

В.П.ЗИНЕНКО

НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ

Допущено Государственным комитетом СССР по народному образованию в качестве учебного пособия для студентов геологоразведочных специальностей вузов



МОСКВА „НЕДРА” 1990

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава I. Общие сведения о положении скважин в пространстве	4
§ 1 Определения и характеристики пространственного положения скважин	4
§ 2 Принципы измерения зенитных и азимутальных углов	14
Контрольные вопросы к гл I	22
Глава II. Устойчивость, вписываемость и кинематика буровых снарядов. Допустимая кривизна скважины. Отклоняющее усилие	23
§ 1 Устойчивость колонковых снарядов	23
§ 2 Вписываемость буровых снарядов	27
§ 3 Кинематика колонкового снаряда	35
§ 4 Допустимая кривизна скважины	37
§ 5 Отклоняющее усилие, действующее на породоразрушающий инструмент	39
Контрольные вопросы к гл II	41
Глава III. Механизм естественного искривления скважин. Локальное искривление	42
§ 1 Причины и механизм естественного искривления скважин	42
§ 2 Локальное искривление	52
Контрольные вопросы к гл III	54
Глава IV. Общие зависимости, характеризующие вероятностное положение скважин. Расчет и оценка проектной траектории скважины по данным естественного искривления	55
§ 1 Установление общих зависимостей естественного искривления скважин	55
§ 2 Расчет траектории проектируемой скважины	62
§ 3 Оценка вероятной зоны рассеивания забоя скважины, траектория которой проектируется с учетом естественного искривления	66
Контрольные вопросы к гл IV	70
Глава V. Технические средства направленного бурения	71
§ 1 Технические средства направленного бурения для регулирования интенсивности искривления в установившемся направлении	71
§ 2 Отклонители, устанавливаемые в заданном направлении искривления	81
Контрольные вопросы к гл V	104
Глава VI. Ориентирование отклонителей	105
§ 1 Общие положения ориентирования	105
§ 2 Определение угла установки отклонителя	107
§ 3 Методы и средства ориентирования отклонителей	113
Контрольные вопросы к гл VI	123
Глава VII. Расчеты параметров траектории направленной скважины. Принятие решения о необходимости корректирования траектории	124
§ 1 Выбор местоположения интервала искусственного искривления	124
§ 2 Геометрическая характеристика траектории на участке искусственного искривления	126
§ 3 Критерии принятия решения о текущей корректировке траектории бурящейся скважины	130
Контрольные вопросы к гл VII	132

Глава VIII. Бурение многоствольных скважин	132
§ 1. Схемы многоствольных скважин	132
§ 2. Создание искусственного забоя	134
§ 3. Расчет траектории дополнительного ствола	137
§ 4. Обоснование схемы многоствольной скважины	142
Контрольные вопросы к гл. VIII	143
Глава IX. Отбор ориентированного керна	144
Контрольные вопросы к гл. IX	148
Список литературы	149
Предметный указатель	150

Техника и технология направленного бурения, отработанная методика проектирования и корректирования траектории геологоразведочных скважин являются одним из средств совершенствования процесса геологоразведочных работ, обеспечивающим сокращение объема бурения при одновременном повышении информативности скважин.

Курс «Направленное бурение геологоразведочных скважин» выделился из общего курса «Бурение скважин» в самостоятельный, что было связано с увеличением информации о естественном искривлении скважин, с развитием техники и технологии направленного бурения, особенно в последнюю четверть века. В то же время в производственных геологоразведочных организациях для обобщения опыта направленного бурения, разработки совершенной технологии и внедрения новых технических средств направленного бурения создавались и успешно функционировали специализированные подразделения технической службы бурения. Совершенствование технических средств направленного бурения, измерительной и контрольной аппаратуры и развитие теоретических положений, выполненных в научно-исследовательских (Всесоюзном институте методики и техники разведки, Казахском институте минерального сырья, Забайкальском комплексном институте) и учебных институтах (Томском политехническом, Свердловском горном и др.) позволили повысить надежность выполнения скважинами геологического задания, а также бурить скважины по сложным, но технически и экономически обоснованным траекториям. Большой информационный производственный материал с данными об опыте бурения и показателях процесса искривления скважин, обобщение этого материала, представленное в изданных в этот период книгах по технике и технологии направленного бурения скважин малого диаметра, служили базой для последовательного формирования учебного курса по направленному бурению [6, 8].

Задача данного учебника — дальнейшая систематизация и взаимосвязь имеющихся сведений о поведении скважин в массивах горных пород, средствах и способах корректирования траекторий бурящихся скважин, методиках расчета оптимальных траекторий.

Рассмотренные задачи иллюстрируют приведенные теоретические положения и служат примерами практического применения отдельных общих решений.

Глава I. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПОЛОЖЕНИИ СКВАЖИН В ПРОСТРАНСТВЕ

§ 1. ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН

В разведочном бурении в соответствии с геологическими условиями, рельефом местности и местоположением буровой установки (на земной поверхности или в горной выработке) скважины задаются под любым углом наклона к горизонту. Угол между горизонталью и осью скважины в точке ее заложения называется углом наклона скважины. В зависимости от величины угла наклона скважины бывают вертикальными ($\beta = 90^\circ$), наклонными ($0 < \beta < 90^\circ$), горизонтальными ($\beta = 0^\circ$) и восстающими ($0 < (-\beta) < 90^\circ$). В процессе бурения скважины отклоняются от своего первоначального прямолинейного направления — искривляются. Отклонение скважины от своего первоначального прямолинейного направления называется искривлением скважины.

Собственно скважина представляет собою зафиксированную траекторию центра породоразрушающего инструмента в массиве горных пород.

В общем случае траектория скважины — пространственная кривая. В каждой точке M пространственной кривой определяются три прямые и три плоскости, взаимно пересекающиеся в этой точке под прямыми углами (рис. 1).

1. Касательная — предельное положение секущей PN , когда точки P и N стремятся к точке M .

2. Нормальная плоскость перпендикулярна к касательной. Все прямые, проходящие через точку M и лежащие в этой плоскости, называются нормальными к кривой в точке M .

3. Соприкасающаяся плоскость — предельное положение плоскости, проходящей через три близкие точки кривой M , N и P , когда точка N стремится к точке M и точка P стремится к M . Соприкасающаяся плоскость включает в себя касательную.

4. Главная нормаль — пересечение нормальной и соприкасающейся плоскостей.

5. Бинормаль — прямая, перпендикулярная к соприкасающейся плоскости.

6. Спрямяющая плоскость включает касательную и бинормаль.

Будем считать для небольшого отрезка оси криволинейной скважины понятие соприкасающейся плоскости тождественным понятию плоскости искривления. Тогда, например в точке M криволинейной оси скважины, плоскость забоя при плоском торце породоразрушающего инструмента будет нормальной плоскостью.

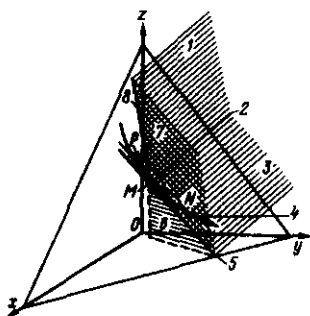


Рис. 1. Три плоскости и три прямые, определяемые в каждой точке кривой

1, 3, 7 — нормальная, соприкасающаяся и спрямляющая плоскости соответственно, 2 — главная нормаль, 4 — ось скважины, 5 — касательная, 6 — вертикальная плоскость искривления, 8 — бинормаль

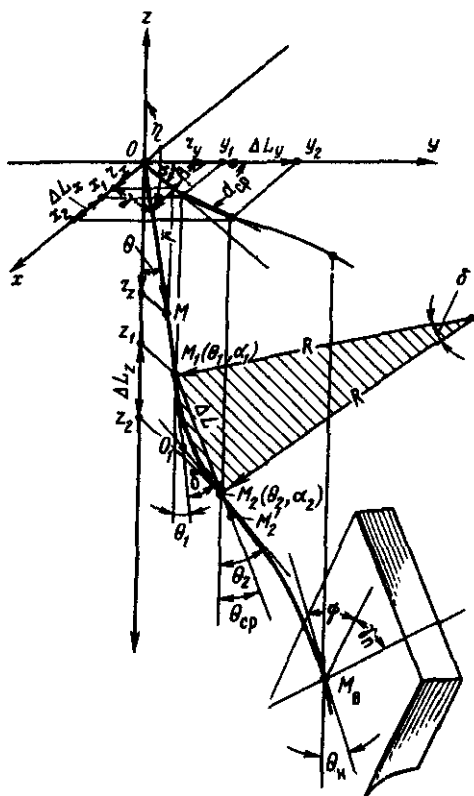


Рис. 2. Схема определения координат траектории скважины, общего угла искривления и угла встречи скважиной пласта горной породы

Применительно к искривлению скважин и принятой системе координат введем дополнительное понятие «вертикальная плоскость искривления» — плоскость, определяемая касательной в данной точке M оси скважины и вертикалью, проходящей через точку M . Эта плоскость также называется апсидальной. \surd

Положение траектории скважины в пространстве определяется в сферических (полярных) координатах x, y, z , в которых ось Oz направлена по вертикали. Если ось скважины на некотором отрезке пути, например от устья до точки M (рис. 2), будет прямой или принята с некоторой степенью приближения прямой, то данный отрезок оси скважины может быть представлен некоторым радиусом-вектором r , величина которого (модуль) определяется длиной ствола, а положение в пространстве фиксируется двумя углами: между осью Oz и вектором-углом $\eta = 180^\circ - \theta$, между осью Oy и проекцией вектора на горизонтальную плоскость xOy — углом α .

Проекции вектора r на координатные оси

$$\begin{aligned} r_z &= -r \cos \theta, \\ r_y &= r \sin \theta \cos \alpha, \\ r_x &= r \sin \theta \sin \alpha, \end{aligned}$$

а направляющие косинусы вектора \vec{r} соответственно

$$n = \cos\eta = r_z/r = -\cos\theta,$$

$$m = \cos\beta = r_y/r = \sin\theta\cos\alpha,$$

$$l = \cos\gamma = r_x/r = \sin\theta\sin\alpha. \quad (2)$$

Однако при криволинейной траектории скважины модуль вектора неизвестен, а может быть определена лишь длина пути между любыми точками скважины. Поэтому положение оси скважины в пространстве, или координаты траектории, определяют следующим образом. В некоторой точке M_1 (см. рис. 2) криволинейной траектории проводят касательную, которую ориентируют в пространстве с помощью углов θ и α , называемых соответственно зенитным и азимутальным углом данной точки скважины.

Под зенитным углом θ некоторой точки траектории понимается угол между вертикалью и касательной к траектории в данной точке (зенитный угол лежит в вертикальной плоскости искривления). Под азимутальным α — угол, лежащий в горизонтальной плоскости xOy между осью Oy , ориентация которой в пространстве известна, и проекцией касательной в данной точке на плоскости xOy . Ось y может совпадать с географическим или магнитным меридианом или любым известным направлением. Соответственно определяемый азимутальный угол будет называться истинным, магнитным или относительным. Зенитные и азимутальные углы находят инструментальным способом — приборами инклинометрами, которые доставляются в данную точку траектории. Расстояния между точками траектории ΔL зависят от длины бурильной колонны в данных точках L_i и L_{i+1} , причем $\Delta L = L_{i+1} - L_i$, или от длины кабеля, троса, на которых спускают инклинометры. Следовательно, каждая текущая точка траектории характеризуется расстоянием от предыдущей точки и зенитным и азимутальным углами.

Теперь допустим, что положение некоторой точки M_1 (см. рис. 2) в пространстве известно, определены ее координаты x_1 , y_1 и z_1 , зенитные θ_1 , θ_2 и азимутальные α_1 , α_2 углы траектории в точках M_1 и M_2 . Тогда, приближенно принимая, что траектория скважины на интервале M_1M_2 представлена отрезком прямой $\Delta L = M_1M_2$, положение которого в пространстве определяется значениями зенитного θ_{cp} и азимутального α_{cp} углов прямой M_1M_2 , находим в соответствии с формулой (1), считая $r = \Delta L$, приращение координат траектории на пути M_1M_2 :

$$\Delta L_z = -\Delta L \cos\theta_{cp},$$

$$\Delta L_y = \Delta L \sin\theta_{cp} \cos\alpha_{cp},$$

$$\Delta L_x = \Delta L \sin\theta_{cp} \sin\alpha_{cp},$$

$$\text{где } \theta_{cp} = (\theta_1 + \theta_2)/2 \text{ и } \alpha_{cp} = (\alpha_1 + \alpha_2)/2. \quad (3)$$

Координаты точки M_2 определяются как

$$z_2 = z_1 + \Delta L_z,$$

$$y_2 = y_1 + \Delta L_y,$$

$$x_2 = x_1 + \Delta L_x.$$

Соответственно координаты любой текущей точки M_m находятся как сумма координаты предыдущей и приращения координаты на пути между предыдущей точкой траектории и данной:

$$\begin{aligned} z_m &= z_{m-1} + \Delta L_z, \\ y_m &= y_{m-1} + \Delta L_y, \\ x_m &= x_{m-1} + \Delta L_x. \end{aligned} \quad (4)$$

Пример 1. Определить координаты участка ствола скважины, если расстояние между точками измерения зенитных и азимутальных углов составляет 20 м и получены следующие значения данных углов

Глубина, м	0	20	40	60	80	100
Углы, градус:						
θ	3,0	4,5	5,5	7,5	9,0	10,0
α	97	100	110	115	125	140

Считаем, что скважина с начальным азимутом 97° задана по направлению разведочной линии. В том случае, если необходимо получить проекцию оси скважины на вертикальную плоскость, проходящую по разведочной линии, направление оси Oy системы координат xuz принимается по азимуту разведочной линии. Тогда относительно принятого положения оси Oy можем характеризовать положение точек траектории скважины с помощью относительных азимутальных углов, значения которых приведены ниже

Глубина, м	0	20	40	60	80	100
Относительный азимут, градус	0	3	13	18	28	43

В соответствии с уравнениями (3) находим приращения координат точек траектории скважины, считая, что на каждом интервале $\theta_{cp} = (\theta_n + \theta_k)/2$ и $\alpha_{cp} = (\alpha_n + \alpha_k)/2$, где θ_n , θ_k , α_n и α_k — начальные и конечные значения соответственно зенитного и азимутального углов на интервале. Так, для интервала 0—20 м получаем

$$\theta_{cp} = (3 + 4,5)/2 = 3,75^\circ \text{ и } \alpha_{cp} = 0 + 3/2 = 1,5^\circ.$$

Тогда приращения координат точки траектории на глубине 20 м

$$\Delta L_z = -20 \cos 3,75^\circ = -19,957 \text{ м,}$$

$$\Delta L_y = 20 \sin 3,75^\circ \cos 1,5^\circ = 1,307 \text{ м,}$$

$$\Delta L_x = 20 \sin 3,75^\circ \sin 1,5^\circ = 0,034 \text{ м.}$$

Аналогично вычислим приращения координат для всех последующих точек траектории и запишем их.

Глубина, м	20	40	60	80	100
Приращения координат, м:					
ΔL_z	-19,957	-19,923	-19,871	-19,793	-19,725
ΔL_y	1,307	1,726	2,182	2,642	2,687
ΔL_x	0,034	0,242	0,605	1,121	1,916

Координаты каждой последующей точки равны по формуле (4) координате предыдущей плюс приращение координат на интервале. Для точки на глубине 40 м имеем

$$z_{40} = z_{20} + \Delta L_z = 0 + (-19,957) + (-19,923) = -39,88 \text{ м,}$$

$$y_{40} = y_{20} + \Delta L_y = 0 + 1,307 + 1,726 = 3,033 \text{ м,}$$

$$x_{40} = x_{20} + \Delta L_x = 0 + 0,034 + 0,242 = 0,276 \text{ м.}$$

Для всех выделенных глубин расчетного интервала скважины получим следующие значения координат.

Глубина, м	20	40	60	80	100
Координата, м:					
z	-19,957	-39,880	-59,751	-79,544	-99,269
y	1,307	3,033	5,215	7,857	10,544
x	0,034	0,276	0,881	2,002	3,918

Такой метод вычисления координат траектории прост, но дает относительную точность определения положения скважины в пространстве. Если принять, что интервал траектории $\overline{M_1M_2} = \Delta L$ представлен дугой окружности, лежащей в одной плоскости, которая характеризуется некоторым центральным углом $\delta = \Delta L/R$ (см. рис. 2), то длина прямолинейного отрезка

$$M_1M_2 = 2R\sin(\delta/2) = 2\Delta L\sin(\delta/2)/\delta.$$

Так как $\overline{M_1M_2} = \Delta L = R\delta$, то найдем погрешность взятой выше предпосылки: $\Delta L \approx M_1M_2$.

При этом погрешность

$$M_2M_2^1 = \Delta L - M_1M_2 = \Delta L \left(1 - \frac{2\sin(\delta/2)}{\delta} \right).$$

Например, при $\Delta L = 20$ м и $\delta = 3^\circ$ имеем

$$M_2M_2^1 = 20 \left(\frac{1 - 2\sin 1,5^\circ}{3/57,3} \right) = 8,12 \cdot 10^{-4} \text{ м.}$$

При сохранении принятых выше условий общая погрешность при длине скважины 1000 м составит всего 0,04 м.

Таким образом, с учетом малости величины погрешности возможная криволинейная траектория скважины заменяется рядом прямолинейных участков, количество которых соответствует числу точек определения зенитных и азимутальных углов траектории скважины. Точность определения координат ствола может быть повышена сокращением расстояний между точками замеров зенитных и азимутальных углов и принятием расстояния между точками:

$$M_1M_2 = \Delta L \frac{2\sin(\delta/2)}{\delta}.$$

Существуют и другие способы уточнения расчетных координат скважин.

Чтобы оценить величину углового отклонения скважины на некотором участке траектории — интенсивности искривления I — применяется понятие кривизны. Кривизна кривой в точке M — это число, характеризующее отклонение кривой от прямой линии. Кривизна определяется как (см. рис. 2)

$$K = \lim_{M_1M_2 \rightarrow 0} \left| \frac{\delta}{M_1M_2} \right| = \left| \frac{d\delta}{dL} \right|. \quad (5)$$

Радиус кривизны

$$\rho = 1/K. \quad (6)$$

На участке между двумя точками измерения зенитных и азимутальных углов траектория скважины в общем случае может представлять не плоскую, а пространственную кривую. При определении кривизны условно принимаем, что данный отрезок траектории представлен плоской кривой постоянной кривизны, лежащей в соприкасающейся плоскости и характеризующейся в точках M_1 и M_2 установленными значениями зенитных и азимутальных углов. Таким образом, принимаем, что касательные в точках M_1 и M_2 пересекаются в некоторой точке O_1 (см. рис. 2). Положение касательных как векторов в прямоугольной системе координат может быть зафиксировано углами η , β и γ , направляющие косинусы которых определяют в соответствии с формулами (2). Угол δ между двумя заданными направлениями с направляющими косинусами l_1, m_1, n_1 и l_2, m_2, n_2 находят из следующего уравнения:

$$\cos\delta = l_1 l_2 + m_1 m_2 + n_1 n_2. \quad (7)$$

Подставив в уравнение (7) соответствующие значения направляющих косинусов из формул (2), получим

$$\begin{aligned} \cos\delta = & \sin\theta_1 \sin\alpha_1 \sin\theta_2 \sin\alpha_2 + \\ & \dots + \sin\theta_1 \cos\alpha_1 \sin\theta_2 \cos\alpha_2 + \cos\theta_1 \cos\theta_2. \end{aligned} \quad (8)$$

Преобразование уравнения (8) дает следующую расчетную формулу:

$$\cos\delta = \cos\theta_1 \cos\theta_2 + \sin\theta_1 \sin\theta_2 \cos\Delta\alpha. \quad (9)$$

В бурении скважин для оценки ее траектории угол δ был назван Г. Вудсом и А. Лубинским общим углом искривления и предложен для определения среднего значения кривизны на интервале между двумя соседними точками измерения зенитных и азимутальных углов. Ими же зависимость (9) для большей точности расчетов при малых значениях углов θ и α дана в виде

$$\sin^2 \frac{\delta}{2} = \sin^2 \frac{\theta_2 - \theta_1}{2} + \sin\theta_1 \sin\theta_2 \sin^2 \frac{\Delta\alpha}{2}. \quad (10)$$

При этом среднее значение кривизны K_{cp} (рад/м) на некотором отрезке скважины $\overline{M_1 M_2} = \Delta L$ определяется как

$$K_{cp} = \delta / \overline{M_1 M_2} = \delta / \Delta L. \quad (11)$$

Таким образом, на интервале измерения зенитных и азимутальных углов может быть определено среднее значение кривизны данного отрезка траектории K_{cp} , которое соответствует понятию интенсивности искривления I (градус/м), дающему представление об угловом смещении траектории, когда величина угла измеряется в градусной мере:

$$I = 57,3 K_{cp}. \quad (12)$$

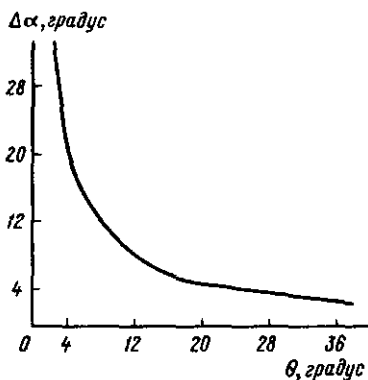
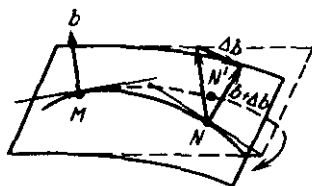


Рис. 3. Зависимость приращения азимутального угла $\Delta\alpha$ от зенитного угла θ при $\delta = \text{const}$ и $\Delta\theta = \text{const}$

Рис. 4. Схема определения кривизны кривой



При малых значениях приращения азимутального угла можно судить о кривизне траектории лишь по приращению зенитных углов:

$$K_{\text{ср}} \approx \Delta\theta/\Delta L. \quad (13)$$

Если при малых значениях углов принять $\sin x = x$, то формула (9) преобразуется в приблизительное соотношение

$$\delta^2 = \theta_1^2 + \theta_2^2 - 2\theta_1\theta_2\cos\Delta\alpha, \quad (14)$$

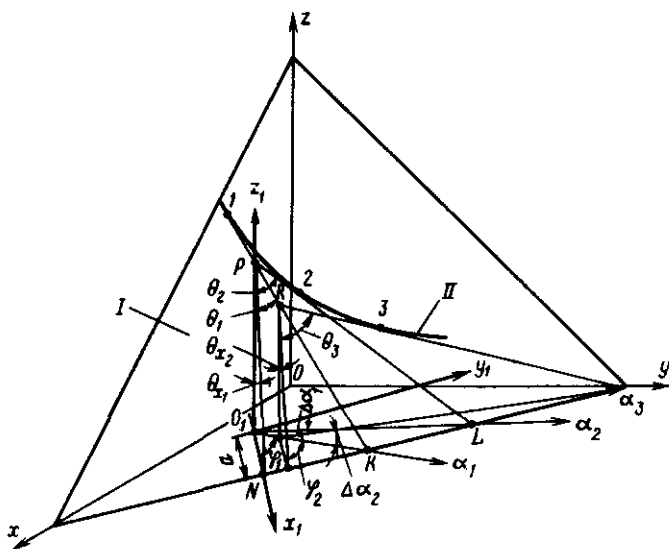
которое формально соответствует теореме косинусов и может быть решено графическим способом, если представить угловые величины θ_1 , θ_2 и δ в равном масштабе линейными величинами как стороны некоторого треугольника с углом при вершине, противолежащим условной стороне δ и равным $\Delta\alpha$.

Решение уравнений (9), (11) и (14) относительно θ_2 или $\Delta\alpha$ позволяет определить возможные значения приращения зенитного угла $\Delta\theta = \theta_2 - \theta_1$ при заданных $\Delta\alpha$, θ_1 и δ или приращения азимута $\Delta\alpha$ при заданных θ_1 , $\Delta\theta$ и δ . Эти решения находят применение в расчетах, связанных с ориентацией отклонителей при искусственном искривлении скважин, при корректировании ее траектории. Зависимость $\delta = \varphi(\theta_1, \theta_2, \Delta\alpha)$ также показывает возможности как естественного, так и искусственного искривления скважин.

Так, если принять, что на некотором интервале скважина искривляется с постоянной интенсивностью, то можно проследить вероятную зависимость изменения приращения азимутального угла траектории от текущего зенитного угла (рис. 3). Приведенная зависимость показывает, что в случае пространственного искривления скважины с возможной постоянной кривизной большие азимутальные отклонения могут наблюдаться при малых начальных зенитных углах, а величина угла заложения скважины (начальный зенитный угол) определяет возможности азимутального отклонения скважины. Для уменьшения вероятности больших азимутальных начальных отклонений начальный зенит-

Рис. 5. Схема определения кручения скважины:

I — соприкасающаяся плоскость, II — ось скважины



ный угол должен быть увеличен в случае возможного заложения наклонных скважин.

5. Траектория скважины, не лежащая в одной плоскости, кроме кривизны, характеризуется кручением числом — T , показывающим отклонение кривой (в малой ее части) от плоской кривой (рис. 4):

$$T = \lim_{MN \rightarrow 0} \left| \frac{\Delta b}{MN} \right| = \left| \frac{db}{dL} \right|. \quad (15)$$

Имея в трех точках траектории 1, 2 и 3 значения зенитных $\theta_1, \theta_2, \theta_3$ и азимутальных $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ углов, можно определить наличие кручения траектории. Проведем (рис. 5) через точку P пересечения касательных к двум любым точкам (например, к точкам 1 и 2) траектории координатную ось O_1z_1 (если этот отрезок траектории лежит в одной плоскости) прямоугольной системы координат x_1, y_1, z_1 и направим ось O_1x_1 так, чтобы она была перпендикулярна к следу соприкасающейся плоскости на плоскости xOy . Проекции касательных PK и PL на плоскость $x_1O_1y_1$
 $O_1K = ctg\theta_1, \quad O_1L = ctg\theta_2,$

где $c = O_1P$.

Тогда в общем случае отрезок a , отсекаемый соприкасающейся плоскостью на оси координат O_1x_1 , составляет

$$a = ctg\theta_{x_1} = ctg\theta_1 \cos\varphi_1 = ctg\theta_2 \cos(\varphi_1 + \Delta\alpha_1), \quad (16)$$

где θ_{x_1} — зенитный угол линии PN ; φ_1 — относительный (относительно направления оси O_1x_1) азимутальный угол траектории в точке 1; $\Delta\alpha_1 = \alpha_2 - \alpha_1$.

В соответствии с уравнением (16) для точек 1 и 2 траектории можно записать следующее соотношение:

$$\operatorname{tg}\theta_{x1} = \operatorname{tg}\theta_1 \cos\varphi_1 = \operatorname{tg}\theta_2 \cos(\varphi_1 + \Delta\alpha_1). \quad (17)$$

В результате получаем

$$\operatorname{tg}\varphi_1 = \frac{1}{\sin\Delta\alpha_1} \left(\cos\Delta\alpha_1 - \frac{\operatorname{tg}\theta_1}{\operatorname{tg}\theta_2} \right). \quad (18)$$

Аналогичные зависимости (17) и (18) запишем для точек 1 и 3 траектории, касательные к которым пересекаются в точке R:

$$\operatorname{tg}\theta_{x2} = \operatorname{tg}\theta_1 \cos\varphi_2 = \operatorname{tg}\theta_3 \cos(\varphi_2 + \Delta\alpha_2),$$

$$\operatorname{tg}\varphi_2 = \frac{1}{\sin\Delta\alpha_2} \left(\cos\Delta\alpha_2 - \frac{\operatorname{tg}\theta_1}{\operatorname{tg}\theta_3} \right),$$

$$\text{где } \Delta\alpha_2 = \alpha_3 - \alpha_1. \quad (19)$$

Для трех точек траектории, лежащих в одной плоскости, углы $\varphi_1 = \varphi_2$ и $\theta_{x1} = \theta_{x2}$. Поэтому для участка траектории, лежащего в одной плоскости, имеем следующее равенство:

$$\frac{1}{\sin\Delta\alpha_1} \left(\cos\Delta\alpha_1 - \frac{\operatorname{tg}\theta_1}{\operatorname{tg}\theta_2} \right) = \frac{1}{\sin\Delta\alpha_2} \left(\cos\Delta\alpha_2 - \frac{\operatorname{tg}\theta_1}{\operatorname{tg}\theta_3} \right).$$

При кручении траектории $\varphi_1 \neq \varphi_2$, $\theta_{x1} \neq \theta_{x2}$, поэтому данное равенство не соблюдается. Таким образом, наличие кручения устанавливается подтверждением неравенства

$$\frac{1}{\sin\Delta\alpha_1} \left(\cos\Delta\alpha_1 - \frac{\operatorname{tg}\theta_1}{\operatorname{tg}\theta_2} \right) \neq \frac{1}{\sin\Delta\alpha_2} \left(\cos\Delta\alpha_2 - \frac{\operatorname{tg}\theta_1}{\operatorname{tg}\theta_3} \right). \quad (20)$$

Среднее значение кручения траектории между первой и третьей точками на длине ΔL составляет

$$T = \left| \frac{\Delta b}{\Delta L} \right| = \left| \frac{\theta_{x1} - \theta_{x2}}{\Delta L} \right|, \quad (21)$$

где θ_{x1} и θ_{x2} — углы, характеризующие положение бинормали в точках 1 и 3 в системе координат xuz и определяемые по формулам (17) — (19).

В соответствии с формулами (17) — (19) запишем

$$\operatorname{tg}\theta_{x1} = \operatorname{tg}\theta_1 \cos\varphi_1,$$

$$\operatorname{tg}\theta_{x2} = \operatorname{tg}\theta_1 \cos\varphi_2,$$

$$\operatorname{tg}\varphi_1 = \frac{1}{\sin\Delta\alpha_1} \left(\cos\Delta\alpha_1 - \frac{\operatorname{tg}\theta_1}{\operatorname{tg}\theta_2} \right),$$

$$\operatorname{tg}\varphi_2 = \frac{1}{\sin\Delta\alpha_2} \left(\cos\Delta\alpha_2 - \frac{\operatorname{tg}\theta_1}{\operatorname{tg}\theta_3} \right),$$

Пример 2. Определим кривизну и наличие кручения на участке ствола скважины по данным инклинометрических измерений, выполненных через интервалы 20 м в трех точках: $\theta_1 = 8^\circ$, $\alpha_1 = 160^\circ$; $\theta_2 = 10^\circ$, $\alpha_2 = 140^\circ$; $\theta_3 = 13^\circ$, $\alpha_3 = 130^\circ$. Соответственно $\Delta\alpha_1 = \alpha_1 - \alpha_2 = 20^\circ$, $\Delta\alpha_2 = \alpha_1 - \alpha_3 = 30^\circ$.

Общий угол искривления между первой и второй точками по формуле (9)

$$\cos\delta_{1,2} = \cos 8^\circ \cos 10^\circ + \sin 8^\circ \sin 10^\circ \cos 20^\circ = 0,9979,$$

$$\delta_{1,2} = 3,68^\circ;$$

между второй и третьей

$$\cos\delta_{2,3} = \cos 10^\circ \cos 13^\circ + \sin 10^\circ \sin 13^\circ \cos 10^\circ = 0,99804,$$

$$\delta_{2,3} = 3,59^\circ.$$

Кривизна на первом участке

$$K_{1,2} = \delta_{1,2}/\Delta L, \quad K_{1,2} = 3,68/57,3 \cdot 20 = 3,4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^{-1},$$

на втором

$$K_{2,3} = \delta_{2,3}/\Delta L, \quad K_{2,3} = \frac{3,59}{57,3 \cdot 20} = 3,134 \cdot 10^{-3} \text{ м}^{-1}.$$

Запишем условие кручения:

$$\frac{1}{\sin\Delta\alpha_1} \left(\cos\Delta\alpha_1 - \frac{\text{tg}\theta_1}{\text{tg}\theta_2} \right) \neq \frac{1}{\sin\Delta\alpha_2} \left(\cos\Delta\alpha_2 - \frac{\text{tg}\theta_1}{\text{tg}\theta_3} \right)$$

и подставим значения углов:

$$\frac{1}{\sin 20^\circ} \left(\cos 20^\circ - \frac{\text{tg} 8^\circ}{\text{tg} 10^\circ} \right) \neq \frac{1}{\sin 30^\circ} \left(\cos 30^\circ - \frac{\text{tg} 8^\circ}{\text{tg} 13^\circ} \right).$$

Решение неравенства дает $0,417068 \neq 0,514552$, что характеризует наличие кручения.

Так как полученные выше значения (0,417068 и 0,514552) если тангенсы углов φ_1 и φ_2 [см. формулы (18), (19)], то соответственно имеем $\varphi_1 = 22,46^\circ$ и $\varphi_2 = 27,23^\circ$.

Величину кручения находим по уравнению

$$T = \left| \frac{\theta_{x1} - \theta_{x2}}{\Delta L} \right|.$$

По условию $\Delta L = 40$ м. Значения углов θ_{x1} и θ_{x2} определяем из решения уравнений (17), (19):

$$\text{tg}\theta_{x1} = \text{tg}\theta_1 \cos\varphi_1 = \text{tg} 8^\circ \cos 22,46^\circ = 0,12971,$$

$$\text{tg}\theta_{x2} = \text{tg}\theta_1 \cos\varphi_2 = \text{tg} 8^\circ \cos 27,23^\circ = 0,12496$$

и соответственно $\theta_{x1} = 7,391^\circ$ и $\theta_{x2} = 7,123^\circ$.

Тогда среднее значение кручения траектории между точками 1 и 3

$$T = \left| \frac{7,391 - 7,123}{40 \cdot 57,3} \right| = 1,167 \cdot 10^{-4} \text{ м}^{-1}.$$

При оценке положения скважины относительно элементов залегания горных пород применяется понятие — угол встречи ψ , который представляет собой угол между касательной к оси скважины в точке встречи M_n и следом соприкасающейся плоскости на плоскости контакта (плоскости слоистости, трещиноватости и т. п.) горных пород (см. рис. 2). Если плоскость искривления

скважины нормальна к простиранию горных пород, имеющих угол падения γ , то справедливо следующее соотношение:

$$\psi = 90^\circ + \theta_k - \gamma_n, \quad (22)$$

где γ_n — угол падения горных пород.

§ 2. ПРИНЦИПЫ ИЗМЕРЕНИЯ ЗЕНИТНЫХ И АЗИМУТАЛЬНЫХ УГЛОВ

Зенитный угол (угол между вертикалью и касательной к оси скважины в данной точке траектории) измеряют с помощью приборов — инклинометров, у которых ось прибора принимают совпадающей с касательной, а вертикаль отмечают отвесом или устанавливают по уровню, т. е. используется действие гравитационного поля. Кроме того, положение вертикали может быть зафиксировано с помощью гироскопических приборов.

Рассмотрим схемы приборов, у которых вертикаль устанавливают с помощью отвеса. Отвес имеет две степени свободы, что обуславливает его конструктивное решение. На рис. 6 представлена схема определения зенитного угла при помощи отвеса с шаровой опорой. Груз отвеса 1 жестко соединен стержнем 2 с шаровой опорой 3, установленной по оси прибора, а показывающая игла прибора 4, являющаяся продолжением стержня 2, отмечает на сферической поверхности 5 линейную величину смещения оси прибора от вертикали h . Величина зенитного угла θ (рад) устанавливается отношением

$$\theta = h/R,$$

где R — длина показывающей иглы.

Точка контакта иглы со сферической поверхностью может фиксироваться осевым смещением сферы, как это показано на рис. 6 стрелками.

Наиболее часто в приборах применяют конструктивную схему, представленную двумя маятниковыми отвесами со взаимно перпендикулярными осями (рис. 7). Ориентирующий отвес — рамка 5, свободно вращается на оси, совпадающей с осью прибора (скважины), и устанавливает показывающий отвес 4 всегда в вертикальной плоскости искривления, которую определяет вертикаль и ось прибора, так как ось показывающего отвеса по конструкции всегда перпендикулярна к устанавливаемой вертикальной плоскости искривления. Зенитный угол отсчитывают по шкале 6.

Такова, например, схема измерения зенитного угла, примененная в распространенном приборе ОК-40У (рис. 8). Вертикальная плоскость искривления, проходящая через ось прибора, устанавливается эксцентриком 2, свободно вращающемся на оси прибора 1. Ось 5 показывающего отвеса 6, выполненного в виде полусферы, закреплена в рамке 3, которая жестко связана с экс-

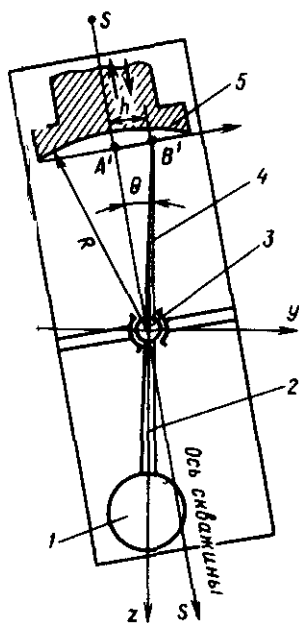


Рис. 6. Схема определения зенитного угла с помощью отвеса

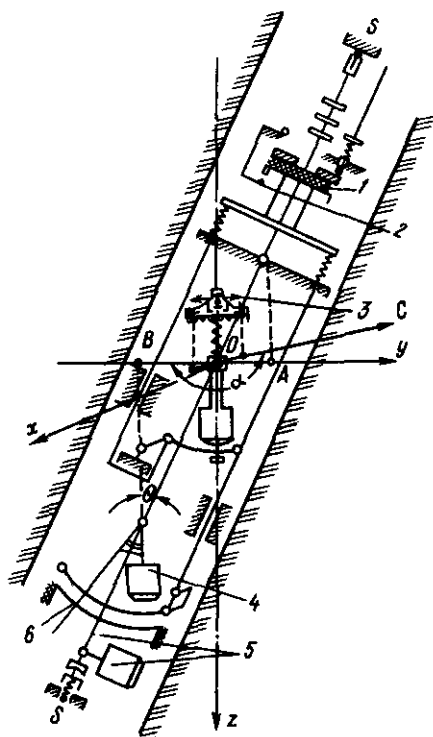


Рис. 7. Кинематическая схема инклинометра УМИ-25

1 — дополнительный реохорд визира, 2 — токосъемная щетка, 3, 4 — датчики соответственно азимута и зенитного угла, 5 — рамка, 6 — шкала зенитного угла

центриком 2 так, что ось отвеса перпендикулярна к плоскости, проходящей через ось прибора и центр тяжести эксцентрика, т. е. перпендикулярна к устанавливаемой вертикальной плоскости искривления скважины. При этом плоская поверхность полусферы устанавливается горизонтально.

Шкала зенитного угла 11 нанесена на полусфере в вертикальной плоскости искривления, а показывающая стрелка 4 соединена с ориентирующим отвесом и также располагается в вертикальной плоскости искривления. Показывающий отвес в данной точке скважины фиксируется механическим путем, как это показано стрелками на рис. 8, с помощью электромагнитной катушки, перемещающей в осевом направлении шток фиксатора при подаче питания.

Горизонтальность поверхности жидкости используют в жидкостных приборах для отметки зенитного угла, если уровень жидкости фиксируется в данной точке скважины в виде отпечатка. Жидкостные приборы конструктивно наиболее просты и поэтому до настоящего времени применяются для определения зенитных

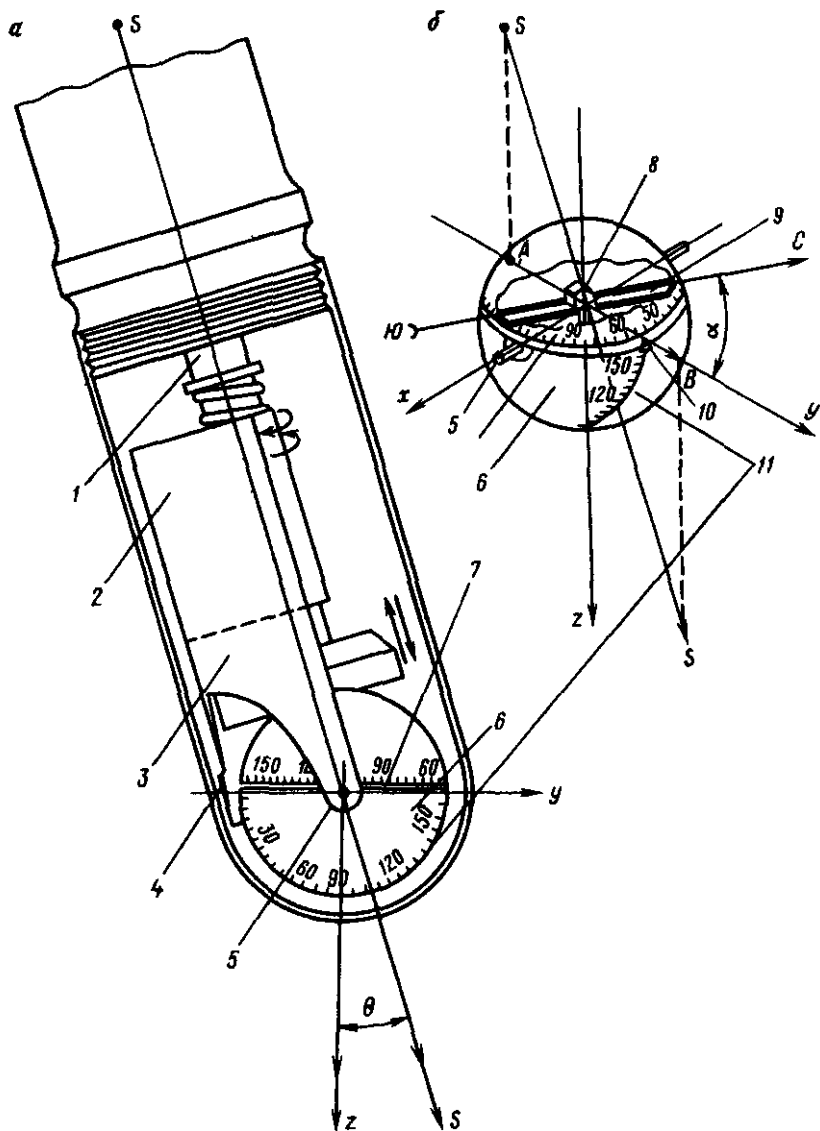


Рис. 8. Инклинометр ОК-40У:

a — схема прибора, *б* — датчик прибора, 1 — ось прибора, 2 — эксцентрик, 3 — рамка, 4 — показывающая стрелка, 5 — ось отвеса полусферы, 6 — показывающий отвес, 7, 11 — шкала азимутальных и зенитных углов соответственно, 8 — игольчатая опора, 9 — блок магнитов, 10 — начальная отметка

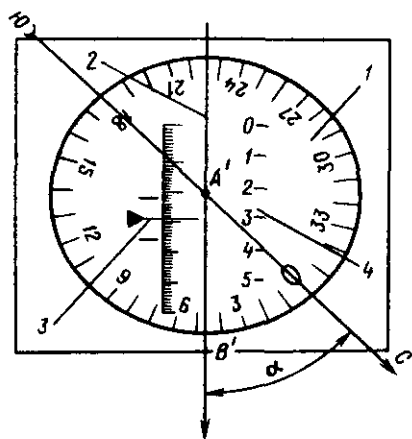
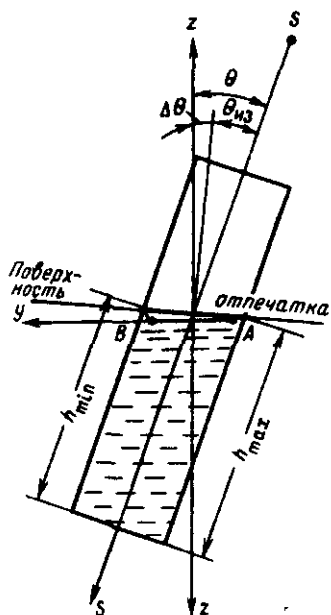


Рис. 9. Схема определения зенитного угла по уровню жидкости

Рис. 10. Схема фиксации показаний датчиков фотоинклинометра:

1 — картушка блока магнитов со шкалой азимутальных углов, 2 — визирная линия, 3 — указатель зенитного угла, 4 — шкала зенитных углов

углов скважин. Основой жидкостного прибора, например, может быть стеклянная пробирка с 15—20 %-ным раствором плавиковой кислоты, которая формирует отпечаток успокоившегося уровня жидкости на контакте с поверхностью пробирки, растворяя стекло. Ось пробирки, расположенной в цилиндрическом корпусе прибора, совпадает с осью скважины, а плоскость отпечатка с учетом действия сил поверхностного натяжения на контакте (рис. 9) дает представление о горизонтальной поверхности, а следовательно, и о величине зенитного угла:

$$\theta = \theta_{из} + \Delta\theta,$$

где $\theta_{из}$ — измеренное значение зенитного угла по отпечатку, $\theta_{из} = (h_{max} - h_{min})/d$; $\Delta\theta$ — поправка на капиллярность; h_{max} и h_{min} — соответственно максимальная и минимальная высоты отпечатка от торца пробирки; d — внутренний диаметр пробирки.

Поправка $\Delta\theta$ определяется для данного диаметра сосуда и конкретной жидкости опытным путем.

Другая разновидность жидкостного прибора — сосуд с раствором медного купороса, в который концентрично помещен металлический цилиндр, имеющий для получения четкого отпечатка высокое качество поверхности. Отпечаток контакта жидкости

с поверхностного цилиндра получается за счет осаждения ионов меди. Интенсивное осаждение ионов меди и формирование отпечатка происходит при пропускании через электролит постоянного тока. Для данной схемы (жидкость формирует отпечаток на наружной поверхности измерительного цилиндра) поправка на капиллярность берется со знаком «минус»: $\theta = \theta_{нс} - \Delta\theta$.

Ряд инклинометров, в которых для фиксирования показаний датчиков применено фотографирование, оснащаются жидкостными приборами — уровнями, корпус которых выполнен из прозрачного материала. На корпусе нанесена шкала зенитных углов θ и указатель зенитного угла Z , что видно на кадре фотопленки (рис. 10). Величина зенитного угла определяется по кадру фотопленки, на котором зафиксировано положение указателя угла в определенной точке градусной шкалы.

Все описанные выше датчики зенитного угла, основанные на действии гравитационного поля Земли, помимо своего основного назначения — показания зенитного угла, дают возможность отметить проекцию оси (касательной к оси) скважины на горизонтальную плоскость или в некоторых случаях на нормальную плоскость. Проекция оси скважины на указанные плоскости представляет собой след вертикальной плоскости искривления, имеет направление и является основой для определения азимутального угла, так как последний (по определению) есть угол, лежащий в горизонтальной плоскости между каким-либо известным направлением и проекцией касательной к оси скважины в данной точке.

Так, линия AB (см. рис. 7, 8) есть проекция оси скважины на горизонтальную плоскость, а линия $A'B'$ (см. рис. 6, 10) есть след вертикальной плоскости искривления (проекция оси скважины) на нормальную плоскость.

Таким образом, если зафиксировать проекцию касательной к оси скважины на горизонтальную плоскость, то теперь достаточно установить в этой плоскости какое-либо известное направление, например, на северный магнитный полюс, чтобы получить значение азимутального угла в данной точке скважины.

Рассмотрим схему измерения азимутального угла на примере прибора ОК-40У (см. рис. 8). На плоской поверхности полусферы 6, устанавливающейся всегда горизонтально под действием силы тяжести, имеется начальная отметка 10, расположенная в вертикальной плоскости искривления и фиксирующая проекцию оси скважины в данной точке на горизонтальной плоскости (за исключением случая, когда прибор находится в вертикальном положении).

В центре полусферы на игольчатой опоре 8 вращается блок магнитов 9, продольная ось которых под действием магнитного поля Земли совместится с направлением магнитного меридиана. Магниты по конструкции расположены в горизонтальной плоскости, поэтому угол между северным концом подвижного магнита C и неподвижной начальной отметкой шкалы компаса будет

личием магнитной аномалии, инклинометры с магнитной стрелкой не применяют. В этих случаях для определения азимутального направления скважин используют приборы с гироскопическим компасом или косвенные методы измерений.

Рассмотрим принцип работы гироскопического инклинометра (рис. 11). Измерительное устройство состоит из гироскопа направления 7 и гироскопического уровня 9. Отметим основное свойство гироскопа: главная ось гироскопов при отсутствии момента внешних сил $M_в$ сохраняет свое первоначальное положение неизменным в пространстве. Оба гироскопа имеют три степени свободы. Оси наружных подвесов расположены по оси инклинометра.

На наружном кольце 2 гироскопического уровня установлен ртутный маятниковый переключатель 6. До тех пор, пока кольцо 2 не займет перпендикулярного положения относительно вертикальной плоскости искривления скважины, ртуть в переключателе 6 будет замыкать один из его контактов. К электродвигателю 4 подается ток, что и обуславливает воздействие на гироскоп 2 момента $M_в$ электродвигателя 4 относительно оси BB_1 .

В результате прецессии главная ось гироскопа AA_1 совместится с вертикальной плоскостью искривления скважины. Одновременно с приведением в вертикальную плоскость искривления ось AA_1 совмещается также и с плоскостью горизонта. Для этого на внутреннем кольце 5 смонтирован переключатель 3, ртуть в котором при наклоне оси AA_1 относительно горизонта замыкает один из двух контактов, подавая ток соответствующего направления на электродвигатель 1. Последний создает момент относительно оси SS вследствие чего гироскоп установится в положение, при котором ось AA_1 расположится в горизонтальной плоскости.

Так как ось подвеса наружного кольца совпадает с осью скважины, а главная ось гироскопа 9 устанавливается горизонтально в вертикальной плоскости искривления, то по углу между плоскостями наружного и внутреннего кольца гироскопа можно судить о величине зенитного угла. Величина зенитного угла снимается с реохорда 10 потенциометра, размещенного на внешней рамке; по сопротивлению перемещается подвижный контакт, связанный с осью BB_1 внутреннего подвеса.

Перед циклом измерений гироскоп направления 7 устанавливается своей осью $A'A_1$ над устьем скважины в плоскости меридиана и при спуске прибора в скважину сохраняет свое первоначальное положение неизменным. Поэтому угол между плоскостями, в которых лежат главные оси обоих гироскопов, и будет представлять собой азимутальный угол. При этом напряжение электрического тока, снимаемое с потенциометра 8 щеткой, связанной с осью наружного кольца 2, которое установлено на наружном кольце гироскопа 7, будет пропорционально величине азимутального угла.

В данной схеме инклинометра магнитная стрелка и отвес за-

менены гироскопами, поэтому инклинометр не подвержен воздействию магнитных полей и не требует дополнительного времени для успокоения измерительных устройств.

Менее сложной является комбинированная измерительная схема, в которой вместо гироскопического уровня применена рамка с отвесами, с помощью которых фиксируется вертикальная плоскость искривления и зенитный угол, а датчик неизменного направления по меридиану представляет собой гироскоп направления. Такое сочетание датчиков требует остановки движения в точках определения зенитных и азимутальных углов и дополнительных затрат времени для успокоения отвесов.

Совершенствование технологии приборостроения, создание миниатюрных датчиков и регистрирующей аппаратуры расширяет возможности определения положения оси скважины в пространстве косвенными способами. К таким способам определения координат траектории ствола относится метод последовательных ходов, который применяется в отечественной и мировой практике бурения при различном исполнении приборов. Сущность метода заключается в том, что прямолинейный цилиндрический измерительный снаряд длиной от 3 до 12 м, обладающий достаточной гибкостью, чтобы быть деформированным в криволинейном стволе, спускается в скважину произвольно на тресе, кабеле или буровой колонне.

Координаты траектории скважины определяют относительно точки ствола, положение которой в пространстве известно. Такой точкой в начале измерений является устье скважины с установленными значениями зенитного θ_0 и азимутального α_0 углов. Если скважина искривлена, то измерительный снаряд деформируется, что дает возможность зафиксировать величину относительного смещения оси на участке ствола, соответствующего длине снаряда.

Например, пусть по образующей первоначально прямолинейного измерительного цилиндра нанесена риска, а в его внутренней полости в верхней и нижней точках размещены два жидкостных прибора, положение которых привязано к ориентирующей риске на цилиндре. Верхний прибор помещают в точке с известными параметрами θ_0 и α_0 , при этом нижний (в последующей точке) дает по отпечатку уровня жидкости значения зенитного угла и относительного (относительно направления на риску) азимута α_{01} .

Разница определенных относительных азимутальных углов в верхней и нижних точках представляет собой приращение азимутального угла на интервале $\Delta\alpha = \alpha_{01} - \alpha_0$. Азимутальный угол в первой (после известной) точке ствола α_1 находится как $\alpha_1 = \alpha_0 + \Delta\alpha$.

После снятия первой серии отсчетов измерительный снаряд спускают в скважину так, чтобы верхний прибор расположился в точке, координаты которой были только что установлены, а нижний — в последующей точке определения координат ствола.

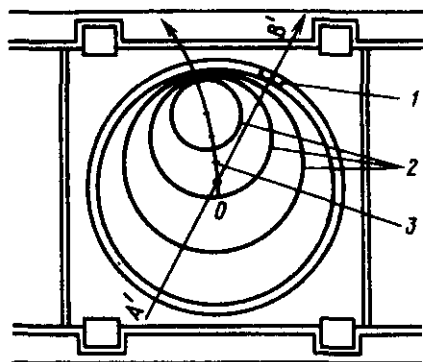


Рис. 12. Схема фиксации изменения направления скважины:

1 — пузырек уровня в верхней точке прибора.
 2 — отпечатки светоотражающих колец, 3 — проекция оси скважины

Такая последовательность спуска прибора в скважину с привязкой к известной по положению в пространстве точке ствола сохраняется на всем интервале измерения скважины.

В частности, в приборах фирмы «Атлас Копко» нашел применение способ фиксации криволинейной оси скважины на фотопленке, кадр которой приведен на рис. 12. В измерительном цилиндре прибора через равные интервалы размещены кольца 2, отражающие луч света, источник которого и фотокамера находятся в верхней части прибора. Смещение нижней части деформирующегося измерительного цилиндра фиксируется на фотопленке отпечатком колец 2 при ступенчатом, через определенные интервалы, спуске снаряда.

Возможность фиксации относительного смещения оси скважины за один спуск снаряда во многих последовательных точках с дублированием отпечатков первого светоотражающего кольца в каждой предыдущей точке, т. е. с привязкой получаемой относительной информации к известной, а также автоматизированная система расчета координат, точность измерений делают метод последовательных ходов практически приемлемым при измерениях искривления скважин на участках магнитных аномалий.

Контрольные вопросы к гл. I

1. Сформулируйте понятия «искривление скважины», «траектория скважины».
2. Какие три прямые и три плоскости определяются в каждой точке пространственной кривой?
3. Каким образом определяется положение текущей точки траектории скважины в пространстве?
4. Определение зенитного и азимутального углов.
5. Какие допущения принимаются при определении приращения координат на интервале между двумя точками скважины? Дайте расчетную схему определения координат траектории скважины.
6. Определение общего угла искривления. Для чего введено это понятие?
7. Аналитический метод определения общего угла искривления
8. Графический метод определения общего угла искривления
9. Что такое кривизна и интенсивность искривления скважины?

10. Почему при характеристике траектории скважины применяется понятие «средняя кривизна»?
11. Сформулируйте определение понятия «кручение кривой»
12. Как устанавливается наличие кручения траектории скважины на некотором интервале?
13. Дайте определение угла встречи скважиной пласта горной породы. Проиллюстрируйте определение схемой
14. Схема определения зенитного угла с помощью отвеса. Покажите на схеме определения зенитного угла вертикальную и горизонтальную плоскости искривления.
15. Какова конструктивная схема узла датчика зенитного угла?
16. Схема определения зенитного угла в жидкостных инклинометрах. Чем обусловлена необходимость внесения поправки в расчетное значение зенитного угла, определяемого в жидкостных приборах?
17. Покажите на схеме определения зенитного угла проекцию оси скважины на горизонтальную плоскость. Как в инклинометрах фиксируется проекция оси скважины?
18. Принципиальная схема определения азимутального угла.
19. Когда применяют инклинометры с гироскопами направления?
20. Косвенные методы определения азимутального угла текущей точки траектории. Метод последовательных ходов.

Глава II. УСТОЙЧИВОСТЬ, ВПИСЫВАЕМОСТЬ И КИНЕМАТИКА БУРОВЫХ СНАРЯДОВ. ДОПУСТИМАЯ КРИВИЗНА СКВАЖИНЫ. ОТКЛОНЯЮЩЕЕ УСИЛИЕ

Отклонение скважины от заданного или установившегося на некотором интервале направления во многом зависит от параметров бурильного вала, колонкового снаряда, характера движения нижней части бурильного вала и собственно породоразрушающего инструмента, а также от сил взаимодействия породоразрушающего инструмента с забоем и призабойной зоной скважины. Некоторые параметры бурильного вала, колонковых снарядов и специальных забойных компоновок определяют значения максимально возможной кривизны на интервале искривления и границы допустимой кривизны скважин, гарантирующей устойчивую и безаварийную работу бурильного вала. Эти общие вопросы и рассмотрим в данной главе.

§ 1. УСТОЙЧИВОСТЬ КОЛОНКОВЫХ СНАРЯДОВ

В колонковом разведочном бурении, особенно скважин малого диаметра, колонна бурильных труб и колонковая труба имеют близкие, одного порядка, значения жесткости при изгибе EI_0 (E — модуль упругости материала; I_0 — осевой момент инерции площади поперечного сечения), которая определяет условия устойчивости призабойной части бурильного вала, включающей

собственно колонковую трубу. При этом системы скважина — бурильный вал и скважина — колонковая труба характеризуются близким по величине радиальным зазором. Так, для забойной компоновки при бурении скважин породоразрушающим инструментом диаметром 59 мм применяют, например, бурильные трубы СБТ-50 и ЛБТН-54 и стальные колонковые трубы диаметром 57 мм; бурильные и колонковые трубы имеют значения жесткости EI_0 соответственно $39,4 \cdot 10^3$; $25,6 \cdot 10^3$ и $52,8 \cdot 10^3$ Н·м² и радиальный зазор 4,5; 2,5 и 1,0 мм.

Бурильный вал, включая призабойную компоновку с колонковой трубой, является неустойчивой системой. Эта система деформируется уже при приложении только осевой сжимающей нагрузки, теряет прямолинейную начальную форму и, лишь при дополнительных точках контакта (опоры), принимает новое устойчивое, но уже деформированное состояние. Таким образом, при передаче нагрузки на забой призабойная компоновка бурильного вала деформируется и занимает в стволе скважины несоосное, отклоненное от оси скважины, положение.

При малых жесткости и весе единицы длины бурильного вала параметры изогнутой оси рассматриваемого призабойного участка бурильного вала, включая и колонковую трубу, определяется в основном сосредоточенной величиной силы тяжести расположенных выше участков бурильного вала или усилием подачи. Расчетное значение силы тяжести, воспринимаемой компоновкой, считаем равным заданной осевой нагрузке на забой. Принимаем, что график изогнутой оси колонкового снаряда представляет собой косинусоиду (рис. 13) и запишем ее уравнение:

$$y = \Delta \cos(\pi z / 2l), \quad (23)$$

где Δ — радиальный зазор, $\Delta = (D - d)/2$; l — расстояние от забоя до первой точки контакта, составляющее 1/4 часть периода или волны; D и d — соответственно диаметр ствола и колонковой трубы.

Значение первой производной от функции (23)

$$y' = -\frac{\Delta \pi}{2l} \sin \frac{\pi z}{2l}, \text{ или}$$

$$y' = \Delta \pi / 2l \text{ при } z = l. \quad (24)$$

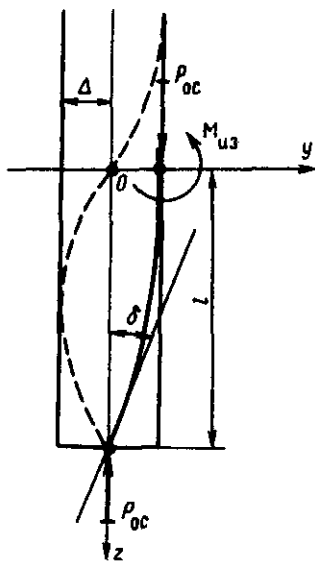
Уравнение (24) характеризует угол отклонения оси снаряда от оси скважины в точке забоя: $y' = \operatorname{tg} \delta$; $\operatorname{tg} \delta \approx \delta$; $y' \approx \delta$.

Длину колонковой трубы l , у которой первая точка контакта со стенкой скважины находится в зоне переходника, можно установить из уравнения критического состояния забойной компоновки, считая (по Эйлеру), что критическая осевая нагрузка

$$P_{кр} = \pi^2 EI_0 / 4l^2. \quad (25)$$

Приняв в данном случае, что осевая нагрузка $P_{ос} = P_{кр}$, находим

Рис. 13. К определению положения изогнутой оси колонкового снаряда



$$l = l_{кр}/2 = (\pi/2)\sqrt{EI_0/P_{ос}}, \quad (26)$$

где $l_{кр}$ — критическая длина полуволны.

При всех возможных формах движения снаряда величина l , определенная по формуле (26), будет лишь уменьшаться под действием возможных центробежных сил, вызываемых вращением снаряда относительно оси скважины. При увеличении осевой нагрузки в четыре или даже в девять раз можно ожидать появление следующей формы устойчивого равновесия, как это пунктиром показано на рис. 13.

Пример 1. Определим расстояние l между забоем и первой точкой контакта колонковой трубы со стенкой скважины для условий: колонковая труба диаметром 57 мм имеет осевой момент инерции $I_0 = 26,4 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$, передаваемая осевая нагрузка $P_{ос} = 10\,000 \text{ Н}$. В соответствии с формулой (26)

$$l \approx 3,14/2\sqrt{2 \cdot 10^{11} \cdot 26,4 \cdot 10^{-8}/10\,000} = 3,62 \text{ м}$$

Таким образом, при осевой нагрузке 10 000 Н колонковый снаряд будет деформирован и точка контакта при длине снаряда более 362 см придется на тело колонковой трубы. При длине менее 362 см колонковый снаряд будет отклонен от оси скважины, а точка контакта придется на бурительную трубу, расположенную выше колоковой. В первом случае угол отклонения оси снаряда от оси скважины у забоя

$$\delta \approx \gamma' = \Delta\pi/2l = 1,5 \cdot 3,14/2 \cdot 3620 \approx 6,5 \cdot 10^{-4} \text{ рад, или } 0,087^\circ,$$

что в 1,6 раза больше, чем в случае, если считать, что отклоненный колонковый снаряд сохранит прямолинейность.

Сохранение прямолинейной оси вращающегося снаряда длиной l возможно лишь при отсутствии радиального зазора в концевых точках (при центрировании снаряда), если при этом соблюдается условие

$$l < l_{кр} = \frac{\pi}{\omega} \sqrt{-0,5 \frac{P_{ос}}{m} + \left[\left(0,5 \frac{P_{ос}}{m} \right)^2 + \frac{EI_{\sigma} \omega^2}{m} \right]^{1/2}}, \quad (27)$$

где $l_{кр}$ — критическая длина полуволны изогнутой оси снаряда; ω — угловая скорость вращения снаряда; m — масса единицы длины снаряда.

Пример 2. Оценить устойчивость компоновки колонкового снаряда, включающей колонковую трубу наружным диаметром $d_n = 73$ мм и длиной 4,5 м при создании осевой нагрузки 15 000 Н и при частоте вращения $n = 700$ об/мин.

Параметры колонковой трубы диаметром 73 мм: масса 1 м трубы $m = 8,38$ кг/м; осевой момент инерции площади поперечного сечения $I_0 = 0,05(d_n^4 - d_s^4) = 0,05(0,073^4 - 0,063^4) = 63,2 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$, где d_s — внутренний диаметр трубы. Угловая скорость вращения снаряда $\omega = \pi n / 30 = 3,14 \cdot 700 / 30 = 73,2 \text{ с}^{-1}$, модуль упругости материала трубы $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па.

Определим по формуле (27) критическую длину полуволны изогнутой оси снаряда:

$$l_{кр} = \frac{3,14}{73,2} \sqrt{-0,5 \frac{15\,000}{8,38} + \left[\left(0,5 \frac{15\,000}{8,38} \right)^2 + \frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 63,2 \cdot 10^{-8} \cdot 73,2^2}{8,38} \right]^{1/2}} = 3,87 \text{ м.}$$

Условие устойчивости (сохранение прямолинейности) колонкового снаряда длиной $l < l_{кр}$ по формуле (27) не соблюдается, так как $4,5 > 3,87$.

Следовательно, компоновка колонкового снаряда потеряет прямолинейную форму, изогнется с длиной полуволны оси примерно 3,8 м. При этом появится новая точка контакта колонковой трубы со стенкой скважины на расстоянии приблизительно равном половине длине полуволны, т.е. на расстоянии $l = 1,9$ м от забоя. Угол наклона касательной к изогнутой оси колонкового снаряда в точке забоя

$$\delta \approx y' = \Delta \pi / l_{кр}.$$

Найдем радиальный зазор

$$\Delta = (D - d) / 2 = (0,076 - 0,073) / 2 = 0,0015 \text{ м.}$$

Тогда

$$\delta \approx 0,0015 \cdot 3,14 / 3,87 = 1,22 \cdot 10^{-3} \text{ рад.}$$

Таким образом, при реальных осевых нагрузках и частотах вращения под действием осевых и поперечных сил ось нецентрированного колонкового снаряда (или забойной компоновки бурового вала) занимает отклоненное положение относительно оси скважины. Угол отклонения оси снаряда относительно оси скважины при потере устойчивости зависит от жесткости колонкового снаряда и радиального зазора [см. уравнения (24), (26), (27)], но при постоянных жесткости и радиальном зазоре угловое отклонение оси снаряда определяется в основном величиной осевой нагрузки на забой при данной частоте вращения. В соответствии с формулой (24) и, учитывая только выражение (26), имеем угол отклонения оси снаряда от оси скважины у забоя (или угол отклонения оси породоразрушающего инструмента от оси скважины)

$$\delta = \Delta \sqrt{P_{ос} / EI_{\sigma}}.$$

Итак, чем больше осевая нагрузка, тем больше угловое отклонение оси породоразрушающего инструмента от оси скважины.

Необходимо обратить внимание на то, что критическая длина полуволны, определяемая по формулам (26) и (27) в зависимости от условий нагружения, будет всегда минимально возможной для данных условий; с учетом сил сопротивления осевому перемещению при деформации, а также при изменении условий закрепления концевых частей увеличивается расчетная длина полуволны. Поэтому при проведении расчетов с применением критической длины полуволны $l_{кр}$ следует считать условия расчета граничными, т. е. максимально или минимально возможными. Например, значение угла отклонения породоразрушающего инструмента от оси скважины, определяемое по формуле (28), будет максимально возможным для условий нагружения, отраженных в зависимости (26). ♣

§ 2. ВПИСЫВАЕМОСТЬ БУРОВЫХ СНАРЯДОВ

Колонковый или любой другой прямолинейный буровой снаряд с геометрическими параметрами длиной l и наружным диаметром d может перемещаться в процессе спуско-подъемных операций без деформации по уже сформированному криволинейному стволу скважины, имеющему кривизну K и диаметр D , т. е. при наличии радиального зазора $\Delta = (D - d)/2$, или формировать ствол скважины некторой кривизны. Движение колонкового снаряда можно рассматривать как бы состоящим из ряда элементарных перемещений, в сумме дающих сложную криволинейную траекторию. Под вписываемостью колонкового снаряда понимается возможность его перемещения без деформации по стволу скважины, имеющему предельную для данных параметров снаряда кривизну (рис. 14).

Предельная кривизна, отвечающая условию вписываемости, определяется геометрическими параметрами снаряда и ствола скважины. В соответствии с рис. 14 имеем

$$\frac{\delta}{4} \approx \frac{2\Delta}{l/2},$$

где δ — общий угол искривления на интервале ствола, равном длине снаряда l .

Отсюда

$$\delta \approx 16\Delta/l.$$

Изменение траектории на угол δ происходит на длине l , поэтому предельная кривизна

$$K = \delta/l.$$

Подставив значение угла δ , получим

$$K = 16\Delta/l^2. \quad (29)$$

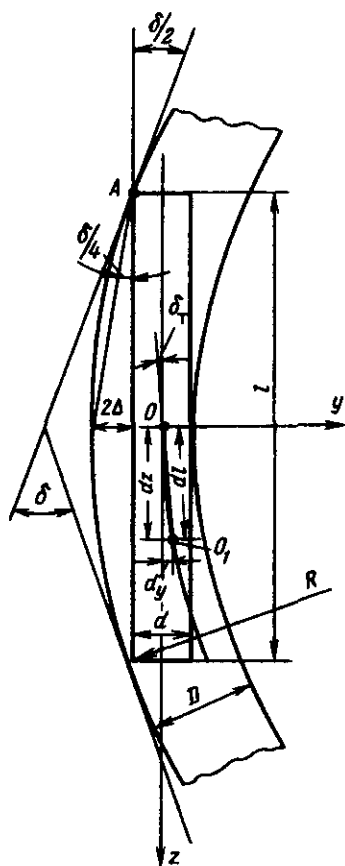
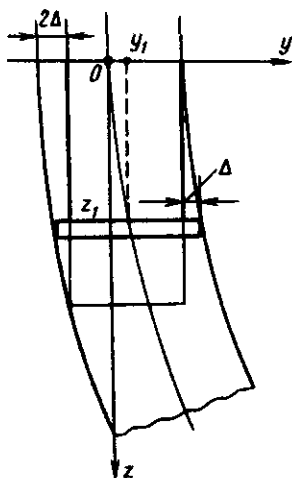


Рис. 14. Схема вписываемости бурового снаряда

Рис. 15. Схема вписываемости с учетом размеров породоразрушающего инструмента



Пример 1 Определить предельную кривизну ствола, в котором при спуске колонкового снаряда длиной $l = 6$ м при радиальном зазоре 3 мм этот снаряд будет свободно (без деформации) перемещаться

В соответствии с выражением (29)

$$K \approx 16\Delta/l^2 = 16 \cdot 3 \cdot 10^{-3} / 6^2 = 1,3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^{-1},$$

что соответствует интенсивности искривления

$$I = 1,3 \cdot 10^{-3} \cdot 57,3 = 0,0764 \text{ градус/м}$$

Движение снаряда по криволинейной траектории при условии вписываемости можно представить состоящим из простейших перемещений: вначале поворот снаряда относительно центра симметрии точки O на некоторый угол δ_r (где δ_r — текущее среднее значение угла между касательной к траектории и осью z на участке dl), а затем поступательное прямолинейное движение по направлению оси снаряда на величину dl (отрезок OO_1 на рис. 14). Если угол поворота при всех элементарных перемещениях будет постоянным на некоторой длине l , то на этом отрезке

все точки снаряда опишут траекторию постоянной кривизны. Для системы координат yOz (см. рис. 14) приращение координат траектории точки O_1 запишем как

$$dz = dl \cos \delta_\tau, \quad dy = dl \sin \delta_\tau \quad (30)$$

(угол δ_τ на некотором конечном интервале z изменяется от 0 до некоторого значения δ_z). При постоянной кривизне K , принимая $K = d\delta_\tau/dl$ и заменяя dl отношением $d\delta_\tau/K$, справедливо

$$z = \frac{1}{K} \int_0^{\delta_z} \cos \delta_\tau \cdot d\delta_\tau, \\ y = \frac{1}{K} \int_0^{\delta_z} \sin \delta_\tau \cdot d\delta_\tau, \quad (31)$$

или

$$z = \frac{1}{K} \sin \delta_z, \\ y = \frac{1}{K} (1 - \cos \delta_z). \quad (32)$$

Замечая, что $y \approx 2\Delta$ при $z = l/2$, а угловое отклонение составляет $\delta_\kappa/2$, где конечное угловое отклонение $\delta_\kappa = \delta$, решение уравнений (32) дает

$$\frac{l}{2} = \frac{1}{K} \sin \frac{\delta_\kappa}{2}, \quad 2\Delta = \frac{1}{K} \left(1 - \cos \frac{\delta_\kappa}{2} \right).$$

Так как $\sin^2(\delta_\kappa/2) + \cos^2(\delta_\kappa/2) = 1$, то решая последнюю систему уравнений относительно K , получим

$$K = 16\Delta / (l^2 + 16\Delta^2). \quad (33)$$

Величина l^2 в формуле (33) на несколько порядков больше $16\Delta^2$, поэтому для расчетов принимаем $K = 16\Delta/l^2$, что соответствует приведенному выше упрощенному решению уравнения (29).

Если учесть, что диаметр породоразрушающего инструмента больше диаметра корпуса бурового снаряда на величину 2Δ , то условие решения уравнений (31) изменится (рис. 15).

Найдем величину z_1 , соответствующую $y_1 = \Delta$ при кривизне, которая определяется условиями вписываемости цилиндра некоторой длины l_2 по формуле (29), т. е. при $K = 16\Delta/l_2^2$, используя зависимость (32):

$$z_1 = \frac{1}{K} \sin \delta_z, \quad \Delta = \frac{1}{K} (1 - \cos \delta_z). \quad (34)$$

Так как $\sin^2 \delta_z + \cos^2 \delta_z = 1$, представим систему уравнений (34) с учетом принятого значения K в следующем виде:

$$\left(z_1 \frac{16\Delta}{l_2^2} \right)^2 + \left(1 - \frac{16\Delta^2}{l_2^2} \right)^2 = 1,$$

откуда $z_1 \cong l_2 / \sqrt{8} = 0,354 l_2$.

Такая же кривизна K будет получена при длине бурового снаряда меньшей l_2 :

$$l_6 = (0,5 + 0,354)l_2 = 0,854l_2. \quad (35)$$

Следовательно, справедливы соотношения

$$\frac{16\Delta}{l_2^2} = \frac{x\Delta}{l_6^2} = \frac{x\Delta}{(0,854l_2)^2} \quad (36)$$

Решение уравнения (36) дает следующее условие вписываемости для бурового снаряда:

$$K_6 = 11,7\Delta/l_6^2. \quad (37)$$

Вывод формулы (33) позволяет представить, что максимальное значение кривизны формируемого ствола достижимо при постоянном радиальном смещении породоразрушающего инструмента (т. е. при разработке стенки скважины на величину y) при некотором осевом смещении z по направлению первоначального положения оси снаряда. В соответствии с уравнениями (32) имеем

$$y = \frac{1}{K} \left(1 - \cos \frac{z\Delta 16}{l^2} 57,3 \right).$$

Так, при кривизне $K = 0,0174$ (интенсивность искривления $I = 1$ градус/м) и условном осевом перемещении $z = 1$ м, $l = 3$ м, $\Delta = 3$ мм радиальное смещение

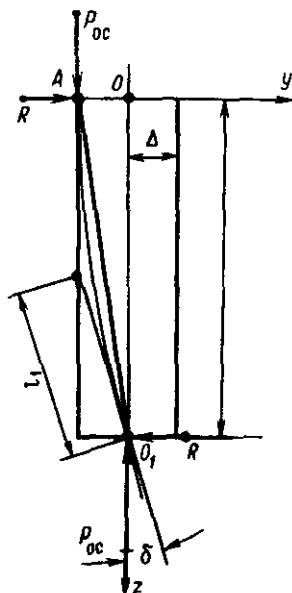
$$y = \frac{1}{0,0174} \left(1 - \cos \frac{1 \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot 16}{3^2} 57,3 \right) = 8,18 \cdot 10^{-4} \text{ м.}$$

Даже при столь незначительном радиальном смещении требуется создание постоянной радиальной отклоняющей силы, которая гарантирована у некоторых типов, так называемых, постоянно-действующих отклонителей на некотором начальном интервале отклонения.

Большую роль в радиальном смещении данных отклонителей и, следовательно, в создании большой кривизны на интервале отклонения играет не только величина радиального усилия, но и качество наружных подрезных резцов породоразрушающего инструмента.

Применим приведенный метод определения условия вписываемости для определения траектории колонкового снаряда с другими, чем рассмотренные выше, начальными условиями перемещения (рис. 16). Пусть верхняя точка A условно изображенного в виде отрезка прямой AO_1 снаряда может быть отклонена от оси скважины на величину радиального зазора Δ . При смещении снаряда по направлению оси на отрезок dl происходит последующий поворот оси снаряда относительно точки опоры O_1 забоя скважины. Такое движение снаряда характерно при обычном процессе бурения. Принимая граничные условия $z = l$ при

Рис. 16. Схема расчета вписываемости деформируемого снаряда



$y = \Delta$ и $\delta_z = \delta_k$ и подставляя их в полученную систему уравнений (32), имеем:

$$l = \frac{1}{K_2} \sin \delta_k, \quad \Delta = \frac{1}{K_2} (1 - \cos \delta_k), \quad (38)$$

где K_2 — возможная предельная кривизна скважины при обычном процессе бурения.

Решение уравнений (38) относительно K_2 дает

$$K_2 = 2\Delta / (l^2 + \Delta^2). \quad (39)$$

Считая, как и ранее, что $\Delta^2 \ll l^2$, имеем

$$K_{2н} = 2\Delta P_{ос} / EI_0. \quad (40)$$

Соотношение (40) характеризует предельное значение кривизны формирующейся скважины при бурении нецентрированным прямолинейным колонковым снарядом при гарантированном радиальном смещении Δ и длине снаряда $l < l_{кр}$ с учетом, что колонковый снаряд занимает устойчивое положение только при контакте верхней точки A (см. рис. 16) снаряда со стенкой скважины. Такое условие справедливо, например, для шарнирных отклонителей с опорой на коронку.

В тех случаях, когда не гарантируется прямолинейность колонковых снарядов (последние теряют устойчивость и изгибаются), можно ожидать формирования участков ствола скважины большей предельной кривизны $K_{2н}$, нежели определяемой по уравнению (40). Пусть колонковый снаряд деформируется под

действием осевой нагрузки. Уравнение его изогнутой оси в соответствии с формулой (23) примем

$$y = \Delta \cos(\pi z/2l),$$

где $l = l_{кр}/2$ по формуле (26).

Считаем, что движение криволинейного снаряда длиной l может быть аналогично движению прямолинейного снаряда длиной l_1 , которая равна длине касательной к криволинейной оси в точке забоя, ограниченной в радиальном направлении линейной величиной Δ (см. рис. 16). В соответствии с формулой (24) угол наклона касательной с учетом его малости

$$y' = \Delta \pi/2l \approx \delta.$$

При этом имеем (см. рис. 16)

$$\Delta/l_1 \approx \Delta \pi/2l \quad \text{или} \quad l_1 \approx 2l/\pi. \quad (41)$$

Принимая за исходное уравнение (40), записывая его для данного случая в виде

$$K_2 = 2\Delta/l_1^2$$

и заменяя далее значение l_1 , получаем

$$K_{2н} = 2\Delta \pi^2/4l^2 \quad \text{или} \quad K_{2н} = \Delta \pi^2/2l^2. \quad (42)$$

С учетом формулы (26) имеем

$$K_{2н} = 2\Delta P_{ос}/EI_0.$$

Величина $K_{2н}$ характеризует возможное максимальное значение кривизны формируемого ствола при работе деформирующим криволинейным буровым снарядом при $l = l_{кр}/2$.

Таким образом, если при формировании ствола скважины ось колонкового снаряда в каждый момент времени может проворачиваться на постоянный угол $\Delta\delta$, задаваемый условиями движения, то ствол скважины на этом участке будет иметь в среднем постоянную кривизну, которая в общем виде устанавливается из следующего геометрического соотношения:

$$K = A\Delta/l^2, \quad (43)$$

где A — коэффициент, определяемый условиями работы бурового снаряда.

Условия вписываемости можно применить при решении ряда практических задач.

Рассмотрим условия вписываемости колонкового снаряда при его перемещении в зоне установки клинового отклонителя с углом скоса ложка клина δ (рис. 17). По построению $\angle OAB = \approx \delta/2$

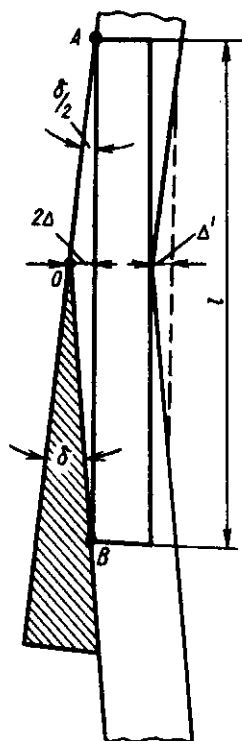
Тогда

$$\delta/2 \approx 2\Delta_2/l = 4\Delta/l,$$

что дает $l = 8\Delta/\delta$.

$$(44)$$

Рис. 17. К расчету вписываемости снаряда при прохождении клина



Уравнение (44) помогает установить геометрические параметры буровых снарядов, которые могут быть применены при отклонении от клина и при последующих операциях с учетом разработки ствола скважины на величину Δ' . Например, для последнего случая $l = 4(2\Delta + \Delta')/\delta$.

Вписываемость буровых снарядов, определяемая геометрическими соотношениями снарядов и ствола скважины, дает представление о предельной для данной системы кривизне. Достижимая в процессе бурения кривизна, обусловленная не предельными перемещениями снарядов, а реальными, может быть и меньше, так как зависит от конкретных геологических условий. Однако при этом сохраняется влияние геометрических параметров, что позволяет регулировать кривизну, изменяя геометрические размеры снарядов.

Предположим, что при бурении шарнирным отклонителем длиной l_1 при радиальном зазоре Δ_1 в конкретной геологической обстановке была достигнута кривизна K_ϕ . Считая справедливым отношение (43), запишем

$$K_\phi = A\Delta_1/l_1^2.$$

Степень влияния геологических условий, как видим, отразилась на значении коэффициента A . Для данного случая

$$A = K_{\phi} l_1^2 / \Delta_1. \quad (45)$$

Чтобы достигнуть расчетной кривизны K_p в этих же геологических условиях, решаем при радиальном зазоре Δ_2 изменить длину отклонителя l_2 . Принимая то же исходное соотношение (43), находим $l_2^2 = A \Delta_2 / K_p$. Затем подставляя ранее найденное значение A , имеем

$$l_2^2 = \frac{K_{\phi} l_1^2 \Delta_2}{\Delta_1 K_p} \quad (46)$$

или при $\Delta_1 = \Delta_2$ получаем

$$l_2 = l_1 \sqrt{K_{\phi} / K_p}.$$

Пример 2. Найдем предельное значение кривизны формируемого ствола скважины для следующих условий: длина колонкового снаряда диаметром 57 мм составляет 3,6 м; радиальный зазор — 1,5 мм.

В первом случае считаем, что колонковый снаряд имеет достаточную жесткость и прямолинеен, но отклонен от оси ствола. По формуле (40) находим кривизну

$$K = \frac{2\Delta}{l^2} = \frac{2 \cdot 1,5 \cdot 10^{-3}}{3,6^2} = 0,23 \cdot 10^{-3} \text{ рад/м.}$$

При этом интенсивность искривления

$$I = K \cdot 57,3 = 0,23 \cdot 10^{-3} \cdot 57,3 = 0,0132 \text{ градус/м.}$$

Во втором случае в соответствии с примером 1 (см. § 1 гл. II) считаем, что колонковый снаряд деформируется ($l_{кр}/2 = 3,6$ м). Для этого случая возможное максимальное значение кривизны определим по уравнению (42):

$$K = \Delta \pi^2 / 9 l^2$$

Так как $l = l_{кр}/2$, то

$$K = 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 3,14^2 / (2 \cdot 3,6^2) = 0,57 \cdot 10^{-3} \text{ рад/м,}$$

$$I = 0,57 \cdot 10^{-3} \cdot 57,3 = 0,032 \text{ градус/м.}$$

Деформация бурового снаряда приводит к увеличению возможного значения кривизны в 2,5 раза, что и следует из формул (40) и (42).

В том случае, когда буровой снаряд представляет собой отклонитель, создающий постоянное радиальное усилие на породоразрушающий инструмент, то, если он имеет достаточную жесткость и не деформируется, максимальное значение кривизны рассчитываем по формуле (37), считая, что $l = l_0$:

$$K = \frac{11,7\Delta}{l_0^3} = \frac{11,7 \cdot 1,5 \cdot 10^{-3}}{3,6^3} = 1,354 \cdot 10^{-3} \text{ м}^{-1}, \text{ а}$$

$$I = 1,354 \cdot 10^{-3} \cdot 57,3 = 0,0775 \text{ градус/м.}$$

Итак, понятие о вписываемости колонковых снарядов дает представление о максимально возможной кривизне скважины, формируемой при тех или иных условиях работы колонковых снарядов в некоторой условно однородной геологической среде.

Условия вписываемости, определяемые с учетом деформации буровых снарядов, позволяют оценить влияние на максимально возможную кривизну скважин не только геометрических пара-

метров снарядов, но и показателей режима бурения — осевой нагрузки и частоты вращения.

§ 3. КИНЕМАТИКА КОЛОНКОВОГО СНАРЯДА

Одна из составляющих концевой части бурильного вала — колонковая труба, являясь по конструкции связующим звеном между бурильными трубами и породоразрушающим инструментом, имеет кинематику, определяемую сформировавшимся движением бурильных труб и силами сопротивления между породоразрушающим инструментом и забоем.

При отсутствии специальных центрирующих элементов ось колонкового снаряда отклонена от оси скважины. Величина отклонения определяется конструкцией и жесткостью колонкового снаряда и параметрами режима бурения. На рис. 18 схематично изображено произвольное, отклоненное от оси скважины положение колонкового снаряда. По аналогии с любым участком бурильного вала примем, что колонковая труба может иметь следующие условные простейшие формы движения (Φ):

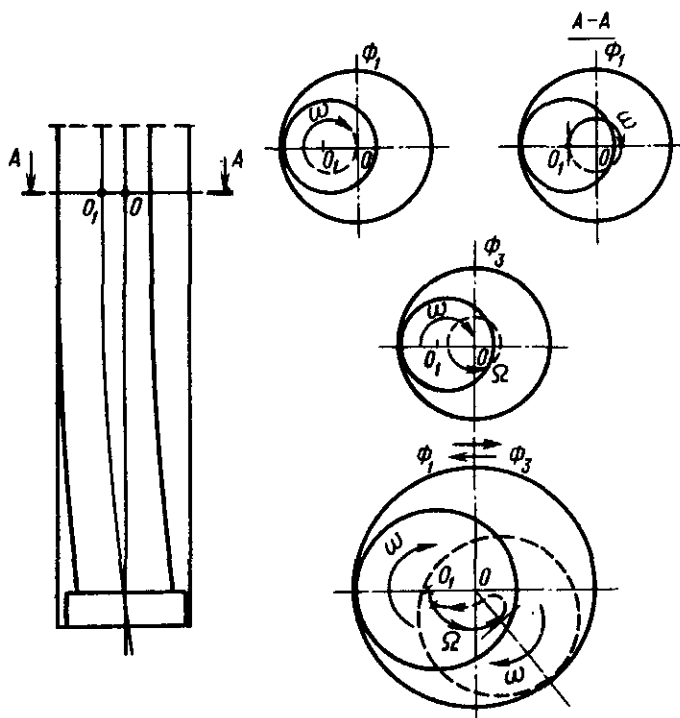


Рис. 18. Условные формы (Φ) движения произвольного сечения снаряда

Φ_1 — колонковая труба вращается вокруг собственной криволинейной оси с заданной угловой скоростью ω ;

Φ_2 — колонковая труба, ее отклоненная от оси скважины криволинейная ось вращается вокруг оси скважины в направлении, соответствующем заданному, и с заданной угловой скоростью ω .

Φ_3 — колонковая труба, вращаясь вокруг собственной криволинейной оси с некоторой текущей угловой скоростью, одновременно катится по поверхности ствола с относительной (относительно оси скважины) угловой скоростью Ω , причем максимальное значение угловой скорости обращения

$$\Omega = -\omega \frac{r}{R-r}, \quad (47)$$

т. е. вращающийся вокруг собственной оси колонковый снаряд обращается и относительно оси скважины в направлении, противоположном заданной угловой скорости вращения бурильной колонны.

В обычном процессе бурения эти идеализированные формы движения практически не встречаются, если не учитывать работу специальных технических средств направленного бурения, за исключением третьей формы, которая в редких случаях может существовать при соответствующем сочетании ряда величин: задаваемой частоты вращения, осевой нагрузки, жесткости вала, сил трения и сопротивления движению бурильного вала.

При идеализированных формах движения компоновки нижней части бурильного вала форме Φ_1 соответствует формирование криволинейного ствола в одной фиксированной плоскости с кривизной, определяемой условиями вписываемости, а формам Φ_2 и Φ_3 — формирование в однородной среде прямолинейного ствола.

В неоднородной среде формы Φ_2 и Φ_3 могут привести к искривлению скважин в различных азимутальных направлениях.

В практике бурения отмечаются комбинированные, смешанные формы движения.

1. $\Phi_1 \rightleftharpoons \Phi_3$ — колонковая труба, вращаясь вокруг собственной криволинейной оси, катится по некоторому участку ствола, далее качение прерывается, наблюдается скольжение и снаряд возвращается в исходное положение. Такая траектория движения некоторой производной точки O_1 оси снаряда показана на рис. 18.

2. Φ^* и Φ^{\ddagger} — деформированная колонковая труба вращается соответственно вокруг собственной оси или оси скважины, но с переменной угловой скоростью, причем отмечаются угловые колебания тела трубы относительно собственной оси (под Φ^* и Φ^{\ddagger} подразумеваются не идеализированные формы движения, а реальные).

При рассмотрении моделей механизма искривления скважин применяют идеализированные, простейшие формы движения, но при этом следует учитывать, что в реальных условиях происходят

более сложные процессы, которые и обуславливают действительную траекторию скважины, ее кривизну. Так, установлено, что при высоких частотах вращения более вероятна форма движения $\Phi^* \rightleftharpoons \Phi_3$ с большой амплитудой колебания угловой скорости, а при низких задаваемых частотах вращения форма движения стремится к Φ^* или Φ_2^* . Поэтому задаваемая частота вращения бурильного вала, определяя форму движения колонкового снаряда, оказывает влияние на кривизну данного участка ствола.

§ 4. ДОПУСТИМАЯ КРИВИЗНА СКВАЖИНЫ

Если не соблюдаются условия вписываемости, то прямолинейная бурильная колонна труб или буровой снаряд деформируются, становятся криволинейными с кривизной, зависящей от кривизны ствола. При этом в теле снаряда возникают напряжения от изгиба:

$$\sigma_{из} = EI_0 K / W_0, \quad (48)$$

где EI_0 — жесткость при изгибе; W_0 — осевой момент сопротивления площади поперечного сечения.

Вращение снаряда в данных стесненных условиях возможно в форме $\Phi_1 \rightleftharpoons \Phi_3$, которая характеризуется переменными напряжениями в сечениях снаряда. Если данным сечением не передается сжимающая или растягивающая осевая нагрузка, то напряжения от изгиба характеризуются симметричным циклом. При симметричном цикле изменения напряжений с учетом качества изготовления бурового снаряда, наличия резьбы, условий работы в агрессивной среде бурового раствора резко снижается величина допустимого напряжения $[\sigma_{из}^{н3}]_r$, которая для стальных труб разведочного сортамента для приближенных оценочных расчетов может быть оценена величиной приблизительно 50 МПа. Тогда с учетом коэффициента запаса прочности примем следующее условие прочности:

$$\sigma_{из} = \frac{EI_0 K}{W_0} \leq \frac{[\sigma_{из}^{н3}]_r}{1,3}.$$

Отсюда допустимая кривизна

$$K_{доп} = [\sigma_{из}^{н3}]_r W_0 / 1,3 EI_0. \quad (49)$$

В том случае, когда сечение бурового снаряда передает сжимающую или растягивающую силу, определяющую величину напряжения сжатия или растяжения $\sigma_{ос} = P_{ос} / F$ (где F — площадь опасного сечения), условие прочности для асимметричного цикла напряжений записывается в виде

$$n = \frac{[\sigma_r] [\sigma_{из}^{н3}]_r}{[\sigma_{из}^{н3}]_r \sigma_{ос} + [\sigma_r] \sigma_{из}} \geq 1,3. \quad (50)$$

Принимая $n = 1,3$ и подставляя значение $\sigma_{нз}$ из формулы (48), находим из выражения (50) допустимую кривизну:

$$K_{\max} = 0,77 \frac{[\sigma_{нз}]_{\tau} \cdot (\{\sigma_{\tau}\} - 1,3\sigma_{ос})}{\{\sigma_{\tau}\} \cdot \frac{EI_0}{W_0}} \quad (51)$$

Таким образом, считаем, что допустимая кривизна скважины должна определяться из условия прочности бурового снаряда. Расчетные значения кривизны скважины должны гарантировать безаварийную работу бурильного вала.

Из формулы (51) очевидна недопустимость значительной кривизны глубоких скважин на верхних интервалах, так как с ростом глубины скважины возникают большие напряжения растяжения именно в верхней растянутой зоне.

Пример. Определить допустимую кривизну скважины из условия прочности колонны бурильных труб ЛБТН-54 в зоне нулевого сечения, у забоя при осевой нагрузке 15 000 Н и на расстоянии от забоя $L = 700$ м.

Параметры труб ЛБТН-54: масса 1 м трубы — 4,4 кг/м, осевой момент инерции площади поперечного сечения, по целому телу

$$I_0 = 0,05(d_n^4 - d_s^4) = 0,05(0,054^4 - 0,036^4) = 34,12 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4;$$

осевой момент сопротивления по резьбе

$$W_0 = 0,1 \frac{d_n^4 - d_s^4}{d_n} = 0,1 \frac{0,054^4 - 0,042^4}{0,054} = 10,25 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3;$$

площадь сечения по резьбе

$$F = \frac{\pi(d_n^2 - d_s^2)}{4} = \frac{3,14(0,054^2 - 0,0415^2)}{4} = 9,37 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Характеристика материала труб (сплав Д16Т): модуль упругости $E = 8 \cdot 10^{10}$ Па; предел текучести $\sigma_{\tau} = 330 \cdot 10^6$ Па; предел выносливости при симметричном цикле $\{\sigma_{нз}\}_{\tau} = 31 \cdot 10^8$ Па.

Определим положение нулевого сечения колонны бурильных труб:

$$z_{0-0} = \frac{P_{ос}}{q_n [1 - (\gamma_{ж}/\gamma_{м})]},$$

где q_n — вес 1 м трубы с учетом соединительных элементов; $\gamma_{ж}$, $\gamma_{м}$ — удельный вес соответственно промывочной жидкости и материала труб

Подставив числовые значения, имеем

$$z_{0-0} = \frac{15\,000}{44[1 - (1/2,9)]} = 520,3 \text{ м}.$$

Допустимая кривизна скважины в зоне на расстоянии приблизительно 520 м от забоя по формуле (49)

$$K_{\max} = 0,77 \frac{31 \cdot 10^8 \cdot 10,25 \cdot 10^{-6}}{8 \cdot 10^{10} \cdot 34,12 \cdot 10^{-8}} = 0,896 \cdot 10^{-2} \text{ рад/м}.$$

При этом допустимая интенсивность искривления

$$I_{\max} = 57,3 K_{\max} = 57,3 \cdot 0,896 \cdot 10^{-2} = 0,51 \text{ градус/м}.$$

Нормальные напряжения от действия осевой нагрузки

$$\sigma_{ос} = P_{ос}/F = 15\,000/9,37 \cdot 10^{-4} = 16 \cdot 10^8 \text{ Па}.$$

Допустимую кривизну скважины у забоя определим по формуле (51).

$$K_{\max} = \frac{0,77 \cdot 31 \cdot 10^6 (330 \cdot 10^6 - 1,3 \cdot 16 \cdot 10^6)}{330 \cdot 10^6 (8 \cdot 10^{10} \cdot 34,12 \cdot 10^{-8} / 10,25 \cdot 10^{-6})} = 0,84 \cdot 10^{-2} \text{ рад/м.}$$

Допустимая интенсивность искривления в призабойной части ствола

$$I_{\max} = 57,3 \cdot 0,84 \cdot 10^{-2} = 0,48 \text{ градус/м}$$

Допустимую кривизну ствола скважины на расстоянии 700 м от забоя определим для условия холостого вращения бурильных труб также по формуле (51), считая, что в данном случае

$$\sigma_{\text{ос}} = \frac{q_{\text{д}} [1 - (\gamma_{\text{ж}}/\gamma_{\text{м}})] L}{F} = \frac{44 [1 - (1/2,9)] 700}{9,87 \cdot 10^{-4}} = 21,55 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Тогда

$$K_{\max} = 0,77 \frac{31 \cdot 10^6 \cdot (330 \cdot 10^6 - 1,3 \cdot 21,55 \cdot 10^6)}{330 \cdot 10^6 (8 \cdot 10^{10} \cdot 34,12 \cdot 10^{-8} / 10,25 \cdot 10^{-6})} = 0,82 \cdot 10^{-2} \text{ рад/м,}$$

$$I_{\max} = 57,3 \cdot 0,82 \cdot 10^{-2} = 0,47 \text{ градус/м.}$$

С увеличением глубины скважины для данной точки ствола значение допустимой кривизны будет уменьшаться

§ 5. ОТКЛОНЯЮЩЕЕ УСИЛИЕ, ДЕЙСТВУЮЩЕЕ НА ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ

При несоосном положении бурового снаряда в скважине породоразрушающий инструмент не только воспринимает и передает осевую нагрузку на забой, но и создает радиально направленное усилие, которое действует на стенки скважины и керн в призабойной зоне. Без учета сложных вариантов движения породоразрушающего инструмента на забой и влияния крутящего момента на развитие и величину радиального усилия, которое несомненно возникает и определяется действием крутящего момента, необходимого для преодоления сил сопротивления при сформировавшемся варианте движения, рассмотрение упрощенной схемы передачи только осевой нагрузки на забой (см. рис. 16) дает возможность оценить влияние отклонения оси снаряда Δ на величину радиального усилия:

$$R = P_{\text{ос}} \frac{\Delta}{l}. \quad (52)$$

Так, при длине колонкового снаряда 3 м и радиальном зазоре $2 \cdot 10^{-3}$ м в соответствии с формулой (52) имеем радиальное усилие $R = 0,66 \cdot 10^{-3} P_{\text{ос}}$. Как видим, рассмотренная схема дает крайне малое радиальное усилие по сравнению с осевой нагрузкой.

В то же время при бурении направленных скважин иногда применяют такие компоновки низа бурильного вала, которые обладая угловой несоосностью соединений, не вписываются в ствол скважины без деформации. При этом за счет упругих сил создается усилие прижатия породоразрушающего инструмента, направленное по нормали к оси скважины, т. е. отклоняющее уси-

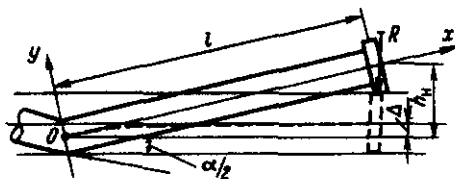


Рис. 19. Деформация компоновки с угловой несоосностью α

лие. Величина отклоняющего усилия зависит от угловой несоосности соединения, геометрических параметров компоновки и свойств материала. Для схемы вписываемости компоновки с угловой несоосностью (рис. 19) отклоняющее усилие находят из следующего соотношения:

$$R = 3EI_0(h_n - \Delta)/l^3 \text{ при } h_n < 3\Delta, \quad (53)$$

где h_n — линейное смещение оси компоновки; l — длина компоновки от забоя до точки угловой несоосности.

Угловая несоосность в соответствии с приведенной схемой оценивается величиной α :

$$\text{tg}(\alpha/2) \approx \alpha/2 = h_n/l,$$

$$\text{откуда } h_n = (\alpha/2)l.$$

Пример 1. Определить усилие прижатия породоразрушающего инструмента к стенке скважины диаметром 76 мм, если угловая несоосность снаряда диаметром 73 мм составляет 3° , или 0,05235 рад. Длина снаряда $l = 2$ м.

Найдем линейное смещение оси компоновки:

$$h_n = (\alpha/2)l = (0,05235/2)2 = 0,05235 \text{ м.}$$

Радиальный зазор $\Delta = (D - d)/2 = (76 - 73)/2 = 1,5$ мм;

Принимаем $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па и находим осевой момент инерции площади поперечного сечения:

$$I_0 = 0,05(d_n^4 - d_s^4) = 0,05(0,073^4 - 0,063^4) = 6,32 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4.$$

Определяем отклоняющее усилие по формуле (53):

$$R = 3 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 6,32 \cdot 10^{-7} (0,05235 - 0,0015)/2^3 = 0,241 \cdot 10^4 \text{ Н.}$$

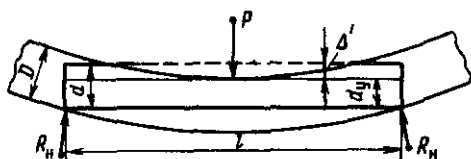
Как видим, угловая несоосность определила условия невписываемости бурового снаряда и возникновение большого радиального усилия.

Рассмотрим возникновение радиального усилия, но теперь при невписываемости прямолинейной компоновки в криволинейный ствол скважины. При деформации бурового снаряда возникают радиально направленные усилия прижатия, определяемые величиной прогиба в средней части снаряда Δ' (рис. 20). Эту величину находим как $\Delta' = d - d_y$, где d_y — условный диаметр снаряда, определяемый условиями вписываемости (29): $K = 16\Delta/l^2$ и, следовательно, $(D - d_y)/2 = Kl^2/16$, или $d_y = D - (Kl^2/8)$, тогда

$$\Delta' = d - D + (Kl^2/8) = (Kl^2/8) - 2\Delta,$$

$$\text{или } \Delta' = (Kl^2 - 16\Delta)/8. \quad (54)$$

Рис. 20. Деформация снаряда при его невписываемости в ствол скважины



Так как максимальная величина прогиба балки при приложении сосредоточенной силы посередине пролета

$$y = Pl^3/48EI_0,$$

то для нашего случая при $\Delta' = y$ имеем

$$P = 48EI_0/l^3, \quad (55)$$

а радиальное усилие прижатия в концевых частях снаряда по симметрии

$$R_H = P/2. \quad (56)$$

Подставляя в уравнение (56) значение P и Δ из выражений (54) и (55), получим

$$R_H = 3EI_0(Kl^2 - 16\Delta)/l^3. \quad (57)$$

Пример 2. Определить радиальное усилие прижатия породоразрушающего инструмента, если длина колонкового снаряда диаметром 73 мм $l = 2$ м, радиальный зазор $\Delta = 0,002$ м, а интенсивность искривления составила 1 градус/м.

Так как для колонковых труб диаметром 73 мм $I_0 = 6,32 \cdot 10^{-7}$ м⁴, то, подставив значения в формулу (57), имеем

$$R_H = 3 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 6,32 \cdot 10^{-7} \left(\frac{1}{57,3} \cdot 2^2 - 16 \cdot 0,002 \right) / 2^3 = 1792 \text{ Н.}$$

Приведенные примеры показывают, что при невписываемости буровых снарядов в криволинейный ствол скважины за счет сил упругости возникают значительные радиальные усилия прижатия. Эти радиальные усилия приводят при проработке стволов скважин специальными компоновками в зонах повышенной кривизны к увеличению сечения скважины, что способствует лучшему прохождению буровых снарядов на этих участках.

Контрольные вопросы к гл. II

1. Какова устойчивая форма равновесия призабойной части нагруженного бурного вала?
2. Каким уравнением можно описать изогнутую ось бурового снаряда?
3. Как определить угол отклонения оси породоразрушающего инструмента от оси скважины?
4. Как влияет осевая нагрузка и жесткость колонкового снаряда на угол отклонения оси породоразрушающего инструмента от оси скважины.
5. Как применяется величина критической длины полуволны при описании изогнутой оси колонкового снаряда?
6. Сформулируйте понятие «вписываемость оурового снаряда».
7. Почему вписываемость позволяет определить максимальную кривизну на некотором интервале работы данного бурового снаряда?

8. Общий метод определения возможной кривизны скважины при различных моделях работы буровых снарядов.

9. Вписываемость деформированных буровых снарядов. Максимально возможная кривизна скважины при работе бурового снаряда, потерявшего первоначальную прямолинейную форму устойчивого равновесия.

10. Максимально возможная кривизна как функция осевой нагрузки и жесткости бурового снаряда.

11. Определение и примеры применения опытной величины коэффициента пропорциональности A в формуле $K = A\Delta/l^2$.

12. Три условные формы вращения бурового снаряда.

13. Какова угловая скорость обращения при третьей условной форме движения?

14. Как влияет задаваемая частота вращения на форму движения бурового снаряда?

15. Влияет ли форма движения бурового снаряда на кривизну скважины в изотропной среде?

16. Какая условная форма движения задается в специальных буровых снарядах, предназначенных для искривления скважин?

17. Почему форма движения снаряда может влиять на направление искривления скважин?

18. Как определить допустимую кривизну скважины?

19. Почему допустимая кривизна данного участка скважины зависит от его местоположения по отношению к конечной глубине забоя?

20. Что такое отклоняющее усилие, действующее на буровой снаряд? Какими соотношениями оно определяется?

21. Радиальное (нормальное к оси скважины) усилие, действующее на буровой снаряд при несоблюдении условий вписываемости.

Глава III. МЕХАНИЗМ ЕСТЕСТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН. ЛОКАЛЬНОЕ ИСКРИВЛЕНИЕ

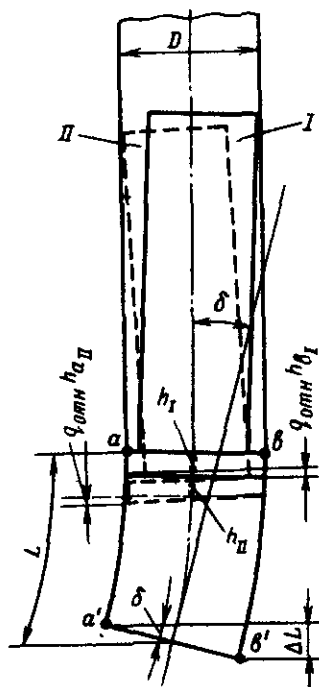
§ 1. ПРИЧИНЫ И МЕХАНИЗМ ЕСТЕСТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН

В процессе бурения скважины участвуют породоразрушающий инструмент, связанный с бурильным валом, и горная порода. Возможности перемещения бурового снаряда, характер взаимодействия породоразрушающего инструмента с породой и свойства самой породы определяют направление движения центра породоразрушающего инструмента — траекторию скважины.

Отклонение оси скважины от первоначального прямолинейного направления, т. е. искривление скважины, происходит в результате неравномерного разрушения забоя в его различных точках. Представим, что в точке забоя b (рис. 21) скорость разрушения породы v_b несколько больше, чем скорость v_a в точке a , причем текущее положение снаряда в пространстве определяется положением забоя. Тогда по истечении некоторого отрезка времени t забой из положения ab переместится в положение $a'b'$.

Рис. 21. Схема неравномерного разрушения забоя при форме движения Φ_2 :

I и *II* — диаметрально противоположные положения снаряда



Угловое отклонение скважины на интервале L составит

$$\delta = \Delta L / D,$$

где ΔL — суммарная неравномерность разрушения забоя в диаметрально противоположных направлениях на интервале L ; D — диаметр скважины.

Так как $\Delta L = v_b t - v_a t$, то можем записать, что

$$\delta = (v_b - v_a)t / D$$

или, принимая изменение углубки породоразрушающего инструмента за оборот в точках a и b , получим угловое смещение забоя за оборот

$$\delta_{об} = (h_b - h_a) / D, \quad (58)$$

где h_b и h_a — углубка породоразрушающего инструмента в течение одного оборота в точках забоя b и a .

Внедрение породоразрушающих элементов бурового инструмента при отклонении оси снаряда от оси скважины в диаметрально противоположных точках забоя при существующих формах движения неравномерно. Так, при форме движения Φ_2 при положении *I* снаряда (см. рис. 21) имеем относительную величину погружения режущих элементов в точке b

$$h_{bt} = \frac{h_1}{q} q_{\max} - \frac{h_1}{q} q_{\min}$$

и в точке a при положении II снаряда —

$$h_{aII} = \frac{h_{II}}{q} q_{\max} - \frac{h_{II}}{q} q_{\min},$$

где h_I и h_{II} — внедрение породоразрушающего инструмента по оси снаряда соответственно при положениях I и II ; q — усилие, приходящееся на породоразрушающие элементы.

Считаем, что q пропорционально погружению этих элементов в породу забоя при $q_{\max} + q_{\min} = q$. Обозначив .

$$\frac{q_{\max} - q_{\min}}{q} = \frac{\Delta q}{q} = q_{\text{отн}},$$

запишем уравнение (58) для формы движения Φ_2 в виде

$$\delta_{\text{об}} = q_{\text{отн}} \frac{h_I - h_{II}}{D}. \quad (59)$$

Неравномерность разрушения забоя ΔL — очень малая величина. Так, при средней интенсивности искривления $I = 0,03$ градус/м и условном диаметре $D = 100$ мм неравномерность разрушения забоя на 1 м проходки составит 0,05 мм.

Неравномерность разрушения породы в различных точках забоя при обычных компоновках инструмента определяется в первую очередь анизотропией свойств горных пород.

Анизотропия свойств горных пород вызвана как упорядоченным их залеганием, макростроением и макротрещиноватостью, так и упорядоченным расположением зерен минералов или микроблоков породы, расчлененных микротрещинами. Вероятно, при алмазном бурении может проявляться и анизотропия свойств горных пород, которая определяется анизотропией кристаллов, обусловленной упорядоченным строением кристаллической решетки. Упорядоченное расположение зерен минералов или микроблоков, так называемая петрографическая анизотропия, может характеризоваться одной осью симметрии (трансверсальная анизотропия) и в некоторых случаях тремя плоскостями симметрии (ортогональная анизотропия).

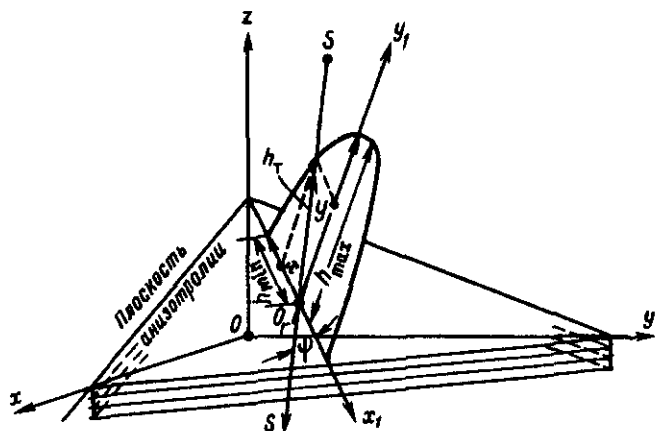
Анизотропия свойств горных пород оказывает влияние на механическую скорость бурения в зависимости от положения оси скважины по отношению к оси y_1 или плоскости симметрии анизотропии свойств горных пород (рис. 22).

Степень различия возможных скоростей бурения при изменяющемся положении скважины в пространстве во время бурения анизотропных пород и определяет анизотропию буровых свойств, которая характеризуется показателем буровой анизотропии.

$$a = v_{\min}/v_{\max}, \quad (60)$$

где v_{\min} , v_{\max} — соответственно минимальная и максимальная механические скорости бурения, достигаемые при проходке анизотропной горной породы во взаимно перпендикулярных направлениях.

Рис. 22. Векторная диаграмма анизотропии буровых свойств горных пород



Переходя от механической скорости бурения к углубке за оборот, выразим показатель буровой анизотропии как

$$a = h_{\min}/h_{\max}, \quad (61)$$

где h_{\min} , h_{\max} — соответственно минимальная и максимальная углубка за оборот.

Показатель буровой анизотропии в зависимости от свойств горных пород изменяется в довольно большом диапазоне: от 0,4 до 1. При этом показатель a зависит от характера разрушения горной породы. Например, анизотропия свойств горной породы наиболее полно проявляется при алмазном бурении. Уменьшение степени проявления анизотропии свойств можно ожидать в такой последовательности в зависимости от вида породоразрушающего инструмента: алмазная коронка, твердосплавная, шарошечное долото, дробь.

Скорости v_{\min} и v_{\max} — векторные величины. Плоскость, в которой лежит вектор v_{\min} , называется плоскостью симметрии анизотропии, в дальнейшем для краткости именуемая плоскостью анизотропии.

При направлении оси скважины нормально к плоскости анизотропии достигается наибольшая скорость бурения. При любом промежуточном положении оси скважины по отношению к плоскости анизотропии скорость бурения по данной породе определяется в зависимости от величины угла между осью скважины и вектором v_{\min} .

Анизотропия буровых свойств горной породы может быть представлена векторной диаграммой. Такая диаграмма для горной породы, обладающей одной осью симметрии, приведена на рис. 22.

Полагая, что глубина погружения породоразрушающих элементов в анизотропной среде зависит от их пространственного положения относительно плоскости анизотропии, применим век-

торную диаграмму для рассмотрения процесса искривления скважин.

Показатели механических свойств анизотропных горных пород и результаты бурения разведочных скважин при различных углах встречи с плоскостью анизотропии позволяют аппроксимировать векторную диаграмму анизотропии свойств горных пород эллипсом, имеющим большую ось, равную максимальной углубке за оборот h_{\max} , и малую — минимальной углубке h_{\min} . Угол встречи ψ между осью скважины и плоскостью анизотропии определит текущее значение углубки за оборот h_{τ} .

Запишем уравнение эллипса

$$\frac{y^2}{h_{\max}^2} + \frac{x^2}{h_{\min}^2} = 1$$

и, подставляя $x = h_{\tau} \cos \psi$, $y = h_{\tau} \sin \psi$, где x и y — координаты текущей точки эллипса (см. рис. 22), найдем величину h_{τ} из уравнения

$$\frac{h_{\tau}^2 \sin^2 \psi}{h_{\max}^2} + \frac{h_{\tau}^2 \cos^2 \psi}{h_{\min}^2} = 1,$$

откуда

$$h_{\tau} = \frac{h_{\min}}{\sqrt{1 - \sin^2 \psi + a^2 \sin^2 \psi}}. \quad (62)$$

Обозначив величину $1 - a^2 = b$, запишем выражение (62) в окончательном виде:

$$h_{\tau} = \frac{h_{\min}}{\sqrt{1 - b \sin^2 \psi}}. \quad (63)$$

Зависимость (63) с учетом выражения (58) позволяет составить модуль процесса искривления.

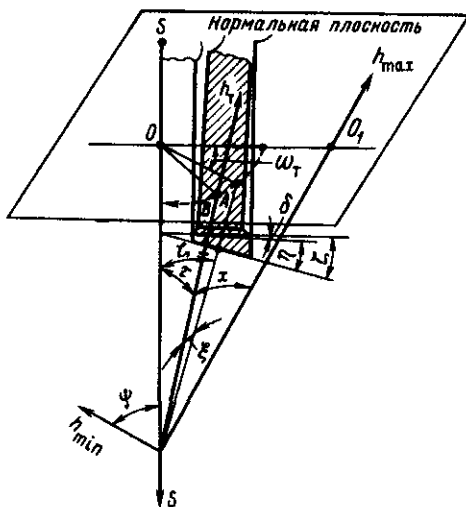
Рассмотрим процесс искривления скважины на простом примере, когда ось скважины лежит в плоскости, перпендикулярной к плоскости анизотропии и линии простирания массива горной породы, а анизотропия свойств горной породы представлена векторной диаграммой в виде эллипсоида вращения. При этом примем следующие допущения.

1. Глубина внедрения породоразрушающих элементов (алмазов, твердосплавных резцов) в данной точке забоя определяется по векторной диаграмме анизотропии свойств вектором, направление которого совпадает с нормалью к поверхности забоя.

2. Ось колонкового снаряда отклонена от оси скважины на угол δ и вращается относительно оси скважины по направлению заданного вращения снаряда, т. е. принята форма движения Φ_2 .

3. Нормаль к плоскости торца рабочего наконечника (в общем случае торец не плоский, рис. 23) смещена относительно оси снаряда на угол η . Следовательно, в плоскости искривления

Рис. 23. Общая схема положения снаряда и векторов h_t и h_{max}



нормаль к поверхности торца породоразрушающего инструмента будет находиться под некоторым углом ζ к оси скважины:

$$\zeta = \delta \pm \eta.$$

4. В процессе бурения породоразрушающий элемент перемещается по винтовой траектории с углом наклона винтовой линии ξ .

Таким образом, положение вектора, нормального к поверхности забоя, по отношению к оси скважины и вектору h_{max} определяется значениями углов ζ и ξ при текущем угле поворота породоразрушающего элемента ω_t относительно плоскости, проходящей через ось скважины и вектор h_{max} . За начальную, нулевую, ось отсчета угла ω_t принята линия OO_1 (см. рис. 23).

При заданном положении оси скважины относительно плоскости анизотропии (угол ψ), известном значении коэффициента буровой анизотропии a , можно оценить возможную неравномерность разрушения забоя, определив величину вектора текущей углубки за оборот h_t . Направление вектора h_t (см. рис. 23) при всех прочих постоянных определяется углом κ , который достигает минимального значения $\kappa_{min} = 90^\circ - \psi - \tau$ в тот момент, когда величина вектора h_t станет максимальной, а текущая точка B совпадает с линией OO_1 . Угол τ , (см. рис. 23) представляет собой угол между вектором h_t и осью скважины. Угол τ определяется из соотношения $\cos \tau = \cos \zeta \cos \xi$. Для этого случая значение угла ω_t будет приблизительно равным

$$\omega_t \approx \xi / \zeta.$$

Угол ω_t лежит в плоскости, перпендикулярной к оси скважины, и характеризует возможное азимутальное направление искривления.

Приращение общего угла искривления на интервале h_{τ} для рассматриваемого случая в соответствии с формулой (59)

$$\Delta\delta = \delta_{\text{об}} = q_{\text{отн}} \frac{h_{\tau \text{ max}} - h_{\tau \text{ min}}}{D}, \quad (64)$$

где $h_{\tau \text{ max}}$ и $h_{\tau \text{ min}}$ — соответственно максимальная и минимальная углубка за оборот.

Считаем, что $h_{\tau \text{ max}} = h_I$, а $h_{\tau \text{ min}} = h_{II}$ (см. рис. 21).

Значения $h_{\tau \text{ max}}$ и $h_{\tau \text{ min}}$ найдем из уравнения (63), считая, что вектор $h_{\tau \text{ max}}$ соответствует углу $\psi + \tau$, а вектор $h_{\tau \text{ min}}$ — углу $\psi - \tau$.

$$h_{\tau \text{ max}} = \frac{h_{\text{min}}}{\sqrt{1 - b \sin^2(\psi + \tau)}},$$

$$h_{\tau \text{ min}} = \frac{h_{\text{min}}}{\sqrt{1 - b \sin^2(\psi - \tau)}}.$$

Подставив значения $h_{\tau \text{ max}}$ и $h_{\tau \text{ min}}$ в выражение (64), получим

$$\Delta\delta = q_{\text{отн}} \frac{\frac{h_{\text{min}}}{\sqrt{1 - b \sin^2(\psi + \tau)}} - \frac{h_{\text{min}}}{\sqrt{1 - b \sin^2(\psi - \tau)}}}{D}. \quad (65)$$

Разделив и умножив правую часть уравнения (65) на среднюю величину внедрения породоразрушающих элементов за оборот

$$h_{\tau \text{ ср}} = (h_{\tau \text{ max}} + h_{\tau \text{ min}})/2,$$

раскрывая значения $h_{\tau \text{ max}}$ и $h_{\tau \text{ min}}$ и проведя простые преобразования, получим в окончательном виде

$$\Delta\delta = q_{\text{отн}} \frac{h_{\text{min}}^2 b \sin 2\psi \sin 2\tau}{2D h_{\tau \text{ ср}} (1 - b \sin^2\psi)^2}. \quad (66)$$

Теперь найдем кривизну скважины на элементарном участке длиной ΔL , равной $h_{\tau \text{ ср}}$:

$$K = \Delta\delta / h_{\tau \text{ ср}}. \quad (67)$$

Подставляя в выражение (67) значение $\Delta\delta$ из уравнения (66), получим

$$K = q_{\text{отн}} \frac{h_{\text{min}}^2 b \sin 2\psi \sin 2\tau}{2D h_{\tau \text{ ср}}^2 (1 - b \sin^2\psi)^2}. \quad (68)$$

Так как среднее значение проходки за оборот $h_{\tau \text{ ср}}$ при заданном угле встречи ψ равно текущей величине проходки за оборот h_{τ} (при линейной зависимости углубки от нагрузки), то, заменяя в выражении (68) $h_{\tau \text{ ср}}$ на h_{τ} и используя формулу (63), получим

$$K = q_{\text{отн}} \frac{b \sin 2\psi \sin 2\tau}{2D(1 - b \sin^2\psi)}. \quad (69)$$

Для малых значений τ считаем, что $\sin 2\tau = 2\tau$, тогда

$$K = q_{\text{отн}} \frac{b\tau \sin 2\psi}{D(1 - b\sin^2\psi)}. \quad (70)$$

Формула (70) дает представление о вероятной кривизне скважины диаметром D при конкретном угле встречи ψ с горной породой, характеризующейся показателем анизотропных буровых свойств, и при известном угле τ . Задаваясь максимально возможной кривизной, определяемой условиями вписываемости (29), и считая при простейшей конфигурации породоразрушающего инструмента, что $\tau = \delta = \Delta\pi/2l$ [см. выражение (24)], можем с помощью формулы (70) оценить предельное значение коэффициента буровой анизотропии, обеспечивающее достижение максимальной кривизны в данных условиях. Так, из формулы (70) при раскрытии значений K и τ следует, что

$$b = 1 / (\sin^2\psi + q_{\text{отн}} \frac{l}{\pi D} \sin 2\psi). \quad (71)$$

Так как $b = 1 - a^2$, то предельное значение коэффициента буровой анизотропии

$$a_n = \sqrt{1 - \frac{1}{\sin^2\psi + q_{\text{отн}} \frac{l}{\pi D} \sin 2\psi}}. \quad (72)$$

Под a_n понимаем такое значение коэффициента буровой анизотропии a , при котором всегда достигается максимально возможная кривизна скважины, определяемая из условия вписываемости бурового снаряда. Анализ формулы (72) показывает, что анизотропные горные породы с показателем анизотропии $a \geq 0,8 \div 0,9$ при углах встречи больших 15° не только определяют процесс искривления, но и позволяют достигнуть таких значений кривизны, которые ограничиваются условиями вписываемости деформированных колонковых снарядов.

При углах встречи меньших 15° закономерности процесса искривления могут проследиваться лишь в сильно анизотропных породах ($a < 0,6$). Вероятно, поэтому поведение скважин в слабоанизотропных породах при углах встречи меньших 15° (граница условна) труднопредсказуемо: искривление может произойти и по падению пород (по пласту), что явилось основанием для названия угла встречи меньшего 15° критическим.

Следовательно, при бурении анизотропных пород, если $a < 0,8 \div 0,9$, кривизна скважины может обуславливаться только вписываемостью буровых снарядов при направлении траектории, определяемом текущим положением оси скважины относительно плоскости анизотропии.

Так как кривизна скважины является функцией угла встречи, величина которого в процессе бурения переменна по мере искривления скважины даже в одном блоке породы, найдем общий угол

искривления на участке скважины длиной L , считая, что эта задача имеет практическое значение при бурении в слабоанизотропных породах.

Пусть начальный угол встречи при $L = 0$ будет равен ψ_0 , тогда текущее значение угла встречи

$$\psi_\tau = \psi_0 + \delta_L \quad (73)$$

Текущее значение кривизны скважины в соответствии с формулой (70) запишется как

$$K = q_{\text{отн}} \frac{b\tau \sin^2 \psi_\tau}{D(1 - b\sin^2 \psi_\tau)}. \quad (74)$$

Принимая, что $\psi_\tau = \psi_0 + \delta_L = z$ и $dz = d\delta$, перепишем выражение (74) в виде

$$K = \frac{d\delta}{dL} = \frac{dz}{dL} = q_{\text{отн}} \frac{b\tau \sin 2z}{D(1 - b\sin^2 z)}. \quad (75)$$

Разделяя переменные, имеем

$$dL = \frac{D(1 - b\sin^2 z)}{q_{\text{отн}} b\tau \sin 2z} dz. \quad (76)$$

Приведем выражение (76) к более удобному для интегрирования виду:

$$dL = \frac{D}{q_{\text{отн}} b\tau} \left(\frac{1}{\sin 2z} - \frac{b}{2} \operatorname{tg} z \right) dz. \quad (77)$$

Интегрируя (77), получим

$$L = \frac{D}{q_{\text{отн}} b\tau} \left(\frac{1}{2} \ln \operatorname{tg} z + \frac{b}{2} \ln \cos z \right) + C, \quad (78)$$

где C — постоянная интегрирования.

Найдем C , раскрывая значение z и считая, что $\delta_L = 0$ и $\psi_\tau = \psi_0$ при $L = 0$:

$$C = - \frac{D}{2q_{\text{отн}} b\tau} (\ln \operatorname{tg} \psi_0 + b \ln \cos \psi_0).$$

При подстановке C в формулу (78) последняя примет вид:

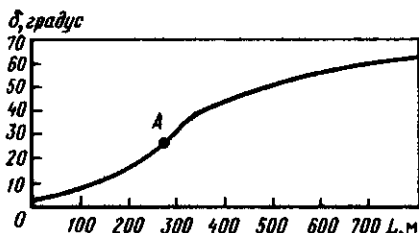
$$L = \frac{D}{2q_{\text{отн}} b\tau} \{ [\lg \operatorname{tg}(\psi_0 + \delta_L) + b \ln \cos(\psi_0 + \delta_L)] - \dots - [\ln \operatorname{tg} \psi_0 + b \ln \cos \psi_0] \} \quad (79)$$

$$\text{или } \frac{2q_{\text{отн}} b\tau L}{D} = \ln \operatorname{tg}(\psi_0 + \delta_L) + b \ln \cos(\psi_0 + \delta_L) - \dots - \ln \operatorname{tg} \psi_0 - b \ln \cos \psi_0. \quad (80)$$

При потенцировании выражения (80) имеем

$$e^{\frac{2q_{\text{отн}} b\tau L}{D}} \operatorname{tg} \psi_0 \cos^b \psi_0 = \operatorname{tg}(\psi_0 + \delta_L) \cos^b(\psi_0 + \delta_L). \quad (81)$$

Рис. 24. Зависимость общего угла искривления от интервала бурения при $\psi_0 = 20^\circ$



Формула (81) позволяет определить возможное значение общего угла искривления на интервале L анизотропной горной породы с постоянными свойствами. При малых значениях b формула (81) упрощается и может быть записана в следующем виде:

$$\operatorname{tg}(\psi_0 + \delta_L) = e^{2q_{\text{отн}} b \pi L / D} \operatorname{tg} \psi_0. \quad (82)$$

Частный вид зависимости (82) приведен на рис. 24, при этом максимальное значение кривизны (точка A) соответствует углу встречи примерно 45° .

Рассмотренная модель процесса искривления скважин в анизотропной среде позволяет сделать следующие обобщения.

1. Причина естественного искривления скважин при наличии технологического радиального зазора, отклонения оси бурового снаряда от оси скважины и любой формы движения бурового снаряда — неравномерное разрушение забоя по периметру, вызванное анизотропией механических свойств горных пород.

2. Интенсивность искривления скважин в диапазоне, определяемом условиями вписываемости буровых снарядов, зависит от анизотропии свойств горных пород даже при их малом проявлении, от угла встречи с плоскостью анизотропии, формы торца породоразрушающего инструмента, угла отклонения оси бурового снаряда от оси скважины и диаметра скважины.

3. При углах встречи больших 15° траектория скважины стремится приблизиться к нормали к плоскости анизотропии и определяется формой движения породоразрушающего инструмента. Изменение задаваемого направления вращения при Φ_1 и формы движения (например, Φ_2 или Φ_3) отражается на азимутальном направлении траектории скважины. Теоретически форма торца породоразрушающего инструмента должна оказывать влияние на направление траектории скважины.

4. Параметры режима бурения оказывают влияние на процесс искривления, определяя угол отклонения оси снаряда от оси скважины [см. формулу (28)] и форму движения породоразрушающего инструмента.

Показанная выше модель процесса искривления скважин, основанная на рассмотрении разрушения забоя в анизотропной среде, не вскрывает всей сложности формирования ствола сква-

жины. Так, учет сил, действующих в плоскости забоя, дает основание полагать, что возможная неодинаковая глубина внедрения режущих элементов ($h_{r \max}$ и $h_{r \min}$) вызывает различные силы сопротивления на передних гранях породоразрушающих элементов. Такое переменное сопротивление забоя движению породоразрушающего инструмента с учетом гибкости бурильного вала приводит к смещению породоразрушающего инструмента относительно оси скважины (центра забоя), формированию сложной формы движения и, как следствие, неравномерному разрушению стенок скважины и керна. При этом контактные радиальные усилия определяются требуемым для процесса движения крутящим моментом, величина которого зависит от мощности двигателя буровой установки, и могут достигать больших значений.

Процессы неравномерной обработки стенок скважины и керна по периметру с одновременным угловым смещением забоя представляют собой одновременные, неразрывные процессы, от которых зависит как направление, так и интенсивность искривления скважин.

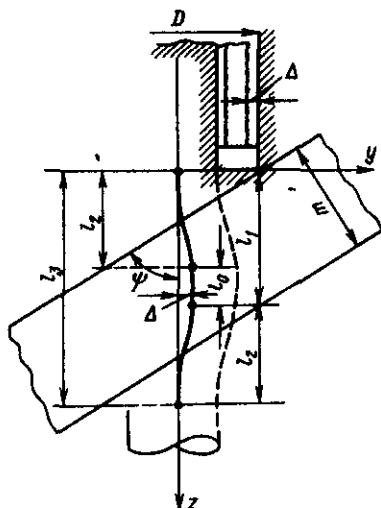
Это в значительной степени проявляется в случаях встречи породоразрушающим инструментом прослоев пород с ярко выраженной неравнопрочностью, при которых происходит так называемое локальное искривление скважин.

§ 2. ЛОКАЛЬНОЕ ИСКРИВЛЕНИЕ

При встрече скважиной контакта пород с различными механическими свойствами (например, относительно мягких осадочных пород — кварцевого прожилка) скважина на небольшом интервале может резко искривляться, что характеризуется кривизной на несколько порядков большей, чем средняя на этом участке. Такая местная, или локальная, большая кривизна скважины отмечается даже по керну вследствие того, что в этом случае криволинейность керна четко прослеживается взглядом.

Повышенная кривизна ствола при локальном искривлении не может быть объяснена приведенными выше простейшими вариантами движения снаряда. Для случая формирования локальной кривизны рассмотрим следующую схему. При встрече породоразрушающим инструментом переменного сопротивления в отдельных точках забоя концентрическое движение заменяется вращением коронки с одновременным ее смещением в радиальном направлении (переход на форму движения, близкую к окатыванию). Такое движение коронки характеризуется разработкой ствола скважины в относительно постоянном радиальном направлении, при этом развиваемое радиальное усилие прижатия коронки зависит от величины крутящего момента, необходимого для поддержания принятого варианта движения. Таким образом, происходит одновременное поступательное перемещение в осевом dz и радиальном dy направлениях при переменном текущем значе-

Рис. 25. Схема локального искривления при встрече твердого пропалстка мощностью m



нии отношения dy/dz , как это представлено на рис. 25. Максимальное смещение в радиальном направлении не может быть больше, чем начальный радиальный зазор между колонковой трубой и стенками скважины, т. е. $y_{\max} = \Delta$, и определяется различием свойств пород на контакте. Опишем одновременное осевое и радиальное смещение оси скважины осредненной кривой, задавшись уравнением вида

$$y = \frac{\Delta}{2} \left(1 - \cos \frac{2\pi z}{l} \right), \quad (83)$$

где Δ — радиальный зазор; l — длина интервала искривления, $l = 2l_2$ (см. рис. 25).

Кривизна скважины, и, следовательно, керна определится как

$$K = y'' = \frac{2\Delta\pi^2}{l^2} \cos \frac{2\pi z}{l}, \quad (84)$$

а максимальная кривизна будет составлять

$$K_{\max} = 2\Delta\pi^2/l^2. \quad (85)$$

Общую длину зоны локального искривления l_3 и длину интервала искривления l определим из геометрических соотношений (см. рис. 25):

$$l_3 = l_1 + l_2, \quad l_1 = m/\sin\psi, \quad l_2 = D \operatorname{ctg}\psi; \quad (86)$$

$$l_3 = (m/\sin\psi) + D \operatorname{ctg}\psi; \quad (86)$$

$$l = 2D \operatorname{ctg}\psi. \quad (87)$$

Прямолинейный участок зоны локального искривления ($K = 0$)

$$l_0 = l_1 - l_2 \quad \text{или}$$

$$l_0 = (m/\sin\psi) - D \operatorname{ctg}\psi. \quad (88)$$

Учитывая полученные геометрические соотношения (87), уравнение (83) запишем в виде

$$y = \frac{\Delta}{2} \left(1 - \cos \frac{\pi z}{D \operatorname{ctg} \psi} \right). \quad (89)$$

Уравнение (89) дает возможность оценить величину соотношения осевого и радиального смещения забоя dy/dz . Так, имеем

$$\frac{dy}{dz} = \frac{\Delta \pi}{2D \operatorname{ctg} \psi} \sin \frac{\pi z}{D \operatorname{ctg} \psi}, \quad (90)$$

следовательно, максимальная величина отношения dy/dz будет при $z = l/4$ или $z = (3/4)l$:

$$dy/dz = \Delta \pi / l = \frac{\Delta \pi}{2D \operatorname{ctg} \psi}. \quad (91)$$

Пример. При диаметре скважины $D = 60$ мм, радиальном зазоре $\Delta = 1,5$ мм и угле встречи $\psi = 45^\circ$ величина радиального смещения

$$dy = \frac{1,5 \cdot 3,14}{2 \cdot 60 \cdot 1} dz = 0,04 dz.$$

При этом достигается средняя кривизна

$$K_{\text{ср}} = 0,5 K_{\text{max}} = \frac{\Delta \pi^2}{l^2} = \frac{1,5 \cdot 3,14^2 \cdot 10^{-3}}{(2 \cdot 60 \cdot 10^{-3})^2} = 1,04 \text{ м}^{-1}$$

или интенсивность искривления $l = 60$ градус/м.

Решение данного примера обращает внимание на то, что столь малое радиальное смещение коронки по сравнению с осевым приводит к значительной локальной кривизне.

Рассмотренный процесс формирования участка ствола скважины с большей локальной кривизной характерен для некоторых типов отклонителей, при работе которых создается радиальное усилие на породоразрушающий инструмент, действующее в одном заданном постоянном направлении. Постоянное отклоняющее усилие создает резкое начальное направленное отклонение с последующим (при $y = \Delta$) формированием криволинейного ствола, но с кривизной значительно меньшей, определяемой условиями вписываемости в заданном, сформированном направлении.

Контрольные вопросы к гл. III

1. Почему кривизна траектории скважины определяется разной величиной скорости разрушения забоя в диаметрально противоположных направлениях в плоскости искривления скважины?

2. Причины, вызывающие различную глубину погружения породоразрушающего инструмента в диаметрально противоположных направлениях.

3. Анизотропия механических свойств горных пород. Показатель анизотропии горных пород применительно к бурению.

4. Векторная диаграмма анизотропии буровых свойств горных пород.

5. Как по векторной диаграмме анизотропии буровых свойств горных пород определяется возможная механическая скорость бурения в данной точке траек-

тории в зависимости от положения оси породоразрушающего инструмента к оси скважины и к плоскости анизотропии?

6. Исходные положения и общая схема модели естественного искривления скважин в анизотропной среде.

7. Почему форма торца породоразрушающего инструмента и угол отклонения его оси от оси скважины определяют направление и интенсивность искривления?

8. Каково влияние угла встречи на кривизну траектории скважины?

9. Какова степень влияния показателя буровой анизотропии на возможную кривизну траектории?

10. Покажите на математической модели процесса естественного искривления влияние параметров режима бурения (осевой нагрузки и частоты вращения) на возможную кривизну скважины.

11. Что такое критический угол встречи и какое вероятностное направление траектории связано с этим понятием?

12. Нарисуйте зависимость общего угла искривления от глубины скважины при бурении в анизотропной горной породе.

13. При каких значениях показателя буровой анизотропии возможно достижение максимальной кривизны скважины?

14. Что вызывает локальное искривление скважины?

15. Длина интервала локального искривления, максимальная кривизна.

Глава IV. ОБЩИЕ ЗАВИСИМОСТИ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЕ ВЕРОЯТНОСТНОЕ ПОЛОЖЕНИЕ СКВАЖИН. РАСЧЕТ И ОЦЕНКА ПРОЕКТНОЙ ТРАЕКТОРИИ СКВАЖИНЫ ПО ДАННЫМ ЕСТЕСТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ

§ 1. УСТАНОВЛЕНИЕ ОБЩИХ ЗАВИСИМОСТЕЙ ЕСТЕСТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН

Зависимость возможного значения зенитных и азимутальных углов на каком-либо интервале от величины общего угла искривления, определяемого условиями вписываемости, зависимость интенсивности искривления от положения скважины относительно плоскостей анизотропии в массиве горных пород, геологическое строение участка буровых работ, компоновка бурильного вала, особенности того или иного способа бурения — все это дает лишь общее представление о возможном положении скважины в пространстве.

Точно оценить особенности геологического строения участка работ, установить анизотропные свойства горных пород до начала ведения буровых работ пока нельзя. Некоторые сведения о возможных физико-механических свойствах горных пород могут быть получены по данным геофизических исследований, в частности, сейсморазведки. Вероятно, что вектор максимальной

и распространения взрывной волны будет соответствовать лению вектора анизотропии. Однако наиболее объективные могут быть получены только в процессе бурения скважин.

По ряду пробуренных в одинаковых геолого-технических условиях скважин можно получить определенное представление о вероятностном положении проектируемых скважин с учетом их естественного (для ожидаемых геологических условий) искривления. В связи с тем, что при бурении большую роль в процессе искривления играют случайные факторы, можно выявить определенные тенденции в поведении скважин, используя статистические данные, а при их обработке — методы теории вероятностей.

При проектировании траектории скважин наиболее важные следующие зависимости процесса естественного искривления.

1. Зависимость изменения зенитного угла от глубины $\theta = \varphi(L)$.

2. При значительных азимутальных искривлениях — зависимость изменения азимутального угла от глубины $\alpha = \varphi(L)$.

3. Зависимость кривизны скважины от угла встречи или глубины; в частном случае, зависимость интенсивности изменения зенитного угла от глубины скважины $d\theta/dL = \varphi_1(L)$.

Для оценки общего вида указанных выше зависимостей и определения числовых значений коэффициентов данные замеров зенитных и азимутальных углов по ряду (n) скважин, пробуренных в одинаковых геолого-технических условиях, оформляются в виде табл. 1 и 2.

Оценки для математических ожиданий находятся как средние арифметические:

$$m_{xk} = \frac{\sum_{i=1}^n x_{ki}}{n},$$

где $k = 1, 2, \dots, m$; x_{ki} — значения зенитных θ_{ki} или азимутальных α_{ki} углов при данной глубине для всех n скважин.

Таблица 1

Значения зенитного угла

Номер скважины	Глубина скважины L , м					
	L_1	L_1	...	L_k	...	L_m
1	θ_{11}	θ_{11}	...	θ_{k1}	...	θ_{m1}
2	θ_{12}	θ_{12}	...	θ_{k2}	...	θ_{m2}
⋮
i	θ_{1i}	θ_{1i}	...	θ_{ki}	...	θ_{mi}
⋮
n	θ_{1n}	θ_{1n}	...	θ_{kn}	...	θ_{mn}

Значения азимутального угла

Номер скважины	Глубина скважины L , м					
	L_1	L_2	...	L_k	...	L_m
1	α_{11}	α_{21}	...	α_{k1}	...	α_{m1}
2	α_{12}	α_{22}	...	α_{k2}	...	α_{m2}
...
i	α_{1i}	α_{2i}	...	α_{ki}	...	α_{mi}
...
n	α_{1n}	α_{2n}	...	α_{kn}	...	α_{mn}

Данные табл. 1 и 2 — основа для оценки числовой характеристики системы m случайных величин, над которой проведено n независимых наблюдений.

Несмещенные оценки для дисперсий определяются по формуле

$$\bar{D}_k = \frac{\sum_{i=1}^n (x_{ik} - \bar{m}_{xk})^2}{n-1}.$$

При этом среднее квадратическое отклонение

$$\sigma_{xk} = \sqrt{\bar{D}_k}.$$

В данном случае для установления линейной функциональной связи между переменными величинами: среднеарифметическими значениями зенитных (или азимутальных) углов и глубиной скважины, если эта зависимость не очевидна, применяют коэффициент корреляции

$$r_{kl} = \frac{\sum_{i=1}^m (x_k - \bar{m}_k)(x_l - \bar{m}_l)}{(m-1)\sigma_k\sigma_l},$$

где m — число интервалов глубин; \bar{m}_k — среднее арифметическое среднеарифметических значений зенитных или азимутальных углов каждого ряда; \bar{m}_l — среднеарифметическое глубин скважин; σ_k — среднее квадратическое отклонение ряда среднеарифметических значений зенитных или азимутальных углов; σ_l — среднее квадратическое отклонение значений глубины скважин.

При значениях коэффициентов корреляции, близких к ± 1 , убеждаемся в наличии тесной функциональной зависимости исследуемых величин.

Для анализа устанавливаемых эмпирических зависимостей $\theta = \varphi_1(L)$, $\alpha = \varphi_2(L)$ определяют границы доверительного интервала функции для каждого значения аргумента.

Границы доверительного интервала при нормальном законе

распределения случайных величин устанавливают с помощью следующей зависимости:

$$S = \bar{m}_{xk} \pm t_{\beta} \frac{\sigma_k}{\sqrt{n}},$$

где t_{β} — критерий Стьюдента — табличная величина [1], определяемая принятой вероятностью и числом степеней свободы $(n - 1)$, т. е. числом опытных данных без единицы.

По данным средних арифметических значений зенитных и азимутальных углов на различных (m) глубинах скважин строят графики $\bar{\theta} = \varphi(L)$ и $\bar{\alpha} = \varphi(L)$ и решают задачу о «сглаживании» полученных экспериментальных данных, нахождении числовых коэффициентов эмпирических зависимостей. Для этого необходимо принять вид зависимости. Вид зависимости принимается из имеющихся теоретических соображений [см., например, формулу (82)] или при большом количестве одновременно действующих факторов (частая смена породы, изменение параметров режима бурения и т. п.) по внешнему виду, причем сравнивают экспериментальный график с простейшими функциональными зависимостями.

Так, в соответствии с формулой (82) при относительно выдержанном падении пород и возрастающих углах встречи (см. рис. 24) можем описать изменение зенитного угла на некоторых интервалах скважины рядом зависимостей вида

$$\theta = \theta_0 \pm kL^x, \quad (92)$$

где θ_0 — начальный зенитный угол скважины; k и x — коэффициенты, полученные опытным путем.

В формуле (92) принимаем $x > 1$ при углах встречи $\psi < 45^\circ$. Если в начальной стадии бурения ожидается угол $\psi > 45^\circ$, то вероятно, что формула (92) будет справедлива при $x < 1$. Знак «плюс» соответствует условию, когда угол падения пород γ и начальный угол наклона скважины β имеют разные знаки, а также когда скважины заложены вертикальными, и минус — когда углы γ и β имеют одинаковый знак (рис. 26). Можно описать искомые зависимости и уравнениями вида

$$x = x_0 \pm k_1 L \pm k_2 L^2 \pm \dots \pm k_n L^n.$$

После выбора вида формулы находят значения коэффициен-

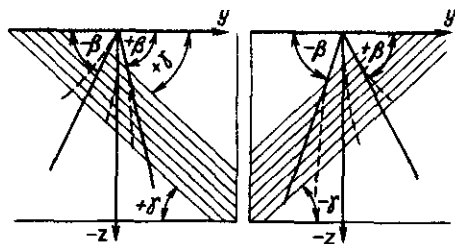


Рис. 26. Схема возможного положения скважин относительно направления падения пород при $\psi > 15^\circ$

тов, при которых приближение к экспериментальным данным будут наилучшим. Для решения этой задачи используют общие расчетные методы, например, метод наименьших квадратов.

В тех случаях когда в процессе искривления на отдельных интервалах скважины действовали различные переменные факторы, не следует стремиться подобрать одну зависимость, отражающую поведение скважины по всей ее глубине.

Практическое применение сложных функциональных зависимостей затруднительно при расчете вероятностной траектории скважин и анализе причин искривления. Поэтому, сохраняя достаточную точность расчетов, можно разбить скважину по глубине на интервалы, в которых искомые зависимости могут быть аппроксимированы линейными функциями. Так,

$$\theta_{0-200} = \theta_0 + k_1 L, \quad \theta_{200-400} = \theta_0 + k_2 L,$$

если считать, что на интервале 0—200 м и 200—400 м кривизна скважины постоянна и равна соответственно k_1 и k_2 .

Пример. Установить зависимость изменения зенитного угла с глубиной по семи ранее пробуренным скважинам. Данные замеров зенитных углов (градус) приведены в табл. 3.

По формулам

$$\bar{m}_{xk} = \frac{\sum_{i=1}^n x_{ki}}{n}, \quad \sigma_{xi} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_{ki} - \bar{m}_{xk})^2}{n-1}},$$

определим соответственно среднеарифметические значения и среднеквадратические отклонения по каждому столбцу системы m величин и вычисления поместим в табл. 3.

Например, при глубине скважин 50 м имеем

$$\bar{\theta}_{50} = (5 + 5,5 + 6 + 7 + 6 + 7,5 + 6,5)/7 = 6,21^\circ,$$

$$\sigma_{50} = \sqrt{\frac{(5-6,21)^2 + (5,5-6,21)^2 + (6-6,21)^2 + (7-6,21)^2 + \dots}{7-1}}$$

Таблица 3

Номер скважины	Глубина скважин L , м								
	0	50	100	150	200	250	300	350	400
1	4	5	7	9,5	13,5	16,5	20	23	25
2	6	5,5	8	10	12	16,5	19	22	25
3	6	6	9	12	15	17	18	22	26
4	5	7	10	11,5	13	15	19	23	27
5	5	6	8,5	11	14	18	22	26	29
6	4	7,5	9	12	14	17	20	24	26
7	7	6,5	10	10	13	16	19	24	27
\bar{m}_{xk}	5,28	6,21	8,78	10,86	13,5	16,57	19,57	23,43	24,92
σ_x	1,112	0,859	1,074	1,02	0,957	0,932	1,272	1,397	2,055
S	4,47—	5,58—	7,94—	10,11—	12,8—	15,89—	18,64—	22,4—	23,41—
	6,1	6,84	9,57	11,6	14,2	17,25	20,50	24,45	26,43

$$\sqrt{\frac{+(6-6,21)^2 + (7,5-6,21)^2 + (6,5-6,21)^2}{7-1}} = 0,859.$$

Аналогичные вычисления произведем по каждому из $m = 9$ рядов.

Используя значения m_{xk} и σ_k , определим для каждого ряда границы доверительного интервала

$$S = \bar{m}_{xk} \pm t_{\beta} \frac{\sigma_k}{\sqrt{n}}.$$

Значения критерия t_{β} установим по [1], приняв для данного случая 90 %-ный уровень вероятности. При числе степеней свободы $n - 1 = 7 - 1 = 6$ находим, что $t_{\beta} = 1,94$.

Тогда, например, для первого ряда при $L = 0$ определим

$$S_1 = 5,28 \pm 1,94 \cdot 1,112/7 = 4,47 \div 6,10.$$

Аналогично определяем границы доверительного интервала всех последующих рядов и их значения также поместим в табл. 3.

Теперь в координатах θ и L (рис. 27) нанесем среднеарифметические значения зенитного угла и отметим для каждого значения границы доверительного интервала.

Очевидна четкая прямо пропорциональная зависимость изменения зенитного угла от глубины. Однако в виде примера оценим наличие корреляционной связи между средними значениями зенитных углов каждого ряда и глубиной скважины с помощью коэффициента корреляции:

$$r_{kl} = \frac{\sum_{i=1}^m (x_k - \bar{m}_k)(x_l - \bar{m}_l)}{(m-1)\sigma_k\sigma_l}.$$

Определяем:

число рядов измерений $m = 9$;

среднеарифметическое значение зенитного угла по среднеарифметическим каждому ряда

$$\bar{m}_k = (5,28 + 6,21 + 8,78 + 10,86 + 13,5 + 16,57 + 19,57 + 28,43 + 24,92)/9 = 14,35^\circ;$$

θ , градус

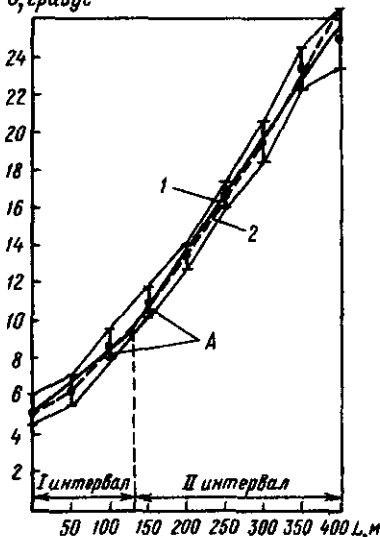


Рис. 27. Зависимость изменения зенитного угла от глубины скважины:

1 — $\theta = 1,75 + 0,06L$; 2 — $\theta = 5 - 7 \cdot 10^{-3}L^{1,34}$; A — доверительный интервал; точкой обозначено среднее значение функции

среднеарифметическое значение глубины

$$\bar{m}_l = (0 + 50 + 100 + 150 + 200 + 250 + 300 + 350 + 400)/9 = 200 \text{ м};$$

среднеквадратическое отклонение ряда зенитных углов

$$\sigma_k = \sqrt{\frac{(5,28 - 14,35)^2 + (6,21 - 14,35)^2 + \dots + (24,92 - 14,35)^2}{9-1}} = 7,24;$$

среднеквадратическое отклонение ряда значений глубин

$$\sigma_l = \sqrt{\frac{(0-200)^2 + (50-200)^2 + \dots + (400-200)^2}{9-1}} = 136,93;$$

корреляционный момент

$$\frac{\sum_{i=1}^m (x_k - \bar{m}_k)(x_l - \bar{m}_l)}{m-1} = \frac{(5,28 - 14,85)(0 - 200) + \dots}{9-1} \\ \dots + \frac{(6,21 - 14,35)(50 - 200) + \dots + (24,92 - 14,35)(400 - 200)}{9-1} = \frac{7879,72}{9-1}.$$

Тогда $r_{kl} = 7879,72 / [(9-1)7,24 \cdot 136,93] = 0,9935$.

Значение $r_{kl} = 0,9935$, как и следовало ожидать, свидетельствует о наличии тесной корреляционной связи между средними значениями зенитных углов и глубиной скважин.

Установим эмпирическую зависимость $\theta = \varphi(L)$, приняв ее общий вид (92):

$\theta = \theta_0 + kL^x$ при $x > 1$, и имея ряд чисел.

Номер интервала	I II								
Глубина, м	0	50	100	150	200	250	300	350	400
Среднеарифметическое значение θ , градус	5,28	6,21	8,78	10,86	13,5	16,17	19,57	23,43	24,92

Находим значения коэффициента k и показателя степени x , считая, что значение начального зенитного угла θ_0 задано и определено $\theta_0 = 5^\circ$. Далее проводим стандартные вычисления.

Зависимость (92) записываем в виде $\theta' = (\theta - \theta_0) = kL^x$ и, логарифмируя ее, получим $\lg \theta' = \lg k - x \lg L$.

По методу наименьших квадратов находим

$$\lg k = \frac{\sum_{i=1}^n \lg \theta'_i - x \sum_{i=1}^n \lg L_i}{n},$$

$$x = \frac{\sum_{i=1}^n \lg \theta'_i \lg L_i - \sum_{i=1}^n \lg \theta'_i \sum_{i=1}^n \lg L_i}{n \sum_{i=1}^n (\lg L_i)^2 - \left(\sum_{i=1}^n \lg L_i \right)^2}.$$

В этом примере $n = 8$, так как принято, что $\theta = 5^\circ$ при $L = 0$.

Подставляем значения и определяем x и k :

$$x = (8 \cdot 17,138 - 7,149 \cdot 18,197) / (8 \cdot 42,046 - 331,14) = 1,34,$$

$$\lg k = (7,149 - 1,34 \cdot 18,197) / 8 = -2,1548,$$

$$k = 7,001 \cdot 10^{-3}.$$

Тогда искомая зависимость $\theta = 5^\circ + 7 \cdot 10^{-3} L^{1,34}$.

На график (см. рис. 27) нанесем расчетные данные по установленной выше эмпирической зависимости. Как видим, расчетные данные близки к опытным средним. Однако, следует отметить, что при бурении последующих скважин можно лишь ожидать с 90 %-ной вероятностью попадание значений зенитных углов не на расчетную или близкую к ней зависимость, а лишь в установленные границы доверительных интервалов. Например, можем считать, что в интервале скважин 0—350 м вероятно

$$\theta = 5 + 7 \cdot 10^{-3} L^{1.34} \pm 0,7.$$

Эту опытную зависимость $\theta = \varphi(L)$ представим в виде двух линейных, не выходящих из границ доверительных интервалов и справедливых для соответствующих интервалов глубин: 0—150 и 150—400 м.

Общий вид линейной зависимости $\theta = \theta_0 + kL$.

Найдем значение коэффициента k и условную величину θ_0 для второго интервала, используя данные по интервалу II и применяя, как и ранее, метод наименьших квадратов.

Имеем

$$\theta_0 = \frac{\sum_{i=1}^n \theta_i - k \sum_{i=1}^n L_i}{n},$$

$$k = \frac{n \sum_{i=1}^n L_i \theta_i - \sum_{i=1}^n L_i \sum_{i=1}^n \theta_i}{n \sum_{i=1}^n L_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n L_i \right)^2}.$$

В данном случае $n = 5$. Подставив значения, получим

$$k = (5 \cdot 30878,5 - 1500 \cdot 97,99) / (5 \cdot 475000 - 2250000) = 0,05926 \approx 0,06,$$

$$\theta_0 = (97,99 - 0,0592 \cdot 1500) / 5 = 1,75.$$

Итак, для интервала 150—400 м имеем $\theta_{150-400} = 1,75 + 0,06L$. В этом случае, как и было принято, имеем постоянную интенсивность изменения зенитного угла $d\theta/dL = l = 0,06$ градус/м.

§ 2. РАСЧЕТ ТРАЕКТОРИИ ПРОЕКТИРУЕМОЙ СКВАЖИНЫ

Изучение вероятностного положения скважины в пространстве на данном участке месторождения помогает рассчитать и составить проектную траекторию скважины. При проектировании скважины с учетом ее естественного искривления возможно минимальное отклонение фактической оси скважины от проектной. Действительно, если изучены и установлены закономерности естественного искривления, то, заложив при расчете проектной траектории возможные изменения зенитного и азимутального углов по глубине, можно ожидать с определенной вероятностью отклонение скважины от проектной траектории на заранее определенную величину, обусловленную шириной доверительного интервала.

Использование возможного естественного искривления скважин при расчете проектной траектории следует производить лишь при четкой корреляционной связи изменения зенитных и азиму-

тальных углов по глубине ствола. Если такой четкой взаимосвязи нет, то расчет проектной траектории должен базироваться на сочетании прямолинейных и простейших криволинейных ($K = \text{const}$) интервалов искусственного искривления при установленном, принятом начальном зенитном угле. Расчетная кривизна при этом определяется возможностями технических средств направленного бурения и надежностью работы бурильного вала.

Рассмотрим два варианта расчета проектной траектории с учетом установленных зависимостей естественного искривления. Обычно рассчитывают траекторию скважины в одной определенной вертикальной плоскости, пренебрегая возможным азимутальным отклонением и называя такую плоскостную траекторию профилем. В этом случае начальный азимут скважины задается в соответствии с направлением разведочной линии и с учетом имеющихся данных о возможном общем азимутальном направлении отклонения скважин.

При расчете проектной траектории устанавливают координаты устья скважины, начальный зенитный угол, длину ствола и угол встречи с пластом полезного ископаемого.

В начале обосновывают и задают начальный зенитный угол θ_n . При выборе угла наклона скважины учитывают геологические условия и проектную глубину бурения. Если угол падения рудоносного тела более 30° , то скважины с поверхности земли задают наклонными. Угол наклона скважин глубиной более 800 м определяется, в основном, техническими соображениями — удобством выполнения спуско-подъемных операций, простотой конструкции вышки или мачты и приспособлений для механизации спуска и подъема колонны бурильных труб. Поэтому такие скважины забуривают с малым начальным зенитным углом ($\theta_n \leq 3^\circ$).

В сложных геологических условиях для фиксирования скважины в заданной плоскости устанавливают максимально возможный начальный зенитный угол, при котором не требуется переоборудование бурового копра. В случае использования стандартных копров начальный зенитный угол может быть от 3 до 5° , что зависит от высоты и габаритов основания копра. Возможности естественного искривления при согласном залегании пласта полезного ископаемого с вмещающей толщей на интервале более 800 м несомненно приведут к встрече пласта полезного ископаемого под углом более 30° , даже при его крутом падении. Угол встречи более 30° гарантирует пересечение толщи полезного ископаемого.

При бурении скважин средней глубины технически возможно заложение скважин с начальными зенитными углами $5\text{--}20^\circ$, обеспечивающими желаемый угол встречи с толщей полезного ископаемого. Увеличение начального зенитного угла целесообразно лишь с целью повышения вероятности сохранения заданного азимутального направления скважин на верхних интервалах бурения. При проектировании неглубоких скважин и крутом па-

дении рудных тел начальный зенитный угол может быть увеличен до 30° .

Таким образом, начальный зенитный угол определяется углом падения рудных тел, глубиной скважины, стремлением к сохранению заданного азимутального направления и должен соответствовать возможностям бурового оборудования.

После установления начального зенитного угла схему расчета профиля для простейшего случая, когда возможная кривизна скважины на интервалах естественного искривления принята постоянной, рассмотрим на примере, условия которого представлены на рис. 28.

Для прямолинейного участка скважины ($K_1 = 0$) находим горизонтальное смещение точки забоя на глубине $z_1 = H_1$

$$y_1 = H_1 \operatorname{tg} \theta_n \quad (93)$$

и длину ствола

$$L_1 = H_1 / \cos \theta_n.$$

На последующем интервале, характеризующемся постоянной кривизной K_2 , для некоторого участка ствола длиной dL приращения координат [см. формулу (30)]

$$dy = \sin \theta dL, \quad dz = \cos \theta dL.$$

Так как на данном участке кривизна принята постоянной и составляет $K = d\theta/dL$, то, заменяя в формуле (30) dL на $d\theta/K$, имеем в общем случае

$$dy = \frac{1}{K} \sin \theta d\theta, \quad dz = \frac{1}{K} \cos \theta d\theta. \quad (94)$$

Проекция криволинейной оси скважины на втором интервале при $K = \text{const}$ на горизонтальную ось y_2 и вертикальную ось z_2 определится интегрированием выражений (94):

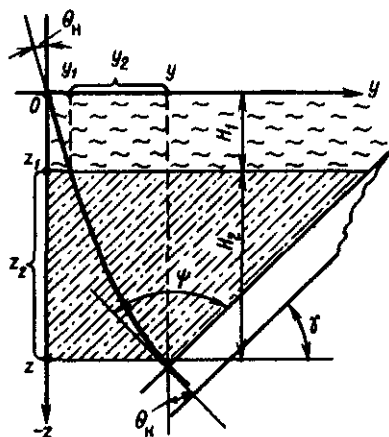


Рис. 28. Проектный профиль скважины

$$y_2 = \frac{1}{K_2} \int_{\theta_n}^{\theta_k} \sin \theta d\theta, \quad (95)$$

$$z_2 = \frac{1}{K_2} \int_{\theta_n}^{\theta_k} \cos \theta d\theta. \quad (96)$$

Решая уравнения (95) и (96), получаем

$$y_2 = \frac{1}{K_2} (\cos \theta_n - \cos \theta_k), \quad (97)$$

$$z_2 = \frac{1}{K_2} (\sin \theta_k - \sin \theta_n). \quad (98)$$

Так как в уравнении (98) величина $z_2 = H_2$ задана, а θ_n установлена ранее, то определим

$$\theta_k = \arcsin(H_2 K_2 + \sin \theta_n), \quad (99)$$

что позволяет, подставив в выражение (97) значение θ_k , найти искомую величину y_2 . Длину скважины на втором интервале найдем как

$$L_2 = (\theta_k - \theta_n) / 57,3 K_2. \quad (100)$$

Таким образом, при расчете проектного профиля установлено следующее:

устье скважины при начальном зенитном угле θ_n расположено на расстоянии y от проекции точки подсечения пласта полезного ископаемого на дневную поверхность,

$$y = y_1 + y_2 = H_1 \operatorname{tg} \theta_n + 1/K_2 (\cos \theta_n - \cos \theta_k);$$

конечный зенитный угол

$$\theta_k = \arcsin(H_2 K_2 + \sin \theta_n);$$

длина ствола

$$L = L_1 + L_2 = H_1 / \cos \theta_n + (\theta_k - \theta_n) / 57,3 K_2;$$

угол встречи пласта полезного ископаемого

$$\psi = 90^\circ + \theta_k - \gamma$$

должен быть больше 30° .

Так как конечный зенитный угол зависит от величины принятого начального зенитного угла, то при несоблюдении указанного выше условия (для случая $\psi < 30^\circ$) следует задаться большим значением начального зенитного угла, чем принятое.

Если разрез представлен несколькими интервалами, характеризующимися различной, но принятой постоянной по величине интенсивностью искривления, расчет профиля проектной скважины ведется аналогично приведенному выше, последовательно

сверху вниз, считая, что конечный зенитный угол для m интервала есть начальный зенитный угол для $m + 1$ интервала.

В том случае, когда на всем протяжении скважины или на ее отдельных участках проектная кривизна не может быть принята постоянной, а аппроксимирующая зависимость $\theta = \varphi(L)$ считается нелинейной, то координаты криволинейных участков проектируемого ствола находятся решением уравнений (30), причем учитывают, что зенитный угол есть некоторая функция от глубины скважины. Пример решения подобной задачи совместим с рассмотрением вероятной площади рассеивания забоя скважины, что важно для оценки эффективности учета естественного искривления при расчетах траектории проектируемых скважин и для установления необходимости планирования применения технических средств направленного бурения с целью корректирования фактической траектории бурящейся скважины.

§ 3. ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОЙ ЗОНЫ РАССЕИВАНИЯ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ, ТРАЕКТОРИЯ КОТОРОЙ ПРОЕКТИРУЕТСЯ С УЧЕТОМ ЕСТЕСТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ

Для получения представления о возможной точности выполнения геологического задания скважинами, проектируемыми с учетом естественного искривления без применения каких-либо специальных технических мероприятий, необходимо провести числовую оценку имеющихся данных о естественном искривлении ранее пробуренных скважин. Основой оценки, как было показано ранее, являются эмпирические зависимости изменения зенитных и азимутальных углов от глубины скважины: $\theta = \varphi_1(L)$ и $\alpha = \varphi_2(L)$. Эти зависимости естественного искривления скважин носят вероятностный характер и имеют диапазон вариаций, определяемый принимаемой величиной вероятности β , количеством n , а также разбросом исходных опытных данных о величинах зенитных θ , и азимутальных α углов, т. е. одному значению аргумента L_x соответствует ряд значений функций, лежащих в устанавливаемом доверительном интервале (например, для функции θ на рис. 27).

При нормальном законе распределения значений зенитных или азимутальных углов на данной глубине скважины границы возможных ожидаемых значений этих углов располагаются симметрично выше и ниже принятой аппроксимирующей зависимости, установленной по средним величинам зенитных или азимутальных углов $\bar{\theta} = \varphi_1(L)$ или $\bar{\alpha} = \varphi_2(L)$, и характеризуют вероятные максимальные и минимальные значения зенитных и азимутальных углов на любой текущей глубине.

Таким образом, вероятностное поведение скважин в пространстве характеризуется следующими шестью зависимостями:

по зенитному углу

$$\bar{\theta} = \varphi_1(L), \theta_{\max} = \varphi_{12}(L), \theta_{\min} = \varphi_{13}(L); \quad (101)$$

по азимутальному углу

$$\bar{\alpha} = \varphi_2(L), \alpha_{\max} = \varphi_{22}(L), \alpha_{\min} = \varphi_{23}(L). \quad (102)$$

Эти эмпирические зависимости с установленными коэффициентами являются основанием для определения с принятой вероятностью β границ возможного отклонения забоя скважины на конечной или любой расчетной глубине от ее среднего положения, соответствующего заданной (при данной глубине скважины) проектной точке подсечения пласта полезного ископаемого.

Рассмотрим общий случай расчета возможного отклонения забоя скважины от заданной точки подсечения при заданной конечной длине ствола.

Принимая для малых участков ствола ($\Delta L \rightarrow 0$) справедливыми выражениями (3), имеем при установленных $\theta = \varphi_1(L)$ и $\alpha = \varphi_2(L)$ приращение координат ствола на длине dL :

$$dz = \cos\theta \cdot dL,$$

$$dx = \sin\theta \sin\alpha \cdot dL,$$

$$dy = \sin\theta \cos\alpha \cdot dL.$$

Соответственно для любой текущей глубины скважины координаты точки забоя будут следующими:

$$z_{\tau} = \int_0^{L_{\tau}} \cos\theta \cdot dL,$$

$$x_{\tau} = \int_0^{L_{\tau}} \sin\alpha \cdot dL, \quad (103)$$

$$y_{\tau} = \int_0^{L_{\tau}} \sin\theta \cos\alpha \cdot dL.$$

Подставляя из выражений (101), (102) в уравнения (103) комбинации значений θ и α , можно решить (103) числовыми методами интегрирования и получить представление о вероятной зоне положения забоя. Эти, хотя и простые, но трудоемкие расчеты желательнее выполнять на ЭВМ. При ручном методе вероятные значения проектных координат забоя скважины рассчитывают аналогично приему, рассмотренному при построении траектории пробуренной скважины (см. гл. 1).

Скважину по всей длине ствола разбивают на равные интервалы, например длиной 20—50 м. Для каждого интервала по формулам (101), (102) определяют значения начальных θ_n и конечных θ_k зенитных и соответственно α_n и α_k азимутальных углов. Представляя принятые интервалы отрезком прямой, длина которой равна длине интервала ΔL , характеризуем положение

любого интервала в пространстве средними значениями зенитного и азимутального углов:

$$\begin{aligned}\theta_{\text{ср}} &= (\theta_n + \theta_k) / 2, \\ \alpha_{\text{ср}} &= (\alpha_n + \alpha_k) / 2.\end{aligned}\quad (104)$$

Тогда приращение координат на интервале ΔL будет

$$\begin{aligned}\Delta z &= \Delta L \cos \theta_{\text{ср}}, \\ \Delta x &= \Delta L \sin \theta_{\text{ср}} \sin \alpha_{\text{ср}}, \\ \Delta y &= \Delta L \sin \theta_{\text{ср}} \cos \alpha_{\text{ср}}.\end{aligned}\quad (105)$$

Координаты ствола скважины в конце интервала

$$\begin{aligned}x_{\tau} &= x_0 + \Delta x, \\ y_{\tau} &= y_0 + \Delta y, \\ z_{\tau} &= z_0 + \Delta z,\end{aligned}\quad (106)$$

где x_0 , y_0 и z_0 — известные координаты точки ствола в начале интервала.

Суммируя приращения координат на всех последующих интервалах, получим координаты забоя скважины на конечной глубине x_k , y_k и z_k .

Если при расчете координат скважины заданной глубины принять, что изменения зенитного угла соответствуют его средним значениям, а изменения азимутального угла происходят в установленных границах доверительных интервалов и определяются значениями α_{max} и α_{min} [см. формулы (102)], то можно найти вероятные значения координат $x_{1k \text{ max}}$, $y_{1k \text{ max}}$ и $x_{1k \text{ min}}$, $y_{1k \text{ min}}$ при $z_{1k \text{ ср}}$ и получить представление о зоне возможного положения забоя скважины в горизонтальной плоскости (по простиранию пород). Задаваясь средними значениями азимутального угла, а изменения зенитного угла определяя по зависимостям $\theta_{\text{max}} = \varphi_{1,2}(L)$ и $\theta_{\text{min}} = \varphi_{1,3}(L)$, имеем следующий ряд координат: $x_{2k \text{ max}}$, $y_{2k \text{ max}}$, $z_{2k \text{ max}}$ и $x_{2k \text{ min}}$, $y_{2k \text{ min}}$, $z_{2k \text{ min}}$, который дает представление о вероятной зоне смещений забоя в вертикальной плоскости (по падению пород).

Пример. Определим вероятные значения координат забоя проектной скважины глубиной 250 м, если естественное искривление скважин описывается следующими эмпирическими зависимостями:

$$\begin{aligned}\theta &= 34,5 - 0,178L^{0,84} \pm 0,02L, \\ \alpha &= 65,7 + 0,166L \pm 0,04L,\end{aligned}\quad (107)$$

где величины $\pm 0,02L$ и $\pm 0,04L$ характеризуют с вероятностью 0,95 возможное отклонение соответственно зенитного и азимутального углов на текущей глубине от их средних значений.

Разобьем скважину на интервалы длиной 50 м (чем меньше длина интервала, тем больше точность вычислений) и определим вероятные значения зенитного и азимутального углов на интервалах по формулам (107): Запишем вычисленные величины углов.

Глубина скважины L , м	0	50	100	150	200	250
Зенитные углы θ , градус:						
$\theta_{\text{ср}}$	34,5	29,7	26,0	22,5	19,3	16,1
θ_{max}	34,5	30,7	28,0	25,5	23,3	21,1
θ_{min}	34,5	28,7	24,0	19,5	15,3	11,1
Азимутальные углы α , градус:						
$\alpha_{\text{ср}}$	65,7	73,9	82,3	90,5	98,9	107,2
α_{max}	65,7	75,9	86,3	96,5	106,9	117,2
α_{min}	65,7	71,9	78,3	84,5	90,9	97,2

Для каждого интервала по средним, максимальным и минимальным значениям определим по формулам (104) средние по интервалу величины зенитных и азимутальных углов.

Интервал, м	0—50	50—100	100—150	150—200	200—250
Средние значения зенитного угла θ на интервале, градус:					
$\theta_{\text{ср}}$	32,1	27,6	24,3	20,9	17,7
θ_{max}	31,6	26,4	21,6	17,4	13,2
θ_{min}	32,6	29,3	26,3	24,4	22,2
Средние значения азимутального угла α на интервале, градус:					
$\alpha_{\text{ср}}$	69,8	78,1	86,4	94,7	103,0
α_{max}	70,2	81,1	91,4	101,7	112,02
α_{min}	68,8	75,1	81,4	87,7	94,0

Далее по формулам (105) и (106) найдем значения координат забоя при длине ствола 250 м:

$$z_{1к\text{ср}} = 226,9 \text{ м}, z_{1к\text{max}} = 226,9, z_{1к\text{min}} = 226,9;$$

$$x_{к\text{ср}} = 101 \text{ м}, x_{1к\text{max}} = 100,5, x_{1к\text{min}} = 100,96.$$

$$y_{к\text{ср}} = 10,5 \text{ м}, y_{1к\text{max}} = 2,94, y_{1к\text{min}} = 18,5;$$

$$z_{2к\text{max}} = 222,1 \text{ м}, z_{2к\text{min}} = 230,4;$$

$$x_{2к\text{max}} = 110,7 \text{ м}, x_{2к\text{min}} = 89,5;$$

$$y_{2к\text{max}} = 9,8 \text{ м}, y_{2к\text{min}} = 11.$$

Эти значения координат дают возможность определить с принятой величиной вероятности линейную величину отклонения забоя относительно среднего (заданного) положения, считая, что смещение

$$\Delta S = \sqrt{\Delta x_{к\text{max}(min)}^2 + \Delta y_{к\text{max}(min)}^2 + \Delta z_{к\text{max}(min)}^2}.$$

Так, относительно среднего отклонения забоя по простиранию влево будет

$$\Delta S_1 = \sqrt{(101 - 100,98)^2 + (10,5 - 18,5)^2} = 8 \text{ м},$$

вправо

$$\Delta S_2 = \sqrt{(101 - 100,5)^2 + (10,5 - 2,94)^2} = 7,6 \text{ м},$$

по восставанию

$$\Delta S_3 = \sqrt{(226,9 - 222,1)^2 + (101 - 110,7)^2 + (10,5 - 9,8)^2} = 10,8 \text{ м},$$

по падению

$$\Delta S_4 = \sqrt{(226,9 - 230,4)^2 + (101 - 89,5)^2 + (10,5 - 11,0)^2} = 12 \text{ м}.$$

Значения ΔS характеризуют площадь рассеивания забоя, представляемую как бы несколько деформированным эллипсом. Если данная точность положения скважины, гарантируемая с вероятностью 0,95, не соответствует геологическому заданию

(например, максимальное смещение забоя на данной глубине не должно превышать 5 м), то в проекте бурения скважины необходимо предусмотреть специальные мероприятия и технические средства, а следовательно, и дополнительные ассигнования для поддержания и коррекции траектории скважины.

Таким образом, учет естественного искривления скважин позволяет выполнить геологическое задание с минимумом технических средств направленного бурения, а главное, является основанием для оценки необходимости применения этих технических средств. Следует отметить, что повышенные требования к бурению скважин с минимально возможным отклонением от проектной траектории не должны быть самоцелью. Принимая решение о корректировании траектории, необходимо основываться на следующих положениях.

1. Резкое искривление скважин, большая кривизна ствола — причина ухудшения условий работы бурильного вала за счет увеличения сил сопротивления его движению, особенно при отклонении скважин в начальной стадии бурения, на верхних интервалах, что приводит к снижению возможных частот вращения (и соответственно к уменьшению механической скорости бурения) и развитию осложнений — обрывам бурильных труб, желобообразованию и пр. При этом допустимая кривизна зависит от типоразмера бурильной колонны, характеристики системы скважина — бурильная колонна и способа бурения.

2. Допустимая величина отклонения от проектной траектории для разведочных скважин зависит от стадии разведочных работ, проектируемой категории запасов и принятых параметров разведочной сети. Так, допустимое отклонение забоя скважины от точки подсечения при разведке на категорию C_2 , C_1 и B_2 может быть в среднем принято соответственно 40, 30 и 20 % от параметров разведочной сети. Конкретное значение допустимого отклонения устанавливает в каждом случае геологическая служба.

Контрольные вопросы к гл. IV

1. Три исходных параметра, необходимых для расчета координат траектории скважины.

2. Какие зависимости между исходными параметрами траектории необходимы и достаточны для определения координат проектируемой скважины?

3. Какова методика обработки статистических данных для установления зависимостей $\theta = \varphi_1(L)$ и $\alpha = \varphi_2(L)$?

4. Общий вид зависимостей, применяемых для описания положения траектории скважины в пространстве.

5. Каковы исходные параметры, необходимые для расчета траектории скважины в плоскости искривления на участках с постоянной кривизной?

6. Что определяет задаваемую величину конечных или начальных зенитных углов скважины при расчете ее траектории?

7. Методика расчета проектной пространственной траектории скважины.

8. Основные задачи, решаемые статистическими методами исследования траектории скважины на данном месторождении.

9. Методика определения площади рассеивания забоя проектной скважины.

Глава V. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

В процессе бурения в результате действия большого количества случайных неуправляемых факторов возможно отклонение скважин от проектной траектории за пределы границ допустимого отклонения. Это требует корректирования кривизны и направления траектории, определяемой процессами естественного искривления, с помощью технических средств. Далее, в сложных геолого-технических условиях при необходимости достижения больших углов встречи, а следовательно, и значительных конечных зенитных углов траектория скважины формируется техническими средствами искусственного искривления, которые действуют в заданном определенном направлении. Технические средства направленного бурения включают в себя средства управления кривизной траекторий, устройства искусственного искривления, а также способы и средства их ориентации в пространстве, что в совокупности позволяет бурить скважины по проектной траектории.

Таким образом, технические средства направленного бурения делятся на две большие группы. К первой группе относятся технические средства для регулирования интенсивности искривления (если имеются тенденции искривления скважин в желаемом направлении) и, в частности, снаряды для бурения относительно прямолинейных интервалов скважин. Ко второй — технические средства искусственного искривления: отклонители, работающие в изотропной и анизотропной средах и определяющие кривизну скважины на интервале установки. Они могут быть ориентированы в заданном направлении и, следовательно, устанавливают направление искривления скважины. Кроме этих двух групп технических средств направленного бурения, особую группу составляют приборы (и методы) ориентации отклонителей, которые обеспечивают направленное отклонение траектории скважины, т. е. отклонение в заранее определенном направлении.

§ 1. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ИНТЕНСИВНОСТИ ИСКРИВЛЕНИЯ В УСТАНОВИВШЕМСЯ НАПРАВЛЕНИИ

Для регулирования интенсивности искривления применяют специальные буровые снаряды или так называемые компоновки низа бурильного вала, конструкция и принцип действия которых вытекают из условия вписываемости (43).

Во всех реальных случаях увеличение кривизны траектории связывается с увеличением радиального зазора или с уменьшением длины снаряда, компоновки, как это и определяется зависимостью (43). При этом учитывают и возможность потери устой-

чивости прямолинейной формы компоновки, что влияет, как было показано ранее [см. формулу (42)], на увеличение значения коэффициента A в формуле (43).

А. | Специальные буровые снаряды, применяемые для увеличения кривизны скважины, получили название шарнирных отклонителей ШО, так как для гарантированного максимально возможного радиального смещения оси бурового снаряда от оси скважины буровой снаряд соединяют с бурильной колонной посредством универсального шарнирного устройства УШ. При этом длина бурового снаряда l (жесткая база) определяется задаваемой расчетной кривизной при установленном (постоянном) радиальном зазоре Δ . Используемые при искусственном искривлении скважин шарнирные отклонители имеют увеличенный радиальный зазор, что достигается за счет уменьшения диаметра корпуса по сравнению со стандартным диаметром породоразрушающего инструмента; это при бурении с отбором керна требует специальных коронок. Так, при номинальном диаметре скважины 76 мм диаметр корпуса отклонителя составляет 57 мм, а наружный и внутренний диаметры породоразрушающего инструмента — соответственно 76 и 42 мм.

Интервалы искусственного искривления часто проектируют бурить без отбора керна. При этом компоновку шарнирного отклонителя оснащают серийным шарошечным долотом.

Схемы шарнирного отклонителя приведены на рис. 29. В некоторых случаях при отсутствии надежных шарнирных устройств буровой снаряд, применяемый в зонах формирования скважины повышенной кривизны, соединяют с бурильной колонной бурильной трубой, имеющей заведомо малую жесткость при изгибе, однако при этом гарантируется передача необходимого крутящего момента и требуемой осевой нагрузки. Например, бурильную колонну диаметром 50 или 54 мм соединяют со снарядом бурильной трубой диаметром 33,5 мм. При значительном уменьшении жесткости в зоне соединения снаряда с бурильной колонной обеспечиваются изгиб и максимальное отклонение оси компоновки от оси скважины при вероятностном варианте движения, близком к вращению компоновки относительно собственной оси.

А. | В процессе работы собственно шарнирные отклонители, не связанные с какими-либо другими отклоняющими устройствами, под действием сил трения не принимают устойчивого, зафиксированного в одной плоскости положения в стволе скважины и поэтому служат только для увеличения кривизны, если скважина проявляет четкую тенденцию к искривлению в желаемом направлении.

Характеристика траектории скважины в зоне работы шарнирного отклонителя оценивалась ранее как траектория с относительно постоянной кривизной, величина которой с учетом влияния конкретных геологических условий может быть определена по формуле (46):

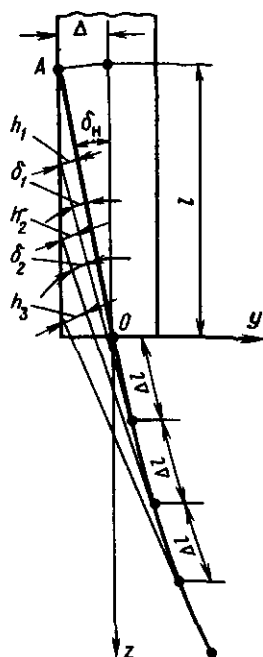
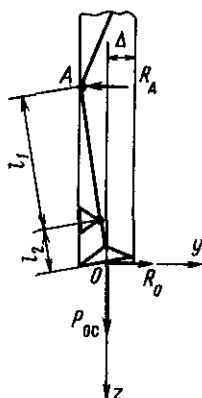
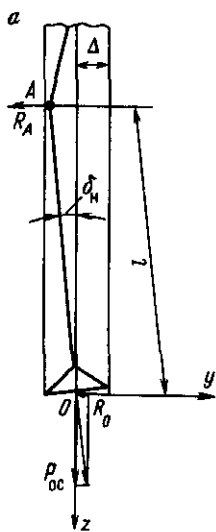


Рис. 29. Схемы шарнирного отклонителя:

а — с опорой на забой, б — с промежуточной опорой

Рис. 30. Траектория шарнирного отклонителя

$$K_p = K_\phi l_1^2 \Delta_2 / \Delta_1 l_2^2 \quad (108)$$

или без оценки влияния геологических условий по формуле (40):

$$K = 2\Delta_2 / l_2^2, \quad (109)$$

где l_2 — длина жесткой базы отклонителя; Δ_2 — радиальный зазор при работе отклонителя.

Теперь характеристику траектории устанавливаем с учетом того, что длина отклонителя от породоразрушающего инструмента до универсального шарнира (жесткая база) меньше критической [см. выражение (27)], при этом всегда гарантируется отклоненное от оси скважины положение отклонителя и контакт с поверхностью ствола скважины в точке А (см. рис. 29). В соответствии с рис. 30 находим начальное отклонение оси снаряда от оси скважины — угол $\delta_n = \Delta / l$.

Движение снаряда в процессе бурения представляем как поступательное перемещение снаряда по направлению его оси на величину Δl и, так как при этом верхняя часть снаряда — точка А потеряет контакт со стенкой скважины, последовательное угловое смещение на некоторую величину δ_1 . Угловое смещение на первой и последующих стадиях движения устанавливаем из отношения $\delta_1 = h_1 / l$. Так как $h_1 = \Delta l \delta_n$, то

$$\delta_1 = \delta_n \frac{\Delta l}{l}. \quad (110)$$

Аналогично $\delta_2 = h_2/l$, $h_2 = \Delta l(\delta_n + \delta_1)$ и, следовательно,

$$\delta_2 = \delta_n \frac{\Delta l}{l} \left(1 + \frac{\Delta l}{l} \right), \quad (111)$$

$$\delta_3 = h_3/l, \quad h_3 = \Delta l(\delta_n + \delta_1 + \delta_2), \quad \delta_3 = \delta_n \frac{\Delta l}{l} \left(1 + \frac{\Delta l}{l} \right)^2. \quad (112)$$

Таким образом, для n -й стадии перемещения имеем

$$\delta_n = \delta_n \frac{\Delta l}{l} \left(1 + \frac{\Delta l}{l} \right)^{n-1}. \quad (113)$$

Пусть отношение $l/\Delta l = n$ и при $\Delta l \rightarrow 0$ n будет стремиться к бесконечности. Тогда запишем выражение (113) как

$$\delta_n = \delta_n \frac{1}{n} \left(1 + \frac{1}{n} \right)^{n-1},$$

а сумму элементарных угловых смещений δ_i на длине l как

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{i=n} \delta_i &= \delta_n \frac{1}{n} \left[1 + \left(1 + \frac{1}{n} \right) + \right. \\ &\left. + \left(1 + \frac{1}{n} \right)^2 + \dots + \left(1 + \frac{1}{n} \right)^{n-1} \right]. \end{aligned} \quad (114)$$

Выражение в квадратных скобках в уравнении (114) представляет собой геометрическую прогрессию со знаменателем $\left(1 + \frac{1}{n} \right)$ и равно

$$\begin{aligned} &\left[1 + \left(1 + \frac{1}{n} \right) + \left(1 + \frac{1}{n} \right)^2 + \dots + \left(1 + \frac{1}{n} \right)^{n-1} \right] = \\ &= \left[\left(1 + \frac{1}{n} \right)^n - 1 \right] / \left(1 + \frac{1}{n} - 1 \right). \end{aligned}$$

Запишем уравнение (114) в следующем виде:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^{i=n} \delta_i &= \delta_n \frac{1}{n} \frac{\left(1 + \frac{1}{n} \right)^n - 1}{1/n} = \\ &= \delta_n \left[\left(1 + \frac{1}{n} \right)^n - 1 \right]. \end{aligned}$$

Так как ранее было принято, что $n \rightarrow \infty$, то

$$\left(1 + \frac{1}{n} \right)^n = 2,72 \text{ и } \sum_{i=1}^{i=n} \delta_i = 1,72\delta_n.$$

Обозначим сумму $\sum_{i=1}^{i=n} \delta_i = \delta_\Sigma$ и найдем общее угловое смещение на интервале отклонения длиной l с учетом начального угло-

вого смещения: $\delta = \delta_n + \delta_z = \delta_n + 1,72\delta_n$. Или, раскрывая значение δ_n , имеем:

$$\delta = 2,72 \frac{\Delta}{l} = e \frac{\Delta}{l}. \quad (115)$$

При малости угла отклонения $\delta \approx \frac{dy}{dz}$, поэтому запишем отношение (115) в общем виде: $\frac{dy}{dz} = \frac{\Delta}{l} e^{z/l}$, что отвечает следующим граничным условиям: $dy/dz = \delta_n = \Delta/l$ при $z = 0$, $dy/dz = \frac{\Delta}{l} e$ при $z = l$. Тогда $dy = \frac{\Delta}{l} e^{z/l} dz$.

При интегрировании последнего уравнения с учетом граничного условия $z = 0$ при $y = 0$ получаем

$$y = \Delta(e^{z/l} - 1). \quad (116)$$

Это и есть уравнение траектории шарнирного отклонителя с опорой на забой на интервале $z \leq l$.

При длине рейса l_p , большей длины отклонителя, последний постепенно перейдет к формированию скважины постоянной кривизны [см. формулу (40)].

Поэтому характеристикой рассмотренных отклонителей, которые получили название отклонителей с опорой на забой, является зависимость вида $\delta = \varphi(l_p)$, представленная на рис. 31.

Очевидно, что текущая кривизна ствола на интервале работы отклонителя с опорой на забой переменна на длине не менее $2l$ и стремится к постоянной величине только при большой длине рейса, что во многом определяет технологию проходки скважин в зоне работы шарнирных отклонителей и, в частности, требует проработки ствола с целью достижения приблизительно постоянной кривизны.

Гарантированное отклоненное положение подобных снарядов вызывает постоянное радиальное усилие породоразрушающего инструмента на стенку скважины в призабойной зоне. Радиальное усилие R в соответствии с формулой (52) пропорционально воспринимаемой снарядом осевой нагрузке и углу между осью снаряда и осью скважины.

Если положение оси отклонителя зафиксировано в некоторой

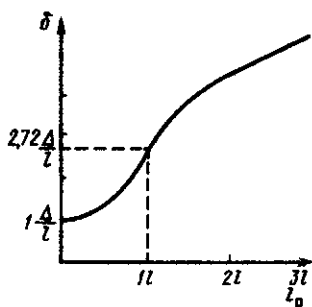


Рис. 31. Характеристика отклонителя с опорой на забой

плоскости, то наличие даже малого, но постоянного радиального усилия способствует формированию криволинейного ствола. Тогда перенесение точки контакта шарнирного отклонителя со стенок скважины ближе к забою с помощью введения специальной опоры позволяет увеличить радиальное усилие на породоразрушающем инструменте (см. рис. 29, б)

$$R_0 = kP_{oc} \frac{\Delta l_1}{l_2}, \quad (117)$$

где k — коэффициент пропорциональности, определяемый условиями создания и передачи осевой нагрузки на забой.

Конструкция шарнирных отклонителей, в которую включен подобный опорный элемент, получила название шарнирного отклонителя с промежуточной опорой и считается перспективной в случае необходимости достижения большей интенсивности искривления.

Надежность работы шарнирных отклонителей зависит от качества универсальных шарниров. В отечественной практике направленного бурения скважин малого диаметра применяли универсальные шарниры типа ШУ и ШС, имеющие две степени свободы. Универсальный шарнир ШУ конструкции ВИТРа (рис. 32) состоит из корпуса 1, переходника 10, оси 6, втулки 5, опорного кольца 8 с резиновым сальником 7, пружин 2 и 9, подпятника 3 и шариков 4. Крутящий момент от бурильной колонны через переходник шарнира и его ось передается корпусу через шарики 4, входящие в выемки шаровой оси 6 и продольные прорези корпуса 1. От продольных перемещений шаровая опора фиксируется втулкой 5, имеющей левую резьбу. Угол конусности втулки определяет угол излома оси, достигающий 6° . Шарниры типа ШУ выпускают с корпусами диаметрами 44, 57 и 73 мм. Это позволяет вести бурение при осевой нагрузке 12, 20 и 25 кН соответственно с частотой вращения до 400 об/мин.

Универсальный шарнир типа ШС конструкции СКТГУ по своему устройству близок к традиционному карданному механизму, который применительно к условиям бурения дополнительно оснащен герметичным гибким трубопроводом для прохождения промывочной жидкости между двумя несоосными валами.

Для уменьшения интенсивности искривления забойные компоновки выполняют так, чтобы длина компоновки была максимальной

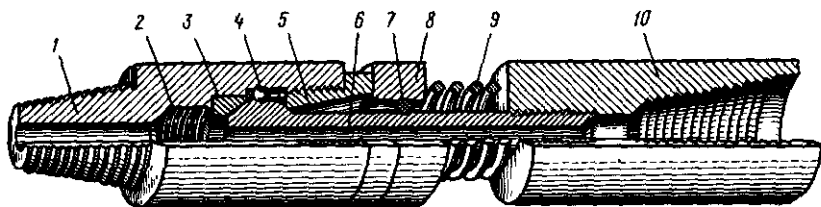


Рис. 32. Универсальный шарнир типа ШУ

но возможной при условии сохранения ее первоначальной прямолинейности, а радиальный зазор при этом был бы минимальным и удовлетворял требованиям технологического процесса бурения. Так как сохранение прямолинейности компоновки (устойчивость) зависит от жесткости составляющих ее элементов, то сохранение прямолинейности скважины в первую очередь связывается с увеличением изгибной жесткости буровых снарядов, которая достигается введением в компоновки толстостенных труб.

Для кольцевого сечения $I_0 = 0,05(d_n^4 - d_b^4)$, где d_n и d_b — соответственно наружный и внутренний диаметры трубы. Максимальный наружный диаметр трубы и минимальный внутренний имеется у утяжеленных бурильных труб (УБТ), которые по начальному замыслу должны были создавать необходимую осевую нагрузку на забой, формировавшуюся на небольшой длине бурового инструмента. УБТ имели повышенную, по сравнению с обычными бурильными трубами, прочность и обеспечивали работу остальной части бурильного вала в более благоприятных условиях — под действием только растягивающих осевых сил.

Увеличение наружного диаметра УБТ привело к уменьшению возможного радиального зазора и улучшило центрирование компоновки забойной части бурильного вала. Поэтому введение УБТ в забойные компоновки бурильного вала позволило уменьшить отклонение оси бурового снаряда от оси скважины и тем самым снизить интенсивность искривления. В отечественной практике колонкового бурения применяются УБТ диаметрами 73 и 89 мм для бурения интервалов скважин породоразрушающим инструментом диаметрами 76, 112 мм и более.

Значительный вес единицы длины труб УБТ, концентрация силы тяжести на небольшой длине требует другого подхода к расчету УБТ на устойчивость, чем обычных бурильных труб, когда весом рассматриваемого участка колонны пренебрегают и считают, что данный участок воспринимает и передает осевую нагрузку — вес расположенной выше бурильной колонны или усилие подачи. При определении критической длины УБТ $l_{кр \text{ УБТ}}$, при превышении которой УБТ теряет первоначальную прямолинейную форму под действием только собственного веса на рассматриваемом участке, деформируются и принимают изогнутую форму равновесного состояния, расчет ведут по следующей формуле:

$$l_{кр \text{ УБТ}} = 1,94 \sqrt[3]{EI_0/q_{УБТ}}, \quad (118)$$

где $q_{УБТ}$ — вес единицы длины УБТ.

Расчетная формула критической длины утяжеленных бурильных труб (118) получена из условия, что частота вращения УБТ невелика, и они вращаются относительно собственной криволинейной оси.

В том случае, если длина утяжеленных бурильных труб $L_{УБТ} = P_{ос}/q_{УБТ}$, создающих осевую нагрузку на забой, будет больше, чем $l_{кр \text{ УБТ}}$, то секция УБТ теряет прямолинейную форму

устойчивого равновесия, деформируется под действием собственного веса и примет изогнутую форму, отклоненную от оси скважины.

Пример. Определим критическую длину УБТ диаметром 73 мм — УБТР-73, имеющих внутренний диаметр $d_1 = 35$ мм и вес 1 м $q_{\text{УБТ}} = 249$ Н/м, общую длину труб УБТ и длину сжатой части, создающей нагрузку на забой 20 000 Н.

Находим осевой момент инерции площади поперечного сечения труб: $I_0 = 0,05(d_1^4 - d_2^4) = 0,05(0,073^4 - 0,035^4) = 134,5 \cdot 10^{-8}$ м⁴. Для стальных труб $E = 2 \cdot 10^{11}$ Н/м². Подставляя значения изгибной жесткости и веса единицы длины в формулу (118), получаем

$$l_{\text{кр УБТ}} = 1,94 \sqrt[3]{\frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 134,5 \cdot 10^{-8}}{249}} = 19,9 \text{ м.}$$

Общая длина УБТ с учетом того, что вес УБТ должен превышать заданную нагрузку на забой на 25%,

$$L_{\text{УБТ}} = 1,25 P_{\text{ос}} / q_{\text{УБТ}} = 1,25 \cdot 20\,000 / 249 = 100,4 \text{ м.}$$

Длина сжатой зоны

$$l_{\text{УБТ}} = P_{\text{ос}} / q_{\text{УБТ}} = 20\,000 / 249 = 80,3 \text{ м.}$$

Как видим, $L_{\text{УБТ}} > l_{\text{кр}}$, поэтому УБТ под действием собственного веса деформируются и по формуле (26) точка контакта будет находиться от забоя на расстоянии меньше, чем 19,9 м:

$$l = \frac{\pi}{2} \sqrt{\frac{EI_0}{P_{\text{ос}}}} = \frac{3,14}{2} \sqrt{\frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 134,5 \cdot 10^{-8}}{20\,000}} = 5,7 \text{ м}$$

В приведенном выше примере необходимая длина компоновок УБТ такова, что не гарантирует прямолинейную форму оси; трубы УБТ теряют прямолинейную форму устойчивого равновесия, изгибаются и отклоняют ось породоразрушающего инструмента от оси скважины.

Поэтому просто введение в забойные компоновки бурильного вала толстостенных труб, имеющих повышенную жесткость, может привести к некоторому уменьшению угла отклонения оси снаряда от оси скважины, снизить возможную интенсивность искривления. Избежать потерю устойчивости забойной компоновки бурильного вала на необходимой длине можно с помощью промежуточных опор — центраторов бурильного вала.

Назначение опор — обеспечить минимальное радиальное отклонение бурильного вала, которое определяется конфигурацией ствола и опоры и должно создавать незначительные сопротивления на пути потока промывочной жидкости, обогащенной шламом. Забойные компоновки УБТ с центраторами нашли широкое применение при роторном и турбинном бурении скважин большого диаметра без отбора керна.

При установке центрирующих элементов на УБТ малого диаметра, используемых в разведочном бурении, расстояние между центрирующими элементами $l_{\text{ц}}$ можно определять из условия (26):

$$l_{\text{ц}} \leq 0,8 l_{\text{кр}} / 2 = 0,4 \pi \sqrt{EI_0 / P_{\text{ос}}}.$$

При высокооборотном бурении недопустимо пренебрегать инерционными силами, приводящими забойные части бурильного вала к сложным формам движения. Поэтому предпочтительнее определять расстояния $l_{цв}$ между точками опоры (центрирующими элементами) из условия (27), принимая, что $l_{цв} \leq 0,8l_{кр}/2$. Раскрывая значение $l_{кр}$, имеем

$$l_{цв} \leq 0,4 \frac{\pi}{\omega} \sqrt{-0,5 \frac{P_{oc}}{m} + \left[\left(0,5 \frac{P_{oc}}{m}\right)^2 + \frac{EI_{\omega^2}}{m} \right]^{1/2}} \quad (120)$$

Так, гарантировать относительную прямолинейность колонковой трубы диаметром 57 мм при передаче $P_{oc} = 15\,000$ Н и при частоте вращения 700 об/мин можно, установив центрирующие элементы на расстоянии

$$l_{цв} = 0,4 \frac{3,14}{73,3} \sqrt{-0,5 \frac{15\,000}{5,8} + \left[\left(0,5 \frac{15\,000}{5,8}\right)^2 + \frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 0,05(0,057^4 - 0,048^4)73,3^2}{5,8} \right]^{1/2}} = 1,31 \text{ м.}$$

По расчету центрирующие элементы должны располагаться на расстоянии не более 131 см друг от друга. Чтобы уменьшить влияние на данную компоновку расположенных выше частей бурильного вала, следует осуществить центрирование по всей длине колонковой трубы. Например, при длине колонковой трубы 4,5 м необходимо установить три промежуточных центратора. При колонковом алмазном бурении в качестве центраторов могут быть использованы алмазные калибраторы-расширители. При этом изношенные расширители продолжают использовать как центраторы.

Следует заметить, что радиальный зазор определяется в системе ствол скважины — компоновка, а разработка ствола в свою очередь зависит от условий работы компоновок. Поэтому все мероприятия, гарантирующие минимально возможную разработку ствола, которая главным образом определяется биением породоразрушающего инструмента (несбалансированность компоновки, большие силы сопротивления движению и пр.), являются и мероприятиями, обеспечивающими минимальную кривизну скважины.

Следовательно, в условиях бурения скважин малого диаметра основное направление технических мероприятий, при которых достигается малая кривизна интервалов скважин — это центрирование забойной компоновки бурильного вала с расстояниями между точками опор, определяемыми условием устойчивости данного участка бурильного вала.

В практике направленного бурения наряду с увеличением жесткости забойных компоновок путем введения в них УБТ изучалась эффективность применения труб фигурного (трех-, четырех-, шестигранного) сечения, которые имели различные значе-

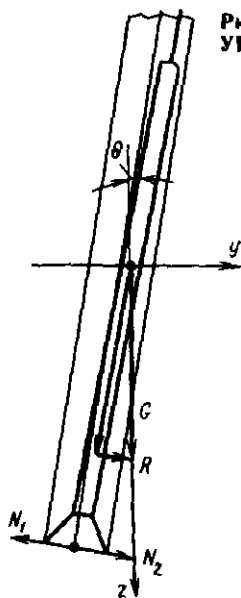


Рис. 33. Схема действия нормальной составляющей веса УБТ (условие стабилизации: $N_1 = N_2$)

ния осевого момента инерции площади поперечного сечения относительно разных осей и поэтому должны были при изгибе вращаться относительно оси скважины как изогнутое твердое тело. Такой характер вращения в условиях бурения изотропных пород должен был бы способствовать сохранению прямолинейности ствола.

Большинство буримых горных пород обладают анизотропными свойствами, поэтому при вращении бурильного вала относительно оси скважины происходит искривление ствола. Введение в состав компоновок элементов фигурного сечения целесообразно лишь с целью лучшего центрирования компоновок, причем такое сечение валов обеспечивает малые гидравлические сопротивления.

Возможность сосредоточить силу тяжести в призабойной зоне при введении УБТ в состав забойных компоновок используется для регулирования направления искривления относительно вертикали: на выкручивание и выполаживание — соответственно при уменьшении и увеличении зенитных углов. В случае бурения наклонных и, в частности, горизонтальных скважин радиальная составляющая силы тяжести $R = G \sin \theta$ может быть значительна и определяет радиальную постоянную по направлению силу N_2 , действующую на породоразрушающий инструмент (рис. 33).

Действие в постоянном направлении радиального усилия на породоразрушающий инструмент определяет условия его работы и направление траектории скважины.

Так, при бурении наклонных скважин в относительно мягких изотропных породах наблюдается четкая тенденция скважин

к выкручиванию. В этих случаях эффективное средство борьбы с искривлением — уменьшение веса призабойной части бурильного вала при его одновременном центрировании.

В некоторых теоретических разработках по управлению траекторией скважин применяется гипотеза о наличии равновесного состояния системы бурильный вал — скважина и существовании угла стабилизации, при котором в процессе бурения образуется прямолинейный участок скважины. Равновесное состояние принималось при равенстве радиальных, но противоположно направленных составляющих сил, действующих на породоразрушающий инструмент: силы тяжести забойной компоновки и отклоняющей силы, вызванной ориентированным в вертикальной плоскости изгибом забойной части бурильного вала. Равновесное состояние может быть связано с процессом бурения в анизотропной среде на выполаживание (см. рис. 33).

Действие радиальной составляющей средоточенной силы тяжести на породоразрушающий инструмент успешно применяют с целью искривления скважин на выкручивание, а при турбинном бурении — на выполаживание и на стабилизацию скважины с помощью установки своеобразной опоры кольцевого стабилизатора между долотом и УБТ, что соответствует схеме работы шарнирного отклонителя с промежуточной опорой (см. рис. 29).

Таким образом, для увеличения интенсивности искривления в благоприятных геологических условиях используют забойные компоновки буровых снарядов, обеспечивающие возможность увеличения угла отклонения оси породоразрушающего инструмента от оси скважины, а для уменьшения интенсивности — компоновки, при которых достигается соосность снаряда и скважины. При бурении наклонных скважин возможности регулирования интенсивности и направления траектории скважины связываются с использованием действия и направления силы тяжести — с весом тяжелых частей забойных компоновок. Если расширение или сужение диапазона естественного искривления скважины с применением неуправляемых снарядов не может поддержать проектное положение скважины в пространстве, то применяют отклонители, устанавливаемые в скважине и действующие в заданном направлении — ориентированно.

§ 2. ОТКЛОНИТЕЛИ, УСТАНОВЛИВАЕМЫЕ В ЗАДАННОМ НАПРАВЛЕНИИ ИСКРИВЛЕНИЯ

Отклонители обеспечивают принудительное формирование ствола скважины в заданном направлении с определенной кривизной — искусственное искривление, которое применяют для корректирования траектории скважин и бурения по заданной траектории, т. е. для направленного бурения. В частности, отклонители используют для зарезки дополнительных стволов, обхода зон аварий, повторного перебурирования рудных тел и т. п.

Клиновые отклонители

Основным элементом таких отклонителей является собственно клин — элемент отклонителя, обуславливающий направленное движение бурового снаряда под определенным углом к оси скважины.

Сечение клина плоскостью симметрии представляет собой прямоугольный треугольник с очень небольшим углом, противолежащим основанию, который называется углом скоса клина δ_k (рис. 34). Угол скоса клина (или угол наклона отклоняющего желоба) обычно находится в пределах $1\text{—}3^\circ$ и является основной характеристикой отклонителя:

$$\delta_k = \arctg(d/l_k) \approx d/l_k, \quad (121)$$

где d — диаметр клина; l_k — длина рабочей части клина.

Сечения, нормальные к оси клина — серповидные, наружный радиус r которых соответствует радиусу ствола в точке установки отклонителя, а внутренний радиус желоба клина — радиусу отклоненного ствола. Клинья заводского изготовления выполняют из сплошной стальной заготовки, что обеспечивает достаточную стойкость и долговечность отклонителя. В условиях геологоразведочных партий при проведении неотчетливых работ, клинья могут быть выполнены из трубной заготовки. Трубу разрезают по секущей под углом скоса к оси клина плоскости. Отрезанную часть поворачивают относительно оси трубы на 180° и приваривают к вырезу на трубе.

Клин, помещенный в стволе скважины, отклоняет в зафиксированном направлении отбурочный снаряд, который постепенно в процессе резки стенки скважины располагается параллельно ложке клина и осуществляет отклонение скважины на угол скоса клина в небольшой зоне, практически в одной точке. Клинья конструктивно бывают открытыми или закрытыми, полностью или частично перекрывающими забой. Клинья открытого типа соединяют с колонной бурильных труб верхней частью ложка с помощью заклепок.

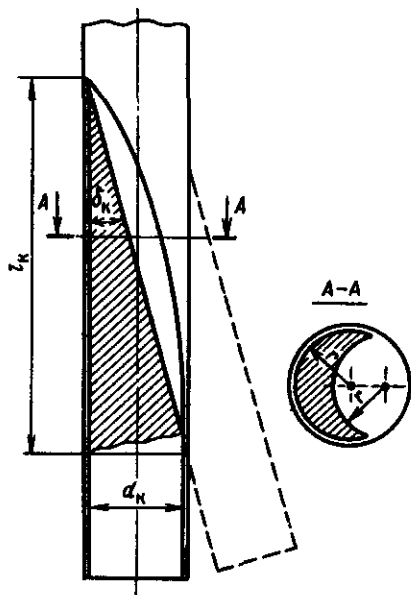


Рис. 34. Схема клинового отклонителя

После спуска, установки отклонителя и его раскрепления заклепки срезаются при создании соответствующей срезывающей осевой нагрузки:

$$P > n \frac{\pi d_3^2}{4} [\tau], \quad (122)$$

где n — число заклепок, d_3 — диаметр заклепок, $[\tau]$ — допускаемое напряжение на срез для металла заклепок.

Осевая нагрузка, при которой срезаются заклепки, больше усилия, необходимого для раскрепления отклонителя. После извлечения отсоединенной колонны бурильных труб из скважины клин становится открытым, что позволяет применить при операции отклонения породоразрушающий инструмент того же диаметра, что и диаметр ствола в месте установки отклонителя.

Закрытый клин в верхней части снабжен переходным кольцом, с помощью которого он соединяется с колонной бурильных или обсадных труб для спуска в скважину. Использование соединительного кольца уменьшает возможный диаметр скважины нового направления.

Основание клина, полностью перекрывающего забой, соответствует диаметру ствола и обеспечивает при отходе от желоба клина зарезку отклоненного ствола номинального диаметра. Начиная с основания клина и ниже между отклоненными стволами формируется тонкая клиновидная перемычка.

Основание клиньев с неполным перекрытием забоя меньше диаметра ствола, что позволяет буровому снаряду резать не только стенку, но и часть забоя отклоняемой скважины. ✓

Стационарные клиновые отклонители. Клинья с полным перекрытием забоя входят в состав стационарных клиновых отклонителей (стационарных клиньев), которые остаются в стволе скважины до ее окончания, постоянно направляя буровые снаряды в отклоненный ствол. Собственно клин для удержания в заданном положении соединяют с фиксирующим устройством. Конструкция фиксирующего устройства определяется геолого-техническими условиями бурения на интервале установки отклонителя: разработкой ствола, твердостью и устойчивостью пород.

При бурении в твердых породах VII — XII категорий по буримости в качестве фиксирующих устройств используют распорные механизмы, раскрепляющие нижнюю, опорную, часть корпуса клина в стволе скважины. В основном применяют распорные механизмы клинового типа. Перемещение в радиальном направлении плашек, которые расположены в цилиндрическом опорном корпусе или соединены с цилиндрическим деформируемым опорным корпусом, осуществляется за счет осевой нагрузки и поступательного в осевом направлении перемещения всего снаряда относительно неподвижной опорной части, установленной на забой, или в результате вращения винта, соединенного с бурильной колонной и опирающегося на распорный конус, как это показано на рис. 35.

При установке отклонителей в мягких породах направляющую

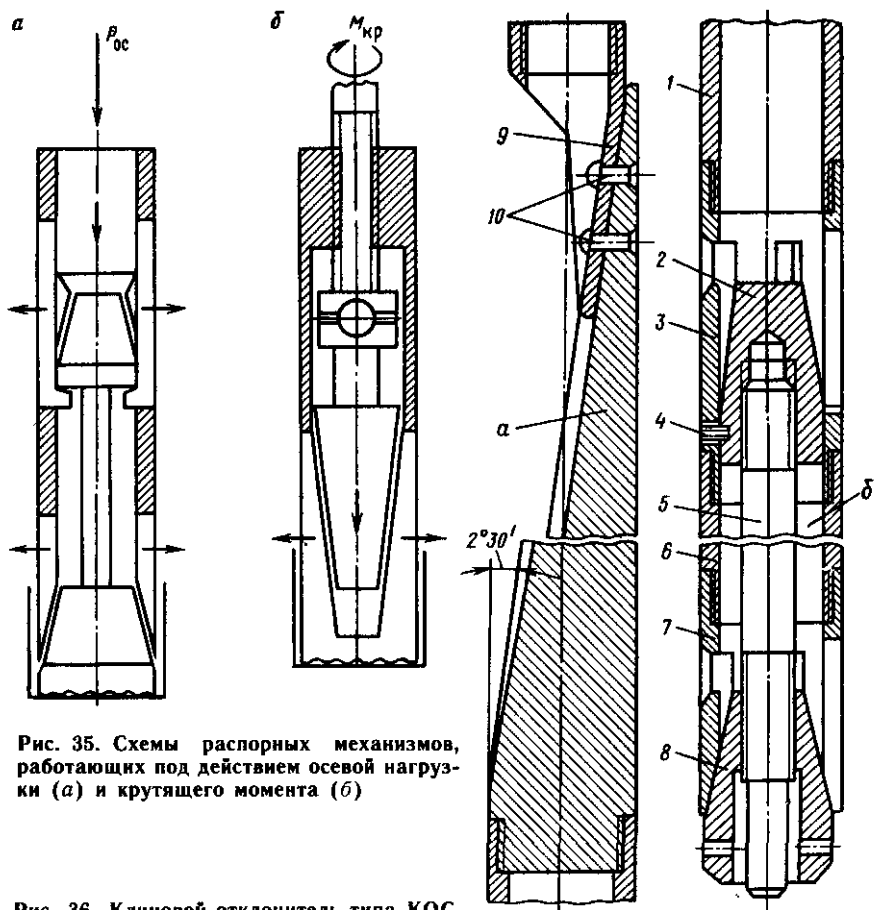


Рис. 35. Схемы распорных механизмов, работающих под действием осевой нагрузки (а) и крутящего момента (б)

Рис. 36. Клиновой отклонитель типа КОС

пилотную часть клина раскрепляют в предварительно установленной деревянной пробке или затирают без промывки. В особенно ответственных случаях клин цементируют. При отходе от клина и соответствующей проработке ствола клин может быть перекрыт деформирующейся обсадной колонной, что влечет за собой уменьшение диаметра скважины.

Толщина перемычки в зоне установки опорной части клина между отклоненными стволами скважины мала. Поэтому при использовании клиновых распорных устройств для избежания разрушения перемычки раскрепление должно производиться на расстоянии около 3 м от точки зарезки отклоненного ствола.

Стационарные клинья устанавливают как на естественный, так и на искусственный забой.

Конструкцию стационарного клинового отклонителя рассмотрим на примере широко применяющегося клинового отклонителя

типа КОС, разработанного ВИТРОм для скважин диаметром 46—76 мм.

Стационарный клиновой отклонитель (рис. 36) состоит из клина *a* и раскрепляющего устройства *б*, соединенных удлинительной трубой *1*. К корпусу *б* раскрепляющего устройства с помощью резьбы присоединены верхний *3* и нижний *7* патрубки. Сквозные продольные прорезы на патрубках образуют пружинящие гибкие полосы, к которым внутри приваривают клиновидные плашки. В патрубках расположены верхний *2* и нижний *8* распорные конусы, соединенные между собой штоком *5*, а с корпусом шпилькой *4*.

Клиновой отклонитель спускают в скважину на колонне бурильных труб, соединяемых с клином через установочный патрубок *9*, прикрепленный заклепками *10* к ложке клина. При постановке отклонителя на забой под действием осевой нагрузки срезается шпилька *4* и корпус раскрепляющего устройства смещается вниз относительно неподвижных распорных конусов, что приводит к деформации патрубков *3* и *7* и прижатию их к стенкам скважины — раскреплению отклонителя. После раскрепления срезаются заклепки *10* и отсоединенную колонну бурильных труб поднимают на поверхность.

Клиновые отклонители дают резкое угловое смещение ствола, что требует проведения дополнительной операции — проработки ствола скважины на интервале отклонения. Назначение проработки ствола следующее: за счет разрушения поверхности ствола создать такую конфигурацию скважины, при которой бурильная колонна на участке отклонения приобретает относительно постоянную кривизну, но меньшую, чем допустимая из условия прочности бурильных труб при бурении скважины до конечной глубины с учетом изменяющейся осевой нагрузки и передаваемого крутящего момента. При этом сформированная средняя кривизна ствола должна обеспечить прохождение компоновок буровых снарядов с минимально возможной деформацией.

Можно считать, что после проработки ствола кривизна скважины на участке установки клина определится как

$$K = \delta_k / 2l_k \quad (123)$$

Состав бурового снаряда, последовательность операций и параметры технологического режима бурения в процессе отбуривания и проработки ствола отражаются в технологической карте установки отклонителей. Технологическая карта по установке отклонителя КОС-57 приведена в табл. 4.

Извлекаемые (съёмные) клиновые отклонители, или съёмные клинья. Отклонители, извлекаемые после изменения направления скважины и базирующиеся на использовании клиньев закрытого типа с неполным перекрытием забоя, являются простыми в изготовлении и работе и относительно надёжными техническими средствами направленного бурения. Они позволяют за один цикл работ, включающий установку отклонителя, отбуривание, расширение

Таблица 4

Номер рейса	Операция	Технические средства, компоновка бурового снаряда	Проходка за рейс м	Осевая нагрузка даН	Частота вращения об/мин
1	Установка клина КОС-57	—	—	5000—6000	—
2	Бурение интервала ложка клина	Долото ДДА-59, армированный переходник длиной 100—150 мм, 42-мм бурильная труба	0,7—1,1	200—800	≤100
3	Проработка скважины и бурение	Долото ДДА-59, армированный переходник длиной 250—300 мм, 42-мм бурильная труба	1,2—1,5	800—1500	100—300
4	Проработка скважины и бурение	Долото Ш-59К или алмазная коронка диаметром 59 мм, переходник, колонковая труба, переходник Общая длина компоновки 650—700 мм	1,2—1,5	1200—2000	300—400
5—7	Бурение тремя последовательными рейсами	Алмазная коронка диаметром 59 мм, колонковая труба длиной 1,5, 3,0 и 4,5 м	5-й, 6-й, 7-й рейсы соответственно 1,5, 3, 4,5 м	1000—1800	Максимальная

Примечание. Расход промывочной жидкости при бурении шарошечными долотами и алмазными коронками 100—120 и 40—50 л/мин соответственно

и проработку отклоненного ствола, изменить направление скважины на $0,5—1,5^\circ$ и могут применяться неоднократно

Конструкция съемных клиновых отклонителей состоит из следующих основных узлов: корпуса отклонителя, включающего собственно клин; раскрепляющего устройства, отбурочного снаряда.

Корпус отклонителя соединен с раскрепляющим устройством и отбурочным снарядом. Для ориентированного расположения клина в скважине бурильную колонну, оканчивающуюся отбурочным снарядом, до установки отклонителя на забое жестко соединяют с корпусом отклонителя.

После процесса ориентирования и раскрепления корпуса отбурочный снаряд получает возможность вращения относительно неподвижного корпуса и смещения в осевом направлении — вниз, к забюю. Однако его осевое перемещение вверх возможно только вместе с корпусом, что позволяет извлечь отклонитель на поверхность вместе с колонной бурильных труб.

Так как в съемных клиновых отклонителях применен клин закрытого типа, то породоразрушающий инструмент отбурочного снаряда имеет как максимум диаметр на размер меньше, чем диаметр ствола в зоне установки отклонителя. Поэтому отбурочный снаряд позволяет формировать отклоненный интервал сква-

Рис. 37. Съемный клин типа СО

жины меньшего диаметра, он отбуривает лишь направляющую, или так называемую пилот-скважину небольшой длины, что требует после подъема отклонителя последующих операций по расширению ствола до номинального диаметра и проработки ствола с целью достижения более равномерной кривизны в зоне искривления.

Таким образом, процесс изменения направления скважины (искривления скважины) с помощью извлекаемых клиновых отклонителей включает следующие последовательные операции, составляющие полный цикл искривления:

установка отклонителя и отбуривание направляющей, пилот-скважины меньшего диаметра, извлечение отклонителя; расширение пилот-скважины до размеров основного ствола;

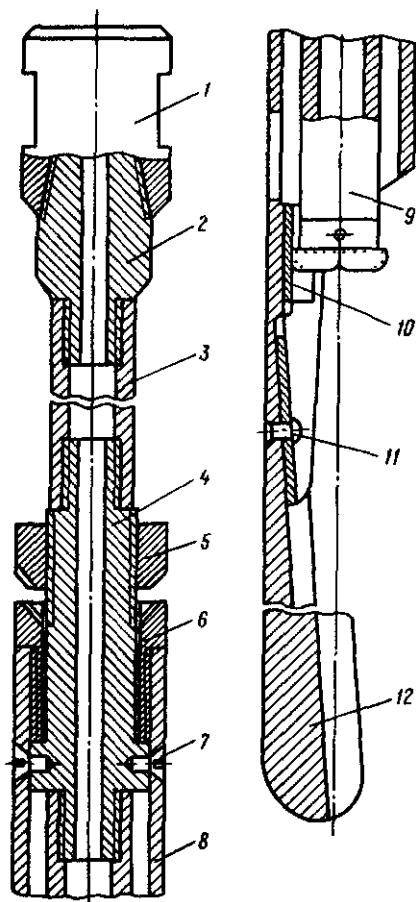
проработка ствола скважины для достижения относительно равномерной кривизны на участке отклонения.

Расширение и проработка ствола скважины требуют специальных компоновок буровых снарядов, включаемых в комплект отклонителей.

Рассмотрим устройство некоторых применяющихся съемных клиновых отклонителей.

ВИТРОм разработаны отклоняющие снаряды типа СО — СО-57/36 и СО-73/46, имеющие диаметр корпуса 57 и 73 мм и позволяющие отбуривать пилот-скважину диаметром соответственно 36 и 46 мм, т. е. на два размера меньше основного ствола. Конструкция снаряда СО приведена на рис. 37.

Отклонитель представляет собой цельнометаллический клин 12, соединенный с корпусом снаряда 8. Закlepка 11 обеспечивает неподвижное соединение клина с корпусом снаряда, а Т-образная шпонка 10 — его продольное перемещение на длину шпоночного паза. В верхней части корпуса размещено резьбовое коль-



цо 5 с конусной расточкой. Нижняя часть корпуса выполнена открытой и имеет сквозной шпоночный паз.

Отбурочный снаряд состоит из алмазной коронки и колонковой трубы 9, соединенной со втулкой 4. Последняя в нижней части имеет кольцевой заплечик диаметром, равным внутреннему диаметру корпуса клина, а в верхней — правую резьбу. На втулку 4 навинчено кольцо 5 с наружной поверхностью конической формы. Втулка с помощью двух срезных винтов 7 неподвижно соединена с корпусом снаряда. Втулка 4 связана с бурильной колонной через гибкую бурильную трубу 3, переходник 2 и замок 1.

При спуске снаряда типа СО в скважину и постановке его на забой под действием осевой нагрузки 3000—4000 даН срезается заклепка 11. Вследствие этого корпус 8, получивший возможность осевого перемещения, опускается и закрепляет клин 12 в скважине, расклиниваясь между его желобом и стенкой скважины. При увеличении осевой нагрузки срезаются резьбовые шпильки 7, вследствие чего втулка 4, а вместе с ней и весь отбурочный снаряд перемещаются относительно корпуса снаряда до тех пор, пока кольцо 5 не войдет в конусную расточку. Это позволяет через кольцо 5 и втулку 6 передать колонной бурильных труб дополнительное усилие на корпус, что должно обеспечить надежность его раскрепления в скважине. Далее вращением колонны бурильных труб вправо втулка 4 вывинчивается из кольца 5 и отбурочный снаряд получает возможность осевого перемещения для бурения пилот-скважины длиной до 1,4 м.

При подъеме бурильной колонны втулка 4 подходит под нижний торец втулки 6 и корпус снаряда поднимается. При этом корпус 8, поднимаясь, захватывает нижним торцом шпоночного паза Т-образную шпонку клина 12 и извлекается вместе с ним на дневную поверхность. После извлечения снаряда из скважины при следующем рейсе пилот-скважина расширяется до диаметра основного ствола расширителем типа РС.

Расширитель (рис. 38) состоит из корпуса 3, направляющего стержня 1 и двух серийных алмазных коронок 2. Шток выступает ниже торца алмазной коронки на 300 мм.

Проработку отклоненного и расширенного участка ствола осуществляют не менее чем тремя последовательными рейсами с буровыми снарядами длиной соответственно 1,5; 2 и 3 м.

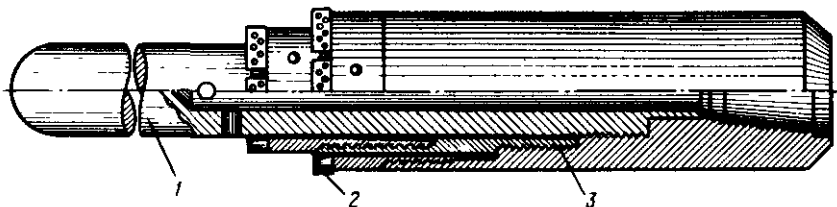


Рис. 38. Ступенчатый расширитель типа РС

Таблица 5

Номер рейса	Операция	Технические средства, компоновка бурового снаряда	Проходка за рейс, м	Осевая нагрузка, даН	Частота вращения, об/мин
1	Очистка забоя от шлама и керна	Буровой снаряд с шарошечным долотом диаметром 76 мм	0,1	400—1800	≤ 100
2	Ориентирование, установка отклонителя. Бурение пилот-скважины	Снаряд СО-73/46-3°	1,3	150—200 в начале рейса, 300—400 по желобу, 800 далее	≈ 100
3	Расширение пилот-скважины	Расширитель РС-59/76, соединение с бурильной колонной 42-мм трубами	1,0	1000—1200	При направлении < 100 , при разбуривании 200—300
4—6	Проработка ствола, бурение скважины в новом направлении	Алмазная коронка диаметром 76 мм, колонковая труба длиной 1; 1,5 и 2 м	4-й, 5-й, 6-й рейсы соответственно 1; 1,5 и 2 м	300—800 при постепенном увеличении	200—300

Технологическая карта искривления скважин снарядом СО-73/46-3° приведена в табл. 5.

При данной технологической схеме отклонения достигается изменение направления до 1° на интервале до 6 м, т. е. при средней интенсивности искривления 0,166 градуса/м.

С целью увеличения отклонения ствола в зоне установки отклонителя возможно применение шарнирных компоновок после разбуривания пилот-скважины. Для этого 4-й, 5-й и 6-й рейсы осуществляются с использованием шарнирных отклонителей длиной соответственно 1, 2 и 3 м с последующей проработкой ствола буровыми снарядами. Применение шарнирных отклонителей для развития искривления возможно только при благоприятных геологических условиях и чаще всего при выполаживании скважин. В противном случае применение шарнирных отклонителей может привести к искривлению ствола в нежелаемом направлении.

Разработанные конструкции съемных клиновых отклонителей различаются в основном узлами раскрепления корпуса отклонителя. На рис. 39 приведены различные схемы узлов раскрепления корпуса отклонителя и показано, как под действием осевой нагрузки $P_{ос}$, необходимой для раскрепления отклонителя, возникают радиальные распорные усилия R между корпусом и стенками скважины, которые определяют величину сил сопротивления, препятствующих проворачиванию корпуса в процессе отбу-

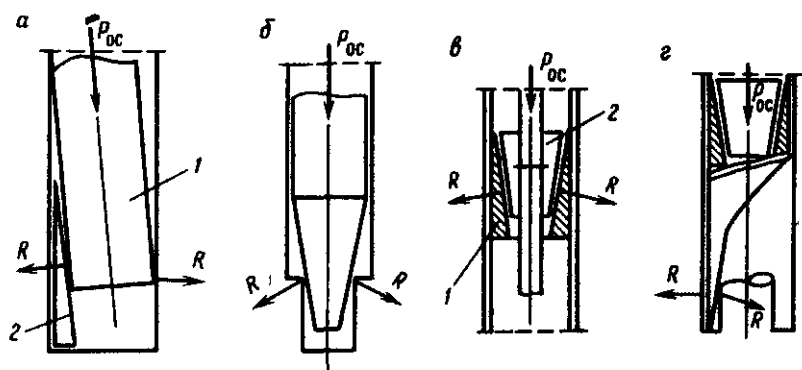


Рис. 39. Схемы раскрепления корпуса съёмных отклонителей

ривания пилот-скважины. По схеме *a* корпус отклонителя раскрепляют в его нижней части, которая представляет собой отклоняющий клин *1*, находящийся в зацеплении со вспомогательным распорным клином *2*, опирающимся непосредственно на забой. Распорные усилия возникают при смещении вниз корпуса отклонителя относительно неподвижного распорного клина.

Для раскрепления корпуса отклонителя по схеме *б* предварительно бурят концентрическую вспомогательную скважину небольшой длины (до 400 мм) меньшего на размер диаметра или коническую скважину специальным коническим инструментом, которая служит для раскрепления ложка клина, выполненного с конусообразным окончанием. После процесса ориентирования конический корпус отклонителя заводят в опережающую скважину и под действием осевой нагрузки раскрепляют.

По схеме *в* на внутренней поверхности верхней части ослабленного продольными прорезями корпуса, опирающегося на забой, имеются распорные конуса *1*, которые при осевом перемещении отбурочного снаряда вместе с распорной конической втулкой *2* деформируют корпус в радиальном направлении до его контакта со стенками скважины, что и вызывает появление распорных радиальных усилий.

Схема *г* — комбинированная. Раскрепление корпуса в его верхней части происходит как по схеме *в*, но при этом нижняя часть корпуса при постановке на забой вдавливается между стенками скважины и пеньком керна, что вызывает дополнительное усилие раскрепления *R*.

Применение различных схем раскрепления ограничивается возможной разработкой ствола скважины в зоне установки отклонителей. Отклонитель СНБ-КО конструкции КазИМСа, в котором использована схема *б*, не имеет данного ограничения, что обеспечило широкое использование таких отклонителей. Более перспективна схема раскрепления *г*, примененная в отклонителе СНБ-АС.

Стационарные и съемные отклонители клинового типа характеризуются большими затратами времени на спуско-подъемные операции, обусловленными выполнением ряда технологических операций по ориентированию, проработке или расширению отклоненного ствола, что наглядно отражено в технологических картах (см. табл. 4, 5). Поэтому суммарные затраты времени на единицу отклонения — 1° велики, являются функцией глубины и измеряются величиной 5—10 ч/градус в зависимости от глубины точки отклонения. Мала и величина углового отклонения за один цикл операций, что в условиях бурения направленных и многоствольных скважин требует большого количества постановок — циклов отклонения и больших затрат времени, определяющих экономическую целесообразность операций.

Разработка и совершенствование бесклиновых управляемых отклонителей позволило увеличить диапазон углового смещения за один цикл отклонения, сократить затраты времени на спуско-подъемные операции и, следовательно, на 1° отклонения, в результате чего такие отклонители стали основным техническим средством управления траекторией скважин.

Бесклиновые отклонители

Широкое применение в колонковом разведочном бурении получили бесклиновые отклонители непрерывного действия, скользящего типа. Схема устройства и этапы ввода отклонителя в работу показаны на рис. 40. Вращающаяся бурильная колонна 1, как

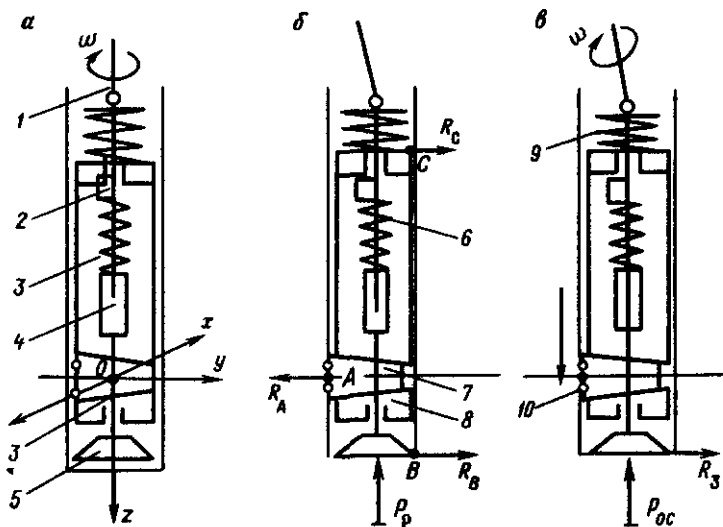


Рис. 40. Схемы работы бесклинового скользящего отклонителя типа ТЗ:
 а — ориентирование б — раскрепление в — отклонение

правило, соединяется с валом отклонителя 3 с помощью универсального шарнира, вследствие чего вал отклонителя в процессе бурения занимает относительно скважины несоосное положение. На валу отклонителя также расположено вспомогательное телескопическое шлицевое соединение 4 и породоразрушающий инструмент 5 (обычно шарошечное или алмазное долото).

Перед постановкой отклонителя на забой для проведения процесса ориентирования вал отклонителя жестко крепят к корпусу с помощью замка 2 (шпоночное соединение), в результате чего вал может поворачиваться при вращении бурильной колонны только вместе с корпусом. При установке корпуса отклонителя в стволе скважины вращением бурильной колонны в определенное расчетное положение процесс ориентирования заканчивается.

После этого отклонитель без вращения ставится на забой, при осевой нагрузке P_p корпус отклонителя смещается относительно оси скважины и раскрепляется в стволе скважины. Это обеспечивает фиксацию несоосного относительно оси скважины положения вала в установленной ранее плоскости искривления. Корпус отклонителя раскрепляется при осевом смещении верхней части корпуса 6 относительно неподвижной нижней части корпуса 8 за счет выдвигания в радиальном направлении конического ползуна 7 и возникновения радиальных распорных усилий R_A , R_B , R_C (рис. 41) соответственно в точках A (ползун), B (призабойная часть долота) и C (верхняя часть корпуса). При этом $R_A = 2P_p \operatorname{tg}(\beta - \psi)$, где ψ — угол трения, $R_B = R_A l_1 / (l_1 + l_2)$.

Дальнейшее увеличение осевой нагрузки приводит при неподвижном раскрепленном положении корпуса отклонителя к даль-

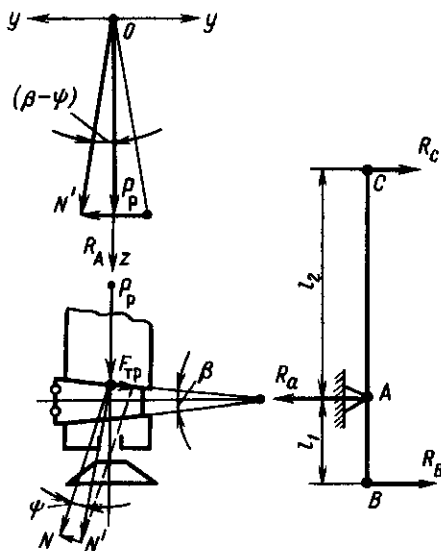


Рис. 41. Расчетная схема определения распорного R_A и радиального R_B усилий

нейшей деформации рабочей пружины 9 и осевому смещению (относительно корпуса б) в телескопическом шлицевом соединении верхней части вала отклонителя. Это позволяет с помощью замка 2 рассоединить вал и корпус и при вращении бурильного вала передать крутящий момент на долото при неподвижном корпусе, т. е. осуществить разрушение забоя. По мере разрушения забоя отклонитель, скользя, перемещается по сформированному стволу скважины. Корпус отклонителя при достаточных силах трения и сопротивления между корпусом и стенками скважины не вращается и движется по образующим ствола, обеспечивая стабилизацию заданной плоскости искривления, чему способствуют острые твердосплавные ролики 10, которыми оснащена поверхность ползуна.

Таким образом, чтобы корпус отклонителя не проворачивался относительно своей оси, сохраняя заданное направление искривления, должно соблюдаться следующее условие: момент трения в опорах вала отклонителя должен быть меньше моментов трения и сопротивления между корпусом и стенками скважины.

Опытными работами установлено, что корпус отклонителя поворачивается по мере его осевого перемещения по стволу скважины, несмотря на большие моменты сопротивления. При этом угол проворачивания тем больше, чем значительнее момент сил трения в опорах, который зависит от качества изготовления и сборки опорных узлов.

Траектория долота отклонителя в зоне отклонения, а следовательно, и характеристика отклонителя определяются схемами

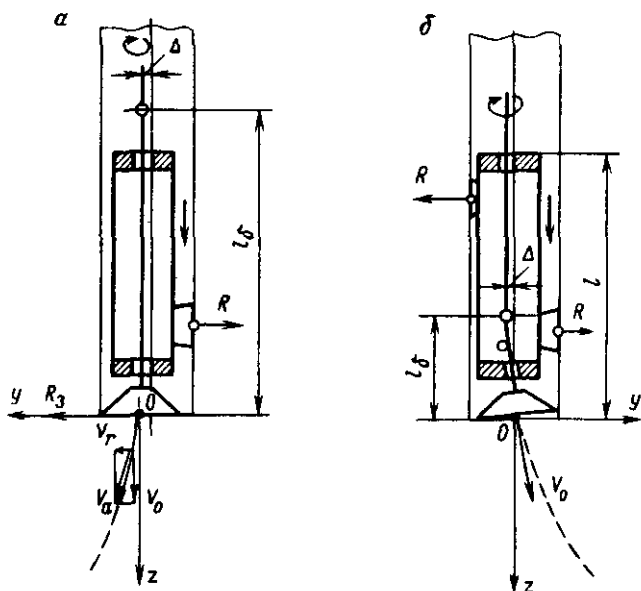


Рис. 42. Схема отклонителей скользящего типа

работы отклонителя (рис. 42). Применяют две схемы. При работе по первой схеме (рис. 42, а), которая соответствует устройству ТЗ-3, отклонитель имеет верхний шарнирный или гибкий узел и отличается наличием большой, постоянной радиальной силы на долоте, действующей в постоянном зафиксированном направлении. Такая схема работы характеризуется начальным угловым смещением $\delta_n = \Delta/l_0$ и соответствует условиям вписываемости (29), (33), (37), что позволяет при оценке характеристики отклонителя применить соотношение (37), определяющее возможное максимальное значение кривизны на некотором участке работы отклонителя:

$$K_0 = 11,7\Delta/l_0^2$$

где Δ — радиальное смещение оси отклонителя в точке шарнира; l_0 — длина жесткой базы отклонителя от оси шарнира до долота.

Отметим, что первая схема характеризуется значительной длиной жесткой базы и большими радиальными усилиями на долоте. Принимая значения составляющих механической скорости бурения в радиальном v_r и осевом v_o направлениях пропорционально радиальной силе R_B и осевой нагрузке P_{oc} соответственно ($v_r = k_1 R_B$ и $v_o = k_2 P_{oc}$, где k_1, k_2 — коэффициент пропорциональности), получаем уравнение траектории скважины на начальной стадии работы отклонителя

$$y = \int \frac{k_2 R_B}{k_1 P_{oc}} dz.$$

Характеристика отклонителей такого типа, т. е. зависимость угла отклонения от длины рейса отклонителя, по данным производственных наблюдений может быть представлена кривой $\delta = \varphi(l_p)$ (рис. 43). Как видим, такая характеристика работы отклонителя отличается довольно значительной кривизной на начальной стадии отклонения при длине рейса до $0,5l$ и поэтому требует дополнительной проработки ствола специальными снарядами для достижения более плавного отклонения оси скважины ($K_0 \rightarrow \text{const}$), обеспечивающего нормальное прохождение колонковых снарядов и удовлетворительную работу бурильного вала на интервалах искусственного искривления.

При работе отклонителя по второй схеме (рис. 42, б) применяют нижний шарнирный узел, который характеризуется малой длиной жесткой базы и возможностью регулирования величины начального углового смещения, а следовательно, и кривизны ствола на участке отклонения. С учетом того, что при такой схеме радиальное усилие на долоте незначительно и распределение осевой и радиальной силы на долоте пропорционально начальному углу отклонения вала, отклонители формируют ствол скважины относительно постоянной кривизны по кривой в соответствии

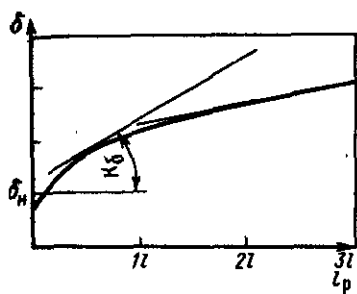
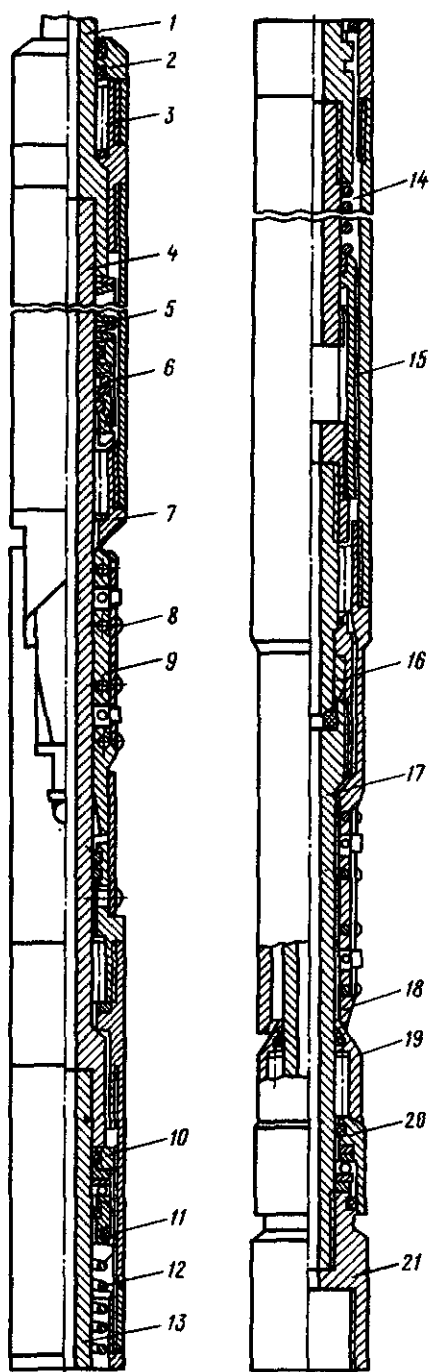


Рис. 43. Характеристика отклонителя типа ТЗ

Рис. 44. Конструкция отклонителя типа СБС



с уравнением траектории (116) и при выполнении условий вписываемости (40) и (29):

$$2\Delta/l_0^2 \leq 16\Delta/l^2,$$

где l — длина корпуса отклонителя.

Характерные представители бесклиновых снарядов непрерывного действия скользящего типа — ТЗ-3 и СБС с использованием первой и второй схем соответственно.

Отклонитель ТЗ-3 диаметром 73 и 57 мм отлично зарекомендовал себя при проведении глубоких направленных скважин в устойчивых породах средней и высокой категории по буримости и характеризуется средней интенсивностью искривления, лежащей в диапазоне 0,5—2 градус/м. Режим бурения при использовании отклонителей типа ТЗ определяется режимом работы соответствующего долота, а ресурс при высокой надежности достигает 200 ч. Формирование участков скважин различной кривизны связано в данном отклонителе с изменением длины жесткой базы.

Перспективным отклонителем несомненно является бесклиновой скользящий снаряд типа СБС, в конструкции которого предусмотрена возможность регулирования достижения желаемой средней интенсивности искривления на интервале отклонения в диапазоне 0,5—1,5 градус/м и повышена надежность раскрепления корпуса. Снаряд типа СБС (рис. 44) включает составной корпус 11, в верхней части которого размещена плашка-каретка 9 с роликами 8. Плашка соприкасается с клином 7 раскрепляющего узла, который состоит из муфты 2 и корпуса-трубы, укрепленных с помощью подшипников 3 на рабочем валу 4.

Осевая нагрузка от бурильного вала 1 на корпус передается через тарельчатые пружины 5 и упорный подшипник 6. В нижней части корпуса размещен отклонитель 18 шарнирного типа. Отклонитель соприкасается с конусом 19, располагающемся на ведомом валу. Конус контактирует с защитным корпусом 20 упорного подшипника, который опирается на переходник 21, служащий для соединения с долотом. Вращающаяся часть снаряда представляет собой составной рабочий вал, состоящий из ведущего 1, рабочих валов 4 и 13, шлицевого телескопического соединения 15, шлицевого шарнира 16 и ведомого вала 17.

Верхняя часть ведущего вала опирается на пружины 5, а рабочий вал 4 — на муфту подшипника 10. Муфта в свою очередь опирается на пружину 12. Вал 13, снабженный блокировочным зубом, подпружинен возвратной пружиной 14, которая удерживает шлицевую муфту 15 в разомкнутом положении. Шлицевой шарнир 16 позволяет валу 17 устанавливаться несоосно относительно оси снаряда при совмещении конуса 19 с эксцентричным отверстием отклонителя 18.

Принцип работы снаряда типа СБС следующий. После спуска и ориентирования снаряд без вращения устанавливается на забой и на него передается осевая нагрузка. Осевая нагрузка через

пружину 5 и подшипник 6 воспринимается клином 7, который, опускаясь, выдвигает плашку 9 в радиальном направлении из корпуса до контакта роликов 8 со стенкой скважины, что обеспечивает непроворачивание корпуса отклонителя. Подшипник 10, перемещаясь вниз, сжимает пружину 12 и упирается в блокировочную муфту 11 корпуса. При этом в шлицевой муфте 15 происходит относительное перемещение вала 13, приводящее к отделению его в блокировочном узле от корпуса. Осевая нагрузка передается через корпус снаряда на отклонитель 18.

Отклонитель, упираясь в конус 19, смещает его от оси снаряда на величину, определяемую эксцентриситетом конусообразного отверстия отклонителя. Происходит угловое смещение оси ведомого вала 17 в шарнире 16 относительно оси снаряда в заданном направлении, что и определяет формирование криволинейного участка скважины на интервале работы отклонителя. Осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент передается от отклонителя 18 через конус 19, подшипниковый узел 20 и переходник 21.

Таким образом, верхняя и нижняя части корпуса снаряда имеют самостоятельную систему раскрепления, что повышает надежность сохранения проектного направления на интервале отклонения. Замена съемных ограничителей отклонителя 18 позволяет изменять угол отклонения оси рабочего вала от оси снаряда на расчетную величину и тем самым регулировать возможную интенсивность искривления. Последнее расширяет диапазон эффективного применения отклонителей типа СБС при проведении направленных скважин, когда бурильный вал может быть представлен легкосплавными и стальными бурильными трубами, а также трубами комплектов снарядов ССК.

Техническая характеристика снарядов типа СБС

Типоразмер снаряда	СБС-46	СБС-59	СБС-76
Диаметр скважины, мм	50—55	65—70	85—90
Интенсивность искривления, градус/м	0,5—1,5	0,5—1,5	0,5—1,5
Распорное усилие, кН	4	5	6
Осевая нагрузка, кН	13—15	15—20	20—25
Диаметр корпуса, мм	44	57	73
Длина, мм	1660	1830	1895
Масса, кг	20	30	45

В практике разведочного бурения разрабатывались конструкции бесклиновых снарядов многократного действия. Снаряды многократного действия за один цикл отклонения позволяют пройти участок ствола длиной 0,6—0,7 м при постоянном положении корпуса отклонителя. После этого возможно повторение операции отклонения, что требует перекрепления корпуса, группировки снаряда и его последующего перемещения на величину предыдущей углубки, раскрепления, бурения и т. п. Таким образом, проходка отклоненной скважины за один рейс может быть осуществлена несколькими циклами установки отклонителя, что

Рис. 45. Отклонитель периодического действия типа АН:
а — общий вид, б — в разрезе

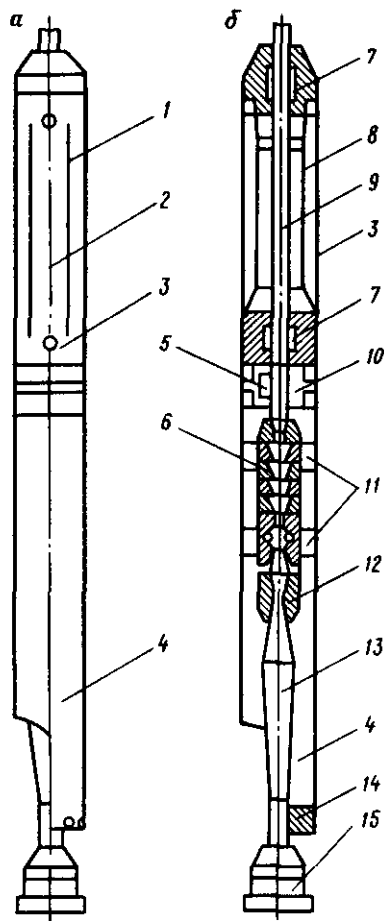
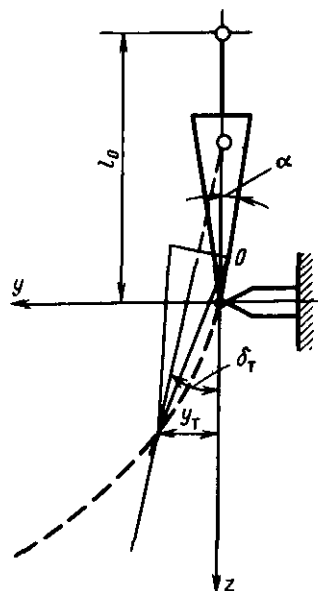


Рис. 46. Характеристика отклонителя типа АН



увеличивает производительность работ по сравнению со снарядами однократного действия.

Рассмотрим работу снарядов многократного действия на примере отклонителей типа АН (рис. 45). Отклоняющий узел снаряда состоит из долота 15, отклоняющего конуса 13, шарнира 12, резинового центриатора 11 и отклоняющей накладкой 14, связанной с корпусом отклонителя 4. Закрепляющий узел включает резиновую камеру 8, смонтированную в трубе 3 с двумя продольными прорезями 2. Внутри узла проходит труба 9 с отверстиями, которая соединена с центриатором 11 и регулировочным клапаном 6. Труба удерживается от вращения и продольного перемещения шпонкой 5, введенной в прорезь замка 10.

Сальниковое уплотнение 7 выполняет роль подшипника и препятствует истечению жидкости из резиновой камеры. Для движения жидкости в затрубном пространстве в трубе 3 выполнены

шесть продольных канавок 1. После спуска и ориентирования при прокачивании промывочной жидкости камеры расширяется при определенном сопротивлении регулировочного клапана и прижимает трубу 3 к стенкам скважины.

После раскрепления корпуса отклоняющий снаряд выводят из закрепленного положения, поворачивая колонну влево на некоторый угол и опуская ее, что приводит к выходу шпонки 5 из зацепления. В процессе бурения осевое перемещение отклоняющего конуса относительно неподвижной накладки 14 приводит к формированию криволинейного ствола. Длина цикла определяется длиной отклоняющего конуса. Затем шпонку вводят в замок, прекращают подачу промывочной жидкости и, если долото сохранило работоспособность, выполняют следующий цикл отклонения, опустив и перекрепив корпус.

Рассмотрим характеристику цикла отклонения данных снарядов (рис. 46). Принимая, что при перемещении отклоняющего конуса по оси z на некоторую величину z_τ имеем его перемещение в начале координат по оси y на величину y_0 , приближительное значение которой следующее:

$$y_0 \approx z_\tau \operatorname{tg} \alpha \approx z_\tau \alpha. \quad (124)$$

Тогда угловое отклонение конуса при z_τ будет $\delta_\tau = y_0 / (l_0 - z_\tau)$, или с учетом формулы (124)

$$\delta_\tau = z_\tau \alpha / (l_0 - z_\tau), \quad (125)$$

где l_0 — длина отклоняющего конуса до шарнира.

Значение текущей координаты y_τ найдем из видимого отношения $y_\tau / l_0 \approx \delta_\tau$, откуда

$$y_\tau = l_0 \alpha z_\tau / (l_0 - z_\tau). \quad (126)$$

Очевидно, что траектория скважины на интервале работы отклонителя имеет непостоянную и все увеличивающуюся к концу рейса кривизну

$$K = d^2 y_\tau / dz_\tau^2 = 2 l_0 \alpha / (l_0 - z_\tau)^3.$$

Поэтому и в данном типе отклонителя для проведения последующих циклов тоже должно соблюдаться соотношение $16 \Delta / l^2 \geq \geq 2 l_0^2 \alpha / (l_0 - z_k)^3$, где z_k — конечное допустимое смещение по оси z .

При одном цикле искривления предусматривается проработка ствола, которая должна обеспечить среднюю кривизну отклоненной оси скважины, допускающую свободное прохождение колонковых снарядов нормальной длины. Общая схема технологического цикла искривления снарядами типа АНс приведена в табл. 6.

Отклонители бесклинового типа, особенно постояннодействующие — лучшие современные технические средства направленного бурения. Надежность операций на участках отклонения обусловлена надежностью отклонителей и породоразрушающего

Таблица 6

Операция	Технические средства	Проходка за цикл, м	Осевая нагрузка, кН	Частота вращения, об/мин
Приработка долота, бурение начального интервала отклонения	Снаряд АНс	0,05—0,1	1—5	60—120
Бурение отклоненного ствола	То же	0,6—0,7	5—8	120—150
Проработка ствола	Фрезер, долото	0,5—0,6	5—8	120—250
Бурение с проработкой ствола последовательными рейсами длиной 0,5; 1,0; 1,5 м и более	Долото, алмазная коронка, колонковая труба длиной соответственно 0,5; 1,0; 1,5—3,5 м, расширитель	0,5—3,5	5—8	120—250

инструмента при возможности оперативного контроля за изменением траектории скважины. Последнее необходимо для повышения качества работ, так как расчетная интенсивность искривления, определяемая характеристикой отклонителя, может отличаться от действительной в результате влияния на процесс искусственного искривления изменчивости геологических условий, анизотропии свойств горных пород, имеющих четкое пространственное направление, которое может не совпадать с направлением искусственного искривления и не учитываться при расчете параметров отклонения, выполняемого тем или иным техническим средством.

При работе над техническими средствами направленного бурения геологоразведочных скважин, учитывая опыт бурения скважин большого диаметра на нефть и газ, большое внимание уделяют забойным двигателям, которые исключают необходимость вращения бурильной колонны и, следовательно, обеспечивают высокую стабильность направления искусственного искривления, позволяют увеличить надежность работы бурильных труб на участках с большой интенсивностью искривления (до 2 градус/м) и организовать контроль за пространственным положением ствола скважины в процессе бурения с помощью простых технических средств.

Для осуществления нормального процесса бурения скважин диаметром 46—93 мм, т. е. скважин колонкового разведочного бурения, желательно иметь гидравлические забойные двигатели, способные развивать крутящий момент 150—300 Н·м при невысоких (до 300 об/мин) частотах вращения. Оценить перспективность таких двигателей в условиях направленного разведочного колонкового бурения позволило создание Всесоюзным научно-исследовательским институтом буровой техники (ВНИИБТ) ряда малогабаритных винтовых забойных двигателей для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин.

В этом ряду наименьший по размерам — двигатель Д1-54, представляющий собой гидравлическую машину объемного принципа действия. Рабочими органами двигателя служат многозаходный винтовой ротор и статор, представляющие собой в паре планетарный механизм. Число заходов винта статора на единицу больше числа заходов ротора. Техническая характеристика двигателя Д1-54 приведена ниже.

Расход жидкости, л/с	2—2,5
Частота вращения вала, об/мин	150—600
Перепад давления на двигателе, МПа	4—5
Вращающий момент, Н·м	70—120
Габаритные размеры, мм:	
длина	1890
наружный диаметр	54
Масса, кг	25

Компоновка отклонителя (самый простой вариант) может состоять из долота, двигателя и кривого переходника (рис. 47, а), соединенного с колонной бурильных труб.

В другом варианте компоновок применяется гидравлический двигатель с угловым смещением выходного вала (рис. 47, б).

Кривым переходником называется резьбовой соединительный элемент — переходник, имеющий несоосные резьбы (1—3°). Соединение бурильной колонны с буровым снарядом таким переходником обеспечивает заведомо несоосное положение снаряда в скважине и, следовательно, отклонение оси долота от оси скважины, что влияет как на процесс отклонения, так и на интенсивность искривления, т. е. определяет характеристику отклонителя. Учитываем, что в данном случае бурильный вал и корпус двигателя-снаряда не вращаются и удерживаются в одной установленной плоскости.

Схема работы такого отклонителя с забойным двигателем соответствует схеме работы шарнирного отклонителя с опорой на забой, что и определяет вероятную среднюю величину кривизны $K = 2\Delta/l_0^2$ и уравнение траектории на участке отклонения $y = \Delta(e^{z/l_0} - 1)$ в соответствии с формулами (40) и (116), где l_0 — длина компоновки отклонителя (см. рис. 47).

Возможное увеличение кривизны при постоянной длине компоновки связывается с увеличением радиального зазора или с созданием большой постоянной радиальной силы на долоте, что может обеспечить увеличение кривизны в соответствии с формулой (37) до величины $K = 11,7\Delta/l_0^2$.

При невращающейся колонне бурильных труб и угловой несоосности вследствие кривого переходника постоянное по направлению радиальное усилие на долоте может быть создано за счет упругой деформации компоновки, которая имеет большую кривизну, чем ствол скважины, или специальными отклоняющими распорными механизмами, аналогичными распорному устройству отклонителя ТЗ-3.

Работа забойного двигателя в процессе бурения определяет

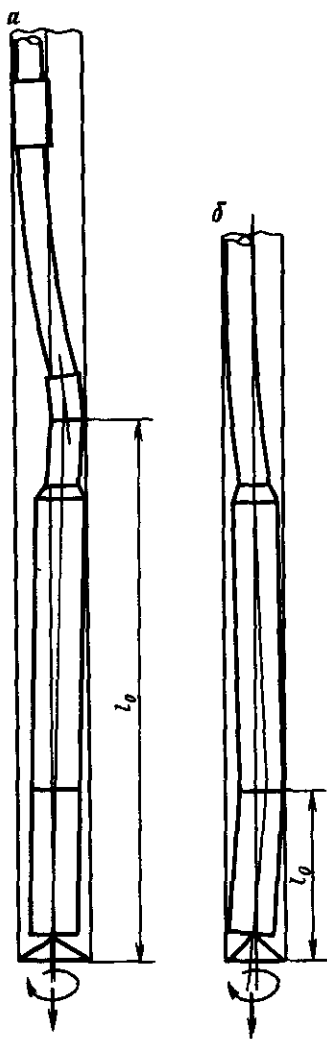


Рис. 47. Компоновки отклонителей с гидравлическими двигателями

величину крутящего момента, воспринимаемого бурильной колонной (так называемого реактивного момента двигателя). Под действием реактивного момента двигателя бурильный вал закручивается на некоторый угол

$$\Psi = k_3 \frac{ML}{GI_p}, \quad (127)$$

где k_3 — эмпирический коэффициент; M — реактивный крутящий момент на корпусе двигателя; L — длина бурильного вала; GI_p — жесткость при кручении бурильного вала.

Длина бурильной колонны, воспринимающая реактивный момент, практически неизвестна, так как она зависит от момента сил трения и сопротивления между неподвижной бурильной колонной и стенками скважины. В свою очередь момент сил трения определяется большим количеством факторов: нормальной составляющей веса бурильного вала в наклонной скважине, кривизной колонны и ствола, коэффициентом трения и пр. Кроме того, следует учитывать, что при сложном пространственном положении бурильного вала последний под действием крутящего момента может не только деформироваться от кручения, но и от изгиба, что повлияет на угол закручивания. Поэтому коэффициент k_3 в

формуле (127) учитывает вероятную длину колонны, воспринимающую реактивный момент, что уточняется опытным путем.

Угол закручивания, определяемый расчетным методом, учитывается при ориентации отклонителя, в данном случае при установлении плоскости кривого переходника в стволе скважины.

Опытные работы с отклонителями на базе двигателя Д1-54 и Д-70 показали преимущества методов направленного бурения с невращающимся бурильным валом, в частности, достаточную плавность искривления. Однако промышленному внедрению отклонителей с двигателем Д1-54 в скважинах диаметром 59 мм

препятствует большое для колонкового бурения давление промывочной жидкости на насосе, обусловливаемое высоким перепадом давления на двигателе и значительными потерями сопротивления по скважине, так как при работе двигателя требуется подача до 150 л/мин, что затруднительно при малых площадях сечения затрубного пространства и бурильной колонны. Лучшие данные получены при отклонении скважин диаметром 76 мм.

Возможность достаточно эффективного процесса искривления скважин диаметром 93—112 мм в крепких породах была показана при использовании шароструйного бурения, при котором бурильный вал также не вращается. Процесс разрушения горных пород при шароструйном бурении осуществляется ударами стальных шаров о забой. Стальные шары общей массой до 14 кг доставляют на забой в контейнере. На конце бурильной колонны помещают шароструйный аппарат, представляющий собой погружной эжекторный насос.

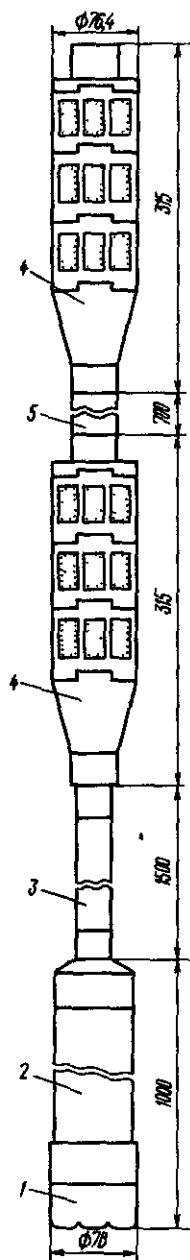
При подаче на забой примерно 250 л/мин промывочной жидкости стальные шары вовлекаются в замкнутую циркуляцию, проходя через камеру разряжения и разгоняясь в камере смешения и диффузора до скоростей порядка десятков метров в секунду, обеспечивая тем самым достаточную энергию удара для эффективного разрушения породы. В таком шароструйном аппарате гидравлические потери сопротивления достигают 3 МПа, а механические скорости при этом составляют 0,3—0,5 м/ч. Собственно отклонитель представляет собой компоновку из шароструйного аппарата и кривого переходника, который несоосно соединяют с бурильной колонной, что обеспечивает отклонение оси аппарата от оси скважины.

Практически все типы применяемых отклонителей (по характеристике) не обеспечивают формирование ствола скважины на участке отклонения с постоянной кривизной, допускающей беспрепятственное прохождение колонковых снарядов и безаварийную работу бурильной колонны. После формирования отклоненного участка ствола требуется дополнительная операция по его проработке, т. е. по уменьшению кривизны как бы за счет распространения сформированного углового отклонения на больший интервал скважины.

Таким образом, в технологическую схему бурения интервалов искривленного ствола включают операцию проработки ствола, а в комплект технических средств направленного бурения — соответствующие инструменты. ВИТРОм разработаны и серийно выпускаются калибрующие компоновки для проработки интервалов искривления (КПИИ), основной частью которых являются алмазные калибраторы направленного бурения (КАНБ). Компоновки КПИИ позволяют совместить проработку интервала отклонения с одновременной углубкой скважины при одном рейсе.

Компоновка КПИИ (рис. 48) состоит из породоразрушающего инструмента 1 — долота или алмазной коронки (12А3 или

Рис. 48. Компоновка КПИИ



13ИЗ), колонковой трубы 2, гибкого соединительного звена 3 — бурильной трубы длиной не менее 1,5 м, двух или трех алмазных калибраторов КАНБ 4 и соединительного жесткого патрубка 5 длиной 0,7—1 м, устанавливаемой опытным путем. Длина колонковой трубы зависит от интенсивности искривления. Так, при интенсивности искривления 1—2 градус/м длина колонковой трубы составляет 1—0,7 м, а в зоне установки клиновых отклонителей длина колонкового набора должна быть не более 0,3—0,7 м.

Компоновки КПИИ разработаны для скважин диаметром 46—76 мм. При составлении компоновки КПИИ необходимо предусмотреть такие конструктивные размеры, чтобы при постановке на забой калибрующий узел находился в начале интервала отклонения. Длина рейса при использовании компоновки КПИИ должна обеспечить выход калибратора ниже участка отклонения. При этом режим бурения подбирают из условия достижения постоянной механической скорости примерно 1—1,5 м/ч.

Контрольные вопросы к гл. V

1 Основная конструктивная задача при разработке технических средств направленного бурения — забойных компоновок для проведения прямолинейных участков ствола

2 Назначение и расчет параметров УБТ

3 Учет составляющих веса забойных компоновок при бурении наклонных прямолинейных участков скважины
Угол стабилизации

4 Как рассчитывают расстояние между центрирующими элементами забойных компоновок?

5 Уравнение траектории скважины на участке работы шарнирного отклонения с опорой на забой

6 Назначение и конструкция универсальных шарниров

7 Конструкция стационарного клинового отклонителя
Схемы раскрепляющих узлов

8 Технологическая карта бурения скважины при отходе от стационарного клинового отклонителя

9 Конструктивные схемы съемных клиновых отклонителей и их узлов раскрепления

10 Технологическая карта установки и искривления скважины съемными клиновыми отклонителями

11 Кинематические схемы бесклиновых отклонителей скользящего типа

12 Характеристики отклонителей скользящего типа

13 Технологическая карта бурения криволинейного интервала скважины отклонителями скользящего типа

14 Схема устройства бесклиновых отклонителей многократного действия
Характеристика таких отклонителей

15 Текущая кривизна интервалов искусственного искривления, определяемая характеристикой отклонителей, и условия вписываемости отклонителя

16 Схема компоновки отклонителя с забойным двигателем

17 Учет угла закручивания колонны бурильных труб при работе забойного двигателя

18 Описание процесса шароструйного бурения и забойного отклонителя с шароструйным аппаратом

19 В чем заключается операция проработки ствола после цикла отклонения?

20 Конструкция калибрующих компоновок для проработки интервалов искусственного искривления

Глава VI. ОРИЕНТИРОВАНИЕ ОТКЛОНИТЕЛЕЙ

§ 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ОРИЕНТИРОВАНИЯ

Отклонители, установленные в определенном положении в скважине, обеспечивают вывод скважины по заданному направлению в заданную точку пространства. При расчете необходимого положения отклонителя в стволе скважины должна быть известна его характеристика. Конструкция отклонителя определяет возможное положение плоскости намечаемого отклонения скважины и угловое смещение в одной точке траектории или на некотором участке траектории, но в этой одной плоскости искривления, задаваемой отклонителем.

Плоскость намечаемого отклонения скважины обычно совпадает с плоскостью симметрии отклонителя и поэтому положение последнего в стволе скважины определит плоскость искривления. Например, стационарный клин можем представить как плоскую фигуру — треугольник ABC (рис. 49, а) с общим углом искривления δ на участке установки клина при вершине A и направлением искривления в нормальной плоскости, которое определяется положением этой фигуры в скважине, характеризующимся направлением линии BC (показано стрелкой).

Траекторию скважины на участке работы постояннодействующего отклонителя представим некоторой кривой AC (рис. 49, б), лежащей в плоскости действия отклонителя ABC и характеризующейся начальным δ_n (допустим, что $\delta_n = 0$) и конечным δ_k углами ($\delta_k = \delta$), причем

$$\delta = Il_p,$$

где l — расчетная средняя интенсивность искривления, l_p — расчетная возможная длина рейса.

Условно такую характеристику отклонителя можно также

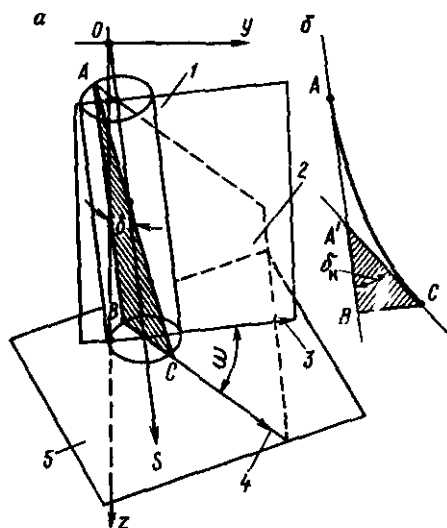


Рис. 49. Схема ориентации отклонителя:

1 — начальная вертикальная плоскость искривления скважины, 2 — плоскость искривления, 3 — след вертикальной плоскости искривления (ВПИ), 4 — направление отклонения, 5 — нормальная плоскость

изобразить в виде треугольника $A'BC$ с углом при вершине равным δ (см. рис. 49, б).

Таким образом, возможное угловое отклонение определяется величиной угла δ , а направление искривления — положением плоскости ABC в пространстве, зафиксированным относительно некоторого известного направления, в частности, относительно начальной вертикальной плоскости искривления в данной точке.

Начальной, или исходной плоскостью искривления будем считать вертикальную плоскость искривления в данной точке отклонения. Если в точке отклонения ось скважины вертикальна, то за исходную плоскость принимается вертикальная плоскость с известным пространственным направлением, например на северный магнитный полюс.

Принимая, что при постановке отклонителя в стволе скважины ось отклонителя — сторона AB совпадает или параллельна оси скважины, видим, что положение плоскости искривления ABC в пространстве можно изменить вращением ее относительно оси скважины. При этом угол поворота ω всегда измеряется в плоскости, перпендикулярной к оси скважины, и отсчитывается против направления движения часовой стрелки от плоскости действия отклонителя — линии BC до исходного направления ВПИ.

Для вертикальных скважин плоскость, перпендикулярная к оси скважины, будет горизонтальной плоскостью, а угол поворота отклонителя в этом случае равен азимутальному направлению будущего отклонения α , т. е. $\omega = \alpha$. Для наклонных участков скважин, т. е. для наиболее частых случаев $\omega \neq \alpha$.

Таким образом, ориентирование отклонителя в пространстве осуществляют вращением его вокруг своей оси, условно совпада-

ющей с осью скважины, при фиксации угла поворота ω , колони-
вычисляют до операции ориентирования. Поэтому под ориенту^тгла
ванием отклонителя понимается такая операция, в результа^ттн
которой вращением бурильной колонны, связанной с отклони-
телем, последний устанавливается в положение, определяемое
углом ω .

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УГЛА УСТАНОВКИ ОТКЛОНИТЕЛЯ

Положение точки траектории скважины в пространстве отмеча-
ется в прямоугольной системе координат с помощью зенитных
и азимутальных углов (см. гл. I). Поэтому заданием на откло-
нение скважины должны быть предусмотрены начальные значе-
ния зенитного θ_n и азимутального α_n углов в проектируемой точке
отклонения и желаемые значения зенитного θ_k и азимутального
 α_k углов в конце интервала искривления, т. е. должны быть из-
вестны желаемые изменения зенитного $\Delta\theta$ и азимутального $\Delta\alpha$
углов. При этом, так как определено техническое средство иск-
ривления, известен и возможный общий угол искривления δ .
В задачу расчета угла установки отклонителя входит определе-
ние такого значения угла ω , при котором задание будет выпол-
нено. Следовательно, для общего случая требуется определить
угол ω как некоторую функцию величин θ_n , α_n , θ_k , α_k и δ , т. е.
 $\omega = \varphi(\theta_n, \delta, \Delta\theta, \Delta\alpha)$.

При рассмотренных методах изменения направления траекто-
рии скважины с помощью отклонителей, устанавливаемых в оп-
ределенном положении в точке отклонения ствола, возможно
добиться выполнения задачи по величине $\Delta\alpha$ при некотором про-
изводном значении $\Delta\theta$, так как одному значению ω соответствует
одно соотношение величин $\Delta\alpha$ и $\Delta\theta$. Рассмотрим возможное
изменение зенитного и азимутального углов при некотором про-
извольном положении отклонителя, представляемом условно
в виде треугольника ABC , который повернут относительно на-
чальной вертикальной плоскости искривления на некоторый
угол ω (рис. 50). Запишем некоторые простые геометрические
соотношения:

координаты точки C в системе $x_1y_1z_1$:

$$y_1 = r \cos \omega, \quad x_1 = r \sin \omega;$$

координаты проекции точки C — точки C' в системе xOy :

$$y = y_1 \cos \theta_n = r \cos \omega \cos \theta_n,$$

$$x = x_1 = r \sin \omega.$$

Проекция угла ω на горизонтальную плоскость (угол φ) мо-
жет быть найдена из соотношения

$$\operatorname{tg} \varphi = x/y = \operatorname{tg} \omega \cos \theta_n, \quad (128)$$

ного угла нельзя достигнуть за один цикл постановки отклонителя. Максимально возможное приращение азимутального угла при данных конкретных условиях может быть определено, если приравнять подкоренное выражение нулю. Максимально возможное приращение азимутального угла для данных условий называется разрешающей способностью отклонителя по азимуту. Найдем $\Delta\alpha_{\max}$, записав

$$\sin^2\delta/\sin^2\theta_n - \sin^2\Delta\alpha_{\max} = 0. \quad (134)$$

Решая уравнение (134) относительно $\Delta\alpha_{\max}$, получаем

$$\Delta\alpha_{\max} = \arcsin(\sin\delta/\sin\theta_n). \quad (135)$$

Очевидно, что максимальное приращение зенитного угла будет $\Delta\theta_{\max} = \delta$.

Значение θ_{k1} соответствует ориентации отклонителя на выполаживание скважины, т. е. в задачу отклонения поставлено условие $\theta_{k1} > \theta_n$. Значение θ_{k2} используют при расчете отклонения скважины на выкручивание, т. е. при $\theta_{k2} < \theta_n$.

Формулу (132) можно упростить при достаточной точности вычислений, если применить выражение (14), приемлемое в расчетах при малых значениях зенитных углов и общего угла искривления:

$$\delta^2 \approx \theta_n^2 + \theta_k^2 - 2\theta_n\theta_k \cos\Delta\alpha.$$

Из формулы (14) определим значения конечного зенитного угла θ_k :

$$\theta_{k1,2} \approx \theta_n \cos\Delta\alpha \pm \sqrt{\delta^2 - \theta_n^2 \sin^2\Delta\alpha}. \quad (136)$$

Для формулы (136) справедливы примечания, приведенные выше к формуле (132). Так, приравнявая подкоренное выражение в формуле (136) к нулю, получим

$$\sin\Delta\alpha_{\max} = \delta/\theta_n. \quad (137)$$

Как видим, для приблизительных расчетов более приемлемы простые формулы (136), (137), позволяющие легко вычислить искомое значение угла установки и возможности отклонителя.

Для наглядности применимости формул (136), (137) рассчитаем угол установки отклонителя и определим его разрешающую способность.

Пример 1. Отклонитель — клин с углом $\delta = 2,5^\circ$, в намечаемой точке отклонения скважины имеем $\theta_n = 8^\circ$, задано отклонение по азимуту при выполаживании скважины $+\Delta\alpha = 10^\circ$. Определить угол поворота отклонителя.

Находим максимально возможное отклонение по азимуту по формулам (135) и (137):

$$\Delta\alpha_{\max} = \arcsin(\sin 2,5^\circ/\sin 8^\circ) = 18,26^\circ,$$

$$\Delta\alpha_{\max} = \arcsin(2,5^\circ/8^\circ) = 18,21^\circ.$$

Так как $\Delta\alpha_{\max} > \Delta\alpha$, то, следовательно, задача может быть выполнена одной постановкой отклонителя

Находим угол установки отклонителя, определив значение $\sin\theta_{к1}$ по формуле (132):

$$\sin\theta_{к1} = \frac{\cos 2,5^\circ \sin 8^\circ \cos 10^\circ + \sin 8^\circ \cos 8^\circ \sqrt{\sin^2 2,5^\circ / \sin^2 8^\circ} - \sin^2 10^\circ}{\cos^2 8^\circ + \sin^2 8^\circ \cos^2 10^\circ} = 0,17298$$

$$\theta_{к1} = 9,962^\circ,$$

и $\theta_{к1}$ по формуле (136):

$$\theta_{к1} = 8^\circ \cos 10^\circ + \sqrt{2,5^2 - 8^2 \sin^2 10^\circ} = 9,957^\circ.$$

Как видим, приближенное решение очень близко к точному.

Определим угол установки отклонителя по формуле (133), подставив найденные значения конечного зенитного угла:

$$\omega_1 = \arcsin(\sin 10^\circ \sin 9,962^\circ / \sin 2,5^\circ) = 43,53^\circ.$$

Пример 2. Имеется постояннодействующий отклонитель со средней интенсивностью искривления 0,5 градус/м, расчетная длина рейса 7 м, зенитный угол в точке отклонения 30° . Требуется получить отклонение по азимуту $\Delta\alpha = +5^\circ$. Определить угол установки отклонителя.

Находим возможный общий угол искривления: $\delta = H_p = 0,5 \cdot 7 = 3,5^\circ$. Далее расчеты аналогичны расчетам предыдущего примера:

$$\Delta\alpha_{\max} = \arcsin(\sin 3,5^\circ / \sin 30^\circ) = 7,013^\circ,$$

$$\Delta\alpha_{\max} = \arcsin(3,5^\circ / 30^\circ) = 6,699^\circ.$$

Так как $\Delta\alpha_{\max} > \Delta\alpha$, то достаточно одной постановки отклонителя:

$$\sin\theta_{к1} = \frac{\cos 3,5^\circ \sin 30^\circ \cos 5^\circ + \sin 30^\circ \cos 30^\circ \sqrt{\sin^2 3,5^\circ / \sin^2 30^\circ} - \sin^2 5^\circ}{\cos^2 30^\circ + \sin^2 30^\circ \cos^2 5^\circ} = 0,53521,$$

$$\theta_{к1} = 32,358^\circ,$$

$$\theta_{к1} = 30^\circ \cos 5^\circ + \sqrt{3,5^2 - 30^2 \sin^2 5^\circ} = 32,21^\circ.$$

При использовании точного решения угол установки отклонителя

$$\omega_1 = \arcsin(\sin 5^\circ \sin 32,358^\circ / \sin 3,5^\circ) = 49,866^\circ.$$

Приближенное решение дает

$$\omega_1 = \arcsin(\sin 5^\circ \sin 32,21^\circ / \sin 3,5^\circ) = 49,54^\circ.$$

Из рассмотренных выше примеров видно, что приближительные решения очень близки к точным, что позволяет рекомендовать применение формул (136) и (137).

В практике расчетов угла установки отклонителей часто применяют приближительный, но простой графический метод решения, базирующийся на следующих представлениях и допущениях. Выразим стороны треугольника $A'BC'$ (см. рис. 50), лежащего в горизонтальной плоскости, через линейные параметры отклонителя и соответствующие угловые величины:

$$A'B = l \sin\theta_{к} \cos\delta, \quad A'C' = l \sin\theta_{к}.$$

Точка C' при вращении отклонителя опишет эллипс с большой полуосью $a = l \sin\delta$ и малой полуосью $b = l \sin\delta \cos\theta_{к}$. Таким образом, текущее значение стороны BC' будет заключено в следующих пределах:

$$l \sin\delta \geq BC' \geq l \sin\delta \cos\theta_{к}.$$

При малых значениях углов θ_n , θ_k и δ можно приближенно принять

$$A'B \approx l\theta_n, A'C' \approx l\theta_k, l\delta \geq BC' \geq l\delta \cos\theta_n.$$

Если использовать приближительное соотношение (14)

$$\delta^2 \approx \theta_n^2 + \theta_k^2 - 2\theta_n\theta_k \cos\Delta\alpha$$

и его графическую интерпретацию, то стороны рассматриваемого треугольника можем принять в произвольном линейном масштабе равными соответствующим углам:

$$A'B = k_m\theta_n, A'C' = k_m\theta_k, k_m\delta \geq BC' \geq k_m\delta \cos\theta_n$$

(k_m — коэффициент пропорциональности, см/градус) и приступить к графическим построениям (рис. 51).

От некоторой условной точки B откладываем влево отрезок $A'B$, равный углу θ_n в принятом масштабе k_m . Например, при $k_m = 1$ см/градус $A'B = \theta_n$ (см). Считая точку B центром эллипса с полуосями $a = k_m\delta$ и $b = k_m\delta \cos\theta_n$ строим эллипс. От точки A' проводим луч под углом $\Delta\alpha$ к линии $A'B$ и отмечаем точки пересечения луча с эллипсом — точки C' и D . Соединяем центр эллипса — точку B с полученными точками C' и D и определяем углы φ_1 и φ_2 , например, с помощью транспортира. Отрезки $A'D$ и $A'C'$ характеризуют величины конечного зенитного угла на участке установки отклонителя:

$$\theta_{k1} = A'C'/k_m \text{ и } \theta_{k2} = A'D/k_m.$$

Так как из формулы (128) известно соотношение между углами φ и ω , то находим искомый угол установки отклонителя:

$$\operatorname{tg}\omega_{1,2} = \operatorname{tg}\varphi_{1,2}/\cos\theta_n, \quad (138)$$

где ω_1 и ω_2 — соответственно углы установки отклонителя на выколаживание и выкручивание скважины.

При малых начальных зенитных углах $\cos\theta_n \approx 1$, поэтому можем условно принять, что текущее значение стороны BC' будет постоянным и составляет $BC' \approx l \sin\delta$, а при графическом решении считаем, что $BC' \approx k_m\delta$. Для этого случая построения упрощаются и вместо эллипса строится окружность с центром в точке B . Учитывая это же условие: $\cos\theta_n = 1$, принимаем $\varphi = \omega$. На последних допущениях и основан простейший графиче-

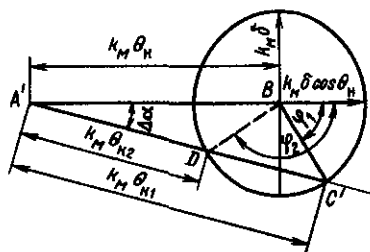


Рис. 51. Графический метод определения угла установки отклонителя

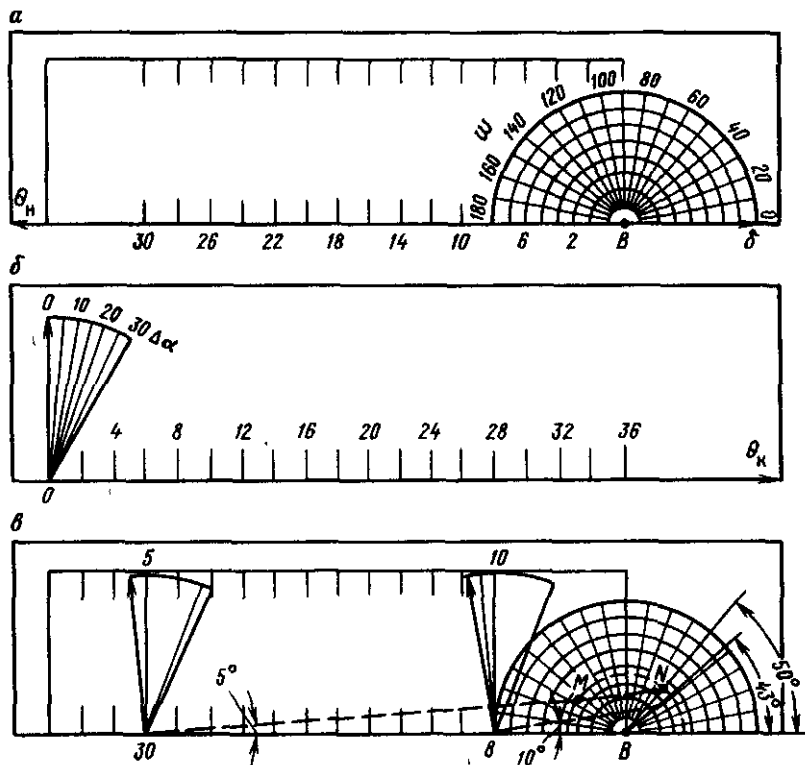


Рис. 52. Устройство «Директор»:

a — палетка начальных зенитных углов, угла установки отклонителя и общего угла искривления, *б* — палетка конечных зенитных углов и приращений азимутальных углов, *в* — рабочая позиция устройства

ческий метод определения угла установки отклонителя, нашедший применение в решающем графическом устройстве «Директор».

На первой палетке (рис. 52, *a*) от точки *B* влево расположена линейная шкала возможных значений начальных зенитных углов. Из центра в точке *B* проведено несколько концентрических полуокружностей, на последней из которых нанесена градусная шкала от 0 до 180°. Радиусы этих полуокружностей соответствуют заданной величине углового отклонения δ . На второй прозрачной палетке (рис. 52, *б*) от точки *O* нанесена в том же принятом масштабе шкала значений конечного зенитного угла. С центром в той же точке *O* построен сектор с градусной шкалой для отсчета заданного угла $\Delta\alpha$.

Рассмотрим последовательность операций при работе с устройством «Директор». Заданы значения θ_n , δ и $\Delta\alpha$. Следует найти ω_1 , ω_2 и $\theta_{к1}$ и $\theta_{к2}$. На первую палетку накладывают вторую (рис. 52, *в*) так, что линии шкал зенитных углов совмещаются

и точка O покажет заданное значение θ_n . Далее, поворачивают вокруг точки O вторую палетку при неподвижной первой, с помощью транспортира устанавливают шкалу зенитных углов θ_k под заданным углом $\Delta\alpha$. Находят точки пересечения M и N шкалы θ_k с окружностью, имеющей радиус, равный заданному значению δ , и мысленно соединяют эти линии до пересечения со шкалой значений угла ω , по которой и определяют искомые значения углов ω_1 и ω_2 . Отрезки ON и OM соответственно покажут значения углов θ_{k1} и θ_{k2} .

Если шкала θ_k не пересекает окружность заданного радиуса δ , то это свидетельствует, что за одну постановку такого отклонителя задание по изменению направления на величину $\Delta\alpha$ выполнить нельзя. На этом примере можно показать, что максимальное изменение азимутального угла — разрешающую способность отклонителя по азимуту — определяют при положении шкалы θ_k как касательной к окружности с радиусом δ . Тогда, как и было показано ранее в формуле (137), $\sin\Delta\alpha_{\max} = \delta/\theta_n$.

Такое расчетное устройство может быть применено для определения общего угла искривления и решения подобных задач, когда используют приближительное равенство (14).

На рис. 52, в приведено графическое решение примеров 1 и 2 данной главы, которые ранее были решены аналитически. Сравнивая ответы (пример 1, аналитическое решение $\omega_1 = 43,53^\circ$, графическое решение $\omega = 43^\circ$; пример 2, аналитическое решение $\omega_1 = 49,86^\circ$, графическое решение $\omega_1 = 50^\circ$), видим, что графический метод решения дает удовлетворительную точность при малых значениях начального зенитного и общего углов искривления, однако с увеличением этих углов графический метод дает большую погрешность и не может считаться приемлемым для вычислений.

§ 3. МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ОРИЕНТИРОВАНИЯ ОТКЛОНИТЕЛЕЙ

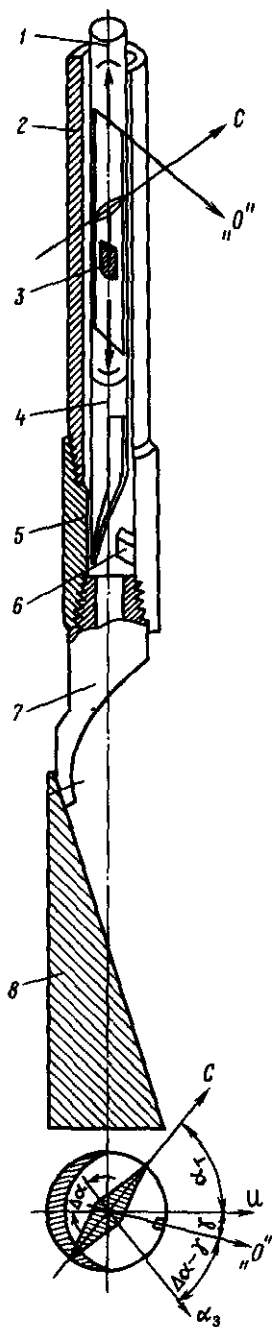
Для ориентирования отклонителей используют прямой и косвенный методы. При прямом методе ориентации отклонитель устанавливают в требуемом направлении, которое определяют относительно стран света. Такой метод ориентирования находит применение в основном при установке отклонителей в вертикальных или близких к вертикали скважинах. При косвенном методе, применяющемся в наклонных скважинах, отклонители ориентируют относительно начальной вертикальной плоскости искривления скважины, положение которой относительно стран света определено ранее с помощью инклинометров.

Прямой метод ориентирования

Для ориентации отклонителей в вертикальных скважинах используют инклинометры, параметры которых соответствуют ха-

Рис. 53. Схема прямого метода ориентации отклонителя:

1 — инклинометр; 2 — немагнитная буровая труба; 3 — рамка инклинометра с датчиком азимутального угла; 4 — фиксатор-ловитель; 5 — ориентирующий переходник; 6 — призматическая шпонка; 7 — соединитель; 8 — отклонитель



рактические скважины и труб, на которых отклонитель спускают в скважину. В конструкции некоторых инклинометров предусмотрена возможность их непосредственного использования в качестве ориентаторов отклонителей. В противном случае в инклинометры, которые будут применены для ориентирования, вносят небольшие конструктивные изменения.

Рассмотрим схему прямого метода ориентации отклонителя (рис. 53). Пусть в каком-либо инклинометре 1, имеющем магнитный компас, закрепим рамку 3 с эксцентричным грузом и датчиком азимутального угла неподвижно относительно корпуса прибора. Нулевую отметку шкалы отсчета азимутального угла выведем с помощью визирного устройства на наружную поверхность корпуса прибора, отметив плоскость, проходящую через ось прибора и эту отметку, рискной по образующей корпуса. Далее, на нижнем конце защитной гильзы инклинометра монтируем первую часть стыковочного механического ориентирующего устройства, которое представляет собой фиксатор-ловитель 4.

Представим, что в данном случае ось шпоночного паза фиксатора совпадает с рискной, нанесенной на корпусе инклинометра и содержащей точку «0» отсчета некоторого азимутального угла. Отклонитель 8 соединяют с буровой колонной, включив в месте соединения специальный ориентирующий переходник 5 и трубу из немагнитного материала 2, в которой расположится инклинометр, что исключит девиацию магнитной стрелки.

Внутри ориентирующего переходника вмонтирована призматическая шпонка 6, положение которой отмечено рискной на внешней поверхности переходника. Пусть при соединении ориентирующего переходника с отклонителем между направле-

нием на риск и плоскостью симметрии отклонителя в плоскости, перпендикулярной к оси переходника, образуется угол γ , который можно изменить угломерным визирным устройством. Инклинометр спускают внутри колонны труб, помещенных вместе с отклонителем в скважину.

При достижении инклинометром ориентирующего переходника винтовые поверхности фиксатора, соприкасаясь с призматической шпонкой, поворачивают фиксатор и инклинометр так, что призматическая шпонка обязательно входит в шпоночный паз фиксатора, соединяя тем самым «0» отсчета азимута с продольной рисккой ориентирующего переходника.

Угол установки отклонителя определяют при этом, например, по схеме, приведенной на рис. 53. Как видно из схемы, для вертикальной или близкой к вертикали скважины в данный момент азимутальное направление отклонителя, случайно установленное при его спуске, определяется углом $\alpha_r = \alpha_0 - \gamma$. Сопоставляя установленное значение α_r с заданным α_3 , находим угол поворота колонны $\Delta\alpha$, при котором плоскость действия отклонителя должна совпадать с заданным азимутальным направлением искривления:

$$\Delta\alpha = \alpha_3 - \alpha_r.$$

Для рассматриваемой схемы приращение $\Delta\alpha$ — положительное, поэтому следует повернуть отклонитель по часовой стрелке на угол $\Delta\alpha$. Контролем установленной величины α_3 — повторным взятием отсчета при $\alpha_r = \alpha_3$ — операция ориентирования заканчивается.

При зенитных углах более 3—5°, т. е. в явно наклонных скважинах, и прямом методе ориентирования применяют инклинометры, имеющие дополнительные специальные устройства для ориентации отклонителей.

Рассмотрим такое дополнительное устройство на примере инклинометра УМИ-25, кинематическая схема которого приведена на рис. 7. Кроме датчика азимута 3 и зенитного угла 4 инклинометр имеет дополнительный реохорд 5, установленный в верхней части рамки перпендикулярно к оси прибора и следовательно, к скважине, и токосъемную щетку. Ноль отсчета дополнительного реохорда установлен в плоскости измерения зенитного угла (вертикальной плоскости искривления) и совпадает по направлению с «0» отсчета азимута.

Щетка закреплена неподвижно относительно гильзы прибора, а ее положение отмечено продольной рисккой на наружной поверхности гильзы инклинометра. Эта же риска с гильзы прибора перенесена на нижнюю часть утяжелителя инклинометра. Фиксация инклинометра, спускаемого в бурильную колонну, в нижней части которой расположены отклонитель и специальная немагнитная труба длиной до 6 м с ориентирующим переходником, может осуществляться относительно плоскости симметрии откло-

нителем с помощью стыковочного механического ориентирующего устройства (фиксатора-ловителя и призматической шпонки в ориентирующем переходнике) так, как это было рассмотрено выше.

Случайное положение инклинометра, которое он принял при спуске относительно плоскости действия отклонителя, можно определять с помощью свинцовой печати на нижней части утяжелителя инклинометра. Свинцовая печать останавливается на перемычке, расположенной в ориентирующем переходнике. Отпечаток перемычки, имеющий характерные отметки, на свинцовой печати однозначно показывает направление действия отклонителя. На печать переносится риска с утяжелителя инклинометра, которая отметит некоторый угол γ между направлением на риску и направлением действия отклонителя (отпечатком перемычки).

В то же время датчик азимута инклинометра выдал сигнал, соответствующий азимуту скважины в точке установки отклонителя, и тем самым зафиксировал относительно стран света направление на «0» отсчета дополнительного реохорда, а щетка дополнительного реохорда позволила отсчитать некоторый угол γ_0 , показывающего в плоскости перпендикулярной к оси скважины положение риски на поверхности инклинометра и печати.

Таким образом, для случая с ориентирующей печатью получаем, например, вариант вычислительной схемы (рис. 54), с помощью которой находим, что в данный момент угол установки отклонителя

$$\omega_y = \gamma - \gamma_0,$$

а скважина в точке установки отклонителя имеет азимутальный угол α_n . Датчик зенитного угла инклинометра даст значение зенитного угла θ_n . Так как азимутальное направление скважины на участке отклонения задано, то рассчитав угол установки отклонителя ω , можем определить угол поворота колонны и отклонителя, при котором он займет нужное положение. Например, для рассматриваемой расчетной схемы, если задано изменение

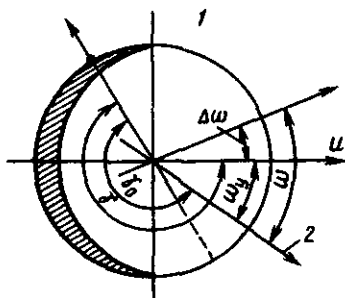


Рис. 54. Расчетная схема ориентации отклонителя:

1 — нормальная плоскость, 2 — ВПИ

азимутального угла — $\Delta\alpha$ и при этом $\omega > \omega_y$, то отклонитель следует повернуть на угол

$$360^\circ - \Delta\omega = 360^\circ - (\omega - \omega_y).$$

При стыковом ориентирующем устройстве составляют подобную расчетную схему, однако процесс ориентации упрощается, так как при этом не требуется подъема инклинометра для расшифровки показаний на печати и можно проконтролировать с его помощью правильность ориентации отклонителя при повороте колонны на некоторый расчетный угол $\Delta\omega$, т. е. проконтролировать положение отклонителя в процессе его работы.

Существует еще одна схема фиксации текущего положения отклонителя с помощью инклинометра, в конструкцию которого включен второй магнитный компас, расположенный в нижней части инклинометра. По этой схеме отклонитель оборудуют постоянным магнитом, направление которого соответствует направлению действия отклонителя.

При спуске инклинометра нижний магнитный компас попадает в поле постоянного магнита и стрелка этого компаса показывает направление действия отклонителя, что фиксируется некоторым значением угла α_f . Верхний компас показывает азимут скважины α_n в точке установки отклонителя. Значения углов α_n и α_f позволяют рассчитать угол поворота отклонителя для его ориентирования, а схема фиксации — проконтролировать положение отклонителя после проведения операции ориентирования.

Косвенный метод ориентирования

Ориентирующая аппаратура при косвенном методе ориентации делится на измерительные приборы и индикаторы. Измерительные приборы позволяют измерять текущие углы установки отклонителей относительно определенного ранее с помощью инклинометров направления ствола скважины в точке отклонения. При сравнении текущего значения угла установки отклонителя с расчетным получают представление о положении отклонителя. Индикаторы отмечают лишь одну позицию, при которой плоскость действия отклонителя окажется в заданном направлении, определяемом расчетным значением угла установки отклонителя. Они действуют по принципу «да» — «нет». При помощи бурильной колонны вращают отклонитель и связанный с ним индикаторный ориентатор до тех пор, пока не получают сигнал «да», при котором плоскость действия отклонителя будет находиться в положении, определяемом расчетным значением угла ω . В основном все ориентаторы имеют ту или иную дистанционную передачу сигнала на поверхность: электрическую, механическую, звуковую, гидравлическую.

Так как ориентаторы применяют в наклонных скважинах, то ось прибора (скважины) заведомо отклонена от вертикали. За-

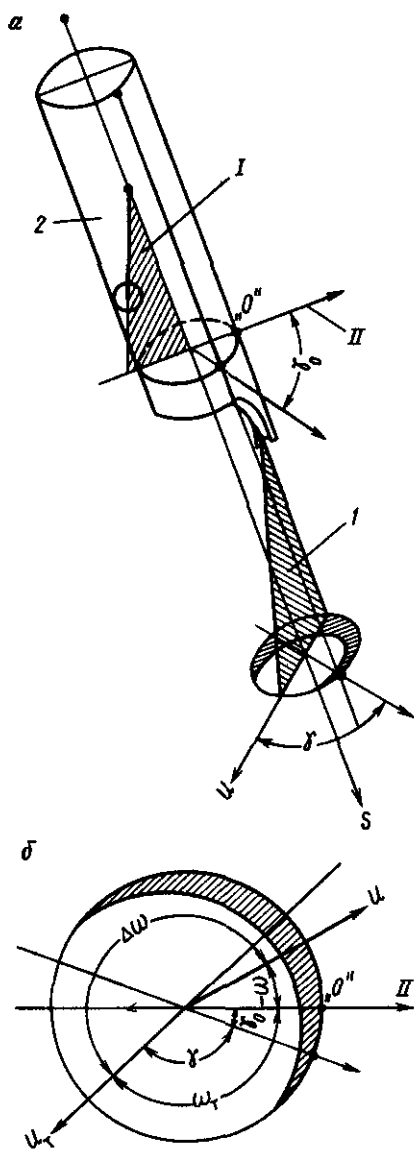


Рис. 55. Принципиальная (а) и расчетная (б) схемы косвенного метода ориентации отклонителей:

I — начальная вертикальная плоскость искривления, II — ВПИ, 1 — отклонитель, 2 — ориентатор

фиксируя с помощью чувствительного элемента датчика ориентатора вертикаль, можно получить представление о вертикальной плоскости искривления, в которой лежит отрезок оси скважины в точке ориентирования, и, как следствие, о направлении проекции оси скважины на плоскость, перпендикулярную к оси прибора. При этом азимутальное направление скважины в точке помещения ориентатора известно заранее.

Следовательно, в ориентаторе тем или иным способом должна быть зафиксирована вертикальная плоскость искривления, проходящая через ось прибора. Чувствительный элемент прибора (отвес, маятник или система маятников, шарик на наклонной плоскости, уровень и т. п.) отмечает вертикаль. На поверхности корпуса ориентатора нанесена отметка, чаще всего риска, параллельная оси прибора, соответствующая какому-либо фиксируемому положению чувствительного элемента и позволяющая отметить это положение, например, углом γ_0 , как это показано на рис. 55.

В зависимости от конструкции датчика и вида связи ориентатор как автономный

прибор, может спускаться к отклонителю внутри колонны бурильных труб, уже доставившей отклонитель в намеченную точку ствола, или ориентатор может быть включен в состав бурильного вала и обычно располагается над отклонителем.

Если ориентатор спускают с отклонителем как единую систему, то при сборке этой системы корпуса ориентатора и отклони-

теля фиксируются в плоскости, перпендикулярной к оси колонны, углом γ между характерной отметкой на корпусе ориентатора и плоскостью направления действия отклонителя (рис. 55, а). Если ориентатор доставляют к отклонителю по колонне труб, то положение корпуса ориентатора по отношению к плоскости действия отклонителя фиксируют описанным выше методом — с помощью фиксатора-ловителя и призматической шпонки в ориентирующем переходнике (см. рис. 53).

Таким образом, датчик ориентатора дает информацию о положении начальной вертикальной плоскости искривления относительно характерной отметки на корпусе — о величине угла γ_0 , что позволяет составить расчетную схему ориентирования (рис. 55, б). На схеме отметим кроме угла γ_0 угол γ , показывающий смещение плоскости симметрии отклонителя относительно риски на корпусе ориентатора, и найдем, что в данный момент плоскость симметрии отклонителя располагается под некоторым значением текущего угла ω_T к начальной вертикальной плоскости искривления:

$$\omega_T = \gamma + \gamma_0.$$

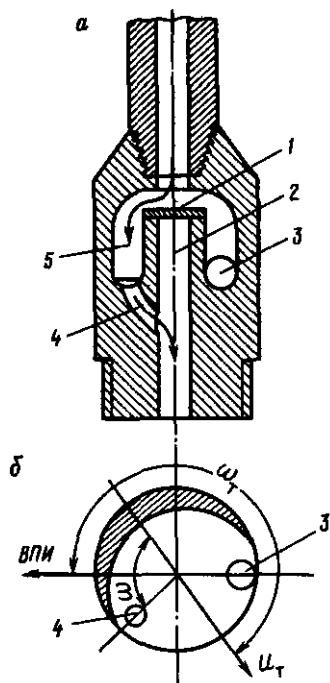
Сравнивая значение угла ω_T с расчетным ω , находим графически (см. рис. 55, б), угол $\Delta\omega = 360^\circ - (\omega + \omega_T)$, на который следует повернуть отклонитель, чтобы он занял расчетное положение.

Теперь представим, что еще при сборке корпуса ориентатора или ориентирующего переходника с отклонителем плоскость действия отклонителя установлена по отношению к отметке на корпусе ориентатора заведомо так, что угол γ равен расчетному значению угла ω . Когда при вращении системы колонна — ориентатор — отклонитель — отметка на корпусе ориентатора совместится с начальной вертикальной плоскостью искривления скважины (т. е. угол γ_0 в данном случае равен нулю), то чувствительный элемент датчика ориентатора-индикатора даст сигнал «да», который означает, что в этот момент отклонитель установлен в расчетном положении, и процесс ориентирования завершен.

Для наглядности представлений о процессе ориентации в случае применения ориентатора-индикатора рассмотрим схему работы индикатора с гидравлической системой связи. В корпусе ориентатора (рис. 56, а) выполнены два канала 2 и 4 для прохождения потока жидкости. Центральный канал 2 перекрыт диафрагмой 1, рассчитанной с учетом максимального давления на насосе (например, 2 МПа), а боковой обводной канал 4 проходит через кольцевой желоб 5, в котором помещается чувствительный элемент — шарик 3.

В отклоненной от вертикали скважине шарик, находясь на наклонной поверхности, под действием силы тяжести всегда стремится занять нижнее положение, отмечающее вертикальную плоскость искривления. При сборке корпуса индикатора, на поверхности которого отмечено риской направление на центр боко-

Рис. 56. Гидравлический индикатор (а) и расчетная схема ориентации (б)



вого канала, с отклонителем добиваются такого относительного положения риски и плоскости симметрии отклонителя, при котором направление действия последнего и направление на риску будут соответствовать расчетному углу ω . Эта система доставляется в скважину и во всех произвольных положениях (кроме одного, когда шарик попадает на боковой канал) поток промысловочной жидкости свободно проходит через корпус ориентатора по боковому каналу.

При вращении бурильной колонной системы отклонитель — ориентатор достигают такого положения, при котором шарик перекрывает боковой канал, что отмечается ростом давления на насосе с последующим разрушением диафрагмы. Повышение и спад давления на насосе будет сигналом «да», который оповещает, что отклонитель расположен в скважине под расчетным углом ω к начальной вертикальной плоскости искривления.

Рассмотрим устройство двух современных ориентаторов, спускаемых в колонну бурильных труб на электрическом проводе и имеющих электрический канал связи. Датчик прибора «Курс» (рис. 57) имеет наружный диаметр 18 мм, что позволяет применять его с колонной бурильных труб муфтово-замкового соединения диаметром 42 мм и ниппельной колонной диаметром 50—54 мм. В колонне при сборке над отклонителем устанавливают ориентирующий переходник. С корпусом 1 прибора соединен и

Рис. 57. Датчик прибора «Курс»

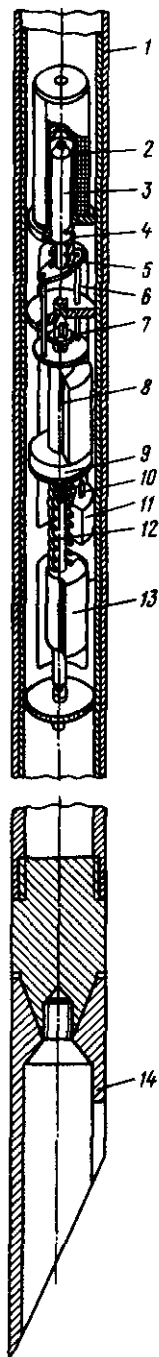
зафиксирован винтом фиксатор-ловитель 14. Датчик прибора снабжен несущей осью 12, на которой жестко закреплены большой груз 13 и на шпонке корпус реостата 9 с малым грузом 8. Корпус реостата поддерживается пружиной. Щетка реостата 10 установлена в щеткодержателе 11, закрепленном на гильзе прибора (схема связи может быть и обратной: щетка связана с вращающимися грузами, а реостат закреплен в гильзе).

На верхнем конце оси установлен ограничитель 7 хода корпуса реостата. Арретиром является электромагнит 2, сердечник 3 которого с помощью возвратной пружины 4 и штоков 6, закрепленных на фланце 5, фиксирует положение реостата, прижимая сопротивление к щетке. Положение щетки на гильзе прибора (или «0» обмотки реостата) отмечено риску на корпусе. В наклонной скважине корпус датчика стыкуется фиксатором-ловителем с отклонителем, а под действием эксцентриков-грузов реостат датчика устанавливается всегда так, что начало его обмотки («0» отсчета) будет находиться в вертикальной плоскости искривления.

Реостат входит в электрическую схему прибора, которая отмечает величину сопротивления, пропорциональную углу γ_0 между направлением на щетку (риску) и направлением плоскости искривления (см. рис. 55). Дальнейшие действия по ориентированию и соответствующие расчеты ведут в соответствии со схемой рис. 55. Датчик прибора «Курс» имеет диапазон измеряемых углов установки отклонителя $0-340^\circ$ и погрешность измерения, уменьшающуюся с увеличением зенитного угла, от ± 10 до $\pm 5^\circ$.

Прибор «Луч» относится к ориентаторам индикаторного типа, имеет наружный диаметр корпуса датчика 10 мм, который может спускаться на электрическом проводе в 42-мм бурильную колонну ниппельного соединения. Бурильная колонна оснащена ориентирующим переходником, устанавливаемым над отклонителем, а скважинный датчик снабжен фиксатором-ловителем.

Принцип действия ориентатора «Луч» основан на круговом поиске угла установки отклонителя при вращении колонны бурильных труб. Текущее положение отклонителя регистрируют по сигналам «да» — «нет». При сигнале «нет» вращение про-



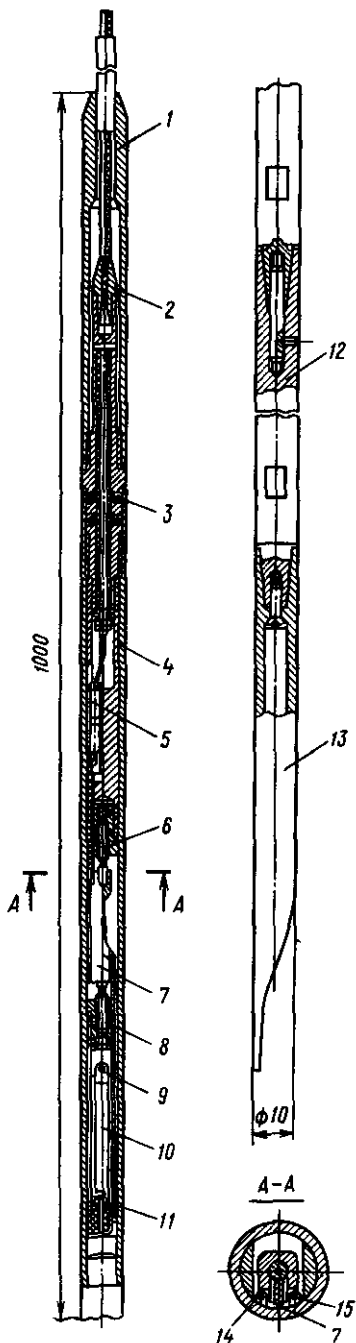


Рис. 58. Датчик прибора «Луч»

должается, сигнал «да» соответствует требуемому положению отклонителя в скважине, определяемому расчетным углом ω . Скважинный датчик (рис. 58) состоит из защитной гильзы 4, в верхней части которой имеется электрический вывод 2 из прибора, и электрической цепи с диодами 5. Датчик закрыт охранным колпаком 1, имеет герметизирующие резиновые сальники 3, а внизу соединен с грузом-удлинителем 12 и фиксатором-ловителем 13.

Чувствительный элемент датчика представляет собой горизонтальный маятник 7, установленный на осях 6 и 8. Угол поворота горизонтального маятника ограничен неподвижными контактами 14 и 15. Для исключения двузначности показаний «да» прибора, возможных при повороте прибора на 180° , предусмотрен вертикальный маятник 10, подвешенный на оси 9 и опирающийся на контакт 11. Этот контакт включен в электрическую цепь горизонтального маятника.

Сигналу «да» — моменту ориентации отклонителя, т. е. установлению его под расчетным углом ω к вертикальной плоскости искривления ствола скважины, соответствует такое положение горизонтального маятника датчика, при котором горизонтальный маятник находится между неподвижными контактами и не замыкается с ними, а вертикальный замкнут. При повороте датчика от этого положения на 180° вертикальный маятник разомкнется и сигнал на пульт управления также не поступит.

Сигналу «да» датчика должен соответствовать устанавливаемый заранее на поверхности расчетный угол ω между плоскостью симметрии отклонителя и отметкой на ориентирующем переходнике. Для этого на дневной поверхности проводят следующие подготовительные работы. Собирают компоновку, состоящую из откло-

нителя и присоединенных к нему последовательно обратного клапана и ориентирующего переходника. Компоновку укладывают на ровный деревянный брусок так, чтобы ее ось составляла угол не менее 20° с горизонталью.

Отклоняющий элемент отклонителя должен быть направлен вверх по вертикали при выколаживании скважины и вниз при выкручивании, а в случае изменения азимута под расчетным углом ω к вертикальной плоскости. Фиксатор-ловитель ориентатора освобождают от закрепления на корпусе прибора настолько, чтобы корпус мог быть повернут относительно фиксатора небольшим усилием. После этого прибор вставляют в ориентирующий переходник и добиваются совпадения шпонки переходника со шпоночным пазом фиксатора. Электрический привод соединяют с пультом управления и подключают питание.

Далее, поворачивая корпус прибора относительно неподвижного фиксатора-ловителя, устанавливают отсчетную шкалу на «0» или стрелку индикаторного прибора в нулевое положение, тем самым добиваясь, чтобы плоскость действия отклонителя была бы развернута относительно плоскости искривления в момент получения сигнала «нуль» или «да» на расчетный угол установки отклонителя ω . В результате сумма углов по рассмотренной схеме ориентирования составляет $\gamma + \gamma_0 - 180^\circ = \omega$. Осторожно извлекают прибор из ориентирующего переходника и неподвижно скрепляют фиксатор-ловитель с гильзой.

При ориентации отклонителя в скважине выполняют следующие операции. Прибор на проводе через направляющий ролик, установленный на верхнем конце выходящей из скважины бурильной трубы, спускают в бурильную колонну. После того как прибор дойдет и установится в ориентирующем переходнике, включают пульт управления и оценивают положение отклонителя. Поворачивая с расхаживанием бурильную колонну на величину текущего угла ω_t или последовательными поворотами до получения сигнала «да», добиваются установки отклонителя под расчетным углом ω .

После приведения отклонителя в положение ориентации, колонну поворачивают еще на один полный оборот и вторично проверяют угол установки ориентатора. Если угол установки подтвердился, то отклонитель спускают на забой и закрепляют. Если после поворота угол установки изменился, получив некоторое приращение, то процесс ориентации повторяют, сводя приращение к нулю. После процесса ориентации прибор извлекают из колонны бурильных труб.

Контрольные вопросы к гл. VI

1. Задача и общая схема ориентации отклонителей.
2. Угол установки отклонителя как параметр ориентации.
3. Аналитический метод расчета угла установки отклонителя.
4. Графический метод расчета угла установки отклонителя. Устройство «Дивектор».

5. Что такое разрешающая способность отклонителя?
6. Как определить максимально возможное значение изменения зенитного и азимутального углов на интервале искусственного искривления? Аналитический и графический методы решения.
7. Когда применяют прямой метод ориентации отклонителей? Приборы для прямого метода ориентации. Расчетная схема ориентации.
8. Стыковочные узлы съемных приборов для ориентации отклонителей.
9. Когда применяют косвенный метод ориентации отклонителей? Сущность метода. Расчетная схема ориентации.
10. Схема устройства приборов и индикаторов, используемых при косвенном методе ориентации.
11. Методика подготовки к операции ориентирования измерительных приборов и отклонителей на поверхности.
12. Кинематические схемы датчиков приборов «Курс» и «Луч».
13. Схемы забойных ориентаторов-индикаторов с механическим, гидравлическим и электрическим каналами связи с поверхностью.

Глава VII. РАСЧЕТЫ ПАРАМЕТРОВ ТРАЕКТОРИИ НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ. ПРИНЯТИЕ РЕШЕНИЯ О НЕОБХОДИМОСТИ КОРРЕКТИРОВАНИЯ ТРАЕКТОРИИ

§ 1. ВЫБОР МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ИНТЕРВАЛА ИСКУССТВЕННОГО ИСКРIVЛЕНИЯ

Развитие и совершенствование технических средств направленного бурения позволило по мере необходимости бурить разведочные скважины по сложным непрямолинейным траекториям и по траекториям естественного искривления.

В целом траектория направленной скважины состоит из комбинаций относительно прямолинейных участков (участков естественного искривления) и криволинейных с повышенной кривизной, которые формируют с применением отклонителей. Длина таких криволинейных участков L_k определяется из условия намечаемого углового отклонения на некоторую величину δ_0 :

$$L_k = \delta_0 / K_{cp},$$

где K_{cp} — средняя кривизна, достигаемая при применении данного типа отклонителя.

При проектировании сложной траектории направленной скважины, кроме технических возможностей бурового инструмента и оборудования, возможного месторасположения устья скважины, начального зенитного угла, угла и точки встречи с телом полезного ископаемого, учитывают рациональное местоположение участков повышенной кривизны. Местоположение проектируемых участков скважины повышенной кривизны определяет не только горно-геологические условия работы отклонителей, надежность их ориентации, но также и условия работы колонны бурильных

труб, ее надежность и, как следствие, допустимые параметры режимов бурения всего расположенного ниже участка ствола.

Выбор допустимой кривизны и местоположения участков искривленного искривления скважин может базироваться на следующих исходных предпосылках.

1. Напряжения в колонне бурильных труб, находящихся в зоне искривления, не должны превышать допустимых. Работа бурильной колонны на интервалах с повышенной кривизной связана с усталостной прочностью при несимметричном цикле изменения нормальных напряжений: осевых от действия переменных по мере удаления от зоны искривления растягивающих или сжимающих нагрузок и постоянных по глубине, но переменных во времени напряжений при изгибе, определяемых кривизной ствола. Поэтому рассматривая условие прочности (51), видим, что допустимая кривизна ствола уменьшается с ростом напряжений от действия осевых сил.

Так, при расположении участка повышенной кривизны в верхней части глубокой скважины на растянутой зоне колонны бурильных труб допустимая кривизна скважины будет меньше, чем в случае расположения участка повышенной кривизны на глубине более близкой к конечной глубине.

2. Участок повышенной кривизны L_k не должен находиться в зоне бурильной колонны, где действуют большие растягивающие осевые силы. Растягивающие осевые силы Q на участке с большой кривизной K_{cp} определяют радиальные силы прижатия бурильной колонны к стенкам скважины:

$$R \approx Q \delta_0 = qzL_k K_{cp},$$

где q — вес единицы длины бурильных труб; z — расстояние от нулевого сечения до зоны искривления.

Радиальные усилия прижатия определяют силы трения — сопротивления движению бурильной колонны и приводят к нежелательному вибрационному режиму работы бурильного вала, отмечаемому большим расходом мощности на вращение колонны и приводящему к необходимости снижения частоты вращения, а следовательно, к снижению производительности бурения.

3. Местоположение, глубина участка повышенной кривизны определяет геологические и технические условия собственно процесса искривления. Так, необходимо, чтобы на намечаемом интервале отклонения породы обладали требуемой твердостью и были устойчивы при минимальной разработке ствола скважины. От глубины участка отклонения зависят затраты времени на процесс искривления и в некоторой мере надежность управления работой отклонителя и системой ориентации.

Две первых рассмотренных предпосылки говорят о целесообразности местоположения участков повышенной кривизны на более глубоких горизонтах, третья — о необходимости комплексного подхода к установлению зоны искривления, который должен базироваться на имеющихся геолого-технических условиях откло-

нения и экономической оценке намечаемой траектории с учетом затрат времени и средств. Кроме того, следует учитывать влияние параметров траектории на возможные параметры режимов бурения и производительность работ.

§ 2. ГЕОМЕТРИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТРАЕКТОРИИ НА УЧАСТКЕ ИСКУССТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ

Необходимое угловое отклонение на участке искусственного искривления рассчитывают в предположении, что отклонение будет осуществляться в одной плоскости. Примем, что забой скважины находится в точке O , с которой совмещено начало системы координат yOz (рис. 59). В точке O скважина имеет определенные значения зенитного θ_0 и азимутального α_0 углов. В данном примере плоскость yOz совпадает с вертикальной плоскостью искривления скважины в точке O . Проектируется, что скважина должна попасть в точку C , имеющую известные координаты z_c и y_c . Приняв необходимые технические средства искривления, имеем значение средней величины кривизны K_{cp} на предполагаемом интервале искривления.

Преобразуем систему координат, для чего повернем оси координат на угол $+\theta_0$. В новой системе координат $y'Oz'$ координаты точки C следующие:

$$z'_c = z_c \cos \theta_0 + y_c \sin \theta_0, \quad y'_c = -z_c \sin \theta_0 + y_c \cos \theta_0.$$

Представим траекторию скважины между точками O и C в виде комбинации криволинейного с постоянной кривизной K_{cp} участка OB и прямолинейного участка BC . Предельная минимальная кривизна, при которой весь участок OC будет криволинейным, может быть оценена из приблизительного соотношения

$$K_{\min} \approx 2y'_c / z'_c \sqrt{(z'_c)^2 + (y'_c)^2}. \quad (139)$$

При условии, что $K_{cp} > K_{\min}$, найдем угол отклонения δ_0 и параметры траектории. Используя зависимость (32), запишем

$$z'_B = \frac{1}{K_{cp}} \sin \delta_0, \quad y'_B = \frac{1}{K_{cp}} (1 - \cos \delta_0). \quad (140)$$

Приращение координат между точками B и C будет

$$\begin{aligned} y'_{BC} &= y'_C - y'_B = y'_C - \frac{1}{K_{cp}} (1 - \cos \delta_0), \\ z'_{BC} &= z'_C - z'_B = z'_C - \frac{1}{K_{cp}} \sin \delta_0. \end{aligned} \quad (141)$$

Так как

$$y'_{BC} / z'_{BC} = \operatorname{tg} \delta_0,$$

то, раскрывая значение y'_{BC} и z'_{BC} по формулам (141), запишем

$$\left(y'_C - \frac{1}{K_{cp}} + \frac{1}{K_{cp}} \cos \delta_0 \right) / \left(z'_C - \frac{1}{K_{cp}} \sin \delta_0 \right) = \operatorname{tg} \delta_0 / \cos \delta_0. \quad (142)$$

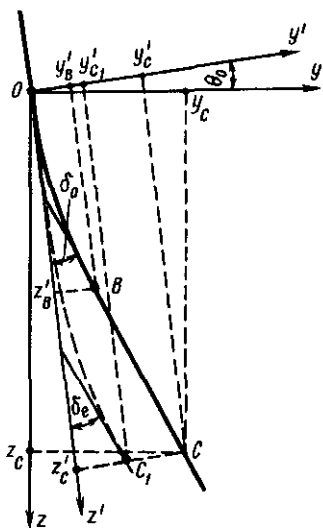


Рис. 59. К расчету координат траектории скважины

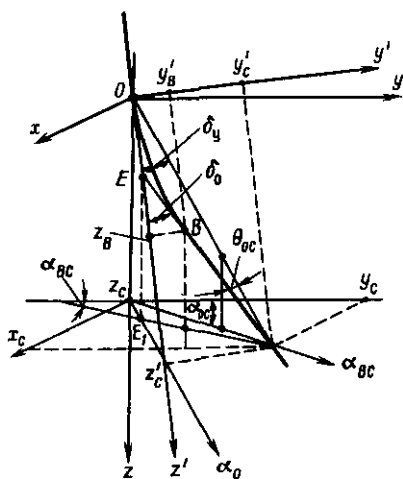


Рис. 60. Схема расчета пространственной траектории скважины

Решение уравнения (142) относительно $\cos\delta_0$ дает

$$\cos\delta_0 = \frac{-\frac{1}{K_{cp}}\left(y'_c - \frac{1}{K_{cp}}\right) \pm z'_c \sqrt{(z'_c)^2 + (y'_c)^2 - 2y'_c \frac{1}{K_{cp}}}}{(z'_c)^2 + \left(y'_c - \frac{1}{K_{cp}}\right)^2}. \quad (143)$$

Зная угол отклонения δ_0 , находим длину криволинейного участка L_k , по формулам (140) — координаты точки B и по (141) — приращение координат между точками B и C .

Так как длина прямолинейного участка

$$L_n = \sqrt{(y'_{BC})^2 + (z'_{BC})^2},$$

то находим общую длину скважины L на интервале OC :

$$L = \frac{\delta_0}{K_{cp}} + \sqrt{(y'_{BC})^2 + (z'_{BC})^2}. \quad (144)$$

Ожидаемая величина зенитного угла в точке C

$$\theta_C = \theta_0 + \delta_0. \quad (145)$$

Рассмотрим случай, когда точка C (рис. 60) не лежит в вертикальной плоскости искривления скважины, проходящей через точку O , и имеет координаты x_C , y_C и z_C в системе координат $x y z$ с центром в точке O . Известны зенитный θ_0 и азимутальный α_0 углы скважины в точке O . Так как координаты точки C даны, то, соединив прямой линией точку O с точкой C , определим вспо-

могательные значения зенитного и азимутального углов линии OC :

$$\theta_{OC} = \arctg(\sqrt{x_c^2 + y_c^2}/z_c),$$

$$\alpha_{OC} = \arctg(x_c/y_c)$$

и ее длину

$$OC = \sqrt{x_c^2 + y_c^2 + z_c^2}. \quad (146)$$

Такие построения позволяют рассчитать по формуле (9) условный общий угол искривления скважины δ_y на участке OC :

$$\cos \delta_y = \cos \theta_0 \cos \theta_{OC} + \sin \theta_0 \sin \theta_{OC} \cos \Delta \alpha_y,$$

где $\Delta \alpha_y = \alpha_0 - \alpha_{OC}$.

Параметры траектории скважины на участке OC определяем из предположки, что траектория лежит в одной плоскости OCE , где точка E относится к вертикальной плоскости искривления, проходящей через точку O , и характеризуется значениями зенитного и азимутального углов (соответственно θ_0 и α_0).

В плоскости OCE в принятой системе координат $y'Oz'$ находим координаты точки C :

$$z'_c = OC \cos \delta_y, \quad y'_c = OC \sin \delta_y. \quad (147)$$

По формуле (143) находим необходимое приращение общего угла искривления δ_0 при бурении криволинейного с принятой кривизной K_{cp} участка траектории OB , подставляя в (143) значения z'_c и y'_c из уравнений (147).

Для формирования ствола в плоскости $y'Oz'$ проектируем установку отклонителя в точке O под углом ω , рассчитываемым по формуле (133):

$$\omega = \arcsin(\sin \Delta \alpha_y \sin \theta_{OC} / \sin \delta_y).$$

Угловые параметры прямолинейного участка BC траектории в исходной системе координат xyz определим, считая известными координаты точки B в системе $y'Oz'$:

$$y'_B = \frac{1}{K_{cp}} (1 - \cos \delta_0), \quad z'_B = \frac{1}{K_{cp}} \sin \delta_0,$$

что дает координаты точки E :

$$z_E = y'_B (\cos \theta_0 / \sin \delta_0), \quad y_E = y'_B (\sin \theta_0 \cos \alpha_0 / \sin \delta_0).$$

Тогда

$$\cos \theta_{BC} = (z_C - z_E) / EC \quad \text{и} \quad \cos \alpha_{BC} = (y_C - y_E) / E_1C.$$

Так как $EC = y'_C / \sin \delta_0 = OC \sin \delta_y / \sin \delta_0$,

$$E_1C = EC \sin \theta_{BC} = OC \sin \delta_y \sin \theta_{BC} / \sin \delta_0,$$

то

$$\cos\theta_{BC} = \frac{z_c \sin\delta_0 - \frac{1}{K_{cp}} (1 - \cos\delta_0) \cos\theta_0}{OC \sin\delta_y} \quad (148)$$

$$\cos\alpha_{BC} = \frac{y_c \sin\delta_0 - \frac{1}{K_{cp}} (1 - \cos\delta_0) \sin\theta_0 \cos\alpha_0}{OC \sin\delta_y \sin\theta_{BC}} \quad (149)$$

В то же время формула (9) позволяет определить приращение азимутального угла на участке искривления $\Delta\alpha = \alpha_0 - \alpha_{BC}$, или

$$\Delta\alpha = \arccos \frac{\cos\delta_0 - \cos\theta_0 \cos\theta_{BC}}{\sin\theta_0 \sin\theta_{BC}} \quad (150)$$

Общая длина скважины на интервале OC следующая: $L_0 = OB + BC$. Так как $OB = \delta_0 / K_{cp}$, а $BC = (y'_c - y'_B) / \sin\delta_0$, то

$$L_0 = \frac{\delta_0}{K_{cp}} + \frac{OC \sin\delta_y - 1 / K_{cp} (1 - \cos\delta_0)}{\sin\delta_0} \quad (151)$$

Пример. Определить параметры траектории скважины на интервале искривления, чтобы скважина из начальной точки O (при $\theta_0 = 12^\circ$; $\alpha_0 = 45^\circ$) вышла в точку C с координатами $z_c = 100$ м, $x_c = 5$ м, $y_c = 30$ м.

Отклонение скважины будет производиться с постоянной средней интенсивностью искривления $I_s = 0,5$ градус/м ($K_{cp} = 2,73 \cdot 10^{-3}$ м $^{-1}$; $1/K_{cp} = 114,6$ м).

По формулам (143), (146) — (151) в обозначениях, соответствующих рис. 60, находим параметры траектории:

$$\theta_{OC} = \arctg \frac{\sqrt{x_c^2 + y_c^2}}{z_c} = \arctg \frac{\sqrt{5^2 + 30^2}}{100} = 16,92^\circ$$

$$\alpha_{OC} = \arctg(x_c/y_c) = \arctg(5/30) = 9,46^\circ,$$

$$\Delta\alpha_y = \alpha_0 - \alpha_{OC} = 45 - 9,46^\circ = 35,54^\circ,$$

$$OC = \sqrt{x^2 + y^2 + z^2} = \sqrt{5^2 + 30^2 + 100^2} = 104,52 \text{ м},$$

$$\cos\delta_y = \cos\theta_0 \cos\theta_{OC} + \sin\theta_0 \sin\theta_{OC} \cos\Delta\alpha_y =$$

$$= \cos 12^\circ \cos 16,92^\circ + \sin 12^\circ \sin 16,92^\circ \cos 35,54^\circ = 0,985039, \delta_y = 9,92^\circ,$$

$$z'_c = OC \cos\delta_y = 104,52 \cdot \cos 9,92^\circ = 102,96 \text{ м},$$

$$y'_c = OC \sin\delta_y = 104,52 \sin 9,92^\circ = 18,01 \text{ м}.$$

По формуле (143) находим

$$\cos\delta_0 = \frac{-114,6(18,01 - 114,6) + 102,96 \sqrt{102,96^2 + 18,01^2} - 2 \cdot 114,6 \cdot 18,01}{102,96^2 + (18,01 - 114,6)^2} = 0,9813,$$

$$\delta_0 = 11,1^\circ.$$

Тогда соответственно по формулам (133), (148) и (149)

$$\sin\omega = \frac{\sin\Delta\alpha_y \sin\theta_{OC}}{\sin\delta_y} = \frac{\sin 35,54^\circ \sin 16,92^\circ}{\sin 9,92^\circ} = 0,9819935, \omega = 79,11^\circ;$$

$$\cos\theta_{BC} = \frac{100 \sin 11,1^\circ - 114,6(1 - \cos 11,1^\circ) \cos 12^\circ}{18,01} = 0,9523, \theta_{BC} = 17,77^\circ;$$

$$\cos\alpha_{BC} = \frac{30 \sin 11,1^\circ - 114,6(1 - \cos 11,1^\circ) \sin 12^\circ \cos 45^\circ}{18,01 \cdot \sin 17,77^\circ} = 0,9932,$$

$$\alpha_{BC} = 6,71^\circ, \Delta\alpha = \alpha_0 - \alpha_{BC} = 45^\circ - 6,71^\circ = 38,29^\circ.$$

Общая длина интервала

$$L_0 = \frac{\delta_0}{K_{cp}} + \frac{OC \sin \delta_y \frac{1}{K_{cp}} (1 - \cos \delta_0)}{\sin \delta_0} =$$
$$= \frac{11,1 \cdot 10^3}{57,3 \cdot 8,73} + \frac{18,01 - 114,6(1 - \cos 11,1^\circ)}{\sin 11,1^\circ} = 104,63 \text{ м}$$

Расчетные величины в приведенном примере ($L_0 = 104,63$, $OC = 104,52$; $\theta_{BC} = 17,77^\circ$ и $\theta_{OC} = 16,92^\circ$; $\alpha = 6,71^\circ$ и $\alpha_{OC} = 9,46^\circ$) позволяют считать, что при малых проектных угловых отклонениях траектории, учитывая существующую точность измерения угловых величин в скважинах, в ориентировочных расчетах можно оперировать приблизительными расчетными параметрами траектории, представляемой отрезком прямой линии OC (см. рис. 60).

§ 3. КРИТЕРИИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ О ТЕКУЩЕЙ КОРРЕКТИРОВКЕ ТРАЕКТОРИИ БУРЯЩЕЙСЯ СКВАЖИНЫ

Приведенные в § 2 настоящей главы расчетные схемы определения координат и геометрических параметров скважины на участке корректировки траектории техническими средствами направленного бурения позволяют для положения скважины в любой текущей точке O (см. рис. 59, 60), имеющей установленные координаты, рассчитать возможное отклонение y'_c забоя на конечной глубине от заданной проектной точки C и необходимый при этом общий угол искривления δ_0 по формуле (143).

Расчетная линейная величина y'_c и угловая δ_0 могут быть критериями для принятия решения о необходимости текущей корректировки траектории бурящейся скважины с применением технических средств направленного бурения. Решение о необходимости корректировки принимается [6] при установлении неравенств

$$y'_c > r, \quad \delta_0 > \delta_1, \quad (152)$$

где r — предельное линейное отклонение забоя скважины от точки подсечения рудного тела; δ_1 — предельное угловое отклонение на участке искусственного искривления.

Предельное линейное отклонение забоя скважины от точки подсечения рудного тела устанавливается геологической службой (см. § 3 гл. IV) — скважина должна попасть в допустимую площадь рассеивания забоя. За предельное угловое отклонение на участке искусственного искривления принимается общий угол искривления на интервале работы отклонителя в одном цикле искривления, для постояннодействующих отклонителей — в одном рейсе [6].

Обобщенным показателем, который позволит рассчитать конкретные значения параметров корректируемой траектории,

при установленном текущем значении y'_0 может быть некоторый, назовем его целесообразным, общий угол искривления. Целесообразный общий угол искривления устанавливается решением оптимизационной задачи при принятом конкретном критерии. Например, критерием оптимизации может быть минимум затрат на бурение корректируемого участка скважины OC (см. рис. 59).

Возможное предельное линейное отклонение — главное условие для принятия решения при малых расстояниях текущего забоя от проектной конечной точки ствола. Вернемся к решению задач предыдущего параграфа. Допустим, что в процессе бурения установлена интенсивность естественного искривления I_e (соответственно — кривизна $K_e = I_e/57,3$), значительно отличающаяся от ожидавшейся вероятностной величины, что и вызвало отклонение скважины от проектной траектории. Предполагая, что зафиксированная величина интенсивности естественного искривления сохранится при условии бурения скважины без коррекции траектории до конечной глубины, имеем следующие вероятностные значения геометрических параметров траектории скважины.

Положение забоя — точка C_1 в координатах $y'Oz'$ фиксируется величиной y'_{C_1} (см. рис. 59): $y'_{C_1} = \frac{1}{K_e} (1 - \cos \delta_e)$, где пока неизвестно значение угла δ_e . Но при заданном значении координаты точки C имеем $z'_{C_1} = z'_C$, что позволяет определить угол δ_e как $\delta_e = \arcsin K_e z'_C$.

Приведенные выше соотношения дают возможность установить уточненную ожидаемую величину линейного отклонения забоя от расчетной точки C — длину участка CC_1 :

$$CC_1 = y'_C - y'_{C_1} = y'_C - \frac{1}{K_e} (1 - \cos \delta_e). \quad (153)$$

Поправка $\frac{1}{K_e} (1 - \cos \delta_e)$ в зависимости от направления искривления скважины может быть внесена и с положительным знаком. Установленная величина возможного линейного отклонения забоя (участок CC_1) и является основанием для принятия решения о необходимости корректирования траектории при условии, что $CC_1 > r$.

При большом текущем расстоянии забоя от заданной конечной точки проектной траектории предлагается считать основанием для принятия решения о применении технических средств направленного бурения подтверждение неравенства $\delta_0 > \delta_1$ — расчетный общий угол искусственного искривления больше установленного для данных геолого-технических условий предельного угла отклонения [6].

Рассмотренная общая постановка задачи по расчету траектории направленной скважины, принятие решения о необходимости корректирования траектории бурящейся скважины и вычисление параметров траектории скважины на участке применения технических средств направленного бурения по какому-либо критерию

оптимизации должны помочь составить алгоритм расчета для конкретных геолого-технических условий. Обилие и трудоемкость определения цифровых величин, выработка оперативного решения требуют использования вычислительной техники, что позволяет формализовать принятие решения и выполнить машинный расчет оптимальных параметров корректируемой траектории: координат точки и угла установки отклонителя, длину интервала отклонения и пр.

Контрольные вопросы к гл. VII

1. Расчет допустимой кривизны траектории и выбор местоположения зон искусственного искривления при составлении проектной траектории скважины.
2. Определение необходимого общего угла искусственного искривления при расчете траектории проектной скважины.
3. Методика расчета проектной траектории скважины в одной плоскости.
4. Методика расчета проектной траектории с учетом заданного изменения азимутального угла.
5. Критерии принятия решения о необходимости текущей корректировки траектории бурящейся скважины.
6. Условия учета преобладающего влияния отдельных критериев корректировки траектории.
7. Расчет возможного отклонения забоя на конечной глубине от заданной точки положения забоя.
8. Расчет необходимого общего угла искривления при корректировании траектории скважины.

Глава VIII. БУРЕНИЕ МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН

§ 1. СХЕМЫ МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН

¹Многоствольная скважина — это скважина с ответвлениями, направленно отбуренными от основного ствола и получившими название дополнительных стволов. В многоствольной скважине основным стволом условно можно считать ствол максимальной протяженности, выходящий на дневную поверхность. Многоствольные скважины в эксплуатационном бурении были применены для интенсификации добычи; в разведочном бурении на твердые полезные ископаемые с помощью многоствольных скважин решают различные задачи. ✓

Возможность многократного пересечения рудного тела дополнительными стволами, отбуренными от основного в непосредственной близости от рудного тела, повышает достоверность и качество выполнения геологической задачи. При этом данные по керновому материалу будут сопоставимы с данными опробования, полученными по горной выработке; экономическая целесообразность такого варианта использования многоствольной сква-

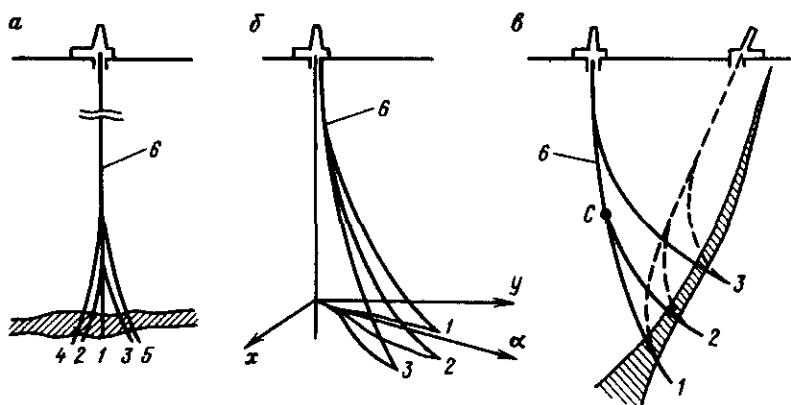


Рис. 61. Многоствольные скважины:

а — многократное пересечение пологозалягающего рудного тела с неравномерным содержанием полезного ископаемого; *б* — большое отклонение от основного ствола при разведочных работах с одной точки заложения скважины, *в* — варианты многоствольной скважины при разведке крутопадающего рудного тела; 1—5 — дополнительные стволы, б — основной ствол

жины даже при неравномерном распределении полезного компонента несомненна.

Многоствольные скважины особенно широко применяют при разведке крутопадающих залежей при небольшом расстоянии между точками подсечения залежи по разведочной линии, а в некоторых случаях дополнительные стволы многоствольных скважин выходят и на соседние линии. Так, при разведке глубоких горизонтов бурят дополнительные стволы с большими смещениями по азимуту от основного, с выходом дополнительных стволов на соседние профили.

Вследствие разнообразия геологических и горно-технических условий, рельефа местности, методик и стадий ведения геологоразведочных работ необходимо проектирование в каждом конкретном случае различных вариантов траекторий основного и дополнительных стволов многоствольной скважины с учетом возможностей техники направленного бурения. Принимаемый вариант конструкции многоствольной скважины должен базироваться на требованиях неукоснительного повышения качества геологических работ, экономической целесообразности и минимуме затрат времени для выполнения данных разведочных работ. На рис. 61 приведены примеры схем многоствольных скважин.

При бурении многоствольных скважин возникает новая технологическая операция — отклонение, или зарезка дополнительного ствола от основного. Зарезка дополнительных стволов от основного осуществляется с естественного забоя, когда основной ствол пройден до расчетной точки отклонения дополнительного и первоначально будет пройден этот дополнительный ствол с последующей проходкой основного, или с искусственного забоя — моста, перекрывающего основной уже пробуренный ствол в намеченной точке отклонения.

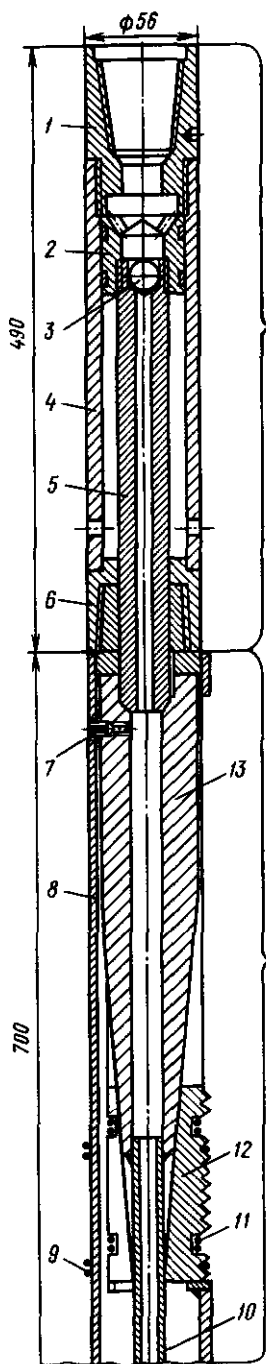


Рис. 62. Пробка-забой (I) с гидроприводом (II):

1 — переходник; 2 — поршень; 3 — шаровый клапан; 4 — корпус; 5 — шток; 6 — левый переходник; 7 — срезаемый штифт; 8 — корпус пробки; 9, 11 — кольцевые пружины; 10 — направляющая трубка; 12 — плашки; 13 — конус

17 ✓ Выполнение той или иной технологической операции зарезки дополнительного ствола связано с методикой бурения многоствольных скважин. При методике бурения снизу вверх первоначально проходят основной ствол б до конечной глубины, выполняют все намеченные исследования и ликвидационное тампонирующее до первой расчетной точки отклонения, а в последовательности 2, 3 (рис. 61, в) отклоняются от искусственного забоя и бурят дополнительные стволы (второй, третий и т. д.).

Такую методику используют при бурении в устойчивых породах, не требующих крепления стенок скважины, и в условиях достаточной изученности разреза, что позволяет первоначально пройти основной ствол на более глубокий горизонт.

Методика бурения многоствольной скважины сверху вниз требует проходки дополнительных стволов, которые отклоняются от основного с естественного забоя, в последовательности 3, 2, 1, и применяется в сложных геологических условиях. При этой методике все стволы скважины могут быть одновременно открыты для исследований до начала ликвидационных работ. ✓

§ 2. СОЗДАНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ЗАБОЯ

Выбор способа перекрытия ствола скважины и создание искусственного забоя зависит от горно-геологической характеристики намеченной зоны отклонения: твердости вмещаемых горных пород, устойчивости и разработанности ствола скважины и характеристики принятых технических средств отклонения. При малой разработке ствола в породах средней твердости и твердых ствол перекрывают с

помощью механических пробок. Эти пробки разработаны ВИТРОм для скважин диаметром $46 \div 76$ мм (ПЗ-44; ПЗ-57, ПЗ-73).

Пробка-забой типа ПЗ (рис. 62) состоит из собственно пробки II и гидравлического привода I. После спуска ПЗ в зону создания искусственного забоя поршень 2 и связанный с ним контактно штоком конус 9 давлением промывочной жидкости устанавливаются в нижнее положение. При этом находящиеся в соприкосновении с конусом плашки 10, перемещаясь в радиальном направлении, создают распорное усилие, расклинивая пробку в скважине. Дополнительное усилие расклинивания пробки-забоя типа ПЗ, закрепленной в скважине, создается осевой нагрузкой до 50 кН (весом колонн бурильных труб, или механизмом подачи станка), которое воспринимается конусом и передается распорным плашкам. После раскрепления пробки вращением бурильной колонны вправо (узел пробки с гидравлической частью соединен левой резьбой) гидравлическую часть отсоединяют и извлекают вместе с колонной труб на поверхность.

В более мягких породах или при большей разработанности ствола скважины искусственный забой создают с помощью моста, представляющего собой временное перекрытие — пробку и некоторое количество вяжущего материала, доставляемого в пространство над пробкой. Вяжущий материал, удерживаемый первоначально пробкой, переходит в камневидное состояние с заданными механическими свойствами и силами сцепления со стенками скважины и является собственно искусственным забоем.

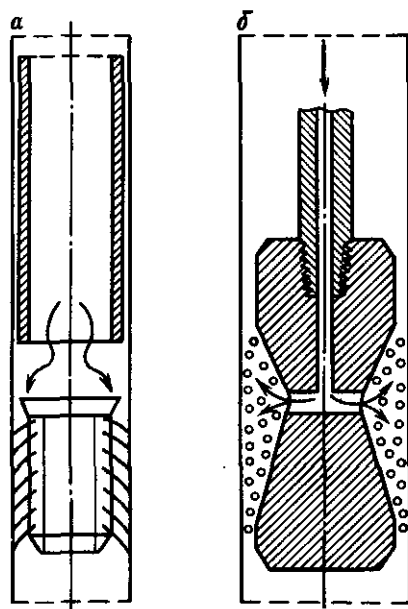


Рис. 63. Деревянная пробка-ерш с манжетой (а) и двухконусная пробка (б)

При создании таких искусственных забоев могут применяться простые конструкции пробок (рис. 63).

Деревянная пробка-ерш (рис. 63, а) доставляется в колонковой трубе и выдавливается в ствол вместе с вяжущим материалом давлением промывочной жидкости. Собственно пробка представляет собой деревянный цилиндр с укрепленными в нем стальными упругими проволочками, которые и создают достаточное распорное усилие, необходимое для восприятия веса вяжущего материала. На рис. 63, б приведена схема двухконусной пробки с каналами для подачи заклиночного материала, с помощью которого осуществляется раскрепление — заклинивание пробки в стволе скважины. После раскрепления пробки от нее отсоединяют бурильные трубы и доставляют материал моста. Перед доставкой вяжущей массы желательно на пробку насыпать слой щебня или гравия высотой 0,5—1 м.

В качестве материала моста применяют цементные смеси или эпоксидные смолы. Количество вяжущего материала определяется диаметром скважины D в зоне установки моста и высотой моста H . Высота моста зависит от воспринимаемой осевой нагрузки и сил сцепления доставленной смеси с породой, слагающей стенки скважины. Если известна удельная сила сцепления μ , то находим H из равенства

$$P_{oc} + P_r = n\mu DH, \quad (154)$$

где P_{oc} — максимальная осевая нагрузка, развиваемая при установке и работе отклонителя; P_r — вес столба жидкости над мостом; n — коэффициент запаса, $n = 0,7$.

Для приблизительных расчетов при малой толщине глинистой корки можно принимать $\mu = 6 \div 10$ кПА.

Желательно, чтобы механические свойства материала моста были близки к свойствам пород, окружающих мост. Это важно при работе отклонителей, имеющих неполное перекрытие забоя, или, особенно, при использовании постояннодействующих отклонителей. Требования к прочности материала моста могут быть определены из следующего эмпирического соотношения:

$$\sigma_{сж} \geq 6f, \quad (155)$$

где $\sigma_{сж}$ — допустимое напряжение на сжатие цементного камня моста, МПа; f — число, равное категории пород по буримости (например, для пород IX категории по буримости $f = 9$).

Последнее требование еще раз подчеркивает необходимость тщательного выбора места реззки дополнительного ствола.

Таким образом, характеристика забоя (искусственный, естественный) и состояние ствола скважины определяют выбор рационального типа отклонителя. Применимы все типы отклонителей, однако более надежное средство отклонения и сохранения устья дополнительного ствола — стационарный клин с полным перекрытием забоя.

При методике бурения многозабойных скважин сверху вниз

разветвление скважины может осуществляться без специальной постановки отклонителя. При этом используют участок ствола с большой кривизной, полученной, например, в зоне отклонения дополнительного ствола. Основной ствол проходится до расчетной точки заложения дополнительного ствола и далее отклонителями искривляется по намеченной траектории дополнительного ствола. После окончания бурения дополнительного ствола в основной ствол спускают как можно более жесткую, сцентрированную компоновку, с помощью которой в зоне резкого искривления (зоне отклонения дополнительного ствола) бурят скважины по прямолинейной траектории основного ствола, что и приводит к зарезке продолжения основного ствола. Такая операция бывает успешной при бурении в породах средней твердости.

При зоне отклонения, находящейся в твердых породах, успешное продолжение скважины по траектории основного ствола без применения отклонителей может быть обеспечено следующей технологией. В точке отклонения дополнительного ствола уменьшают диаметр породоразрушающего инструмента. Затем из пилот-скважины меньшего диаметра с помощью отклонителей соответствующего размера скважину отклоняют по траектории дополнительного ствола.

Таким образом, данный дополнительный и все остальные запроецированные дополнительные стволы проходят породоразрушающим инструментом меньшего диаметра, чем основной ствол. Зарезка продолжения основного ствола осуществляется жестким снарядом, имеющим размеры, соответствующие диаметру основного ствола и обеспечивающие его центрирование. При неудачном выполнении такой операции ствол скважины может быть перекрыт в расчетной точке и отклонен с помощью отклонителя.

§ 3. РАСЧЕТ ТРАЕКТОРИИ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО СТВОЛА

Обычно проектируется вести дополнительный ствол в одной плоскости. При этом траекторию дополнительного ствола представляют в виде сочетания прямолинейных и криволинейных отрезков. Простейшая траектория дополнительного ствола состоит из двух участков — криволинейного и относительно прямолинейного. Первый участок (зона отклонения от основного ствола) в расчетах траектории может быть принят имеющим постоянную кривизну, второй — прямолинейным или криволинейным с кривизной, определяемой естественным искривлением скважины.

Вариантов такой траектории для одной заданной точки встречи с полезным ископаемым может быть множество. Отдадим предпочтение той траектории, при бурении которой критерием приемлемости данного варианта будет минимальная стоимость работ с учетом существующих технических возможностей.

Определим, пока в одной плоскости, такое приращение об-

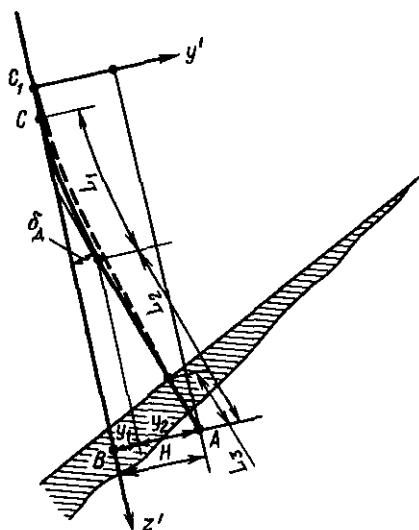


Рис. 64. Расчетная схема траектории дополнительного ствола

щего угла искривления δ_d , которое обеспечивает для заданных условий минимум затрат на бурение данного дополнительного ствола. Затраты на проходку дополнительного ствола найдем как сумму:

$$S = \delta_d p_1 + L_d p_2, \quad (156)$$

где p_1 — затраты на 1° искусственного искривления на предполагаемой глубине отклонения без учета затрат собственно на процесс бурения, руб./градус; p_2 — средняя стоимость 1 м бурения скважины на соответствующей глубине, руб./м; L_d — длина дополнительного ствола, м.

При решении задачи считаем, что участок основного ствола в зоне заложения дополнительного представляет прямую линию, лежащую в вертикальной плоскости искривления под некоторым средним зенитным углом θ_{cp} и характеризующуюся средним значением азимутального направления α_{cp} . Кратчайшее расстояние H от фиксированной точки дополнительного ствола до основного — величина заданная. Фиксированной точкой, т. е. четко определяемой геологическим заданием, может быть точка встречи дополнительного ствола с пластом полезного ископаемого или, например, точка конечного положения забоя. Для последнего случая обозначим в соответствии с рис. 64.

$$L_d = L_1 + L_2. \quad (157)$$

Определяем L_1 и L_2 как

$$L_1 = \delta_d / K_d, \quad L_2 = y_2 / \sin \delta_d,$$

где K_d — средняя кривизна дополнительного ствола на участке работы отклонителя.

Раскрывая значение

$$y_2 = H - \frac{1}{K_d} (1 - \cos \delta_d),$$

найдем

$$L_d = \frac{\delta_d}{K_d} + \frac{H - \frac{1}{K_d} (1 - \cos \delta_d)}{\sin \delta_d}. \quad (158)$$

Подставляя значение L_d из уравнения (158) в формулу (156) и, учитывая, что угол δ_d выражен в радианной мере, получаем

$$S = \delta_d(57,3\rho_1) + \left[\frac{\delta_d}{K_d} + \frac{H - \frac{1}{K_d}(1 - \cos \delta_d)}{\sin \delta_d} \right] \rho_2. \quad (159)$$

Так как в данном случае стоимость дополнительного ствола есть функция одного переменного δ_d при всех прочих постоянных, найдем такое значение общего угла искривления на участке дополнительного ствола $\delta_{d.э}$, при котором общая стоимость дополнительного ствола будет минимальной. Для этого приравняем первую производную от dS по $d\delta_d$ к нулю:

$$\frac{dS}{d\delta_d} = 57,3 \cdot \rho_1 + \left[\frac{1}{K_d} - \frac{\left(H - \frac{1}{K_d} \right) \cos \delta_{d.э}}{\sin^2 \delta_{d.э}} - \frac{1}{K_d} \sin^2 \delta_{d.э} \right] \rho_2 = 0. \quad (160)$$

Проведя преобразования уравнения (160), имеем

$$(57,3 \frac{\rho_1}{\rho_2} K_d + 1)(1 - \cos^2 \delta_{d.э}) - (HK_d - 1) \cos \delta_{d.э} - 1 = 0. \quad (161)$$

Обозначим $57,3 \frac{\rho_1}{\rho_2} K_d + 1 = A$, $HK_d - 1 = B$

и перепишем выражение (161) в виде

$$A \cos^2 \delta_{d.э} + B \cos \delta_{d.э} + 1 - A = 0. \quad (162)$$

Решение уравнения (162) относительно $\delta_{d.э}$ дает

$$\delta_{d.э} = \arccos \frac{-B \pm \sqrt{B^2 - 4A(1-A)}}{2A}. \quad (163)$$

Определив величину $\delta_{d.э}$, можем теперь найти точку заложения дополнительного ствола — точку C (см. рис. 64), так как положение точки B задано ранее:

$$BC = \frac{1}{K_d} \sin \delta_{d.э} + \left[H - \frac{1}{K_d} (1 - \cos \delta_{d.э}) \right] \operatorname{ctg} \delta_{d.э}. \quad (164)$$

При определении точки заложения дополнительного ствола с учетом возможного естественного искривления, например, оцениваемого средней величиной K_{cp} при тенденции скважины к выполаживанию, считаем конечным приращением общего угла иск-

ривления на всем протяжении дополнительного ствола найденную величину $\delta_{д.з}$. Тогда проекция дополнительного ствола на ось y' (см. рис. 64) — заданная величина H может быть представлена как сумма:

$$H = \frac{1}{K_d}(1 - \cos\delta_{д.з}) + \frac{1}{K_{cp}}(\cos\delta_{д1} - \cos\delta_{д.з}). \quad (165)$$

Решение уравнения (165) относительно $\delta_{д1}$ позволяет найти общий угол искривления на участке искусственного искривления:

$$\delta_{д1} = \arccos \frac{K_d K_{cp} H - K_{cp} + K_d \cos\delta_{д.з}}{K_d - K_{cp}}. \quad (166)$$

В этом случае точка забуривания дополнительного ствола переместится из точки C в точку C_1 , положение которой относительно точки B определяется решением равенства

$$BC_1 = \frac{1}{K_d} \sin\delta_{д1} + \frac{1}{K_{cp}} (\sin\delta_{д.з} - \sin\delta_{д1}). \quad (167)$$

Если известно положение точки зарезки дополнительного ствола, то можно найти затраты на его бурение по формуле (156) и длину участка этого дополнительного ствола, буримого с применением технических средств направленного бурения, из выражения (158).

Для заданной фиксированной точки (точки встречи с пластом полезного ископаемого) длина дополнительного ствола будет на некоторую величину L_3 больше, чем расчетная по формуле (157), что требует внесения соответствующих уточнений при определении общих затрат по формуле (156) на бурение дополнительного ствола, т. е.

$$S = \delta_d p_1 + (L_d + L_3) p_2.$$

При проектировании дополнительного ствола с отклонением от вертикальной плоскости искривления основного, заданным величиной α_{cp} , должно быть определено проектное отклонение дополнительного ствола по азимуту $\pm\Delta\alpha_d$. Расчет траектории дополнительного ствола и в этом случае ведется в одной плоскости — плоскости искривления дополнительного ствола, что позволяет применить приведенную выше методику расчета траектории дополнительного ствола. Заданное азимутальное отклонение $\Delta\alpha_d$ учитывают при расчете угла установки отклонителя в точке зарезки дополнительного ствола ω_3 (см. § 2 гл. VII).

Так, считая, что установленное при расчете траектории дополнительного ствола значение $\delta_{д.з}$ есть общий угол искривления, применим для определения угла ω_3 соотношение (131):

$$\sin\omega_3 = \sin\Delta\alpha_d \sin\theta_k / \sin\delta_{д.з}.$$

Здесь неизвестная пока величина θ_k должна быть определена по формуле (136).

В большинстве случаев угол $\delta_{д.з}$ имеет относительно большую величину, поэтому определяемое значение угла ω_3 может быть малым и необходимы более жесткие требования к точности ориентирования отклонителей.

Пример. Требуется рассчитать траекторию дополнительного ствола. Имеем следующие исходные данные:

расстояние от конечной точки дополнительного ствола до основного ствола $H = 60$ м; отклонение по азимуту от основного ствола $\Delta\alpha = 20^\circ$; средняя интенсивность искусственного искривления I , определяемая надежностью работы буровой колонны, составляет 0,2 градус/м ($K = 0,2/57,3 = 3,49 \cdot 10^{-3} \text{ м}^{-1}$); дополнительные затраты на один градус искривления дополнительного ствола $p_1 = 26$ руб./градус; ориентировочная стоимость 1 м бурения $p_2 = 11$ руб./м.

Первоначально расчет параметров траектории дополнительного ствола ведем в одной плоскости — плоскости искривления основного ствола.

1. Находим по формуле (163) оптимальное значение общего угла искривления на интервале отклонения дополнительного ствола:

$$\delta_{д.з} = \arccos \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4A(1-A)}}{2A}$$

$$A = 57,3 \frac{p_1}{p_2} K + 1 = \frac{p_1}{p_2} I + 1 = \frac{26}{11} \cdot 0,2 + 1 = 1,4727$$

$$B = HK - 1 = 60 \cdot 3,49 \cdot 10^{-3} - 1 = -0,7906$$

$$\delta_{д.з} = \arccos \frac{0,7906 + \sqrt{0,7906^2 - 4 \cdot 1,4727(1 - 1,4727)}}{2 \cdot 1,4727} = 26,45^\circ$$

2. Определяем по формуле (164) координату точки заложения дополнительного ствола (см. рис. 64):

$$BC = \frac{10^3}{3,49} \sin 26,45^\circ + \left[60 - \frac{10^3}{3,49} (1 - \cos 26,45^\circ) \right] \operatorname{ctg} 26,45^\circ = 187,9 \text{ м.}$$

3. Длина дополнительного ствола

$$L_d = \frac{\delta_{д.з}}{I} + \frac{1}{K} (1 - \cos \delta_{д.з}) \frac{1}{\sin \delta_{д.з}} = \\ = \frac{26,45}{0,2} + \frac{10^3}{3,49} (1 - \cos 26,45^\circ) \frac{1}{\sin 26,45^\circ} = 199,6 \text{ м,}$$

а длина интервала отклонения

$$L_1 = \delta_{д.з}/I = 26,45/0,2 = 132,25 \text{ м.}$$

4. Количество циклов отклонения определяем, исходя из средней стойкости долота s , принимаемой равной 7 м:

$$n = L_1/s = 132,25/7 \approx 19 \text{ циклов}$$

Полученные расчетные параметры дополнительного ствола ($L_1 = 132,25$ м и $n = 19$) с учетом требований о керновом материале с интервала отклонения являются основанием для оценки целесообразности бурения данного дополнительного ствола с заданной величиной ограничения по кривизне ($K = 3,49 \times 10^{-3} \text{ м}^{-1}$) и для принятия решения, например, о использовании другой буровой колонны, позволяющей увеличить допустимую кривизну. Так, если принять $K = 0,5/57,3 = 8,73 \cdot 10^{-3} \text{ м}^{-1}$, то общий угол искривления при всех прочих постоянных параметрах будет составлять $31,4^\circ$, длина интервала искривления 63 м и число циклов искривления 9, что может быть более благоприятным суммарным показателем искривления при принятом новом значении кривизны.

Заданное отклонение дополнительного ствола по азимуту $\Delta\alpha = +20^\circ$ требует расчета угла установки отклонителя при отбуривании от основного ствола.

5. По координатам точки заложения дополнительного ствола устанавливаем значение зенитного угла в начале интервала отклонения θ_n . Пусть $\theta_n = 15^\circ$, тогда определяем конечный зенитный угол по формуле (136)

$$\theta_k = 15\cos 20^\circ + \sqrt{26,45^2 - 15^2\sin^2 20^\circ} = 40^\circ,$$

а угол установки отклонителя по формуле (133)

$$\omega = \arcsin(\sin 20^\circ \sin 40^\circ / \sin 26,45^\circ) = 29,6^\circ.$$

В связи с тем, что длина одного рейса искривления ограничена стойкостью породоразрушающего инструмента, принятой равной 7 м, то в начале каждого последующего рейса потребуются операция ориентирования, которая при косвенном методе ориентирования осуществляется относительно начальной вертикальной плоскости искривления. Поэтому перед началом каждого последующего рейса следует установить угловые параметры дополнительного ствола, соответствующие окончанию предыдущего рейса. Например, пусть к десятому рейсу отклонения получены значения: скважина отклонена на азимуту на 9° , т. е. $\Delta\alpha = 20 - 9 = 11^\circ$; общее угловое отклонение составило 15° , т. е. намечается еще отклонение на $11,5^\circ$; значение зенитного угла $\theta_n = 28^\circ$, тогда по (133), принимая $\theta_k = 40^\circ$, имеем

$$\omega_{10} = \arcsin \sin 11^\circ \sin 40^\circ / \sin 11,5^\circ \approx 38^\circ.$$

§ 4. ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ МНОГООСТВОЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Принятие решения о бурении многоствольной скважины, утверждение ее конструкции и траектории должно базироваться на сопоставлении возможных вариантов разведки скважинами данного участка месторождения. Так, по рассмотренной выше методике расчета траектории дополнительного ствола можно определить геометрические параметры всех намеченных дополнительных стволов, что позволит составить конструкцию и траекторию конкретной многоствольной скважины с фиксированным по каким-либо критериям положением основного ствола.

При реальных геологических и технических возможностях варьирования местоположения основного ствола следует с целью определения рациональных геометрических параметров многоствольной скважины решать более сложную оптимизационную задачу по установлению местоположения и оптимальных траекторий основного и дополнительного стволов. В этом случае в качестве критерия оптимизации может быть принят не минимум затрат на бурение каждого дополнительного ствола, а минимальная стоимость бурения всей многоствольной скважины с многовариантным расположением стволов или варианта разведки с данной многоствольной скважиной.

После определения оптимальных геометрических параметров многоствольной скважины (положение основного ствола, точки зарезки дополнительных стволов и их траектория) и затрат на бурение всей скважины следует сопоставить варианты разведки данного участка месторождения. Возможны следующие критерии оценки вариантов:

а) снижение общих затрат на выполнение данного геологического задания с учетом всех сопутствующих бурению работ: мон-

тажно-демонтажных, земляных, дорожных, по энергоснабжению и др.;

- б) сокращение сроков выполнения геологического задания;
- в) получение максимальной экономии в единицу времени.

Наиболее разработана оценка вариантов выполнения конкретного геологического задания по показателю экономического эффекта, характеризующего экономию по себестоимости и капитальным вложениям при сопоставлении двух вариантов. Экономический эффект двух сопоставляемых вариантов выполнения геологического задания $\mathcal{E}_{Г.з}$ (руб.), например, разведки участка месторождения n одноствольными скважинами (базовый вариант) и разведки этого же участка многоствольной скважиной с $n - 1$ дополнительными стволами (новый вариант), определяется следующим выражением:

$$\mathcal{E}_{Г.з} = (C_б + EK_б) - (C_n + EK_n),$$

где $C_б, C_n$ — сметная стоимость планируемого объема работ соответственно по базовому и новому вариантам, руб.; E — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; $K_б, K_n$ — планируемый объем капитальных вложений соответственно базового и нового варианта.

Структурные схемы экономических расчетов сравниваемых вариантов разведки одноствольными и многоствольными скважинами с учетом выполнения расчетов на ЭВМ детально разработаны [6, 8], что позволяет эффективно анализировать многовариантные схемы направленного бурения на данной стадии разведки месторождения. Только вариантное сопоставление может быть основанием для принятия той или иной схемы многоствольной скважины, того или иного варианта буровых работ.

Серийная, технологически отработанная и надежная в эксплуатации техника направленного бурения позволяет эффективно применять многоствольное бурение как реальное средство повышения достоверности геологических данных буровых работ и, главное, снижение их стоимости при сокращении сроков выполнения геологической задачи.

Контрольные вопросы к главе VIII

1. Задачи, решаемые бурением многоствольных скважин. Схемы многоствольных скважин.
2. Методика бурения многоствольных скважин сверху вниз и снизу вверх.
3. Технические средства направленного бурения, используемые при различных методиках бурения дополнительных стволов.
4. Технические средства и технология создания искусственных забоев.
5. Расчет траектории дополнительного ствола. Геометрические параметры траектории. Оптимизационная задача расчета параметров траектории дополнительного ствола.
6. Как ведется расчет параметров дополнительного ствола с учетом заданного азимутального отклонения?
7. Общие принципы обоснования схемы многоствольной скважины.

Керновый материал по одной или по нескольким буровым скважинам во многих случаях не может дать однозначный ответ о морфологии месторождения, что влияет на эффективность ведения разведочных работ. Поэтому, кроме знания точного пространственного положения разведочных скважин, иногда необходимо получение кернового материала с информацией о его исходном пространственном положении в горном массиве. Для этого, например, можно на различных стадиях формирования керна нанести на него специальные отметки, которые после поднятия керна на поверхность позволяют установить его в таком пространственном положении, какое он занимал до отделения от массива горной породы. Такой керн называется ориентированным. Устройства, применяемые для ориентации или формирования ориентированного керна, получили название керноскопов.

Рассмотрение техники получения ориентированного керна в разделе курса «Направленное бурение скважин» связано с тем, что методы ориентации кернового материала, определение его пространственного положения близки к уже рассмотренным выше методам инклинометрии и ориентации отклонителей, методике определения пространственного положения скважин.

Различают механические и геофизические способы ориентации керна. Механические способы связаны с нанесением специальных меток на керне, еще не отделенном от породы забоя. Эти метки и керновый материал в последующем на поверхности могут быть ориентированы относительно стран света.

Геофизические способы не связаны с механическим воздействием на керн, а главным образом основаны на выявленных геофизических характеристиках данного горного массива, например, на магнитной полярности конкретной горной породы. В настоящее время практическое применение нашли лишь механические способы ориентации керна.

Во всех случаях при получении ориентированного керна необходимо знание пространственного положения скважины в данной точке. В наклонных скважинах, если известно положение вертикальной плоскости искривления в точке получения ориентированного керна, процесс ориентации керна упрощается.

Рассмотрим схему получения ориентированного керна (рис. 65), когда нанесение на керн характерных отметок Z происходит до начала формирования керна. На зачищенный забой скважины спускают снаряд — керноскоп, в котором свободно подвешена на опорах рамка I , имеющая эксцентриситет относительно оси вращения. В наклонной скважине центр тяжести рамки и ось вращения, условно совпадающая с осью скважины, размещаются в вертикальной плоскости искривления, положение которой в пространстве определено ранее.

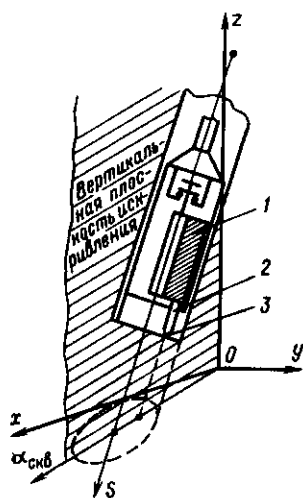
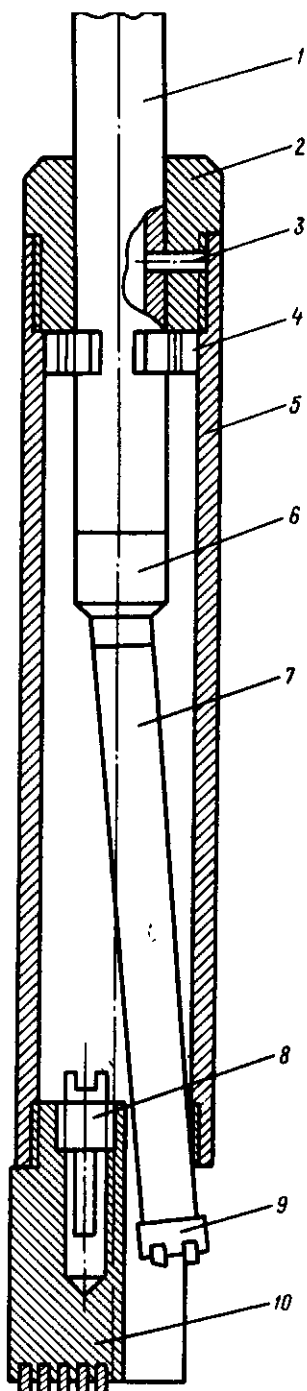


Рис. 65. Схема ориентирования керна

Рис. 66. Керноскоп типа КО



Положение вертикальной плоскости искривления необходимо зафиксировать на поверхности забоя, т. е. на нормальной плоскости относительно оси скважины. Фиксация может быть осуществлена нанесением на забой одной или двух характерных меток. Для этого при установившемся положении рамки, метки на забое в вертикальной плоскости искривления наносят сверлением лунок или несмываемой краской. Механические сверла или краска помещены в контейнере 2.

После такой ориентации как бы предкернового материала последующим рейсом осуществляется собственно бурение и поднятие уже ориентированного керна на поверхность.

Аналогичные операции, но с фиксацией сверления, выполняемого на забое в произвольном месте посредством более сложной связи с той же вертикальной плоскостью искривления, характерны для отбурочного керноскопа типа КО (рис. 66).

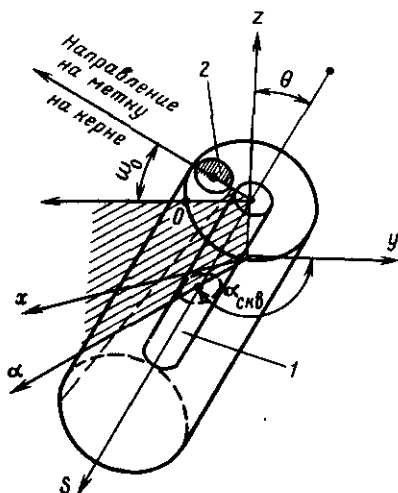
Бурильная колонна 1 связана с отбуривающим снарядом 7, снабженным коронкой 9 и шарниром 6. Кроме того, для зачистки забоя бурильная колонна соединена штифтом 3 с переходником 2 корпуса снаряда 5. Последний оснащен специальным породоразрушающим инструментом 10, имеющим измерительный жидкостный патрон 8 и эксцентрично расположенное отверстие, в которое входит отбурочный снаряд. Крутящий момент от бурильной трубы передается на корпус снаряда кулачковой муфтой 4.

В последних модификациях снаряда типа КО связь бурильной колонны с корпусом осуществляется не срезаемым штифтом и кулачковой муфтой, а легко развинчиваемым соединением, которое разъединяется левым поворотом колонны. Керноскоп спускают на забой и при малой осевой нагрузке (до 6 кН) зачищают забой от остатков керна. Далее, повышением осевой нагрузки срезают штифт и отбуривают метки глубиной 50 и 150 мм при диаметре снаряда 57 и 73 мм соответственно. При этом осевая нагрузка составляет 1 и 4 кН при частоте вращения 120—150 об/мин соответственно для снарядов КО-57 и КО-73.

После отбуривания метки снаряд оставляют в покое на 20—30 мин для получения отпечатка на медном стержне измерительного патрона, который погружен в 6 %-ный раствор медного купороса. На медном стержне имеется отметка, которая лежит в нормальной относительно оси скважины плоскости на одной линии с центром отбурочного отверстия. Вертикальная плоскость искривления в данном случае проходит через минимальную и максимальную высоты отпечатка мениска, получаемого на стержне, и фиксируется. При последующем (за подъемом керноскопа) рейсе бурят керн, несущий отметку, с помощью которой можно на поверхности установить керн в первоначальное положение, занимавшееся им в массиве горной породы.

Схема связей при ориентировании керна приведена на рис. 67. Известный азимут скважины $\alpha_{скв}$, а также известный и определяемый по отпечатку уровня жидкости на приборе зенитный угол θ позволяют установить и измерить угол ориентации кер-

Рис. 67. Схема связи измерительного патрона (1) и метки на керне (2) в керноскопе типа КО для ориентации керна



на ω_0 — угол между нормалью к оси скважины, лежащей в вертикальной плоскости искривления, и направлением от оси скважины на отметку на керне, проходящем через центр отверстия для отбуривающего снаряда. Таким образом, угол ориентации керна лежит в нормальной относительно оси скважины плоскости.

При ориентации керна его устанавливают в пространстве под углом θ к вертикали (к оси z прямоугольной системы координат) и вращают относительно оси S до совмещения отмеченного направления на точку O , определяемого углом ω_0 , с вертикальной плоскостью искривления, положение которой известно и задано углами $\alpha_{скв}$ и θ .

Ориентирующую метку наносят на керн непосредственно при бурении в процессе формирования керна. Так, в мировой практике бурения комплект снарядов со съёмными керноприемниками содержит специальный керноприемник, оснащенный керноскопом. Керноскоп снаряда ССК включает контейнер с измеряющей и фиксирующей азимутальный и зенитные углы в точке отбора ориентированного керна аппаратурой (компас, уровень, фотоаппарат, представляющие собой фотоинклинометр), помещаемый в немагнитной трубе над керноприемной трубой, и отметчик — алмазный резец, закрепленный в невращающемся корпусе керноприемной трубы над керноврателем. Положение отметчика (отметка O) вынесено на уровень фотоинклинометра.

В процессе бурения при поступлении керна в керноприемную трубу отметчик наносит на нем риску. Данные регистрации риски относительно вертикальной плоскости искривления, азимутального и зенитного углов достаточны для ориентации керна на поверхности.

Ориентация керна осуществляется на угломерных приборах — кернометрах, которые позволяют одновременно снять замеры

углов, определяющих положение структурных и текстурных элементов.

В практике бурения применяют и бесприборные способы получения ориентированного керна, имеющие определенную степень достоверности. Например, в наклонных скважинах при уверенности, что столбик керна связан с забоем, буровой снаряд поднимают с забоя и осуществляют холостое вращение колонны бурильных труб на самых низких частотах. Предполагается, что под действием силы тяжести породоразрушающий инструмент нанесет риски на керне, лежащие в вертикальной плоскости искривления. Эти риски являются основанием для ориентации керна относительно известного положения вертикальной плоскости искривления.

Для более детального ознакомления с техникой и технологией отбора ориентированного керна (кернометрией) следует обратиться к специальной литературе [7].

Контрольные вопросы к главе IX

1. Сформулируйте понятие «ориентированный керн»
2. Задачи, решаемые отбором ориентированного керна.
3. Методика ориентирования кернового материала.
4. Технические средства отбора ориентированного керна.
5. Расчетная схема ориентации керна.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Бронштейн И. Н., Семендяев К. А.* Справочник по математике для инженеров и учащихся втузов. — М.: Наука, 1986.
2. *Колесников А. Е., Мелентьев Н. Я.* Искривление скважин. — М., Недра, 1979.
3. *Костин Ю. С.* Современные методы направленного бурения скважин — М.: Недра, 1981.
4. *Лиманов Е. Л., Страбыкин И. Н., Елизаров М. И.* Направленное бурение разведочных скважин. — М.: Недра, 1978.
5. *Мельничук И. П.* Бурение направленных скважин малого диаметра. — М.: Недра, 1978.
6. *Морозов Ю. Т.* Методика и техника направленного бурения скважин на твердые полезные ископаемые. — Л.: Недра, 1987.
7. *Ошкордин О. В., Носов А. Ю., Мецгер А. А.* Техника и технология кернотри. — Свердловск: Изд. НТО «Горное», 1985.
8. *Сулакшин С. С.* Направленное бурение — М.: Недра, 1987.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

- Анизотропия горных пород 44
- База отклонителя жесткая 72
- Вписываемость буровых снарядов 27
— деформированных — — 31
- Диаграмма векторная анизотропных свойств 45
- Забой скважины естественный 133
— — искусственный 133
- Инклинометр 14
- Интенсивность искривления 9
- Искривление скважины 4
— — естественное 51
— — искусственное 71
— — локальное 52
- Керноскоп 144
- Керн ориентированный 144
- Координаты скважины 7
- Коэффициент анизотропии 44
- Кривизна траектории 9
- Кручение траектории 11
- Метод ориентирования косвенный 117
— — прямой 113
- Методика бурения «сверху вниз» 134
— — «снизу вверх» 134
- Ориентатор забойный 117
- Ориентирование отклонителей 113
— метки на керне 147
- Отклонитель бесклиновой 91
— клиновой 82
— периодического действия 97
— с гидравлическим двигателем 100
— шарнирный 72
- Переходник кривой 101
- Плоскость апсидальная 5
— искривления 4
- Площадь рассеивания забоя 69
- Пробка-забой 135
- Радиус кривизны 9
- Скважина многоствольная 132
- Способность отклонителя разрешающая 109
- Ствол основной 132
— дополнительный 132
- Траектория скважины 4
— дополнительного ствола 137
- Угол азимутальный 6
— встречи 13
— зенитный 6
— искривления общий 9
— наклона скважины 4
— установки отклонителя 107
- Уравнение траектории отклонителя 75
— изогнутой оси снаряда 24
- Усилие отклоняющее 39
- Устойчивость буровых снарядов 24
- Форма движения буровых снарядов 35
- Шарнир универсальный 76