Минимальная проходка (29 м).

По формуле (6) вычисляем

$$\frac{h_2 - h_1}{h_n - h_1} = \frac{35 - 29}{81 - 29} = 0,115.$$

По табл. 18 для  $n = 6$  находим  $k_n = 0,560$ . Так как  $0,115 < 0,560$ , то минимальная проходка не является дефектной.

2. Максимальная проходка (81 м).

По формуле (5) определяем

$$\frac{h_n - h_{n-1}}{h_n - h_1} = \frac{81 - 74}{81 - 29} = 0,135.$$

По табл. 18 для  $n = 6$  находим  $k_n = 0,560$ . Так как  $0,135 < 0,560$ , то максимальная проходка не является дефектной.

Таким образом, исходная совокупность сохраняется.

Определяем для скв. 30:

среднюю проходку на долото

$$h_{CP} = \Sigma h / n = 348 / 6 = 58 \text{ м};$$

среднюю стойкость долота

$$t_{CP} = \Sigma t / n = 28,6 / 6 = 4,77 \text{ ч};$$

среднюю механическую скорость проходки

$$v_{MEX.CP} = 348 / 28,6 = 12,17 \text{ м/ч.}$$

II. Скв. 35-55; 58; 60; 65; 69 м.

1. Минимальная проходка (55 м):

$$\frac{58 - 55}{69 - 55} = 0,214.$$

По табл.18 для  $n = 5$  находим  $k_n = 0,642$ . Так как  $0,214 < 0,642$ , то проходка 55 м не исключается.

2. Максимальная проходка (69 м):

$$\frac{69 - 65}{69 - 55} = 0,286.$$

По табл.18 для  $n = 5$  находим  $k_n = 0,642$ . Так как  $0,286 < 0,642$ , то максимальная проходка также не исключается, а значит ряд проходок сохраняется.

Аналогично для скв. 35 определяем средние показатели работы долот:

$$h_{CP} = 307 / 5 = 61,4 \text{ м};$$

$$t_{CP} = 28 / 5 = 5,62 \text{ ч};$$

$$v_{MEX.CP} = 307 / 28 = 11 \text{ м/ч.}$$

III. Скв. 37-35; 38; 40; 45; 47; 60; 60 м.

1. Минимальная проходка (35 м):

$$\frac{38 - 35}{60 - 35} = 0,12.$$

По табл. 18 для  $n = 7$  находим  $k_n = 0,507$ . Так как  $0,12 < 0,507$ , то минимальная проходка не является дефектной.

2. Проверяем, не являются ли дефектными два максимума (60; 60 м).

По формуле (7) находим

$$\frac{h_n - h_{n-2}}{h_n - h_1} = \frac{60 - 47}{60 - 35} = 0,52.$$

По табл.18 для  $n = 7$  находим  $k_n = 0,661$ . Так как  $0,52 < 0,661$ , то максимальные значения не исключаются, а значит, ряд проходок сохраняется без изменений.

Определяем средние показатели долот по скв. 37:

$$h_{CP} = 325 / 7 = 46,4 \text{ м;}$$

$$t_{CP} = 34 / 7 = 4,86 \text{ ч;}$$

$$v_{MEX.CP} = 325 / 34 = 9,56 \text{ м/ч.}$$

Определяем средние показатели работы долот по площади буровых работ:

$$h_{CP.Пл} = \frac{348 + 307 + 325}{6 + 5 + 7} = 54,4 \text{ м;}$$

$$t_{CP.Пл} = \frac{28,6 + 28 + 34}{6 + 5 + 7} = 5,03 \text{ ч;}$$

$$v_{MEX.CP.Пл} = \frac{348 + 307 + 325}{28,6 + 28 + 34} = 10,8 \text{ м/ч.}$$

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕБУЕМОГО ЧИСЛА ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ СПЛОШНОГО БУРЕНИЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЛАНА БУРОВЫХ РАБОТ

**Задача 10.** Определить требуемое число шарошечных долот на планируемый год при следующих исходных данных.

Планируемый объем бурения, м:

эксплуатационного  $H_э$  ..... 40 000

разведочного  $H_p$  ..... 20 000

Удельный вес проходки шарошечными долотами, %

в эксплуатационном бурении  $a_э$  ..... 90

в разведочном бурении  $a_p$  ..... 70

Проектируемая норма проходки на долото, м:

в эксплуатационном бурении  $h_э$  ..... 15

в разведочном бурении $h_p$ .....	10
Норма переходящего запаса долот $T$ , дни.....	35
Выделенный фонд на шарошечные долота а предыдущем году $m_{фонд}$ .....	4 000
План бурения на предыдущий год, м:	
эксплуатационного $H'_э$ .....	35 000
разведочного $H'_p$ .....	15 000
Норма проходки на долото в предыдущем году, м:	
в эксплуатационном бурении $h'_э$ .....	13
в разведочном бурении $h'_p$ .....	8
Остаток долот на 1 января предыдущего года $m_{ост}$ .....	200
Удельный вес проходки шарошечными долотами в предыдущем году, %:	
в эксплуатационном бурении $a'_э$ .....	95
в разведочном бурении $a'_p$ .....	80

*Решение.*

1. Число долот, необходимое для обеспечения проходки  $H_э$  и  $H_p$  в планируемом периоде, составляет:

в эксплуатационном бурении

$$M_э = \frac{H_э a_э}{h_э \cdot 100} = \frac{40000 \cdot 90}{15 \cdot 100} = 2400;$$

в разведочном бурении

$$M_p = \frac{H_p a_p}{h_p \cdot 100} = \frac{20000 \cdot 70}{10 \cdot 100} = 1400.$$

Общее число долот в планируемом году:

$$M_{э,р} = M_э + M_p = 2400 + 1400 = 3800.$$

2. Ожидаемое число долот в предыдущем году:

$$M_1 = m_{ост} + m_{фонд} = 200 + 4000 = 4200.$$

3. Предполагаемый расход долот в предыдущем году:

в эксплуатационном бурении

$$M'_э = \frac{H'_э a'_э}{h'_э \cdot 100} = \frac{35000 \cdot 95}{13 \cdot 100} = 2560;$$

в разведочном бурении

$$M'_p = \frac{H'_p a'_p}{h'_p \cdot 100} = \frac{15000 \cdot 80}{8 \cdot 100} = 1500.$$

Общий расход долот в предыдущем году

$$M'_{э,р} = M'_э + M'_p = 2560 + 1500 = 4060.$$

4. Ожидаемый переходящий остаток на 1 января планируемого года

$$m'_{ост} = M_1 - M'_{э,р} = 4200 - 4060 = 140.$$

5. Потребность в долотах в планируемом году с учетом создания установленного переходящего запаса:

$$M_2 = M_{\text{э.р.}} + \left(\frac{M_{\text{э.р.}T}}{365}\right) - m'_{\text{ост}} = 3800 + \left(\frac{3800 \cdot 35}{365}\right) - 140 = 4024.$$

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА УТЯЖЕЛИТЕЛЯ ДЛЯ УТЯЖЕЛЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА С УЧЕТОМ ЕГО ПОТЕРЬ

**Задача 43.** определить количество утяжелителя плотностью  $\rho_3 = 4,3 \text{ г/см}^3$ , необходимое для первоначального и дополнительного утяжеления, а также общи его расход, если исходное (до утяжеления) количество бурового раствора на буровой составляло  $V_{\text{исх}} = 100 \text{ м}^3$ . Плотность раствора нужно увеличить от  $\rho_1 = 1,2 \text{ г/см}^3$  до  $\rho_2 = 1,5 \text{ г/см}^3$ . Скважину бурят долотом диаметром 295,3 мм; при каждой очистке желобов теряется  $3 \text{ м}^3$  бурового раствора; при проходке интервала 1500-1800 м проводятся дополнительные утяжеления через каждые 30 м проходки; влажность утяжелителя  $n = 10\%$ .

*Решение.* Определим количество утяжелителя, требуемое для первоначального утяжеления  $1 \text{ м}^3$  бурового раствора, по формуле (99)

$$q_{\text{ут}} = \frac{\rho_3(\rho_2 - \rho_1)(1 - n)}{\rho_3 - \rho_2(1 - n + n\rho_3)}.$$

Подставляя исходные данные в формулу, получаем

$$q_{\text{ут}} = \frac{4,3(1,5 - 1,2)(1 - 0,1)}{4,3 - 1,5(1 - 0,1 + 0,1 \cdot 4,3)} = 0,460 \text{ т/м}^3.$$

Количество утяжелителя для утяжеления исходного объема раствора ( $V_{\text{исх}} = 100 \text{ м}^3$ ):

$$Q'_{\text{ут}} = V_{\text{исх}} q_{\text{ут}} = 100 \cdot 0,46 = 46 \text{ т.}$$

Подсчитаем число дополнительных обработок бурового раствора утяжелителем;  $n = (1800 - 1500)/30 = 10$ .

Количество утяжелителя, требуемое на одну дополнительную обработку  $1 \text{ м}^3$  раствора, составляет 0,46 т. Тогда количество утяжелителя на дополнительную обработку через каждые 30 м проходки  $Q'_{\text{ут}} = 0,460(0,0683 \cdot 30 + 3) = 2,32 \text{ т}$ . Здесь 0,0683 – объем  $1 \text{ м}^3$  скважины (СУСН, табл.14); 3 – потеря глинистого бурового раствора при чистке желобов.

Подсчитываем расход утяжелителя на 10 дополнительных обработок раствора:

$$Q''_{\text{ут}} = nQ'_{\text{ут}} = 10 \cdot 2,32 = 23,2 \text{ т.}$$

Общий расход утяжелителя, необходимый для проходки всей скважины,

$$Q'''_{\text{ут}} = Q_{\text{ут}} + Q''_{\text{ут}} = 46 + 23,2 = 69,2 \text{ т.}$$

### РАСЧЕТ КОМПОНЕНТОВ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ УТЯЖЕЛЕННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА ЗАДАННОЙ ПЛОТНОСТИ

**Задача 44.** Определить сколько потребуется бентонитовой глины ( $\rho_{\text{гл}} = 2,5 \text{ г/см}^3$ ) и воды, чтобы получить раствор, объем которого  $V_{\text{б.р.}} = 50 \text{ м}^3$ , а плотность  $\rho_{\text{убр}} = 1,5 \text{ г/см}^3$ .

*Решение.* Считая, что путем смешивания бентонитовой глины с водой можно получить раствор плотностью  $\rho_{\text{б.р.}} = 1,25 \text{ г/см}^3$ , определяем количество глины для приготовления  $1 \text{ м}^3$  бурового раствора

$$q_{ГЛ} = \frac{\rho_{ГЛ}(\rho_{Б.Р.} - \rho_{В.})}{\rho_{ГЛ} - \rho_{В.}} = \frac{2,6(1,25 - 1,0)}{2,6 - 1,0} = 0,406 \text{ т/м}^3.$$

Объем глины в 1 м<sup>3</sup> раствора составляет

$$V_{ГЛ} = q_{ГЛ} / \rho_{ГЛ} = 0,406 / 2,6 = 0,156 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Определим количество утяжелителя, необходимое для утяжеления 1 м<sup>3</sup> бурового раствора от 1,25 до 1,5 г/см<sup>3</sup>.

$$q_{УТ} = \frac{\rho_{УТ}(\rho_{УБР} - \rho_{Б.Р.})}{\rho_{УТ} - \rho_{УБР}} = \frac{4,3(1,5 - 1,25)}{4,3 - 1,5} = 0,384 \text{ т/м}^3.$$

Объем утяжелителя в 1 м<sup>3</sup> утяжеленного раствора

$$V_{УТ} = q_{УТ} / \rho_{УТ} = 0,384 / 4,3 = 0,0892 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Определим суммарный объем глины и утяжелителя в 1 м<sup>3</sup> раствора

$$V = V_{ГЛ} + V_{УТ} = 0,156 + 0,0892 = 0,2452 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Объем воды в 1 м<sup>3</sup> утяжеленного бурового раствора

$$V_{В.} = 1 - V = 1 - 0,2452 = 0,7548 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Для приготовления 50 м<sup>3</sup> утяжеленного глинистого бурового раствора необходимы вода, глина и утяжелитель, объемы которых составляют:

объем воды

$$V'_{В.} = V_{Б.Р.} \cdot V_{В.} = 50 \cdot 0,7548 = 37,74 \text{ м}^3;$$

объем глины

$$V'_{ГЛ} = V_{Б.Р.} \cdot V_{ГЛ} = 50 \cdot 0,156 = 7,80 \text{ м}^3;$$

объем утяжелителя

$$V'_{УТ} = V_{Б.Р.} \cdot V_{УТ} = 50 \cdot 0,0892 = 4,46 \text{ м}^3.$$

Тогда общее количество раствора

$$V_{Общ} = V'_{В.} + V'_{ГЛ} + V'_{УТ} = 37,74 + 7,80 + 4,46 = 50 \text{ м}^3.$$

Для приготовления 50 м<sup>3</sup> утяжеленного бурового раствора необходимы следующие количества сухих глины и утяжелителя:

сухая глина

$$Q_{ГЛ} = V'_{ГЛ} \rho_{ГЛ} = 7,80 \cdot 2,6 = 20,2 \text{ т};$$

сухой утяжелитель

$$Q_{УТ} = V'_{УТ} \rho_{УТ} = 4,46 \cdot 4,3 = 19,3 \text{ т}.$$

Таким образом, для приготовления 50 м<sup>3</sup> бурового раствора плотностью 1,5 г/см<sup>3</sup> необходимо взять 37,74 м<sup>3</sup> воды, 20,2 т бетонитовой глины плотностью 2,6 г/см<sup>3</sup> и 19,3 т утяжелителя плотностью 4,3 г/см<sup>3</sup>.

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ДОБАВЛЯЕМОГО УТЯЖЕЛЕННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА (УТЯЖЕЛИТЕЛЯ, ГЛИНЫ) ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ИСХОДНОГО РАСТВОРА

**Задача 45.** Определить количество утяжеленного бурового раствора плотностью  $\rho_{Б.Р.} = 1,6 \text{ г/см}^3$ , добавляемого к буровому раствору плотностью  $\rho_{Б.Р.} = 1,15 \text{ г/см}^3$  для

увеличения его плотности до  $\rho''_{Б.Р.} = 1,25 \text{ г/см}^3$ , если объем циркулирующего бурового раствора составляет  $V'_{Б.Р.} = 100 \text{ м}^3$ .

*Решение.* Добавляемый объем утяжеленного бурового раствора определяется по формуле

$$V'_{Б.Р.} = \frac{V'_{Б.Р.} (\rho''_{Б.Р.} - \rho'_{Б.Р.})}{\rho_{Б.Р.} - \rho''_{Б.Р.}} = \frac{100(1,25 - 1,5)}{1,6 - 1,25} = 28,6 \text{ м}^3.$$

Тогда общее количество циркулирующего раствора в скважине  $V_{Общ} = 100 + 28,6 = 128,6 \text{ м}^3$ .

**Задача 46.** Определить плотность бурового раствора после утяжеления и общий объем полученного раствора, если к объему  $V_{Б.Р.} = 50 \text{ м}^3$  бурового раствора плотностью  $\rho_{Б.Р.} = 1,25 \text{ г/см}^3$  добавлено  $Q_{УТ} = 12 \text{ т}$  утяжелителя плотностью  $\rho_{УТ} = 4,3 \text{ г/см}^3$ .

*Решение.* Плотность бурового раствора после добавления к нему сухого утяжелителя определяют по формуле

$$\rho'_{Б.Р.} = \frac{\rho_{УТ} (V_{Б.Р.} \rho_{Б.Р.} + Q_{УТ})}{V_{Б.Р.} \rho_{УТ} + Q_{УТ}}. \quad (101)$$

Подставляя исходные данные, получаем

$$\rho'_{Б.Р.} = \frac{4,3(50 \cdot 1,25 + 12)}{50 \cdot 4,3 + 12} = 1,41 \text{ г/см}^3.$$

Общий объем полученного раствора

$$V'_{Б.Р.} = V_{Б.Р.} + Q_{УТ} / \rho_{УТ} = 50 + 12 / 4,3 = 52,8 \text{ м}^3.$$

**Задача 47.** Определить количество утяжелителя плотностью  $\rho_{УТ} = 4,3 \text{ г/см}^3$ , которое необходимо добавить к буровому раствору для увеличения его плотности до  $\rho'_{Б.Р.} = 1,6 \text{ г/см}^3$ . В буровой раствор объемом  $V_{Б.Р.} = 10 \text{ м}^3$ , плотностью  $\rho_{Б.Р.} = 1,2 \text{ г/см}^3$  добавлено  $Q_{Б} = 2 \text{ т}$  бентонита плотностью  $\rho_{Б} = 2,6 \text{ г/см}^3$ .

*Решение.* Плотность бурового раствора после добавления бентонита определяют по формуле

$$\rho''_{Б.Р.} = \frac{\rho_{Б} (V_{Б.Р.} \rho_{Б.Р.} + Q_{Б})}{V_{Б.Р.} \rho_{Б} + Q_{Б}}. \quad (102)$$

Подставляя значения, получаем

$$\rho''_{Б.Р.} = \frac{2,6(10 \cdot 1,2 + 2)}{10 \cdot 2,6 + 2} = 1,3 \text{ г/см}^3.$$

Объем бурового раствора

$$V'_{Б.Р.} = V_{Б.Р.} + Q_{Б} / \rho_{Б} = 10 + 2 / 2,6 = 10,77 \text{ м}^3.$$

Количество утяжелителя, добавляемое к буровому раствору,

$$Q_{УТ} = \frac{V'_{Б.Р.} \rho_{УТ} (\rho'_{Б.Р.} - \rho''_{Б.Р.})}{\rho_{УТ} - \rho'_{Б.Р.}} = \frac{10,77 \cdot 4,3(1,6 - 1,3)}{4,3 - 1,6} = 5,15 \text{ т}.$$

Общий объем бурового раствора

$$V''_{Б.Р.} = V'_{Б.Р.} + Q_{УТ} / \rho_{УТ} = 10,77 + 5,15 / 4,3 = 11,96 \text{ м}^3.$$

**Задача 48.** Определить количество сухой глины плотностью  $\rho_{ГЛ} = 2,6 \text{ г/см}^3$ , которое необходимо добавить к объему бурового раствора ( $V_{Б.Р.} = 10 \text{ м}^3$ ) плотностью  $\rho_{Б.Р.} = 1,15 \text{ г/см}^3$  для увеличения плотности раствора до  $\rho_{Б.Р.} = 1,25 \text{ г/см}^3$ .

*Решение.* Количество глины определим по формуле

$$Q_{ГЛ} = V_{Б.Р.} \frac{\rho_{ГЛ}(\rho'_{Б.Р.} - \rho_{Б.Р.})}{\rho_{ГЛ} - \rho_{Б.Р.}}; \quad (103)$$

$$Q_{ГЛ} = 10 \frac{2,6(1,25 - 1,15)}{2,6 - 1,15} = 1,79 \text{ т.}$$

**Задача 49.** Определить плотность бурового раствора, если к объему бурового раствора ( $V_{Б.Р.} = 40 \text{ м}^3$ ) плотностью  $\rho'_{Б.Р.} = 1,5 \text{ г/см}^3$  добавить  $V''_{Б.Р.} = 20 \text{ м}^3$  бурового раствора плотностью  $\rho''_{Б.Р.} = 1,25 \text{ г/см}^3$ .

*Решение.* Плотность бурового раствора определим по формуле

$$\rho_{Б.Р.} = \frac{V'_{Б.Р.} \rho'_{Б.Р.} + V''_{Б.Р.} \rho''_{Б.Р.}}{V'_{Б.Р.} + V''_{Б.Р.}}. \quad (104)$$

$$\rho_{Б.Р.} = \frac{40 \cdot 1,5 + 20 \cdot 1,25}{40 + 20} = \frac{85}{60} = 1,41 \text{ г/см}^3.$$

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАЧЕСТВА ДОБАВЛЯЕМОГО БУРОВОГО РАСТВОРА (ВОДЫ, НЕФТИ) МЕНЬШЕЙ ПЛОТНОСТИ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ИСХОДНОГО РАСТВОРА

**Задача 50.** Определить количество бурового раствора плотностью  $\rho_{Б.Р.} = 1,15 \text{ г/см}^3$ , добавляемого к буровому раствору для уменьшения его плотности от  $\rho'_{Б.Р.} = 1,35 \text{ г/см}^3$  до  $1,2 \text{ г/см}^3$ . Объем циркулирующего бурового раствора в скважине составляет  $V_{Б.Р.} = 30 \text{ м}^3$ .

*Решение.* Количество бурового раствора определяется по формуле

$$V'_{Б.Р.} = \frac{V_{Б.Р.}(\rho''_{Б.Р.} - \rho_{Б.Р.})}{\rho'_{Б.Р.} - \rho_{Б.Р.}}.$$

Подставляя данные, получаем

$$V'_{Б.Р.} = \frac{30(1,2 - 1,15)}{(1,35 - 1,2)} = 10 \text{ м}^3.$$

Тогда общий объем раствора составит  $30 + 10 = 40 \text{ м}^3$ .

**Задача 51.** Определить количество воды, добавляемой к буровому раствору для уменьшения ее плотности от  $\rho_{Б.Р.} = 1,3$  до  $\rho'_{Б.Р.} = 1,1 \text{ г/см}^3$ . Объем циркулирующего бурового раствора в скважине составляет  $V_{Б.Р.} = 60 \text{ м}^3$ .

*Решение.* Количество воды, добавляемое к буровому раствору для уменьшения его плотности, определяется по формуле

$$V'_B = \frac{V_{Б.Р.}(\rho_{Б.Р.} - \rho'_{Б.Р.})}{\rho'_{Б.Р.} - \rho_B} = \frac{60(1,3 - 1,1)}{1,1 - 1,0} = 120 \text{ м}^3.$$

Тогда общий объем бурового раствора составит  $60 + 120 = 180 \text{ м}^3$ .

**Задача 52.** Определить количество утяжелителя плотностью  $\rho_{УТ} = 4,3 \text{ г/см}^3$ , добавляемого к эмульсионному буровому раствору, чтобы после добавки к нему 30 % (от объема) нефти ( $\rho_H = 0,75 \text{ г/см}^3$ ) плотность раствора не изменилась, и рассчитать общий объем полученного эмульсионного бурового раствора. Первоначальный объем бурового раствора  $V_{Б.Р.} = 100 \text{ м}^3$ .

*Решение.* Количество нефти составляет  $V_H = 30 \text{ м}^3$ . Плотность эмульсионного бурового раствора определяется по формуле

$$\rho_{ЭМ} = \frac{V_{Б.Р.}\rho_{Б.Р.} + V_H\rho_H}{V_{Б.Р.} + V_H}.$$

Подставляя данные, получаем

$$\rho_{ЭМ} = \frac{100 \cdot 1,15 + 30 \cdot 0,75}{100 + 30} = 1,06 \text{ г/см}^3.$$

Объем эмульсионного бурового раствора

$$V'_{ЭМ} = V_{Б.Р.} + V_H = 100 + 30 = 130 \text{ м}^3.$$

Количество утяжелителя определяется по формуле

$$Q_{УТ} = \frac{V'_{ЭМ} \rho_{УТ} (\rho_{Б.Р.} - \rho_{ЭМ})}{\rho_{УТ} - \rho_{Б.Р.}}. \quad (106)$$

Подставляя данные, находим

$$Q_{УТ} = \frac{130 \cdot 4,3(1,15 - 1,06)}{4,3 - 1,15} = 16 \text{ т.}$$

Общий объем эмульсионного бурового раствора плотностью  $1,15 \text{ г/см}^3$ .

$$\begin{aligned} V_{ЭМ} &= V_{Б.Р.} + V_H + Q_{УТ} / \rho_{УТ}, \\ V_{ЭМ} &= 100 + 30 + 16 / 4,3 = 133,7 \text{ м}^3. \end{aligned} \quad (107)$$

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЛИНЫ НЕПРИХВАЧЕННОЙ ЧАСТИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

**Задача 60.** Определить длину неприхваченной части бурильной колонны при следующих условиях. Оснастка  $4 \times 5$ . В скважине глубиной  $H = 2500 \text{ м}$  произошел прихват 146-мм бурильных труб, имеющих толщину стенки  $\delta = 9 \text{ мм}$ . Все колонны бурильных труб в подвешенном состоянии перед прихватом 55 делений, вес подвешенной части талевой системы 5 делений, собственный вес колонны бурильных труб 50 делений по индикатору веса. Растягивание  $P_1$  производилось на 60 делений, растягивание  $P_2$  - на 70 делений; разность удлинений бурильной колонны равна  $\Delta l = 15 \text{ см}$ .

*Решение.* Сначала определим цену одного деления ( в кН) по указывающему прибору индикатора веса с верньером (ГИВ-2). По данным тарифовки на канате диаметром 28 мм усилии на один конец, согласно по данным табл.84, при 60 делениях составляет 66,5 кН, а

при 70 делениях – 78,5 кН; поэтому цена одного деления составит  $(78,5-66,5)/10 = 1,20$  кН.

Т а б л и ц а 84

**Показатели индикатора веса**

Показатели прибора	Усилие на один конец талевого каната, кН		Отклонение, кН	
	с верньером	без верньера	с верньером	без верньера
10	5,00	5,00	0	0
20	18,15	17,50	1,40	1,00
30	30,50	28,50	1,75	1,30
40	41,65	41,15	1,90	1,90
50	54,15	52,25	1,90	2,50
60	66,50	63,90	1,75	1,65
70	78,5	75,65	2,25	1,90
80	92,4	88,50	1,90	1,75
90	106,4	101,75	1,65	1,80
100	121,5	116,00	0	0

Длина неприхваченной части бурильной колонны определяется по формуле

$$L_{н.п.} = 1,05 \frac{EF}{P_2 - P_1} \Delta l, \quad (112)$$

где  $L_{н.п.}$  - глубина места прихвата бурильных труб, см;  $E = 2,1 \cdot 10^4$  кН/см<sup>2</sup> - модуль упругости стали бурильных труб;  $F = 38,7$  см<sup>2</sup> - площадь поперечного сечения тела 146-мм бурильных труб с  $\delta = 9$  мм;  $P_1$  и  $P_2$  - создаваемая нагрузка для растяжения колонны бурильных труб, кН

$$P_1 - P_2 = 70 \text{ дел.} - 60 \text{ дел.} = 10 \text{ дел.}$$

Таким образом, разность натяжения составит  $1,20 \cdot 10 \cdot 8 = 96$  кН;  $\Delta l = 15$  см – разность удлинений бурильной колонны, соответствующая указанным выше нагрузкам. Тогда

$$L_{н.п.} = 1,05 \frac{2,1 \cdot 10^4 \cdot 38,7}{96,00} 15 = 133 \text{ 000 см} = 1330 \text{ м.}$$

П р и м е ч а н и е. Приведенную формулу можно записать так

$$L_{н.п.} = k_{н.п.} \Delta l, \quad (113)$$

$$k_{н.п.} = 1,05 \frac{EF}{P_2 - P_1}, \quad (114)$$

Т а б л и ц а 85

Диаметр бурильной трубы, мм	Толщина стенки, мм	Коэффициент $k_{н.п.}$ при разности натяжений $P_1 - P_2$ , кН						
		50	100	150	200	250	300	350
168	8	17 200	8 600	5733	4300	340	2866	2457
	9	19 757	9 878	6586	4939	3951	3293	2822
	11	23 461	11 730	7820	5865	4692	3910	3351
146	9	17 331	8 666	5777	4333	3466	2889	2476
	11	20 727	10 364	6909	5182	4145	3455	2961

140	8	14 553	7 276	4851	3638	2911	2426	2079
	9	16 317	8 159	5439	4079	3263	2720	2331
	11	19 713	9 857	6571	4928	3943	3286	2816
114	8	11 818	5 909	3939	2955	2364	1970	1688
	10	14 553	7 276	4851	3638	2911	2426	2079
89	9	9 878	4 939	3293	2470	1976	1646	1411
	11	11 819	5 910	3940	2955	2364	1970	1688

Значение коэффициента  $\kappa_{н.п.}$  можно брать из табл.85.

Определение места прихвата зависит от точности измерения удлинения. Поэтому приведем описание практического способа определения места прихвата, с помощью которого получают наилучшие результаты.

1. Прихваченная колонна бурильных труб растягивается под действием силы  $P_1$ , которая по индикатору веса должна быть на пять делений больше нормального веса колонны в свободно подвешенном состоянии (предполагается, что вес колонны был известен перед прихватом). При этом на бурильной трубе делают отметку на уровне стола ротора.

2. Колонна растягивается с силой, которая по индикатору веса на пять делений больше предыдущей нагрузки, а затем разгружается до положения стрелки индикатора, равного предыдущему. Снова делают отметку на бурильной трубе, которая вследствие трения в талевой системе, возможно, и не будет совпадать с первой.

3. Расстояние между этими двумя отметками делят на две равные части и делают пометку на трубе, соответствующую нагрузке  $P_1$ .

4. Прихваченная колонна снова растягивается под действием нагрузки  $P_2$ , большей  $P_1$  на 10-20 делений шкалы индикатора веса. Величина силы  $P_2$  должна быть соизмерима с площадью поперечного сечения тела трубы и физико-механическими свойствами материала последних с тем, чтобы деформации, вызванные этой силой, были упругими. Полученное при этом удлинение отмечают на трубе.

5. Колонна снова растягивается под действием силы, на пять делений большей  $P_2$ , затем нагрузку снимают до первоначальной величины  $P_2$ . Новое положение также отмечают. Средняя отметка между ними представляет собой удлинение, соответствующее силе  $P_2$ .

6. Точно измерив расстояние между верхней и нижней отметками, получают искомое удлинение неприхваченной части бурильных труб, т.е.  $\Delta l$ .

## РАСЧЕТ НЕФТЯНОЙ (ВОДЯНОЙ ИЛИ КИСЛОТНОЙ) ВАННЫ

**Задача 61.** Рассчитать нефтяную ванну для освобождения прихваченных 140-мм бурильных труб с толщиной стенки  $\delta = 8$  мм, если глубина скважины  $H = 2300$  м, диаметр долота  $D_d = 295,3$  мм, длина неприхваченной части колонны  $L_{н.п.} = 2000$  м, плотность бурового раствора  $\rho_{б.р.} = 1,25$  г/см<sup>3</sup>, плотность нефти  $\rho_H = 0,8$  г/см<sup>3</sup>.

*Решение.* Определим необходимое количество нефти для ванны

$$V_H = 0,785(D_{СКВ}^2 - D^2)H_1 + 0,785d^2H_2, \quad (115)$$

где  $D_{СКВ}$  - диаметр скважины, м.

$$D_{СКВ} = \kappa D_D = 1,2 \cdot 295,3 = 354 \text{ мм} = 0,354 \text{ м.}$$

Здесь  $\kappa$  – коэффициент, учитывающий увеличение диаметра скважины за счет образования каверн, трещин и пр. (величина его колеблется в пределах 1,05 – 1,3);  $D = 0,140$  м – наружный диаметр бурильных труб, м;  $H_1$  - высота подъема нефти в затрубном пространстве. Нефть поднимают на 50-100 м выше места прихвата

$$H_1 = H - L_{Н.П.} + (50 \div 100); \quad (116)$$

$$H_1 = 2300 - 200 + 100 = 400 \text{ м;}$$

$d$  – внутренний диаметр бурильных труб, м

$$d = D - 2\delta = 140 - 2 \cdot 8 = 124 \text{ мм} = 0,124 \text{ м;}$$

$\delta = 8$  мм- толщина стенки бурильных труб;  $H_2$  - высота столба нефти в трубах, необходимая для периодического (через 1-2 ч) подкачивания нефти в затрубное пространство. Принимая  $H_2 = 200$  м, находим

$$V_H = 0,785(0,354^2 - 0,140^2)400 + 0,785 \cdot 0,124^2 \cdot 200 = 35,8 \text{ м}^3.$$

Количество бурового раствора для продавки нефти

$$V_{Б.Р.} = \frac{\pi d^2}{4} (H - H_2); \quad (117)$$

$$V_{Б.Р.} = \frac{3,14 \cdot 0,124^2}{4} (2300 - 200) = 25,4 \text{ м}^3.$$

Определим максимальное давление при закачке нефти, когда за бурильными трубами находится буровой раствор, а сами трубы заполнены нефтью

$$p = p_1 + p_2 \quad (118)$$

где  $p_1$  - давление, возникающее при разности плотностей столбов жидкости в скважине ( в трубах и за трубами)

$$p_1 = \frac{H(\rho_{Б.Р.} - \rho_H)}{100} = \frac{2300(1,25 - 0,8)}{100} = 10,3 \text{ МПа.}$$

$p_2$  - давление, идущее на преодоление гидравлических потерь. С достаточной для практических расчетов точностью

$$p_2 = 0,001H + 8 = 0,001 \cdot 2300 + 8 = 3,1 \text{ МПа.}$$

Тогда

$$p = 10,3 + 3,1 = 13,4 \text{ МПа.}$$

Считая, что нефтяная ванна будет проводиться при помощи агрегата ЦА-300, мощностью двигателя которого  $N = 120$  кВт, можем определить возможную подачу насоса

$$Q = 10,2\eta N / 10p = 10,2 \cdot 0,635 \cdot 120 / 10 \cdot 13,4 = 5,8 \text{ дм}^3/\text{с},$$

где  $\eta$  - кпд. насоса агрегата ЦА-300, равный 0,635.

**П р и м е ч а н и е.** Расчет водяной и кислотной ванн проводится аналогично расчету нефтяной ванны.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ ПОЛОМКИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПО ИНДИКАТОРУ ВЕСА

**Задача 62.** Определить, на какой глубине произошла поломка бурильных труб при следующих условиях. После спуска 146-мм бурильной колонны на глубину 2800 м индикатор веса над забоем показал 80 делений. В процессе бурения произошла поломка бурильной колонны, в результате чего индикатор веса показал 71 деление.

**Решение.** Вес бурильной колонны при этом уменьшился на  $80 - 71 = 9$  делений. Согласно данным табл.84, 80 делениям индикатора соответствует усилие на одном конце

талевое каната 92,4 кН, а 70 делениям – 78,5 кН. Тогда цена одного деления индикатора между 70 и 80 делениями составит  $(92,4 - 78,5/10) = 1,39$  кН.

Уменьшение веса бурильной колонны (в кН) соответствующее 9 делениям,  $Q = 1,39 \cdot 8 \cdot 9 = 100,08$  кН.

Здесь 8 – число рабочих струн при оснастке  $4 \times 5$ . Определим, какой длине бурильной колонны соответствует вес 100,08 кН

$$t = \frac{Q}{q(1 - \frac{\rho_{Б.Р.}}{\rho_M})} = \frac{100,08}{39,2(1 - \frac{1,3}{7,85})10^{-2}} = 306 \text{ м,}$$

где  $\rho_{Б.Р.}$  и  $\rho_M$  - соответственно плотности бурового раствора  $1,3 \text{ г/см}^3$  и стали  $7,85 \text{ г/см}^3$ ;  $q = 39,2 \text{ кг}$  – масса 1м и 146-мм бурильных труб (см. табл.24). Таким образом, поломка бурильных труб произошла на глубине  $h = 2800 - 306 = 2494 \text{ м}$ .

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОПУСТИМЫХ УСИЛИЙ ПРИ РАСХАЖИВАНИИ ПРИХВАЧЕННЫХ ТРУБ

**Задача 63.** Определить допустимое усилие натяжения при расхаживании прихваченной бурильной колонны диаметром  $D = 114 \text{ мм}$  с толщиной стенки  $\delta = 9 \text{ мм}$  из стали группы прочности Д ( $\sigma_T = 380 \text{ МПа}$ ).

*Решение.* Допустимое натяжение при расхаживании прихваченной бурильной колонны определяется по формуле

$$Q_{\text{доп}} = \sigma_T F / k, \quad (119)$$

где  $\sigma_T$  - предел текучести материала труб, МПа;  $F = 29,8 \text{ см}^2$  - площадь поперечного сечения тела гладкой части бурильной трубы;  $k$  – запас прочности, который при расчетах, связанных с освобождением прихваченной бурильной колонны, можно принимать в пределах  $1,3 - 1,2$ , а иногда и ниже.

Тогда

$$Q_{\text{доп}} = \frac{380,0}{1,2} 29,8 \cdot 10^{-4} = 0,94 \text{ МН.}$$

**П р и м е ч а н и е.** Допустимые усилия при расхаживании прихваченных обсадных и насосно-компрессорных колонн определяются аналогично.

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОПУСТИМОГО ЧИСЛА ПОВОРОТОВ ПРИХВАЧЕННОЙ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

**Задача 64.** Определить допустимое число поворотов прихваченной бурильной колонны (при ее отбивке ротором), необходимое для ее освобождения, если диаметр колонны с высаженными внутрь концами равен  $114 \text{ мм}$ , глубина прихвата  $L_{Н.П.} = 2500 \text{ м}$ . Материал труб – сталь группы прочности Д;  $\delta = 10 \text{ мм}$ , натяжение бурильной колонны  $Q_{\text{доп}} = 0,5 \text{ МН}$ ; запас прочности, связанный с освобождением прихваченной бурильной колонны,  $k = 1,3$ .

*Решение.* Допустимое число поворотов ротора  $n_p$  определяют по формуле

$$n_p = 0,204 \cdot 10^{-4} L_{Н.П.} / D \sqrt{(\sigma_T / k)^2 - \sigma_p^2}, \quad (120)$$

где  $L_{Н.П.}$  - длина неприхваченной части бурильной колонны, м;  $D$  – наружный диаметр бурильных труб, м;  $\sigma_T$  - предел текучести материала труб, МПа;  $\sigma_p$  - напряжение растяжения, МПа

$$\sigma_p = Q_{\text{доп}} / F = 0,50 / 32,8 \cdot 10^{-4} = 152,5 \text{ МПа.}$$

Здесь  $F = 32,8 \text{ см}^2$  - площадь поперечного сечения тела трубы.

Тогда

$$n_p = 0,204 \cdot 10^{-4} \cdot 2500 / 0,114 \sqrt{(380,0/1,3)^2 - 152,5^2} = 11,5 \text{ поворота.}$$

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ЗАБОЙ

**Задача 66.** Определить гидростатическое давление бурового раствора на забой, если глубина скважины  $H = 3000 \text{ м}$ , плотность бурового раствора  $\rho_{\text{б.р.}} = 1,25 \text{ г/см}^3$ , статическое напряжение сдвига раствора  $\theta = 0,003 \text{ Н/см}^2$  или  $30 \text{ кН/м}^2$ , диаметр скважины  $D_{\text{СКВ}} = 200 \text{ мм}$ .

*Решение.* Гидростатическое давление бурового раствора на забой скважины определяют по формуле

$$p = p_0 + H\rho_{\text{б.р.}}/100 \mp p_c, \quad (121)$$

где  $p_0$  - давление на свободной поверхности бурового раствора (в кольцевом пространстве на устье скважины). Это давление возникает в том случае, если буровой раствор выходит из скважины через герметизирующее приспособление или при задавке скважины с закрытым полностью или частично превентором. В нашем случае буровой раствор свободно выходит из скважины, т.е.  $p_0 = 0$ ;  $p_c$  - давление, которое может возникнуть на забое при проявлении структурных свойств бурового раствора.

Если давление на забое начинает медленно возрастать в результате слабого притока жидкости в скважину, то до начала движение раствора величину  $p_c$  необходимо брать со знаком плюс. Если происходит медленное отфильтровывание воды в нижней части скважины при неизменном положении уровня в скважине, то величину  $p_c$  необходимо брать со знаком минус. Если скважина заполнена водой, то  $p_c = 0$ . Величину  $p_c$  определяют по формуле:

$$p_c = 4\theta H / D_{\text{СКВ}} = 4 \cdot 30 \cdot 3000 / 0,20 = 1800000 \text{ Н/м}^2 = 1,8 \text{ МПа.}$$

Принимая в нашем примере величину  $p_c$  со знаком плюс, получаем

$$p_c = \frac{1,25 \cdot 3000}{100} + 1,8 = 37,5 + 1,8 = 39,3 \text{ МПа.}$$

Таким образом, в статическом состоянии давление на забой скважины в результате пластических свойств раствора отклоняется от гидростатического на 1,8 МПа. Если раствор долгое время находился в состоянии покоя, в силу тиксотропных свойств и других причин статическое напряжение сдвига раствора может возрасти в 3-5 раз. При этом также возрастет и  $p_c$ . Это всегда следует учитывать при определении начального давления на выкиде насосов в процессе продавки бурового раствора, который долгое время находился в покое.

**П р и м е ч а н и е.** На практике величиной  $p_c$  пренебрегают, тогда гидростатическое давление бурового раствора на забой

$$p = p_0 + p_{\text{б.р.}}H/100, \quad (122)$$

а если устье скважины свободно открыто, то  $p_0 = 0$  и

$$p = p_{\text{б.р.}}H/100. \quad (123)$$

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ В СИСТЕМЕ СКВАЖИНА-ПЛАСТ

**Задача 67.** Определить относительное давление в системе скважина-пласт, если на глубине  $H = 2000$  м пластовое давление  $p_{пл} = 25$  МПа.

*Решение.* Под относительным давлением  $p_{отн}$  понимается отношение давления в пласте  $p_{пл}$  к гидростатическому давлению столба воды в скважине  $p_{ст}$ , т.е.

$$p_{отн} = p_{пл} / p_{ст}, \quad (124)$$

где  $p_{ст} = \rho_B H / 100 = 1 \cdot 2000 / 100 = 20$  МПа.

Тогда

$$p_{отн} = 25,0 / 20,0 = 1,25.$$

Если в системе скважина – пласт плотность бурового раствора превышает относительное давление, т.е.  $\rho_{б.р.} > p_{отн}$ , то может произойти поглощение раствора в пласт, а при значительном превышении  $\rho_{б.р.}$  над  $p_{отн}$  и полная потеря циркуляции. При этом в связи со снижением уровня бурового раствора в скважине могут произойти нарушения ее приствольной зоны.

При условии  $\rho_{б.р.} < p_{отн}$  может происходить разгазирование раствора, перелив нефти и воды, а при значительном превышении  $p_{отн}$  над  $\rho_{б.р.}$  - газовые, нефтяные и водные выбросы и фонтаны. Нарушения приствольной зоны скважины происходят также и в тех случаях, когда  $\rho_{б.р.} < p_{отн}$ . Если существует равенство  $\rho_{б.р.} = p_{отн}$ , то условия бурения скважины в большинстве случаев нормальные.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОГЛОЩАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ПЛАСТА

**Задача 69.** В поглощающей скважине при замерах статический уровень был отмечен на глубине  $H_c = 97$  м от устья, а динамический уровень при работе одного насоса с подачей  $110 \text{ м}^3/\text{ч}$  ( $30,6 \text{ дм}^3/\text{с}$ ) на глубине  $H_d = 81$  м. Определить коэффициент поглощающей способности пласта.

*Решение.* Коэффициент поглощающей способности пласта  $k$  при полном поглощении определяется по формуле

$$k = Q_{II} / \sqrt{H \cdot 100}, \quad (127)$$

где  $Q_{II}$  - интенсивность поглощения,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;  $H$  – напор, МПа, равный разности положений статического динамического уровней бурового раствора в скважине при работе насосов с подачей  $Q$ :  $H = (H_c - H_d) / 100 = (97 - 81) / 100 = 0,16$  МПа. Тогда  $k = 110 / \sqrt{16} = 27,5$ .

Как видно из табл. 87, при  $k > 25$  в скважину для ликвидации зон поглощения необходимо спустить промежуточную колонну или бурить без выхода циркуляции.

Т а б л и ц а 87

Зона поглощения	Коэффициент поглощающей способности, $k$	Мероприятия по ликвидации поглощений
I	1	Переход на бурение с использованием бурового раствора
II	1-3	Закачивание быстрохватывающейся смеси БСС, расход цемента 5-10 т
III	3-5	Закачивание БСС, расход цемента 10-20 т

IV	3-15	Закачивание высоковязкой БСС, затворяемой на буровом растворе или с добавлением в смесь бентонитового порошка, а также глинистых и глиноцементных паст: расход смеси 20-60 т Перед закачивание БСС снижать поглощающую способность скважины путем намыва песка или забрасывания инертных материалов. при уменьшении коэффициента $k$ до 15 и ниже закачивать тампонирующую смесь, как и при ликвидации IV зоны поглощения
V	15-26	
VI	>25	

На основании обобщения опытных данных по борьбе с поглощениями была предложена следующая классификация зон поглощений и рекомендованы мероприятия по их ликвидации (табл.87)

**П р и м е ч а н и е.** Статический уровень  $H_C$  замеряют при отсутствии закачки воды в скважину и при установившемся уровне жидкости, затем замеряют динамический уровень  $H_D$ . Для этого в скважину спускают бурильные трубы на 5-10 м ниже статического уровня. Из ротора вынимают вкладыши, а элеватор с трубами подтягивают к стенке кондуктора и устанавливают на ротор. На ведущую трубу навинчивают переводник с наконечником из 50-мм трубы длиной 1,5-2 м и спускают в скважину между внутренней стенкой кондуктора и бурильными трубами. Буровыми насосами в скважину закачивают воду. При помощи поплавка, спущенного на лебедке Яковлева, или другими способами замеряют в бурильных трубах установившийся динамический уровень  $H_D$ .

**Задача 70.** Определить коэффициент поглощающей способности пласта при условии, что на глубине 1000 м происходит частичное поглощение бурового раствора с интенсивностью  $Q_{II} = 15 \text{ дм}^3/\text{с}$ , статический уровень был отмечен на глубине 30 м от устья, диаметр бурильных труб 140 мм, диаметр долота (скважины) 295,3 мм, подача насосов  $Q_H = 35 \text{ дм}^3/\text{с}$ .

По табл.87 приведены классификация зон поглощений и мероприятия по их ликвидации.

**Решение.** Коэффициент поглощающей способности пласта при частичном поглощении определяют по формуле

$$k = Q_{II} / \sqrt{H_C + h100}, \quad (128)$$

где  $Q_{II}$  - интенсивность поглощения,  $\text{м}^3/\text{ч}$  ( $Q_{II}=15 \text{ дм}^3/\text{с} = 54 \text{ м}^3/\text{ч}$ );  $H_C$  - расстояние от статического уровня до устья скважины,  $H_C = 30 \text{ м}$ ;  $h$  – гидравлические потери в затрубном пространстве при движении жидкости от поглощающего пласта к устью скважины, МПа

$$h = 8,26\lambda_{к.н.} \frac{LQ^2}{(D_{СКВ} - D)^3 (D_{СКВ} + D)^2}. \quad (129)$$

Здесь  $\lambda_{к.н.}$  - коэффициент гидравлического сопротивления кольцевого пространства. Определение величины  $\lambda_{к.н.}$  приводится в задаче 31. В данном примере принимаем

$\lambda_{к.н.} = 0,280$ ; L – глубина залегания поглощающего пласта, равная 1000 м; Q – количество жидкости, которое возвращается из скважины в приемные емкости насосов,

$$Q = Q_H - Q_{II} = 35 - 15 = 20 \text{ дм}^3/\text{с},$$

$D_{СКВ}$  - диаметр дота (скважины),  $D_{СКВ} = 29,53$ ; D – диаметр бурильных труб, D = 14 см.

Тогда

$$h = 8,26 \cdot 0,280 \frac{1000 \cdot 20^2}{(29,5 - 14,0)^3 (29,5 + 14,0)^2} = 0,13 \text{ м.}$$

Подставляя данные в формулу для определения  $k$ , получаем

$$k = 54 / \sqrt{30 + 13} = 8,2.$$

Как видно из табл.87, при  $k = 3 \div 15$  для ликвидации поглощения необходимо в поглощающий пласт закачать БСС.

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ УСТАНОВКИ КОНЦА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ДЛЯ ЗАКАЧКИ ПЛАСТ БСС

**Задача 71.** Определить глубину установки конца труб с целью закачки тампонирующих материалов в поглощающий пласт при следующих данных: глубина залегания поглощающего горизонта  $H_{II} = 1400$  м, толщина поглощающего горизонта  $H_{Ц} = 50$  м, плотность глинистого бурового раствора  $\rho_{Б.Р.} = 1,2$  г/см<sup>3</sup>, плотность тампонирующего материала  $\rho_{Ж} = 1,7$  г/см<sup>3</sup>.

*Решение.* Глубина установки конца труб определяется по формуле

$$H_{Г.К.} = H_{II} - (\rho_{Ж} H_{Ц} / \rho_{Б.Р.}) = 1400 - 1,7 \cdot 50 / 1,2 = 1330 \text{ м.}$$

### РАСЧЕТ КОЛИЧЕСТВА ГЕЛЬЦЕМЕНТА ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЯ В СКВАЖИНЕ

**Задача 72.** Подсчитать общий объем геля цемента, необходимый для ликвидации поглощения в скважине глубиной  $H = 1200$  м, если кровля поглощающего горизонта находится на глубине 1130 м, а подошва на глубине 1195 м, диаметр скважины 300 мм, в пласт требуется ввести 8 м<sup>3</sup> геля цемента.

*Решение.* Объем геля цемента рассчитываем, исходя из объема скважины в интервале от подошвы поглощающего горизонта до конца бурильных труб, которые устанавливаются на расстоянии 20 м выше кровли поглощающего горизонта. Сумма указанных интервалов  $h_1 = 1195 - 1130 + 20 = 85$  м.

Объем указанного интервала  $V_{СКВ} = \pi D_{СКВ}^2 / 4 \cdot h_1 = 3,14 \times 0,3^2 / 4 \cdot 85 = 6 \text{ м}^3$ . Тогда общий потребный объем геля цемента  $V_{ОБЩ} = 8 + 6 = 14 \text{ м}^3$ .

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕСОВОГО И ОБЪЕМНОГО КОЛИЧЕСТВ КОМПОНЕНТОВ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ БСС ПО ЗАДАННОМУ РЕЦЕПТУ

**Задача 73.** Подсчитать весовые и объемные количества каждого из компонентов, необходимых для приготовления 1 м<sup>3</sup> БСС по рецепту, согласно которому на 500 г цемента приходится 450 см<sup>3</sup> воды, 30 г порошкообразного бентонита, 15 см<sup>3</sup> жидкого стекла и 10 г кристаллической соды.

*Решение.* Принимая плотность сухого тампонажного цемента  $\rho_{Ц} = 3,1$  г/см<sup>3</sup>, находим объем 0,5 кг цемента.

$$V_{\text{ц}} = P_{\text{ц}} / \rho_{\text{ц}} = 500 / 3,1 = 161 \text{ см}^3.$$

Подсчитаем объем 10 г кристаллической каустической соды плотностью  $\rho_{\text{к.с.}} = 2,02$  г/см<sup>3</sup>.

$$V_{\text{к.с.}} = P_{\text{к.с.}} / \rho_{\text{к.с.}} = 16 / 2,02 = 4,96 \text{ м}^3.$$

Объем 30 г порошкообразного бентонита плотностью  $\rho_{\text{с.б.}} = 2,7$  г/см<sup>3</sup>.

$$V_{\text{с.б.}} = P_{\text{с.б.}} / \rho_{\text{с.б.}} = 30 / 2,7 = 11,1 \text{ см}^3.$$

Суммарный объем всех компонентов БСС по заданному рецепту

$$V_{\text{сум}} = 161 + 450 + 11,1 + 15 + 4,96 = 637,1 \text{ см}^3$$

Зная, что на 637,1 см<sup>3</sup> БСС нужно 161 см<sup>3</sup> сухого цемента, находим объем его на 1 м<sup>3</sup> БСС

$$X_{\text{ц}} = 100000 \cdot 161 / 637,1 = 253000 \text{ м}^3$$

или по массе:  $253\ 000 \cdot 3,1 = 782\ 000$  г = 0,782 т.

Аналогично устанавливаем, что для приготовления 1 м<sup>3</sup> БСС по заданному рецепту необходимо взять:

воды:

$$X_{\text{в}} = 100000 \cdot 450 / 637,1 = 708000 \text{ см}^3 = 0,708 \text{ м}^3;$$

сухого бентонита

$$X_{\text{б}} = 100000 \cdot 11,1 / 637,1 = 17400 \text{ см}^3$$

или по массе:  $17400 \cdot 2,7 = 47\ 000$  г = 47 кг;

жидкого стекла

$$X_{\text{ст}} = 100000 \cdot 15 / 637,1 = 23600 \text{ см}^3 = 23,6 \text{ дм}^3;$$

сухой каустической соды

$$X_{\text{к.с.}} = 100000 \cdot 4,96 / 637,1 = 7950 \text{ см}^3$$

или по массе:  $7950 \cdot 2,02 = 15\ 900$  г = 15,9 кг.

**Задача 74.** Определить весовые и объемные количества каждого из компонентов, необходимые для приготовления 1 м<sup>3</sup> нефтецементной БСС по следующему рецепту: тампонажный цемент 100 %, песок 150 %, каустическая сода 10 %, дизельное топливо 80 % (последние три компонента берутся в процентах от массы сухого цемента). Плотность такой смеси равна 1,7 т/м<sup>3</sup>.

*Решение.* Определяем суммарный массовый состав БСС;  $P = 100 + 150 + 10 + 80 = 340$  кг.

Подсчитываем объем, который займут 340 кг нефтецементной смеси БСС,

$$V = P / \rho = 340 / 1,7 = 200 \text{ см}^3 = 0,2 \text{ м}^3.$$

Находим количество сухого цемента, требуемое для приготовления 1 м<sup>3</sup> БСС,

$$X_{\text{ц}} = 100 / 0,2 = 500 \text{ кг}.$$

Аналогично находим, что для приготовления 1 м<sup>3</sup> БСС по заданному рецепту необходимо взять:

сухого песка

$$X_{\text{п}} = 150 / 0,2 = 750 \text{ кг};$$

каустической соды

$$X_{\text{к.с.}} = 10 / 0,2 = 50 \text{ кг};$$

дизельного топлива

$$X_{\text{т}} = 80 / 0,2 = 400 \text{ кг}.$$

## РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

**Задача 80.** Рассчитать эксплуатационную колонну диаметром 146 мм для нефтяной скважины при следующих условиях  $L = 3000$  м,  $H = 1000$  м,  $h = 1700$  м,  $\rho_{ц.р.} = 1,4$  г/см<sup>3</sup>,  $\rho_{о.ж.} = 1,0$  г/см<sup>3</sup>,  $\rho_B = 0,85$  г/см<sup>3</sup>,  $\rho_{пл} = 40$  МПа,  $k = 0,25$ .

Зона эксплуатационного объекта 3000 – 2700 м.

*Решение.* Так как  $h > H$  ( $1700$  м  $>$   $1000$  м), выбираем расчетную схему 11.

Определяем избыточные наружные давления (на стадии окончания эксплуатации) для следующих характерных точек.

$$1: z = 0; \rho_{HuZ} = 0,01 \rho_{Б.Р.} \cdot z = 0.$$

$$2: z = H; \rho_{HuZ} = 0,01 \rho_{Б.Р.} \cdot H = (0,01 \cdot 1,4 \cdot 1000) = 14 \text{ МПа};$$

$$3: z = h; \rho_{HuZ} = \{0,01 [\rho_{Б.Р.} h - \rho_B (h - H)]\} = \{0,01 [1,4 \times 1700 - 0,85(1700 - 1000)]\} = 17,85 \text{ МПа};$$

$$4: z = L; \rho_{HuZ} = \{0,01 [(\rho_{ц.р.} - \rho_B)L - (\rho_{ц.р.} - \rho_{Б.Р.})h + \rho_B H](1 - k)\} = \{0,01 [(1,85 - 0,85)3000 - (1,85 - 1,4) \times 1700 + 0,85 \cdot 1000](1 - 0,25)\} = 23,2 \text{ МПа}.$$

Строим эпюру ABCD (рис. 8, а). Для этого в горизонтальном направлении в принятом масштабе откладываем значения  $\rho_{HuZ}$  в точках 1-4 (см. рис. 7) и эти точки последовательно соединяем между собой прямолинейным отрезками.

Определяем избыточные внутренние давления из условия испытания обсадной колонны на герметичность в один прием без пакера.

Давление на устье:

$$p_y = p_{пл} - 0,01 \rho_B L = 40 - 0,01 \cdot 0,85 \cdot 3000 = 14,5 \text{ МПа}.$$

$$\text{Точка а: } z = 0; \rho_{BuZ} = 1,1 \rho_y = 1,1 \cdot 14,5 = 16 \text{ МПа}.$$

По табл. 108 для 146-мм колонны  $\rho_{оп} = 10$  МПа. Принимаем 16 МПа.

$$\text{Точка б: } z = 1700 \text{ м; } \rho_{BuZ} = [1,1 \cdot 14,5 - 0,01(1,4 - 1,0) \times 1700] = 9,2 \text{ МПа}.$$

$$\text{Точка в: } z = L = 3000 \text{ м; } \rho_{BuZ} = \langle \{1,1 \cdot 14,5 - 0,01[(1,85 - 0,1)3000 - (1,85 - 1,4)1700]\} (1 - 0,25) \rangle = -1,4 \text{ МПа}.$$

Строим эпюру ABC (см. рис. 8, б), Для этого в горизонтальном положении в принятом масштабе откладываем значения  $\rho_{BuZ}$  в точках а, б, в, (см. рис. 7) и полученные точки соединяют между собой прямолинейными отрезками.

Определяем значение  $n_{кр} \rho_{HuL} = 1,15 \cdot 23,2 = 26,7$  МПа.

По табл. 109 находим, что этому давлению соответствуют трубы из стали группы прочности Д с толщиной стенки 9 мм, дл которых  $\rho_{кр} = 31,8$  МПа (1-я секция труб).

Для 2-ой секции выбираем трубы той же группы прочности с толщиной стенки 8 мм, для которых по табл. 109  $\rho_{кр} = 26,2$  МПа. Эти трубы могут быть установлены на глубине с давлением  $\rho_{HuZ} = 26,2/1,15 \text{ МПа} = 22,8 \text{ МПа}$ . По эпюре (см. рис. 8, а) это давление соответствует глубине  $l_{доп8д} = 2930$  м.

Длина 1-й секции ( $\delta = 9$  мм)  $l_1 = L - l_{доп8д} = (3000 - 2930 \text{ м}) = 70$  м, а вес ее табл. 113  $Q_1 = 21800$  Н или  $Q_1 = 21,8$  кН.

Для 3-й секции берем трубы с  $\delta = 7$  мм, для которых  $p_{кр} = 20,5$  МПа. Поскольку  $20,5/1,15 = 17,8$  МПа соответствует глубине 1700 м, а, значит,  $1700 < 2700$  (начало зоны эксплуатационного объекта), то принимаем  $n_{кр} = 1,0$  и определяем по эпюре, какой глубине соответствует давление 20,5 МПа. По эпюре (см. рис. 8,а) определяем  $l_{доп7д} = 2330$  м. Следовательно, длина 2-й секции ( $\delta = 8$  мм)

$$l_2 = l_{доп8д} - l_{доп7д} = (2930 - 2330) = 600 \text{ м},$$

а ее вес  $Q_2 = 168\,000$  Н = 168 кН.

Общий вес двух секций:  $Q_1 + Q_2 = 21,8 + 168 = 189,8$  кН = 0,1898 МН.

Определяем длину 3-й секции ( $\delta = 7$  мм), беря в основу расчет на растяжение. Для этих труб  $P_{СТР7д} = 0,71$  МН и  $q_7 = 248$  Н (по табл. 111).

По формуле (171) получаем

$$l_3 = \frac{P_{СТР7д} / n_{СТР} - (Q_1 + Q_2)}{q_7} = \frac{0,71/1,15 - 0,1898}{248 \cdot 10^{-6}} = 1725 \text{ м}.$$

Вес 3-й секции труб ( $\delta = 7$  мм):  $Q_3 = 427\,600$  Н = 427,6 кН = 0,4276 МН..

Общий вес трех секций:  $Q_1 + Q_2 + Q_3 = 0,6174$  МН.

Осевая нагрузка, при которой напряжение в теле трубы достигает  $0,5 \sigma_T$ , по табл. 110 составляет 0,57 МН ( $\delta = 7$  мм).

Определяем расстояние расчетного сечения трубы от устья скважины

$$l_0 = L - l_1 - l_2 - \frac{0,57 - Q_1 - Q_2}{q_7}; \quad (173)$$

$$l_0 = 3000 - 70 - 600 - \frac{0,57 - 0,1898}{248 \cdot 10^{-6}} = 730 \text{ м}.$$

При эпюре находим, что на глубине 730 м  $\rho_{HuZ} = 10,2$  МПа. Определяем коэффициент запаса прочности на критическое давление

$$n_{кр} = 20,5/10,2 = 2,0 \gg 1,1.$$

Расчет на внутреннее давление для первых двух секций не производим, так как внутреннее избыточное давление в них отсутствует (см. рис. 8, б).

Определяем внутренне давление для труб 3-й секции, имеющих наименьшую толщину стенки  $\delta = 7$  мм. Фактическое внутренне давление на уровне верхней трубы, расположенной на глубине  $(3000 - 70 - 600 - 1725) = 605$  м, находим по эпюре (см. рис. 8, б):  $\rho_{BuZ} = 13,5$  МПа.

По табл. 112 определяем, что для труб  $\delta = 7$  мм  $\rho_{В.Д7д} = 31,8$  МПа. Рассчитываем коэффициент запаса прочности  $n_B = 31,8/13,5 = 2,36 \gg 1,15$ .

Четвертую секцию составляем из труб с  $\delta = 8$  мм. Для этих труб  $P_{СТР8д} = 0,84$  МН;  $q_8 = 280$  Н. Длина 4-й секции из расчета на растяжение

$$l_4 = \frac{0,84/1,15 - 0,6174}{280 \cdot 10^{-6}} = 400 \text{ м},$$

а ее вес  $Q_4 = 112\,000$  Н = 112 кН = 0,112 МН.

Общий вес четырех секций составляет 0,7294 МН.

Пятую секцию комплектуем из труб с  $\delta = 9$  мм ( $P_{СТР9Д} = 0,96$  МН;  $q_9 = 312$  Н). Длина 5-й секции

$$l_5 = \frac{0,96/1,15 - 0,7294}{312 \cdot 10^{-6}} = 335 \text{ м.}$$

Принимаем  $l_5 = 205$  м; вес ее  $Q_5 = 64$  кН = 0,064 МН.

Так как  $p_{ВД,9Д} = 41$  МПа, коэффициент запаса прочности для труб 5-й секции также достаточен.

Общий вес колонны  $Q = 0,7934$  МН.

Результаты расчетов сводим в табл. 117.

Т а б л и ц а 117

Номер секции снизу вверх	Толщина стенки $\delta$ , мм	Интервал спуска труб, м	Длина секции, м	Вес 1 м трубы, Н	Вес секции, МН
1	9	2930-3000	70	312	0,0218
2	8	2330-2930	600	280	0,168
3	7	605-2330	1725	248	0,4276
4	8	205-605	400	280	0,112
5	9	0-205	205	312	0,064
Всего		0-3000	3000	-	0,7934

П р и м е ч а н и е. Трубы изготовлены из стали группы прочности Д.

### РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

**Задача 81.** Рассчитать эксплуатационную колонну диаметром 168 мм для газовой скважины при следующих условиях:  $L = 2500$  м;  $h = 0$ ;  $p_{ПЛ} = 30$  МПа (период ввода скважины в эксплуатацию).

$p_{ПЛ} = 1,0$  МПа (при окончании эксплуатации);  $p_{Б.Р.} = 1,45$  г/см<sup>3</sup>;  $p_{Ц.Р.} = 1,8$  /см<sup>3</sup>;  $p_{О.Ж.} = 1,0$  г/см<sup>3</sup>;  $T_3 = 363$  К;  $T_V = 323$  К;  $T_{CP} = 343$  К;  $\rho_{Г.ОТН} = 0,6$ ;  $m = 0,8$ ;  $k = 0,25$ .

Зона эксплуатационного объекта 2500 – 2200 м; породы неустойчивые.

*Решение.* По рис. 7 выбираем расчетную схему V.

Определяем избыточные наружные давления в точках:

1:  $z = 0$ ;  $\rho_{HuZ} = 0$ ;

2:  $z = 2500$  м;  $\rho_{HuZ} = (0,01 \rho_{Ц.Р.} L - p_{\min})(1 - k) = (0,01 \times 1,8 \cdot 2500 - 1,0)(1 - 0,25) = 33$

МПа.

Строим эпюру АВ (рис. 9, а).

Определяем избыточные внутренние давления в точках:

а:  $z = 0$ ;  $p_{B.uZ} = 1,1 p_V$  или  $\rho_{B.uZ} = p_{ОП}$ .

По табл. 108  $p_{ОП} = 9$  МПа

$$p_V = p_{BZ} = p_{ПЛ} / e^s;$$

$$s = \frac{0,03415 \rho_{Г.ОТН} (L - z)}{m T_{CP}} = \frac{0,03415 \cdot 0,6 \cdot 2500}{0,8 \cdot 343} = 0,187;$$

$$e^s = \frac{2 + s}{2 - s} = \frac{2 + 0,187}{2 - 0,187} = 1,2;$$

$$p_V = 30/1,2 = 25 \text{ МПа}; \quad p_{B.uZ} = 1,1 \cdot 25 = 27,5 \text{ МПа};$$

Так как  $27,5 > 9,0$ , принимаем  $p_{B.uZ} = 27,5$ .

б:  $z = 2500 \text{ м}$ ;

$$p_{B.uZ} [1,1p_V - 0,01(\rho_{ц.р.} - \rho_{о.ж})L](1-k) = [27,5 - 0,01(1,8 - 1,0)2500](1 - 0,25) = 5,6 \text{ МПа}.$$

Строим эпюру АВ (рис. 9, б).

Определяем величину  $n_{KP} p_H$  и  $L$  в зоне эксплуатационного объекта, для которого  $n_{KP} = 1,3$ :  $1,3 \cdot 33 = 42,9 \text{ МПа}$ .

Такому давлению соответствуют трубы группы прочности К с  $\delta = 11 \text{ мм}$ , для которых  $p_{KP} = 43,8 \text{ МПа}$  (табл. 109). Учитывая небольшую длину интервала эксплуатационного объекта принимаем  $l_1 = 300 \text{ м}$ .

Вес 1-й секции  $Q_1 = 130500 \text{ Н} = 0,1305 \text{ МН}$  (табл. 113).

Находим внутреннее избыточное давление на глубине  $L - l_1 = 2500 - 300 = 2200 \text{ м}$  по эпюре (рис. 9, б):  $p_{B.uZ} = 8,2 \text{ МПа}$ . В соответствии с табл. 108 эта величина должна быть не менее  $9 \text{ МПа}$ .

Определяем коэффициент запаса прочности на внутреннее давление для труб  $\delta = 11 \text{ мм}$  из стали группы прочности К.

$$n_B = p_{ВД} / p_{ОД} = 57,2/9 \gg 1,15.$$

Для труб 2-й секции наружное избыточное давление на глубине  $2200 \text{ м}$  по эпюре (см. рис. 9, а) составляет  $p_{B.uZ} = 29 \text{ МПа}$ . Этому давлению соответствуют трубы группы прочности Д с  $\delta = 10 \text{ мм}$ , для которых  $p_{KP} = 30 \text{ МПа}$  (табл.109) и  $p_{ВД} = 39,5 \text{ МПа}$  (табл. 112).

Для 3-й секции берем трубы группы прочности Д с  $\delta = 9 \text{ мм}$  ( $p_{KP} = 25,1 \text{ МПа}$ ;  $p_{ВД} = 35,6 \text{ МПа}$ ). По эпюре (см. рис. 9, а) находим, что допустимая глубина спуска труб с  $\delta = 9 \text{ мм}$  составляет  $l_{доп9д} = 1865 \text{ м}$ .

Тогда длина 2-й секции ( $\delta = 10 \text{ мм}$ )  $l_2 = l_{доп10д} - l_{доп9д} = 2200 - 1865 = 335 \text{ м}$ .

Вес 2-й секции ( $\delta = 10 \text{ мм}$ )  $Q_2 = 133\,700 \text{ Н} = 0,1337 \text{ МН}$ .

Внутреннее избыточное давление для труб 2-й секции на глубине  $1865 \text{ м}$  по эпюре (см. рис. 9, б) равно  $11,5 \text{ МПа}$ . Следовательно,  $n_B = 39,5/11,5 = 3,43 \gg 1,15$ .

Для 4-й секции принимаем трубы группы прочности Д с  $\delta = 8 \text{ мм}$  ( $p_{KP} = 20,2 \text{ МПа}$ ;  $p_{ВД} = 31,6 \text{ МПа}$ ). По эпюре (см. рис. 9, а)  $p_{KP} = 20,2 \text{ МПа}$  соответствует глубине  $l_{доп8д} = 1490 \text{ м}$ . Длина 3-й секции ( $\delta = 9 \text{ мм}$ )  $l_3 = l_{доп9д} - l_{доп8д} = 1865 - 1490 = 375 \text{ м}$ ; вес ее  $Q_3 = 135\,700 \text{ Н} = 0,1357 \text{ МН}$ .

Внутреннее избыточное давление на глубине  $1490 \text{ м}$  составляет  $14,5 \text{ МПа}$  (рис. 9, б). Таким образом,  $n_B = 35,6/14,5 = 2,4 \gg 1,15$ .

Для 5-й секции берем трубы группы прочности Д с  $\delta = 7$  мм ( $p_{KP} = 15,3$  МПа;  $p_{ВД} = 27,7$  МПа;  $p_{СТР} = 0,8$  МН;  $q_7 = 287$  Н). По эюре (см. рис. 9, а) находим, что давлению 15,3 МПа соответствует глубина  $l_{доп7д} = 1200$  м.

Длина 4-й секции  $l_4 = l_{доп8д} - l_{доп7д} = 1490 - 1200 = 290$  м; вес ее  $Q_4 = 94\,300$  Н = 0,0943 МН.

Избыточное внутреннее давление на глубине 1200 м равно 17,5 МПа (см. рис. 9,б); тогда дл 4-й секции ( $\delta = 8$  мм)  $n_B = 31,6/17,5 = 1,81 > 1,15$ .

Вес четырех секций:  $Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 0,1305 + 0,1337 + 0,1357 + 0,0943 = 0,4942$  МН.

Длину 5-й секции ( $\delta = 7$  мм) определяем с учетом растяжения

$$l_5 = \frac{0,8/1,15 - 0,4942}{287 \cdot 10^{-6}} = 702 \text{ м.}$$

Вес 5-й секции  $Q_5 = 201\,470$  Н = 0,20147 МН.

Избыточное внутреннее давление на уровне верхней трубы 5-й секции на глубине  $l_{доп7д} - l_5 = 1200 - 702 = 498$  м по эюре (см. рис. 9, б) равно 23,5 МПа. Тогда коэффициент запаса прочности на внутреннее давление  $n_B = 27,7/23,5 = 1,18 > 1,15$ .

Вес пяти секций составляет  $0,4942 + 0,20147 = 0,69567$  МН.

Для 6-й секции берем трубы группы прочности Д с  $\delta = 8$  мм ( $p_{ВД} = 31,6$  МПа;  $p_{СТР} = 0,95$  МН;  $q_8 = 325$  Н)

$$l_6 = \frac{0,95/1,15 - 0,69567}{325 \cdot 10^{-6}} = 403 \text{ м, а } Q_6 = 131\,000 \text{ Н} = 0,131 \text{ МН.}$$

Избыточное внутреннее давление на глубине  $(498 - 403)$  м = 95 м составляет 27 МПа (см. рис. 9, б). Соответственно  $n_B = 31,6/27,0 = 1,17 > 1,15$ .

Вес шести секций равен  $0,69567 + 0,131 = 0,82667$  МН.

Для 7-й секции выбираем трубы группы прочности Д с  $\delta = 9$  мм, для которых  $p_{ВД} = 35,6$  МПа;  $p_{СТР} = 1,1$  МН;  $q_9 = 362$  Н.

Длина 7-й секции

$$l_7 = \frac{1,1/1,15 - 0,82667}{362 \cdot 10^{-6}} = 360 \text{ м.}$$

Принимаем длину 7-й секции 95 м; вес ее  $Q_7 = 0,0344$  МН.

Следовательно,  $n_B = 35,6/27,5 = 1,29 > 1,15$ .

Общая длина колонны  $(300+335+375+290+702+403+95) = 2500$  м; ее общий вес  $Q = 0,82667+0,0344 = 0,86107$  МН.

Результаты расчетов сводим в табл. 118.

Т а б л и ц а 118

Номер секции снизу вверх	Толщина стенки $\delta$ мм	Группа прочности стали	Интервал спуска труб, м	Длина секции, м	Вес 1 м трубы, Н	Вес секции, МН
1	11	К	2200-2500	300	435	0,1305
2	10	Д	1865-2200	335	399	0,1337
3	9	Д	1490-1865	375	362	0,1357

4	8	Д	1200-1490	290	325	0,0943
5	7	Д	498-1200	702	287	0,20147
6	8	Д	95-498	403	325	0,131
7	9	Д	0-95	95	362	0,0344
Всего			0-3000	2500	-	0,86107

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЛИНЕНИЯ И РАЗГРУЗКИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

**Задача 84.** Определить удлинение обсадной колонны в результате растяжения под действием собственного веса, если диаметр обсадной колонны 219 мм, толщина стенки труб 12 мм, глубина спуска обсадной колонны 2500 м.

*Решение.* По табл. 113 вес обсадной колонны составляет 1,57 МН. Определяем площадь сечения труб

$$F = 0,785(D_{НАР}^2 - d_{ВН}^2), \quad (178)$$

где  $D_{НАР}$  - наружный диаметр обсадных труб;  $d_{ВН}$  - внутренний диаметр обсадных труб, см

$$F = 0,785(21,91^2 - 19,51^2) = 78,04 \text{ см}^2.$$

Рассчитываем удлинение обсадной колонны по формуле

$$\lambda = QL / EF, \quad (179)$$

где  $Q$  – вес обсадной колонны, МН;  $L$  – длина колонны, м;  $E$  – модуль упругости, МПа;  $F$  – площадь поперечного сечения трубы, м<sup>2</sup>

$$\lambda = \frac{1,57 \cdot 2500}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 78,04 \cdot 10^{-4}} = 2,39 \text{ м.}$$

**Задача 85.** Определить, на сколько разгрузится обсадная колонна диаметром 219 мм, а если спускать ее с обратным клапаном без долива в скважину глубиной 2000 м, заполненную буровым раствором плотностью 1,25 г/см<sup>3</sup>; толщина стенки обсадных труб 9 мм.

*Решение.* По табл. 113 вес обсадной колонны  $Q_1 = 964000 \text{ Н} = 0,964 \text{ МН}$ .

Определяем вытесняемый объем бурового раствора по формуле

$$V_1 = \frac{\pi D_{НАР}^2}{4} L, \quad (180)$$

где  $D_{НАР}$  - наружный диаметр обсадной колонны, м;  $L$  – длина колонны, м.

$$V_1 = 0,785 \cdot 0,2192^2 \cdot 2000 = 75,37 \text{ м}^3.$$

Находим массу вытесняемого объема бурового раствора по формуле

$$m_{Б.Р.} = V_1 \rho_{Б.Р.}, \quad (181)$$

где  $\rho_{Б.Р.}$  - плотность бурового раствора, т/м<sup>3</sup>

$$m_{Б.Р.} = 75,37 \cdot 1,25 = 94,21 \text{ т.}$$

Вес бурового раствора

$$Q_2 = 94,21 / 100 = 0,9421 \text{ МН.}$$

Разгрузка обсадной колонны  $Q_1 - Q_2 = 0,964 - 0,9421 = 0,0219 \text{ МН}$ .

**Задача 86.** Определит разгрузку обсадной колонны диаметром 146 мм с толщиной стенки 10 мм, спускаемой в скважину глубиной 3000 м без обратного клапана; плотность бурового раствора в скважине 1,4 т/м<sup>3</sup>.

*Решение.* По табл. 113 определяем вес обсадной колонны  $Q_1 = 1,029$  МН.

Рассчитываем вес обсадной колонны в буровом растворе по формуле

$$Q_2 = Q_1(1 - \rho_{Б.Р.} / \rho_M), \quad (182)$$

где  $\rho_M$  - плотность материала труб, т/м<sup>3</sup>

$$Q_2 = 1,029(1 - 1,4 / 7,85) = 0,846 \text{ МН.}$$

Определяем, на сколько разгрузилась обсадная колонна:

$$Q_1 - Q_2 = 1,029 - 0,846 = 0,183 \text{ МН.}$$

## Г л а в а IX БУРЕНИЕ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Скважины, в которых забой имеет определенное отклонение от вертикали, а ствол проводится по заранее заданной кривой, называются наклонно-направленными.

Наклонно направленные скважины следует бурить с минимальными затратами времени и средств. Проект на строительство наклонно-направленной скважины должен включать: обоснование выбора конфигурации профиля, расчет и построение профиля, определение допустимых отклонений ствола от проекта. Профиль наклонно-направленной скважины должен удовлетворять скоростному и качественному бурению, иметь минимальное число изгибов, быть технически выполнимым и экономически целесообразным.

Профили бывают двух типов: обычные и пространственные. Профили обычного типа представляют собой кривую линию, расположенную в одной вертикальной плоскости; профили пространственного типа представляют собой пространственную кривую линию.

### ТИПЫ ПРОФИЛЕЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИХ ПРИМЕНЕНИЮ

Профиль типа А (рис. 11) состоит из трех участков: вертикального 1, участка набора угла наклона ствола 2 и прямолинейного наклонного участка 3. Профиль этого типа рекомендуется применять при бурении неглубоких скважин на однопластовые месторождения, если предполагается большое смещение забоя. Он позволяет ограничить до минимума время работы с отклонителем, получить наибольшее отклонение от вертикали при наименьшем угле наклона ствола, эксплуатировать скважины без затруднений.

Профиль типа Б (см. рис. 11) отличается от профиля типа А тем, что вместо прямолинейного наклонного участка имеется участок естественного снижения угла наклона 3. Профиль этого типа рекомендуется применять в районах, где естественное снижение угла наклона невелико, и для больших глубин скважин, когда стабилизация угла наклона затруднена. Он требует набора значительно большего угла наклона ствола, длина второго участка (набора кривизны) будет больше, а значит увеличится время работы с отклонителем.

Профиль типа В (см. рис. 11) состоит из пяти участков: вертикального 1, участка набора угла наклона ствола 2, прямолинейного наклонного участка 3, участка снижения угла наклона 4 и вертикального 5. Его рекомендуется применять при проходке глубоких скважин, требующих пересечения стволом нескольких продуктивных горизонтов. Это наиболее сложный профиль.

Профиль типа Г (см. рис. 11) отличается от профиля В тем, что в нем участки 3 и 4 заменены участком самопроизвольного падения угла наклона 3. Рекомендуется применять при бурении глубоких скважин, в которых возможны отклонения в нижней части ствола скважины.

Профиль типа Д (см. рис. 11) состоит из вертикального участка 1 и участка набора угла наклона ствола 2. Профиль характеризуется большой длиной второго участка. Рекомендуется его применять, если необходимо выдержать заданные углы входа в пласт и вскрыть небольшую толщину пласта.

### **ВЫБОР, РАСЧЕТ И ПОСТРОЕНИЕ ПРОФИЛЕЙ ОБЫЧНОГО ТИПА**

Для расчета любого профиля необходимо иметь следующие данные: глубину скважины по вертикали, отклонение забоя скважины от вертикали, длину первого вертикального участка, азимут наклонного ствола.

Расчет профиля сводится к определению максимального угла наклона ствола, вертикальных и горизонтальных проекций профиля (рис. 12, а - д). Необходимые расчетные формулы приведены в табл. 132.

Длина первого вертикального участка должна быть не менее 40 – 50 м, окончание его следует по возможности приурочить к пластам средне крепости, где за один рейс долота можно набрать угол наклона 5 – 6°. С целью экономии затрат времени на ориентированный спуск инструмента длина первого вертикального участка для профилей типа А – Г должна быть минимальной, а для профиля типа Д – максимальной.

Если начало искривления ствола можно приурочить к породам, слагающим разрез скважины сразу после башмака кондуктора, то это начало необходимо предусмотреть через интервал, равный величине проходки на долото после спуска кондуктора (чтобы не повредить башмак кондуктора при работе с отклонителем).

Величину расчетного радиуса искривления необходимо сравнить с величиной минимально возможного радиуса искривления.

Элементы профиля	Тип профиля					
	А (рис. 12, а)			Б (рис.12, б)		
	Длина, м	Горизонтальная проекция	Вертикальная проекция	Длина, м	Горизонтальная проекция	Вертикальная проекция
Максимальный угол наклона ствола	$\alpha = \arccos \frac{R(R-A) + H\sqrt{H^2 + A^2 - 2AR}}{(R-A)^2 + H^2}$			$\alpha = 90 - (\gamma - \beta); \quad \beta = \arctg \frac{A - R_1}{H - H_B};$ $\gamma = \arccos \frac{1}{2} \frac{(A - R_1)^2 + H_p^2 + R_1(R_0 + R_2)}{R_0 \sqrt{(A - R_1)^2 + H_p^2}}$ <p>где <math>R_0 = R_1 + R_2; \quad H_p = H - H_B</math></p>		
Первый вертикальный участок	$l_1 = H_B$	-	$H_B$	$l_1 = H_B$	-	$H_B$
Участок набора угла наклона ствола	$l_2 = 0,01745R\alpha$	$a = R(1 - \cos \alpha)$	$h = R \sin \alpha$	$l_2 = 0,01745R_1\alpha$	$a = R_1(1 - \cos \alpha)$	$h = R_1 \sin \alpha$
Прямолинейный наклонный участок	$l_3 = H' / \cos \alpha$	$A' = H' \operatorname{tg} \alpha$	$H' = H_0 - (H_B + h)$	-	-	-
Участок снижения угла наклона	-	-	-	$l_3 = 0,01745R_2\alpha'$	$a_1 = R_2(\cos \alpha'' - \cos \alpha)$	$H_1 = R_2(\sin \alpha - \sin \alpha'')$
Длина ствола по профилю	$L = l_1 + l_2 + l_3$	$A = a + A'$	$H_0 = H_B + h + h'$	$L = l_1 + l_2 + l_3$	$A = a + a_1$	$H_0 = H_B + h + H_1$
Максимальный угол наклона ствола	В (рис. 12, в)			Г (рис. 12, г)		
	$\alpha = \arcsin \frac{R_0 H - (R_0 - A)\sqrt{H^2 - A - (2R_0 - A)}}{(H^2 + R_0^2) - A(2R_0 - A)};$ <p><math>R_0 = R_1 + R_2; \quad H = H_0 - H_B - H_3</math></p>			$\alpha = \arccos\left(1 - \frac{A}{R_1 + R_2}\right)$		

Первый вертикальный участок	$l_1 = H_B$	-	$H_B$	$l_1 = H_B$	-	$H_B$
Участок набора угла наклона ствола	$l_2 = 0,01745R_1\alpha$	$a_1 = R_1(1 - \cos\alpha)$	$h = R_1 \sin\alpha$	$l_2 = 0,01745R_1\alpha$	$a_1 = R_1(1 - \cos\alpha)$	$h = R_1 \sin\alpha$
Прямолинейный наклонный участок	$l_3 = H_1 / \cos\alpha$	$a_2 = H_1 \operatorname{tg}\alpha$	$H_1 = H_0 - H_B - H_3 - (R_1 + R_2) \sin\alpha$	-	-	-
Участок снижения угла наклона	$l_4 = 0,01745R_2\alpha$	$a_3 = R_2(1 - \cos\alpha)$	$H_2 = R_2 \sin\alpha$	$l_3 = 0,01745R_2\alpha$	$a_2 = R_2(1 - \cos\alpha)$	$H_1 = R_1 \sin\alpha$
Второй вертикальный участок	$l_5 = H_3$	-	$H_3$	$l_4 = H - H_B - h - H_1 - h_B$	-	$h_B = l_4$
Длина ствола по профилю	$L = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5$	$A = a_1 + a_2 + a_3$	$H_0 = H_B + h + H_1 + H_2 + H_3$	$L = l_1 + l_2 + l_3 + l_4$	$A = a_1 + a_2$	$H = H_B + h + H_1 + h_B$
Д (рис. 12, д)						
Максимальный угол наклона ствола	$\alpha = \arccos(1 - A/R)$					
Первый вертикальный участок	$l_1 = H_B$	-	$H_B$			
Участок набора угла наклона ствола	$l_2 = 0,01745R\alpha$	$A = R(1 - \cos\alpha)$	$h = R \sin\alpha$			
Длина ствола по профилю	$L = l_1 + l_2$	A	$H_0 = H_B + h$			

Т а б л и ц а 133

Геологическая область	Тип скважин		Эксплуатационные скважины глубиной L, м							
	поисковые	разведочные	До 2000		2000-2500		2500-3000		3000	
			Минимальные расстояния между скважинами s, м							
			> 200	≤200	>200	≤200	>200	≤200	>200	≤200
Платформенная	10 % s, ≤ 5 % L	10 % s, ≤ 5 % L	10 % s	10 % s	12 % s	12 % s	15 % s	15 % s	20 % s	20 % s
Складчатая	5 % L	10 % s, ≥ 20 м		15 % s, ≥ 20 м		20 % s, ≥ 30 м		25 % s, ≥ 40 м		30 % s, ≥ 50 м

П р и м е ч а н и е. L – проектная глубина скважины

Выбранный радиус искривления необходимо принимать на 5 – 10 % больше его теоретической величины, так как фактический интервал работы с отклонителем увеличивается из-за неточности установки отклонителя при зарезке наклонного участка ствола и при последующих рейсах долота. Угол наклона ствола на прямолинейном наклонном участке всегда должен быть более 10 - 12°.

В профилях типа В минимальная длина второго вертикального участка (пятого по порядку) должна быть равной расстоянию между кровлей верхнего и подошвой нижнего продуктивных горизонтов (если стволом предполагается вскрыть несколько пластов). Длину этого участка следует увеличить примерно на 5 – 10 % от минимальной, учитывая, что над находится участок, где работы будут проводится с отклонителем и возможны ошибки как по азимуту, таки по углу наклона ствола.

Порядок проектирования профиля:

1) детально изучаем данные по ранее пробуренным скважинам, устанавливаем закономерности искривления стволов, изменение азимута, влияние различных факторов на изменение угла и азимута искривления;

2) с помощью структурной карты, на которой нанесено положение устья и забоя проектируемой скважины, определяем исходные данные для расчета профиля: вертикальную и горизонтальную проекции ствола и азимут искривления;

3) в соответствии с условиями проходки выбираем тип профиля;

4) устанавливаем длину вертикальных участков (одного – для профилей типа А, Б, Г, Д и двух – для профиля типа В);

5) выбираем компоновку низа бурильной колонны и определяем интенсивность изменения угла искривления (или наоборот);

6) по величине интенсивности изменения угла искривления определяем радиусы и сравниваем их с минимально допустимыми; темп снижения угла искривления принимаем по данным практики;

7) определяем максимальный угол наклона ствола скважины и проекции все участков ствола на горизонтальную и вертикальную плоскости. Если угол искривления ствола задан, то определяем значения радиуса искривления и интенсивность угла искривления;

8) на основании расчетных данных строим проектный профиль ствола скважины.

По окончании расчета профиля на миллиметровой бумаге строим горизонтальную и вертикальную проекции в масштабах: горизонтальную проекцию – 1:200, 1:400 или 1:500; вертикальную проекцию – 1:1000 или 1:2000.

Горизонтальную проекцию строим следующим образом: выбираем точку, которая будет являться устьем скважины и через нее в направлении заданного азимута проводим прямую линию и от выбранной точки на ней откладываем в соответствующем масштабе отрезок, равный длине смещения забоя от вертикали. Из конца отрезка радиусом того же масштаба проводим окружность, ограничивающую допуск на отклонение забоя от заданного положения. Нормы допустимых отклонений забоев скважин от проекта приведены в табл. 133.

Из точки, принятой за устье скважины, проводим две линии, касательные к окружности.

Вертикальную проекцию строим на том же листе миллиметровой бумаги. Проводим оси координат. На вертикальной оси от начала координат вниз в масштабе откладываем отрезок, равный глубине наклонной скважины по вертикали.

На этом отрезке наносим конечные точки отдельных участков профиля, а затем точки соединяем: на прямолинейных участках – по прямой, на участках искривления – по дуге радиусом, определяем расчетом.

**Задача 89.** Выбрать, рассчитать и поострить профиль наклонно-направленной разведочной скважины при следующих условиях: скважина

должна вскрыть один продуктивный горизонт, естественное искривление ствола незначительное. Конструкция скважины (табл. 134).

*Решение.* В связи с тем, что скважина предназначена для вскрытия одного продуктивного пласта и углы падения пластов небольшие, принимаем профиль типа А (см. рис.12, а).

Т а б л и ц а 134

Тип колонны	Диаметр колонны, м	Глубина спуска, м
Направление	324	5
Кондуктор	245	250
Эксплуатационная колонна	146	1800

Определяем исходные данные для расчета. Азимут искривления ствола и длину проекции ствола на горизонтальную плоскость определяем на структурной карте месторождения (рис. 13). Азимут может быть измерен при помощи транспорта непосредственно на карте. При этом необходимо учесть поправку на направление, равную алгебраической сумме угла сближения меридианов и склонения магнитной стрелки. В данном случае  $\varphi = 150^\circ$ . Длина проекции ствола на горизонтальную плоскость равна расстоянию между положением устья и забоя скважины, измеренную в масштабе карты, и в нашем случае  $A = 500$  м.

Длину первого вертикального участка выбираем, исходя из геологического разреза месторождения; окончание желательно приурочивать к пластам средней крепости. Практически  $H_B$  принимается равной глубине спуска кондуктора плюс величина проходки на долото в этом интервале, чтобы не повредить башмак кондуктора при работе с отклонителем. В нашем случае  $H_B = 250 + 50 = 300$  м.

Общая глубина скважины по вертикали определяется как сумма альтитуды устья скважины, отметки кровли продуктивного горизонта в точке его вскрытия, мощности пласта и глубины зумпфа (по вертикали), в нашем случае  $H_0 = 1700$  м.

Определяем радиус искривления ствола скважины. Для набора кривизны принимаем следующую компоновку: долото диаметром 190,5 мм, турбобур Т12МЗ-170, кривой переводник с углом изгиба  $2^\circ$  и УБТ диаметром 146 м. Такая компоновка обеспечивает интенсивность набора угла искривления  $1^\circ 20'$  на 10 м проходки.

Тогда

$$R = (57,3 / \Delta\alpha_{10})10, \quad (207)$$

где  $\Delta\alpha_{10}$  - интенсивность набора кривизны на 10 м проходки.

$$R = (57,3 / 1,33)10 = 430 \text{ м.}$$

Ввиду увеличения фактического интервала работы с отклонителем из-за неточности его установки рассчитанный радиус искривления принимается на 5 – 10 % больше его теоретической величины, т.е.  $R = 480$  м. Этот радиус должен быть больше минимального.

Минимально возможный радиус искривления ствола, в который можно пропустить турбобур, при диаметре ствола, равном диаметру долота, рассчитывают по формуле

$$R_{\min} = \frac{167l_T^2}{D_{\text{дол}} - d_T - k + f}, \quad (208)$$

где  $l_T$  - длина турбобура с долотом, м;  $D_{\text{дол}}$  - диаметр долота, мм;  $d_T$  - диаметр турбобура, мм;  $k$  - минимальный зазор между корпусом турбобура и стенкой скважины, мм ( $k = 5 \div 8$  мм);  $f$  - стрела прогиба турбобура, мм

$$f = 0,13 \cdot 10^7 q_T l_T^2 / EI_T, \quad (209)$$

где  $q_T$  - масса 1 см турбобура, кг;  $E$  - модуль Юнга, Н/см<sup>2</sup>;  $I_T$  - момент инерции поперечного сечения турбобура, см<sup>4</sup>

$$I_T = 0,049d_T^4 = 0,049 \cdot 17^4 = 4092,5 \text{ см}^4;$$

$$f = 0,13 \cdot 10^7 \frac{1,23 \cdot 875^2}{2,1 \cdot 10^7 \cdot 4120} = 14,2 \text{ мм};$$

$$R_{\min} = \frac{167 \cdot 8,75^2}{190,5 - 170 - 6 + 14,2} = 445,5.$$

Таким образом,  $R > R_{\min}$  ( $480 > 445,5$ ).

Фактическая интенсивность набора кривизны

$$\Delta\alpha_{10} = \frac{57,3 \cdot 10}{480} = 1,19^\circ.$$

Находим максимальный угол наклона ствола

$$\cos \alpha = \frac{R(R - A) + H\sqrt{H^2 + A^2} - 2AR}{(R - A)^2 + H^2}, \quad (210)$$

где  $R$  - радиус искривления набора кривизны, м;  $A$  - смещение забоя по вертикали, м;  $H$  - проекции второго и третьего участков ствола на вертикаль, м

$$\cos \alpha = \frac{480(480 - 500) + 1400\sqrt{1400^2 + 500^2} - 2 \cdot 480 \cdot 500}{(480 - 500)^2 + 1400^2} = 0,934;$$

Определяем проекцию участка набора кривизны:

на горизонтальную плоскость

$$a = R(1 - \cos \alpha) = 480(1 - 0,934) = 31,7 \text{ м};$$

на вертикальную плоскость

$$h = R \sin \alpha = 480 \cdot 0,358 = 172 \text{ м}.$$

Определяем проекцию прямолинейного наклонного участка на вертикальную плоскость

$$H' = H_0 - (H_B + h) = 1700 - (300 + 172) = 1228 \text{ м}.$$

Рассчитываем длину участка набора кривизны

$$l_2 = 0,01745R\alpha = 0,01745 \cdot 480 \cdot 21 = 176 \text{ м}.$$

Находим длину прямолинейного наклонного участка

$$l_3 = H' / \cos \alpha = 1228 / 0,934 = 1315 \text{ м}.$$

Определяем горизонтальную проекцию прямолинейного наклонного участка

$$A' = H' \tan \alpha = 1228 \cdot 0,384 = 470 \text{ м}.$$

Суммарная фактическая длина отклонения составит

$$A_\phi = a + A' = 31,7 + 470 = 501,7 \text{ м}.$$

Находим погрешность в определении угла наклона

$$\Delta\alpha = \operatorname{arctg} \frac{(A - A_{\phi})}{l_3} \cos \alpha = \operatorname{arctg} \frac{1,7 \cdot 0,934}{1315} = 0^{\circ} 5'.$$

Погрешность находится в пределах точности измерений инклинометрами; значит, расчет сделан правильно.

Определяем длину ствола по профилю

$$L = l_1 + l_2 + l_3 = 300 + 176 + 1315 = 1791 \text{ м.}$$

По данным расчета строим в масштабе профиль ствола скважины (рис. 14, а, б).

Горизонтальную проекцию профиля строим так: на листе миллиметровой бумаги выбираем точку О, которую принимаем за устье наклонной скважины (верхняя кромка миллиметрового листа соответствует северной стороне). При помощи транспортира через эту точку в направлении проектного азимута ( $150^{\circ}$ ) проводим прямую линию и от выбранной точки О на ней откладываем отрезок АЕ, равный длине отклонения забоя от вертикали в принятом масштабе (1:200, 1:400 или 1:500), т.е.  $OO_1 = AE = 500$  м. Из точки  $O_1$  (рис. 14, а) радиусом 90 м в этом же масштабе проводим окружность, ограничивающую допуск на отклонение забоя от заданного положения (круг допуска). Радиус для данной скважины должен быть не более 5 % глубины скважины,

т.е. 90 м (см. табл. 133). Две касательные линии, проведенные от точки О, к кругу допуска, образуют конус допусков.

Затем на этом же листе миллиметровой бумаги проводим оси координат. От начала координат вниз на вертикальной оси откладываем отрезок, равный вертикальной проекции ствола скважины  $OA = H_0 = 1700$  м в масштабе 1:1000 или 1:2000. На этом отрезке откладываем расстояния  $OB = 300$  м и  $BC = 172$ . Из точки С проводим горизонтальную линию и на ней откладываем отрезок  $CD = 31,7$  м; из точки А проводим горизонтальную линию и на ней откладываем отрезок  $AE = 500$  м. Точки О и В, D и Е соединяем прямой, а В и С – по дуге окружности радиуса 480 м (рис. 14, б). По табл. 13, 136 приведены поинтервальные значения углов наклона скважины.

Т а б л и ц а 135

Интервал глубины, м	Длина интервала, м	Средний угол искривления интервала, градус	Отклонение забоя за интервал $x = l \sin \alpha_{CP}$ , м	Общее отклонение забоя скважины, м
0-300	300	0	0	0
300-350	50	2,98	2,59	2,59
350-400	50	8,94	7,76	10,35
400-450	50	14,9	12,85	23,20
450-476	26	19,44	8,58	31,78
476-500	24	21	8,58	40,36
500-1791	1291	21	461,4	501,76

Т а б л и ц а 136

Интервал глубины, м	Длина интервала, м	Угол искривления скважины в конце интервала, градус	Азимут, градус
0-300	300	0	
300-350	50	5,96	150
350-400	50	11,92	150
400-450	50	17,88	150
450-476	26	21,00	150
476-500	24	21,00	150
500-179	1291	21,00	150

**П р и м е ч а н и е.** Углы искривления скважины на втором участке, условно разделенном на отдельные интервалы по 50 м, определены из условия, что увеличение искривления прямо пропорционально глубине.

**Задача 90.** Рассчитать и построить профиль типа А (см.12, а) для бурения наклонной скважины глубиной (по вертикали) 2100 м и со смещением забоя 300 м. Интенсивность набора кривизны на 100 м проходки составляет  $12^\circ$ , максимальный угол наклона скважины  $25^\circ$ . Длина первого вертикального участка не ограничивается. Методика расчета упрощена.

*Решение.* Определяем длину участка набора угла наклона ствола по формуле

$$l_2 = \frac{\alpha_n - \alpha_{n-1}}{\Delta\alpha_{100}} 100, \quad (211)$$

где  $\alpha_n$  - угол наклона ствола в конце участка, градусы;  $\alpha_{n-1}$  - угол наклона ствола в начале участка, градусы;  $\Delta\alpha_{100}$  - интенсивность набора кривизны на 100 м проходки, градусы.

Тогда

$$l_2 = (25/12) \cdot 100 = 208 \text{ м.}$$

Рассчитываем вертикальную проекцию участка набора кривизны

$$h = \frac{l_2 \sin \alpha}{\frac{\pi}{180} \alpha} = \frac{208 \sin 25^\circ}{\frac{\pi}{180} 25} = \frac{208 \cdot 0,4230}{0,01745 \cdot 25} = 202 \text{ м.}$$

Находим отклонение ствола скважины на участке набора кривизны (горизонтальную проекцию)

$$a = htg\alpha / 2 = 202tg12^\circ 30' = 202 \cdot 0,2217 = 44,7 \text{ м.}$$

Определяем радиус искривления скважины

$$R = h / \sin \alpha = 202 / \sin 25^\circ = 202 / 0,423 = 477 \text{ м.}$$

Вычисляем горизонтальную проекцию прямолинейного наклонного участка

$$A' = 300 - a = 300 - 44,7 = 255,3 \text{ м.}$$

Определяем длину наклонного прямолинейного участка

$$l_3 = A' / \sin \alpha = 255,3 / 0,423 = 603 \text{ м.}$$

Рассчитываем вертикальную проекцию прямолинейного наклонного участка

$$H' = A' / tg\alpha = 255,3 / tg25^\circ = 255,3 / 0,466 = 545 \text{ м.}$$

Длина первого вертикального участка

$$l_1 = H_0 - (h + H') = 2100 - (202 + 545) = 1353 \text{ м.}$$

Тогда длина скважины по профилю

$$L = l_1 + l_2 + l_3 = 1353 + 208 + 603 = 2164 \text{ м.}$$

По данным расчета строим профиль ствола скважины (рис. 14, в).

На вертикальной линии откладываем отрезки  $AB = H_0 = 2100$  м,  $AC = l_1 = 1353$  м,  $CD = h = 202$  м. Через точки C, D, B проводим горизонтальные линии. Отложим на линии, проходящей через точку C, отрезок  $R = 477$  м; на линии, проходящей через точку D, отрезок  $DE = a = 44,7$  м и на линии, проходящей через точку B, отрезок  $BF = A = 300$  м.

Из точки O радиусом 477 м описываем дугу. Точки E и F соединяем прямой EF до касания в другой точке E. Ломанная линия ACEF представляет собой проектный профиль ствола скважины.

**Задача 91.** Рассчитать и построить профиль типа Б (см. рис. 12, б), если вертикальная проекция ствола скважины 1350 м, горизонтальная проекция 420 м, длина первого вертикального участка 200 м, азимут наклонного ствола  $100^\circ$ .

*Решение.* Для бурения скважины применяют следующую компоновку: долото диаметром 244,5 мм, турбобур Т12М3-215, кривой переводник с углом изгиба  $1^\circ 30'$  и УБТ диаметром 178 мм. Данная компоновка обеспечивает интенсивность набора угла наклона  $1^\circ 10'$  ( $1,166^\circ$ ) на 10 м проходки.

Тогда радиус искривления участка набора кривизны определяется по формуле

$$R_1 = (57,3 / \Delta\alpha_{10})10,$$

где  $\Delta\alpha_{10}$  - интенсивность набора угла наклона на 10 м проходки, градусы

$$R_1 = 57,3 \cdot 10 / 1,166 = 490 \text{ м.}$$

Радиус искривления увеличиваем на 5 %, так как увеличивается фактический интервал работы с отклонителем из-за неточности установки отклонителя, т.е.  $R_1 = 515$  м.

Этот радиус должен быть больше минимального, который определяется по формуле

$$R_{\min} = \frac{167l_T^2}{D_{\text{доп}} - d_T - R + f},$$

$$\text{где } f = 0,13 \cdot 10^7 q_T \frac{l_T^2}{FI_T};$$

(Обозначения см. в задаче 93).

$$I_T = 0,049 \cdot 21,5^4 = 10300 \text{ см}^4;$$

$$f = 0,13 \cdot 10^7 \cdot 1,85 \frac{950^2}{2,1 \cdot 10^7 \cdot 10300} = 10 \text{ мм};$$

$$R_{\min} = \frac{167 \cdot 9,5^2}{244,5 - 215 - 6 + 10} = 450 \text{ м.}$$

Таким образом,  $R_1 > R_{\min}$ , так как  $515 > 450$ . Фактическая интенсивность набора угла наклона  $\frac{57,3 \cdot 10}{515} = 1,11^\circ$ . На основании данных практики радиус снижения угла наклона принимаем равным 1200 м, что соответствует темпу снижения угла наклона на 10 м проходки

$$\Delta\alpha_{10} = 57,3 \cdot 10 / 1200 = 0,477 = 0^\circ 29'.$$

Строим предварительно профиль в любом масштабе. На прямой линии откладываем отрезок ВС (рис. 15, а), равный вертикальной проекции ствола скважины  $H = 1350$  м и отрезок ВК, равный длине первого вертикального участка  $H_B = 200$  м. Из точек К и С проводим прямые, перпендикулярные к линии ВС, на которых откладываем отрезки  $КО_1 = R_1 = 515$  м и  $CO_2 = A = 420$  м.

Из точки  $O_1$  радиусом  $R_0 = R_1 + R_2 = 515 + 1200 = 1715$  м и из точки  $O_2$  радиусом  $R_2 = 1200$  м циркулем делаем засечки. Точки их пересечения дадут центр  $O_3$  окружности, по дуге которой должен происходить спад кривизны. Если масштаб большой, то необходимые углы можно измерить по чертежу.

$$\begin{aligned} \alpha &= 90^\circ - (\gamma - \beta); \\ \gamma &= \arccos \frac{1}{2} \left[ \frac{(A - R_1)^2 + (H - H_B)^2 + R_1(R_0 + R_2)}{R_0 \sqrt{(A - R_1)^2 + (H - H_B)^2}} \right] = \\ &= \arccos \frac{1}{2} \left[ \frac{(420 - 515)^2 + (1350 - 200)^2 + 515(1715 + 1200)}{1715 \sqrt{(420 - 515)^2 + (1350 - 200)^2}} \right] = \\ &= \arccos \frac{1}{2} \left[ \frac{9025 + 1322500 + 1501225}{1980825} \right] = 44^\circ 30' \end{aligned}$$

$$\beta = \arctg \frac{A - R_1}{H - H_B} = \arctg \frac{420 - 515}{1350 - 200} = -4^\circ 40'.$$

После подстановки значений  $\gamma$  и  $\beta$  получаем

$$\alpha = 90^\circ - (44^\circ 30' + 4^\circ 40') = 40^\circ 50', \text{ Принимаем } \alpha = 41^\circ.$$

Определяем угол входа в пласт

$$\alpha'' = \arcsin \left[ \frac{R_0 \sin \alpha - (H - H_B)}{R_2} \right] = \arcsin \left[ \frac{1715 \sin 41^\circ - (1350 - 200)}{1200} \right] = -1^\circ 12'.$$

Рассчитываем длины участков профиля и его проекции.

Участок набора кривизны:

длина

$$l_2 = 0,01745 R_1 \alpha = 0,01745 \cdot 515 \cdot 41 = 368 \text{ м};$$

горизонтальная проекция

$$a = R_1 (1 - \cos \alpha) = 515 (1 - \cos 41^\circ) = 126 \text{ м};$$

вертикальная проекция

$$h = R_1 \sin \alpha = 515 \cdot 0,656 = 338 \text{ м.}$$

Участок снижения кривизны:

длина

$$l_3 = 0,01745 R_2 \alpha'; \quad \alpha' = \alpha - \alpha'' = 41 + 1^\circ 12' = 42^\circ 12';$$

$$l_3 = 0,01745 \cdot 1200 \cdot 422 = 833 \text{ м;}$$

горизонтальная проекция

$$a_1 = R_2 (\cos \alpha'' - \cos \alpha) = 1200 [\cos(-1^\circ 12') - \cos 41^\circ] = 294 \text{ м;}$$

вертикальная проекция

$$\begin{aligned} H_1 &= R_2 (\sin \alpha - \sin \alpha'') = 1200 [\sin 41^\circ - \sin(-1^\circ 12')] = \\ &= 1200 [\sin 41^\circ + \sin 1^\circ 12'] = 812 \text{ м.} \end{aligned}$$

Длина ствола по профилю

$$L = l_1 + l_2 + l_3 = 200 + 368 + 883 = 1451 \text{ м.}$$

Горизонтальная проекция ствола

$$A = a + a_1 = 126 + 294 = 420 \text{ м,}$$

что не отличается от проектного значения.

Вертикальная проекция ствола

$$H = H_B + h + H_1 = 200 + 338 + 812 = 1350 \text{ м.}$$

На основании расчетных данных на профиле указываем координаты характерных точек и составляем таблицу (табл.137).

Т а б л и ц а 137

Интервал глубины, м	Длина интервала, м	Угол искривления, градус			Отклонение забоя за интервал, м $x = l \cdot \sin \alpha_{CP}$	Среднее отклонение забоя скважины, м
		В начале интервала	В конце интервала	Средний за интервал		
0-200	200	0	0	0	0	0
200-300	100	0	11,10	5,55	9,67	9,67
300-400	100	11,10	22,20	16,65	28,65	38,32
400-500	100	22,20	33,40	27,80	46,64	84,96
500-568	68	33,40	41,00	37,20	40,80	125,76
568-668	100	41,00	36,23	38,61	62,41	188,17
668-768	100	36,23	31,46	33,84	55,67	243,74
768-868	100	31,46	26,69	29,07	48,58	292,32
868-968	100	26,69	21,92	24,30	41,15	333,47
968-1068	100	21,92	17,15	19,53	33,43	366,90
1068-1168	100	17,15	12,38	14,76	25,48	392,38
1168-1268	100	12,38	7,61	9,99	17,36	409,74
1268-1368	100	7,61	2,84	5,22	9,06	418,80
1368-1451	83	2,84	-1,12	0,86	1,25	420,05

П р и м е ч а н и е. Азимут равен  $100^\circ$ .

**Задача 92.** Рассчитать и построить типа Б (см. рис. 12, б) для бурения наклонной скважины глубиной 2400 по вертикали, если смещение забоя составляет 260 м, интенсивность набора кривизны  $7^\circ$  на 100 м проходки, интенсивность снижения кривизны  $1,2^\circ$  на 100 м проходки, угол искривления ствола скважины на забое  $6^\circ$ . Длина первого вертикального участка должна быть более 500 м.

*Решение.* Определяем максимальный угол искривления скважины по формуле

$$\cos \alpha = \frac{\Delta \alpha_C + \Delta \alpha_H \cos \delta - A \Delta \alpha_H \Delta \alpha_C 0,01745 \cdot 1/100}{\Delta \alpha_H + \Delta \alpha_C}, \quad (212)$$

где  $\Delta \alpha_H$  - интенсивность набора кривизны на 100 м проходки, градусы;  $\Delta \alpha_H$  - интенсивность снижения кривизны на 100 м проходки, градусы;  $A$  – отклонение забоя скважины от вертикали, м;  $\delta$  - угол искривления ствола скважины у забоя, градусы.

$$\cos \alpha = \frac{1,2 + 7 \cos 6^\circ - 260 \cdot 1,2 \cdot 7 \cdot 0,0001745}{8,2} = \frac{1,2 + 6,96 - 0,382}{8,2} = 0,948;$$

$$\alpha = 18^\circ 30'.$$

Определяем вертикальную проекцию наклонной части ствола скважины

$$\begin{aligned} H_0 &= \frac{5730}{\Delta \alpha_H + \Delta \alpha_C} [(\Delta \alpha_H + \Delta \alpha_C) \sin \alpha - \Delta \alpha_H \sin / 2] = \\ &= \frac{5730}{1,2 + 7} [(7 + 1,2) \sin 18^\circ 30' - 7 \sin 9^\circ 15'] = 700(2,6 - 1,12) = 1070 \text{ м.} \end{aligned}$$

Определяем длину вертикальной скважины

$$l_1 = H - H_0 = 2400 - 1070 = 1330 \text{ м.}$$

Определяем длину ствола скважины по профилю

$$\begin{aligned} L &= l_1 + l_2 + l_3; \\ l_2 &= (\alpha / \Delta \alpha_H) 100; \\ l_2 &= (18,5 / 7) 100 = 264. \\ l_3 &= \frac{(\alpha - \delta) 100}{\Delta \alpha_C} = \frac{(18,5 - 6) 100}{1,2} = 1040 \text{ м.} \end{aligned}$$

$$L = 1330 + 264 + 1040 = 2634 \text{ м.}$$

Определяем вертикальную проекцию участка набора кривизны

$$h = \frac{100 \sin \alpha}{\Delta \alpha_H 0,01745} = \frac{100 \sin 18^\circ 30'}{7 \cdot 0,01745} = 260 \text{ м.}$$

Вычисляем величину смещения забоя на участке набора кривизны

$$a = htg \alpha / 2 = 260 tg 9^\circ 15' = 42,3 \text{ м.}$$

Определяем горизонтальную проекцию участка снижения кривизны

$$a_1 = A - a = 260 - 42,3 = 217,7 \text{ м.}$$

Рассчитываем радиус дуги участка снижения кривизны

$$R_1 = \frac{100}{\Delta \alpha_H \cdot 0,01745} = \frac{100}{7 \cdot 0,01745} = 820 \text{ м.}$$

Определяем радиус дуги участка набора кривизны

$$R_2 = \frac{100}{\Delta \alpha_C \cdot 0,01745} = \frac{100}{1,2 \cdot 0,01745} = 4780 \text{ м.}$$

Определяем элементы искривленного участка скважины по интервалам глубин, и результаты расчетов сводим в табл. 138.

Расхождение между заданной величиной отклонения забоя скважины и расчетной составляет 2,64 м (или 1 %), что вполне допустимо.

Строим профиль (рис. 15, б). Откладываем на вертикальной линии отрезки:  $AB = H = 2400$  м,  $AC = l_1 = 1330$  м,  $CD = h = 260$  м. Из точки С проводим горизонтальную линию и на ней откладываем отрезок  $R_1 = 820$  м. Из точки D проводим горизонтальную линию и на ней откладываем отрезок  $DE = a = 42,3$  м, а из точки В – горизонтальную линию  $BF = A = 260$  м. Из точки  $O_1$  радиусом  $R_1$  проводим дугу, соединяющую точки С и Е, а из точки  $O_2$  радиусом  $R_2 = 4780$  м – дугу, соединяющую точки Е и F. Точка  $O_2$  находится на пересечении двух дуг окружностей, проведенных из точек Е и F радиусом  $R_2$ . Ломаная линия ACEF представляет собой проектный профиль скважины.

Т а б л и ц а 138

Интервал глубины, м	Длина интервала, м	Угол искривления, градус		Отклонение забоя, м	
		В конце интервала	Средний за интервал	За интервал $x = l \cdot \sin \alpha_{CP}$	суммарное
0-1330	1330	0	0	0	0
1330-1430	100	7,0	3,50	6,10	6,10
1430-1530	100	14,0	10,50	18,22	24,32
1530-1594	64	18,5	16,25	17,90	42,22
1594-1694	100	17,3	17,90	30,74	72,96
1694-1794	100	16,1	16,70	28,74	101,70
1794-1894	100	14,9	15,50	26,72	128,42
1894-1994	100	13,7	14,30	24,70	153,12
1994-2094	100	12,5	13,10	22,67	175,79
2094-2194	100	11,3	11,90	20,62	196,41
2194-2294	100	10,1	10,70	18,57	214,98
2294-2394	100	8,9	9,50	16,50	231,48
2394-2494	100	7,7	8,30	14,44	245,92
2494-2594	100	6,5	7,10	12,36	258,28
2594-2634	40	6,0	6,25	4,36	262,64

**Задача 93.** Рассчитать и построить профиль типа В (см. рис.12, в), если вертикальная проекция ствола скважины составляет 2325 м, отклонение забоя скважины от вертикали 325 м, длина первого вертикального участка в соответствии с геологическими условиями 275 м, длина пятого вертикального участка 125 м, азимут искривления ствола 105°.

*Решение.* Для бурения второго участка применяем следующую компоновку: долото диаметром 244,5 мм, турбобур ТС4А-170, кривой переводник с углом изгиба 1° и УБТ диаметром 146 мм. Такая компоновка обеспечивает интенсивность набора угла наклона  $\Delta\alpha_{10} = 0,666^\circ$  на 10 м проходки. Тогда радиус искривления второго участка

$$R_1 = 57,3 \cdot 10 / \Delta\alpha_{10} = 573 / 0,666 = 860 \text{ м.}$$

С учетом увеличения на 5 %  $R_1$  принимается равным 900 м. По результатам бурения в данном районе темп снижения угла искривления на 10 м проходки составляет 0,8°. Тогда радиус участка снижения угла наклона равен

$$R_2 = 57,3 \cdot 10 / \Delta\alpha_{10} = 573 / 0,8 = 716 \text{ м.}$$

С учетом увеличения на 5 %  $R_2$  принимается равным 750 м. Принятые радиусы  $R_1$  и  $R_2$  должны быть большими минимальных, которые определяются по формуле

$$R_{\min} = \frac{167l_T^2}{D_{\text{доп}} - d_T - k + f},$$

где

$$f = 0,13 \cdot 10^7 q_T \frac{l_T^2}{EI_T};$$

$$l_T = 0,049 d_T^4.$$

(Обозначения те же, что и в задаче 89.)

$$l_T = 0,049 \cdot 17^4 = 4120 \text{ см}^4;$$

$$f = 0,13 \cdot 10^7 \cdot 1,375 \frac{1478^2}{2,1 \cdot 10^7 \cdot 4120} = 34,6 \text{ мм};$$

$$R_{\min} = \frac{167 \cdot 1478^2}{244,5 - 170 - 5 + 34,6} = 350 \text{ м}.$$

Сравнивая принятые  $R_1 = 900$  м и  $R_2 = 750$  м с  $R_{\min} = 350$  м, видим, что  $R_1 > R_{\min}$  и  $R_2 > R_{\min}$ .

Находим необходимый угол наклона третьего участка ствола по формуле

$$\sin \alpha = \frac{R_0 H - (R_0 - A) \sqrt{H^2 - A(2R_0 - A)}}{(H^2 + R_0^2) - A(2R_0 - A)},$$

где  $R_0 = R_1 + R_2 = 900 + 750 = 1650$  м;  $H = H_0 - H_B - H_3 = 2325 - 275 - 125 = 1925$  м.

Тогда

$$\sin \alpha = \frac{1650 \cdot 1925 - (1650 - 325) \sqrt{1925^2 - 325(2 \cdot 1650 - 325)}}{(1925^2 + 1650^2) - 325(2 \cdot 1650 - 325)} = 0,1805;$$

$$\alpha = 10^\circ 24'.$$

Определяем горизонтальные и вертикальные проекции остальных участков.

Участок набора угла наклона:

длина

$$l_2 = 0,01745 R_1 \alpha = 0,01745 \cdot 900 \cdot 10,4 = 163 \text{ м};$$

горизонтальная проекция

$$a = R_1 (1 - \cos \alpha) = 900 (1 - \cos 10^\circ 24') = 14,77 \text{ м};$$

вертикальная проекция

$$h = R_1 \sin \alpha = 900 \sin 10^\circ 24' = 162 \text{ м}.$$

Участок поддержания угла наклона ствола (прямолинейный наклонный):

вертикальная проекция

$$H_1 = H_0 - H_B - H_3 - (R_1 + R_2) \sin \alpha = 2325 - 275 - 125 - (900 + 750) \sin 10^\circ 24' = 1628 \text{ м};$$

длина

$$l_3 = H_1 / \cos \alpha = 1628 / \cos 10^\circ 24' = 1655 \text{ м};$$

горизонтальная проекция

$$a_2 = H_1 \operatorname{tg} \alpha = 1628 \operatorname{tg} 10^\circ 24' = 298,1 \text{ м}.$$

Участок снижения угла наклона ствола:

длина

$$l_4 = 0,01745 R_2 \alpha = 0,01745 \cdot 750 \cdot 10,4 = 136 \text{ м};$$

горизонтальная проекция

$$a_3 = R_2 (1 - \cos \alpha) = 750 (1 - \cos 10^\circ 24') = 12,3 \text{ м};$$

вертикальная проекция

$$H_2 = R_2 \sin \alpha = 750 \sin 10^\circ 24' = 135 \text{ м}.$$

Длина ствола по профилю

$$L = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 = 275 + 163 + 1655 + 136 + 125 = 2354 \text{ м.}$$

Горизонтальная проекция ствола

$$A = a_1 + a_2 + a_3 = 14,77 + 298,1 + 12,3 = 325,17 \text{ м.}$$

Вертикальная проекция ствола

$$H_0 = H_B + h + H_1 + H_2 + H_3 = 275 + 162 + 1628 + 135 + 125 = 2325 \text{ м.}$$

Разница  $325,17 - 325 = 0,17$  м – вполне допустимая величина. Строим профиль (рис. 16, а). Горизонтальную проекцию профиля строим аналогично построению, описанному в задаче 89. Вертикальную проекцию строим следующим образом. На вертикальной линии откладываем отрезок, равный вертикальной проекции ствола скважины  $AB = H_0 = 2325$  м. На этом отрезке откладываем расстояния:  $AC = H_B = 275$  м;  $CD = h = 162$  м;  $DE = H_1 = 1628$  м;  $EF = H_2 = 135$  м.

Из точек D, E, F и B проводим горизонтальные линии, перпендикулярные к AB, и на них соответственно откладываем отрезки  $DK = a = 14,77$  м;  $EL = a_1 + a_2 = 312,8$  м;  $FM = A = 325,17 = BN$ .

Из точек C и K радиусом  $R_1 = 900$  м делаем засечки, точки их пересечения дадут центр  $O_1$  окружности, по дуге которой должен происходить набор кривизны, а из точек L и M радиусом  $R_2 = 750$  м делаем засечки, точки их пересечения дадут центр  $O_2$  окружности, по дуге которой должен происходить спад ранее набранного угла наклона. Точки K и L, M и N соединяем прямыми линиями KL и MN. Ломаная линия ACKLMN представляет собой профиль проектной наклонной скважины.

Определяем элементы искривленных участков скважины по интервалам глубин и результаты расчетов сводим в табл. 139.

Т а б л и ц а 139

Интервал глубины, м	Длина интервала, м	Угол искривления, градус		Отклонение забоя, м	
		В конце интервала	Средний за интервал	За интервал $x = l \cdot \sin \alpha_{CP}$	суммарное
0-275	275	0	0	0	0
275-375	100	0	6,36	5,55	5,55
375-438	63	6,36	10,40	8,98	14,53
438-538	100	10,40	10,40	18,05	32,58
538-638	100	10,40	10,40	18,05	50,63
638-738	100	10,40	10,40	18,05	68,68
738-838	100	10,40	10,40	18,05	86,73
838-938	100	10,40	10,40	18,05	104,78
938-1038	100	10,40	10,40	18,05	122,83
1038-1138	100	10,40	10,40	18,05	140,88
1138-1238	100	10,40	10,40	18,05	158,93
1238-1338	100	10,40	10,40	18,05	176,98
1338-1438	100	10,40	10,40	18,05	195,03
1438-1538	100	10,40	10,40	18,05	213,08
1538-1638	100	10,40	10,40	18,05	231,13
1638-1738	100	10,40	10,40	18,05	249,18
1738-1838	100	10,40	10,40	18,05	267,23
1838-1938	100	10,40	10,40	18,05	285,28
1938-2038	100	10,40	10,40	18,05	303,33
2038-2093	55	10,40	10,40	9,90	313,23

2093-2163	100	10,40	2,76	11,15	324,38
2193-2229	36	2,76	0	0,87	325,25
2229-2354	125	0	0	0	0

Примечание. в интервалах глубины 0 – 275 м и 2229 – 2351 м азимут равен нулю, во всех остальных интервалах 105°.

**Задача 94.** Рассчитать и построить профиль типа В (см. рис.12, в) по упрощенной методике, если глубина скважины по вертикали 2600 м, величина отклонения забоя от вертикали 280 м, длина первого вертикального участка 1000 м, интенсивность набора кривизны 6° на 100 м вертикальной проекции, интенсивность снижения кривизны 3° на 100 м вертикальной проекции, максимальный угол искривления скважины 15°. Нижний участок на протяжении 100 м должен быть вертикальным.

*Решение.* Определяем длину вертикальной проекции интервала набора угла искривления ствола скважины от нуля до 15°

$$l_H = \frac{\alpha_n - \alpha_{n-1}}{\Delta\alpha_{100}} 100 \quad (213)$$

где  $\alpha_n$  - кривизна ствола в конце участка, градусы;  $\alpha_{n-1}$  - кривизна ствола в начале участка, градусы;  $\Delta\alpha_{100}$  - интенсивность искривления ствола скважины на 100 м длины, градусы

$$l_H = \frac{15 - 0}{6} 100 = 250 \text{ м.}$$

Рассчитываем длину вертикальной проекции интервала снижения угла искривления ствола скважины

$$l_C = \frac{15 - 0}{3} 100 = 500 \text{ м.}$$

Тогда вертикальная проекция прямолинейного наклонного участка составит

$$l_{II} = 2600 - (1000 + 250 + 50 + 100) = 750 \text{ м.}$$

Определяем отклонении забоя ствола наклонной скважины по интервалам глубин по формуле

$$a = a_{n-1} + 100 \text{tg} \frac{\alpha_n + \alpha_{n-1}}{2}, \quad (214)$$

где  $\alpha_{n-1}$  - отклонение забоя от вертикали предыдущего участка, м.

Интервал глубин:

$$0 - 1000 \text{ м} \quad a_1 = 0;$$

$$1000 - 1100 \text{ м}$$

$$a_2 = a_1 + 100 \text{tg} \left( \frac{6 + 0}{2} \right)^\circ = 0 + 100 \text{tg} 3^\circ = 5,24;$$

$$1100 - 1200 \text{ м}$$

$$a_3 = a_2 + 100 \text{tg} \left( \frac{12 + 6}{2} \right)^\circ = 5,24 + 15,84 = 21,08 \text{ м};$$

$$1200 - 1250 \text{ м}$$

$$a_4 = a_3 + 50 \text{tg} \left( \frac{15 + 12}{2} \right)^\circ = 21,08 + 12,00 = 33,08 \text{ м};$$

$$1250 - 2000 \text{ м}$$

$$a_5 = a_4 + 750 \text{tg} 15^\circ = 33,08 + 201 = 234,08 \text{ м};$$

$$2000 - 2100 \text{ м}$$

$$a_6 = a_5 + 100 \operatorname{tg}\left(\frac{12+15}{2}\right)^\circ = 234,08 + 24,01 = 258,09 \text{ м};$$

2100 – 2200 м

$$a_7 = a_6 + 100 \operatorname{tg}\left(\frac{9+12}{2}\right)^\circ = 258,09 + 18,53 = 276,62 \text{ м};$$

2200 – 2300 м

$$a_8 = a_7 + 100 \operatorname{tg}\left(\frac{6+9}{2}\right)^\circ = 276,62 + 13,17 = 289,79 \text{ м};$$

2300 – 2400 м

$$a_9 = a_8 + 100 \operatorname{tg}\left(\frac{3+6}{2}\right)^\circ = 289,79 + 7,87 = 297,66 \text{ м};$$

2400 – 2500 м

$$a_{10} = a_9 + 100 \operatorname{tg}\left(\frac{0+6}{2}\right)^\circ = 297,66 + 2,67 = 300,28 \text{ м};$$

2500 – 2600 м

$$a_{11} = a_{10} + 0 = a_{10} = 300,28 \text{ м}.$$

Полученное суммарное смещение забоя (300,28 м) больше требуемого (280 м) на  $300,28 - 280 = 20,28$  м, т.е. изменится начало искривления ствола скважины

$$h_0 = 1000 + \frac{20,28}{\operatorname{tg}15^\circ} = 1000 + 75,6 = 1075,6 \text{ м}.$$

Следовательно, величина прямолинейного наклонного участка уменьшится на 75,6 м, т.е.  $750 - 75,6 = 674,6$  м.

Проводим перерасчет и результаты сводим в табл.140

Т а б л и ц а 140

Интервал глубины, м	Длина интервала, м	Угол искривления, градус		Отклонение забоя, м	
		В конце интервала	Средний за интервал	По тангенсу средней кривизны	суммарное
0 – 1075,6	1075,6	0	0	0	0
1075,6-1175,6	100,0	6	3,0	5,24	5,24
1175,6-1275,6	100,0	12	9,0	15,84	21,08
1275,6-1325,6	50,0	15	13,5	12,00	33,08
1325,6-2000,0	674,4	15	15,0	180,72	213,80
2000-2100	100,0	12	13,5	24,01	237,81
2100-2200	100,0	9	10,5	18,53	256,34
2200-2300	100,0	6	7,5	13,17	269,51
2300-2400	100,0	3	4,5	7,87	277,38
2400-2500	100,0	0	1,5	2,62	280,00
2500-2600	100,0	0	0	0	-

Для построения профиля скважины (рис.16, б) на вертикальной линии откладываем конечные величины интервалов из табл.140 (1075,6; 1175,6 и т.д.). Из каждой точки по горизонтали откладываем соответствующие им суммарные смещения (0; 5,24; 21,08 и т.д.). Точки В, С, D, E и F, K, L, M, N, O соединяем плавной кривой, а точки E и F, O и P прямой, сопряженной с верхней и нижней кривыми.

**Задача 95.** Рассчитать и построить профиль типа Г (см. рис. 12, г) для наклонной скважины глубиной 1800 м по вертикали с отклонением забоя по вертикали 500 м, если интенсивность набора кривизны  $8^\circ$  на 100 м проходки, длина первого вертикального

участка 250 м, длина нижнего (четвертого) вертикального участка должна быть на менее 120 м.

*Решение.* Определяем радиус искривления второго участка

$$R_1 = 5730 / \Delta\alpha_{100} = 5730 / 8 = 716 \text{ м.}$$

Принимаем  $R_1 = 720$  м.

Находим радиус снижения угла наклона на третьем участке

$$R_2 = 5730 / 4 = 1432 \text{ м. Принимаем } R_2 = 1440 \text{ м.}$$

Определяем величину необходимого угла наклона

$$\cos \alpha = 1 - \frac{A}{R_1 + R_2},$$

где  $A$  – величина смещения забоя от вертикали, м.

Тогда

$$\cos \alpha = 1 - \frac{500}{720 + 1440} = 0,768; \quad \alpha \approx 39,8^\circ.$$

Рассчитываем длину участков профиля и их горизонтальные и вертикальные проекции.

Участок набора угла наклона ствола скважины:

длина

$$l_2 = 0,01745 R_1 \alpha = 0,01745 \cdot 720 \cdot 39,8 = 500 \text{ м;}$$

горизонтальная проекция

$$a = R_1 (1 - \cos \alpha) = 720 (1 - \cos 39,8^\circ) = 720 \cdot 0,232 = 167 \text{ м;}$$

вертикальная проекция

$$h = R_1 \sin \alpha = 720 \sin 39,8^\circ = 720 \cdot 0,641 = 461 \text{ м;}$$

Участок снижения угла наклона ствола:

длина

$$l_3 = 0,01745 R_2 \alpha = 0,01745 \cdot 1440 \cdot 39,8^\circ = 1000 \text{ м;}$$

горизонтальная проекция

$$a_2 = R_2 (1 - \cos \alpha) = 1440 \cdot 0,232 = 333 \text{ м;}$$

вертикальная проекция

$$H_1 = R_2 \sin \alpha = 1440 \sin 39,8^\circ = 1440 \cdot 0,641 = 922 \text{ м.}$$

Вертикальный участок (четвертый):

длина

$$H_0 = H - H_B - h - H_1 = 1800 - 250 - 461 - 922 = 167 \text{ м;}$$

вертикальная проекция  $h_B = l_4 = 167$  м.

Длина ствола по профилю

$$L = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 = 250 + 500 + 1000 + 167 = 1917 \text{ м.}$$

Проекция ствола:

горизонтальная

$$A = a_1 + a_2 = 167 + 333 = 500 \text{ м.}$$

вертикальная

$$H_0 = H_B + h + H_1 + h_B = 250 + 461 + 922 + 167 = 1800 \text{ м.}$$

Уклонение ствола скважины за счет кривизны

$$L_{\text{удл}} = L - H = 1917 - 1800 = 117 \text{ м.}$$

Для построения профиля скважины (рис.17) на вертикальной линии откладываем отрезки  $AB = H = 250$  м;  $CD = h = 461$  м;  $DE = H_1 = 922$  м и  $EB = h_B = 167$  м.

Через точки С, D, E, В проводим горизонтальные линии и откладываем от точки С отрезок  $CO_1 = R_1 = 720$  м; от точки D – отрезок  $DF = a_1 = 167$  м; от точки E – отрезок  $EK = A = 500$  м; от точки К по направлению линии KE – отрезок  $KEO_2 = R_2 = 1440$  м; от точки В – отрезок  $BL = A = 500$  м. Из точки  $O_1$  описываем дугу радиусом  $R_1$ , а из точки  $O_2$  - дугу радиусом  $R_2$ .

Ломаная линия АСFKL представляет собой профиль ствола наклонной скважины.

**Задача 96.** Рассчитать и построить профиль типа D (см. рис.12, д), если глубина скважины по вертикали составляет 1620 м, отклонение забоя о вертикали 135 м, длина первого вертикального участка 1000 м, азимут  $140^\circ$ .

*Решение.* Определяем вертикальную проекцию участка набора кривизны

$$h = H_0 - H_B = 1620 - 1000 = 620 \text{ м};$$

где  $H_0$  - вертикальная проекция ствола скважины, м;  $H_B$  - длина первого вертикального участка, м.

Определяем радиус искривления ствола скважины по формуле

$$R = (h^2 + A^2) / 2A, \quad (215)$$

где  $A$  – отклонения забоя скважины по вертикали,

$$R = \frac{620^2 + 135^2}{2 \cdot 135} = 1491 \text{ м}.$$

Рассчитываем угол искривления скважины

$$\operatorname{tg} / 2 = A / h = 135 / 620 = 0,218; \quad \alpha = 24^\circ 36'.$$

Определяем вертикальные и горизонтальные проекции профиля. Участок набора кривизны:

длина

$$l_2 = 0,01745R_1\alpha = 0,01745 \cdot 1491 \cdot 24,6 = 640 \text{ м};$$

горизонтальная проекция

$$a = R (1 - \cos \alpha) = 1491(1 - \cos 24^\circ 36') = 1491(1 - 0,9092) = 135,5 \text{ м};$$

вертикальная проекция

$$h = R \sin \alpha = 1491 \sin 24^\circ 36' = 1491 \cdot 0,4163 = 620 \text{ м}.$$

Длина ствола по профилю

$$L = l_1 + l_2 = 1000 + 640 = 1640 \text{ м}.$$

Вертикальная проекция ствола

$$H_0 = H_B + h = 1000 + 620 = 1620 \text{ м.}$$

Если, кроме вертикальной проекции ствола скважины, смещения забоя от вертикали, азимута и первого и вертикального участка, задан угол входа в пласт  $\gamma = 15^\circ$  (между осью ствола скважины и плотностью напластования) и известен угол падения пласта  $\beta = 20^\circ$  (составляемый плоскостью напластования с горизонтальной плоскостью), то угол наклона ствола и вертикали  $\alpha$  в месте входа в пласт находим по формуле

$$\alpha = 90^\circ - \gamma - \beta = 90^\circ - 15^\circ - 20^\circ = 55^\circ.$$

Тогда радиус искривления скважины

$$R \frac{A}{1 - \cos \alpha} = \frac{135}{1 - \cos 55^\circ} = \frac{135}{1 - 0,574} = 317 \text{ м.}$$

При бурении данной скважины долотом диаметром 244,5 мм с турбобуром Т12МЗ-215  $R_{\min} = 450$  м (см. задачу 91). Поэтому необходимо увеличить радиус искривления ствола скважины до минимального, т.е.  $R = 450$  м.

Значения отклонения ствола скважины от вертикали на различных глубинах и величины углов искривления на тех же глубинах приведены в табл. 141.

Т а б л и ц а 141

Интервал глубины, м	Длина интервала, м	Угол искривления, градус		Отклонение забоя, м	
		В конце интервала	Средний за интервал	За интервал $x = l \cdot \sin \alpha_{CP}$	суммарное
0-1000	1000	0	0	0	0
1000-1100	100	0	3,84	3,35	3,35
1100-1200	100	3,84	7,68	10,05	13,40
1200-1300	100	7,68	11,52	16,68	30,08
1300-1400	100	11,52	15,36	23,23	53,31
1400-1500	100	15,36	19,20	29,71	83,02
1500-1600	100	19,20	23,04	36,03	119,05
1600-1640	40	23,04	24,57	16,00	135,05

П р и м е ч а н и е. 1. Азимут составляет  $140^\circ$ .

2.  $\Delta\alpha_{100} = 57,3 \cdot 10 / R = 573 / 1491 = 0,384^\circ$ .

Строим профиль (рис.18). Горизонтальную проекцию строим аналогично описанной в задаче 89.

Для построения вертикальной проекции на вертикальной линии откладываем отрезок  $AB = H_0 = 1620$  м, равный глубине наклонной скважины по вертикали. Далее наносим конечные точки определенных участков профиля:  $AC = H_B = 1000$  м;  $BD = A = 135$  м. Затем точки С и D соединяем по дуге радиусом  $R = 1491$  м. Линия ACD будет представлять собой проектный профиль скважины.