

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Индустриальный институт
Направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин

методические указания к выполнению практических работ и организации самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин»

Составитель к.т.н., доцент С.В. Кучеров

Нефтеюганск, 2024

Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин: методические указания к выполнению практических работ и организации самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин» для слушателей программы профессиональной переподготовки «Бурение нефтяных и газовых скважин»/ сост. к.т.н., доцент С.В. Кучеров

СОДЕРЖАНИЕ

1	Основные понятия о пространственном положении и искривлении скважин.....	4
2	Проектирование очередности бурения скважин в кусте.....	5
3	Построение горизонтальной проекции оси скважины (инклинограммы).....	10
4	Определение требуемых изменений зенитного угла и азимута при исправлении траектории оси скважины.....	12
5	Определение угла установки отклонителя при исправлении траектории оси скважины и угла поворота отклонителя.....	14
6	Определение значений зенитного угла и азимута на забое скважины при инклинометрических измерениях в трубах ЛБТ.....	29

1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О ПРОСТРАНСТВЕННОМ ПОЛОЖЕНИИ И ИСКРИВЛЕНИИ СКВАЖИН

Под действием различных факторов в процессе бурения ствол скважины изменяет свое пространственное положение, вследствие чего его ось приобретает вид искривленной линии. Она может изображаться последовательным соединением прямых и кривых отрезков. Дадим определение основным терминам и параметрам, характеризующим положение в пространстве, точки (О) оси скважины (рис. 1).

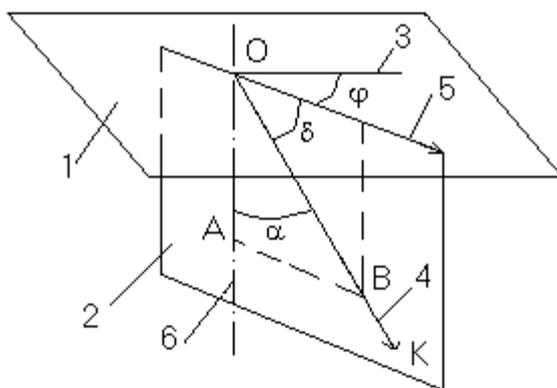


Рис. 1. Параметры пространственного положения оси скважины

- Глубина скважины (S) - расстояние по оси скважины от устья до забоя или любой точки измерения.
- Глубина скважины по вертикали (H) - расстояние от устья до горизонтальной плоскости, проходящей через забой скважины O.
- Зенитный угол (α) - угол между касательной к оси ствола скважины в рассматриваемой точке O и вертикалью, проходящей через данную точку.
- Азимутальный угол (φ) - угол между принятым направлением начала отсчета 3 и касательной 5 к горизонтальной проекции оси скважины, отсчитываемой по часовой стрелке. В зависимости от принятого начала отсчета азимутальный угол может быть истинным, магнитным или условным. В первом случае отсчет ведется от географического, во втором от магнитного меридиана, в третьем - от направления на произвольный репер, координаты которого известны.
- Угол наклона (δ) - угол между осью скважины или касательной к ней в рассматриваемой точке O и горизонтальной проекцией оси на плоскость, проходящую через данную точку.
- Профиль скважины - проекция оси скважины на вертикальную плоскость 2, проходящую через ее устье и забой.

- План скважины - проекция оси скважины на горизонтальную плоскость 1, проходящую через ее устье.
- Отход или отклонение (А) забоя от вертикали - расстояние от забоя скважины до вертикали, проходящей через устье скважины.
- Апсидальная плоскость - вертикальная плоскость, проходящая через касательную ОК к оси ствола скважины в точке проведения замера О.
- Зенитная интенсивность искривления ($\Delta\alpha$) - изменение зенитного угла на участке между двумя точками замера.
- Азимутальная интенсивность искривления ($\Delta\varphi$) - изменение азимутального угла на участке между двумя точками замера.
- Пространственная интенсивность искривления (i) - степень одновременного изменения зенитного и азимутального углов за интервал. В дальнейшем будем использовать термин интенсивность искривления.
- Радиус искривления - величина обратная интенсивности искривления i. На практике используют понятие интенсивности искривления ствола скважины на 10 метров и на 100 метров

$$R = \frac{573}{i_{10}}, \text{ м}; \quad R = \frac{5730}{i_{100}}, \text{ м} \quad (1.1)$$

Кривизна ствола скважины - величина, обратная радиусу

$$K = \frac{1}{R}, \text{ рад/м} \quad (1.2)$$

- Угол установки отклонителя на забое - угол между плоскостью действия отклонителя и вертикальной плоскостью, проходящей через ось скважины в месте его установки.
- НДС - направление движения бурового станка.
- Радиус круга допуска - допустимое отклонение забоя скважины от проектного.
- Магнитное склонение (ms) - угол между истинным направлением на север и магнитным направлением, определяемым по компасу.

2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОЧЕРЕДНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В КУСТЕ

1. Составление плана разбуривания куста скважин заключается в определении порядка очередности бурения скважин и длин их вертикальных участков. Исходными данными являются: азимуты скважин (φ); смещение

забоев от вертикали (А) для каждой скважины; направление движения станка (НДС).

2. Очередность бурения скважин с кустовой площадки определяется в зависимости от величины угла, измеряемого от НДС до проектного направления на забой скважины по ходу часовой стрелки (см. рис. 2, поз. А-В). При этом в первую очередь бурятся скважины, для которых указанный угол расположен в секторе 120° - 240° (сначала бурятся скважины с большим смещением забоев, рис. 2, поз. А); затем скважины, горизонтальные проекции которых с НДС образуют угол, равный 60° - 120° и 240° - 300° , а также вертикальные скважины (рис. 2 поз. Б); в последнюю очередь ведется бурение скважин, для которых вышеуказанный угол ограничен секторами 0° - 60° и 300° - 360° (рис. 2 поз. В), при этом сначала бурятся скважины с меньшим смещением забоя

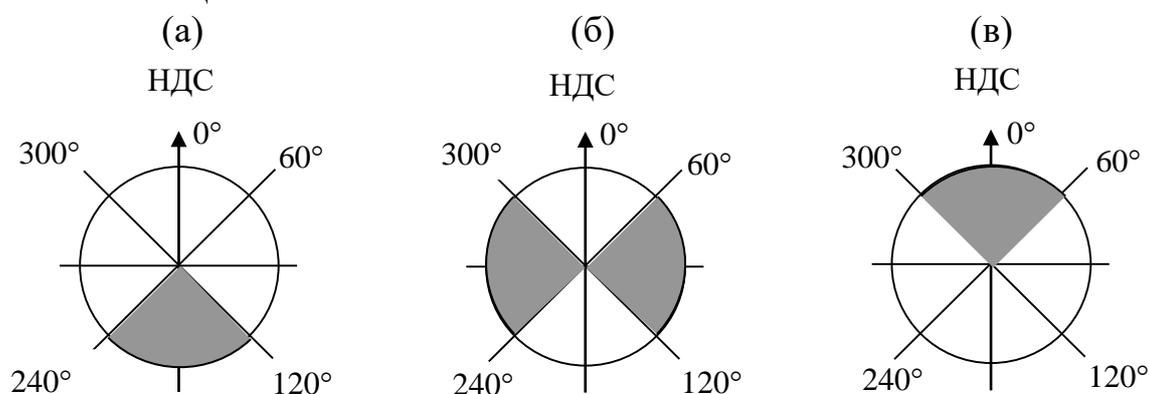


Рис.2. Выбор очередности бурения скважин с кустовой площадки

3. Расстояние между устьями скважин определяется в соответствии с, а также со схемами расположения бурового и нефтепромыслового оборудования на кустовой площадке и должно быть не менее 5 метров. Если предыдущая скважина искривлена в направлении движения бурового станка, расстояние между устьями может быть увеличено.

4. Расстояние по вертикали между точками забуривания наклонного ствола двух соседних скважин должно быть:

- не менее 30 м, если разность в азимутах забуривания менее 10° ;
- не менее 20 м, если разность составляет 10° - 20° ;
- не менее 10 м, если азимуты отличаются более чем на 20° .

5. Глубина забуривания наклонного ствола выбирается в зависимости от величины угла, измеряемого от направления движения станка (НДС) до проектного направления на точку по часовой стрелке:

- если указанный угол расположен в секторе 120° - 240° , то первая скважина забуривается с минимальной глубины. Глубина забуривания каждой последующей скважины выбирается больше, чем предыдущей.

- если угол между НДС и проектным азимутами ограничен секторами 60° - 120° или 240° - 300° , допускается забуривание выше, чем в предыдущей скважине.

- если вышеуказанный угол расположен в секторах 0° - 60° или 300° - 360° , то первая скважина забуривается с большей глубины, глубина забуривания каждой последующей скважины выбирается меньше, чем предыдущей.

б. Составление плана разбуривания куста скважин начинается с нанесения линии НДС. На ней произвольно выбирается точка, обозначающая устье первой скважины. Из этой точки проводятся линии (М 1:10000) в направлениях проектных азимутов скважин (см. рис. 3) В соответствии с п. 2 устанавливается очередность бурения скважин и с помощью п. 5 выбираются длины вертикальных участков ($H_{в}$)

Рассмотрим пример практического применения вышеизложенной методики. В табл. 1 приведены проектные данные, а на рисунке 3 графическое изображение направлений траекторий 8 скважин. Азимут НДС равен 45° градусам.

Таблица 1 – Проектные данные

№ п. п.	№ скважины	Азимут, град	Отход, м
1	147	38	575
2	144	50	910.
3	146	90	212
4	143	155	1162
5	141	213	432
6	140	245	984
7	142	295	345
8	145	340	895

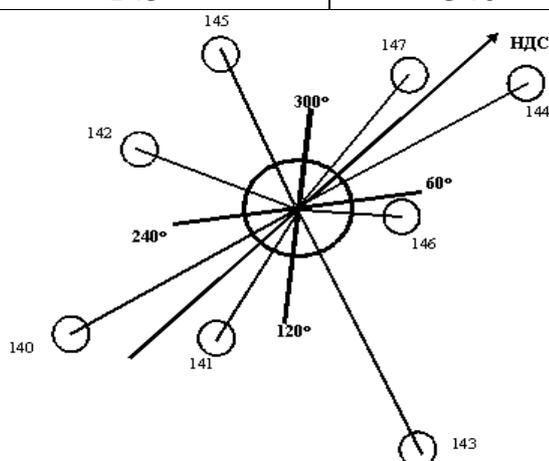


Рис. 3. Выбор очередности бурения скважин

В первую очередь бурятся скважины расположенные в секторе 120° - 240° . Это скважины под № 140 и № 141, причем первой бурится скважина с большим отходом № 140. Второй бурится скважина № 141.

Во вторую очередь бурятся скважины расположенные в секторах 60° - 120° и 240° - 300° . Это скважины под № 142, 143, 145, 146. С целью исключения пересечения стволов скважин и разводки их по азимуту скважина № 142 бурится третьей, скважина № 143 – четвертой, скважина № 145 – пятой, скважина № 146 – шестой.

В третью очередь бурятся скважины расположенные в секторе 60° - 0° - 300° . Это скважина № 147, 144, при этом сначала бурится скважина с меньшим отходом № 147 (седьмая по счету). Последней (восьмой) бурится скважина № 144.

По данным результатам составляется план очередности разбуривания куста скважин (табл. 2) и схема (рис. 4).

7. По п. 5 определяем глубины начала бурения наклонного ствола. Т. к. скважины № 140 и 141 расположены в секторе 120° - 240° , то глубина вертикального участка ствола скважины № 140 составит 30 м, а глубину начала набора параметров кривизны скважины № 141 принимаем на 10 м больше (40 м), т.к. азимуты отличаются более чем на 20° .

В связи с тем, что угол между НДС и проектными азимутами скважин № 142, 143, 145, 146 ограничен секторами 60° - 120° и 240° - 300° , допускается забуривание выше, чем в предыдущей скважине.

Глубина начала бурения наклонного ствола скважины № 142 составит 30 м, а глубину вертикального участка скважины № 143 принимаем на 10 м больше (40 м), т.к. азимуты отличаются более чем на 20° .

Глубина бурения вертикального участка скважины № 145 составит в 30 м. Глубину начала набора зенитного угла скважины № 146 принимаем на 10 м больше (40 м), т.к. азимуты отличаются более чем на 20° .

Т. к. угол между НДС и проектными азимутами скважин № 147, 144 ограничен секторами 0° - 60° и 300° - 360° , то глубину вертикального участка скважины № 147 определим значением 50 м. Глубину вертикального участка скважины № 144 установим на 10 м меньше (40 м), т.к. азимуты отличаются более чем на 20° .

Если в заданных направлениях (см. рис. 3) нанести в масштабе положения забоев скважин, а на линии НДС положения устьев скважин с учетом движения станка при передвижке, и затем соединить полученные точки для каждой скважины, можно получить новые значения Δ и ϕ , несколько отличающиеся от первоначальных. При этом азимуты скважин могут переместиться в другие сектора. Кроме того, азимут скважин с малыми смещениями забоев изменяется больше, и не исключено появление пересечений проекций стволов, что нежелательно и потребует введения

корректив. В учебном задании считаем, что этого не произойдет, и план разбуривания куста строим по первоначальным азимутам (см. рис. 3), принимая разные масштабы при обозначении устьев скважин и их забоев в масштабе М 1:500 и М 1:10000 соответственно.

Таблица 2 – План очередности разбуривания

№ п.п.	Положение устья скважины		№ скважины	Азиму т, град	Отход,	Глубина начала набора параметров кривизны, м	Назначение	Проектный пласт, м	Глубина на пласта, м	Круг допуска, м
	движка, м	с начала куста								
1	0	0	140	245	984	30	Доб	ЮБ1	2525	75
2	5	5	141	213	432	40	Доб	ЮБ1	2515	75
3	5	10	142	295	345	30	Доб	ЮБ1	2520	75
4	5	15	143	155	1162	40	Доб	ЮБ1	2525	75
5	5	20	145	340	895	30	Доб	ЮБ1	2515	75
6	5	25	146	90	212	40	Доб	ЮБ1	2520	75
7	5	30	147	38	575	50	Доб	ЮБ1	2525	75
8	5	35	144	50	910	40	9обб	ЮБ1	2525	75

Направление движения станка 45° , азимут мостков 135° , магнитное склонение 16° .

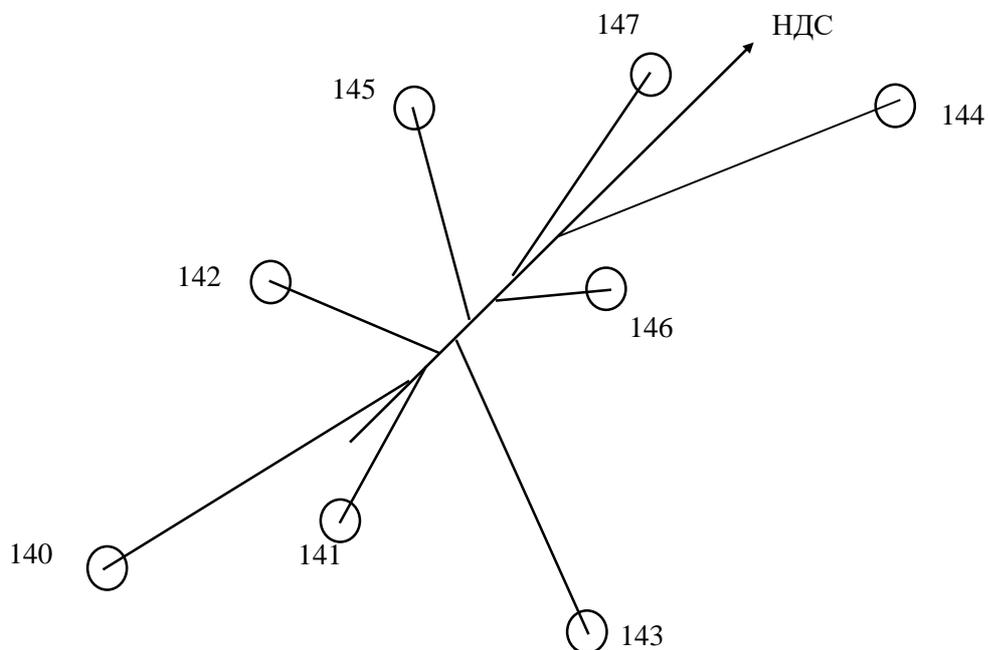


Рис. 4. Схема очередности бурения куста скважин

3. ПОСТРОЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ПРОЕКЦИИ ОСИ СКВАЖИНЫ (ИНКЛИНОГРАММЫ)

Исходными данными для построения горизонтальной проекции скважины являются: положение забоя скважины, замеренный азимут, замеренный зенитный угол (см. табл. 3). В табл. 3 в первом столбце приведены значения длины ствола до точек, в которых делался инклинометрический замер. Во втором и третьем столбцах – значения зенитных и азимутальных углов в этих точках. В четвертом и пятом столбцах - средние значения зенитных и азимутальных углов за интервал. Например: в интервале от 150 до 200 м получили:

$$\alpha_{cp} = \frac{5+10}{2} = 7^{\circ}30', \quad \varphi_{cp} = \frac{125+127}{2} = 126^{\circ}.$$

В шестом столбце приведены отклонения средних значений азимута от проектного. Например: в интервале от 150 до 200 м - $\Delta\varphi = \varphi_{cp} - \varphi_{пр}$ или $130 - 135 = -5$ град. Знак «-» означает, что построение ведется слева от проектного направления, знак «+» построение ведется справа от проектного направления.

- Средний зенитный угол за интервал определяется как:

$$\alpha_{cp} = \frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}. \quad (3.1)$$

- Средний азимутальный угол за интервал определяется как:

$$\varphi_{cp} = \frac{\varphi_1 + \varphi_2}{2}. \quad (3.2)$$

- Горизонтальная проекция участка: определяется как:

$$a_n = L \cdot \sin \alpha_{cp}. \quad (3.3)$$

Таблица 3 – Данные для построения фактической траектории скважины

Забой, м	Зенитный угол	Азиму т	Зенитный угол средний	Азимут средний, φ_{cp}	Отклонение от проекта по азимуту	Смещение а, м
1	2	3	4	5	6	7
100	1°	135°	--	--	--	--
150	5°	125°	3	130° (φ_{cp1})	-5	2,6 (a1)
200	10°	127°	7° 30'	126° (φ_{cp2})	-9	6,5 (a2)
250	15°	129°	12° 30'	128° (φ_{cp3})	-7	10,8 (a3)
300	20°	131°	17° 30'	130° (φ_{cp4})	-5	15,0 (a4)
350	20°	135°	20°	133° (φ_{cp5})	-2	17,1 (a5)
400	22°	135°	21°	135° (φ_{cp6})	--	17,9 (a6)

Рассмотрим пример построения. Выбирают точку О, обозначающую устье скважины (рис. 5) и от нее проводят линию ОР длиной, равной

величине проектного отклонения забоя от вертикали (отход) в принятом масштабе. Проводят круг радиусом R с центром в точке P . От точки O проводят линию по азимуту φ_{cp1} с длиной горизонтальной проекции a_1 в выбранном масштабе. От полученной точки 1 откладывают линию по азимуту φ_{cp2} с длиной горизонтальной проекции a_2 и т.д. до точки M , обозначающей забой скважины по данным инклинометрии.

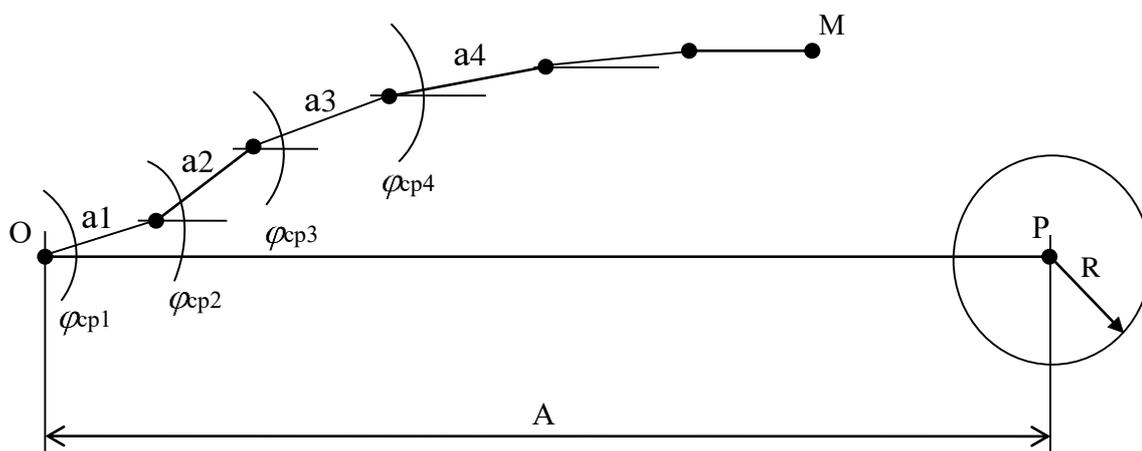


Рис. 5. Построение горизонтальной проекции скважины

По положению точки M на плане и вертикальной глубине забоя скважины получают представление о положении забоя в пространстве относительно проектной точки вскрытия пласта и круга допуска.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕБУЕМЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ЗЕНИТНОГО УГЛА И АЗИМУТА ПРИ ИСПРАВЛЕНИИ ТРАЕКТОРИИ ОСИ СКВАЖИНЫ

По причинам различного характера, фактические значения азимутального и зенитного углов траектории скважины могут значительно отклоняться от проектных. В этом случае необходимо проводить корректировку параметров α и φ до значений, при которых скважина попадет в круг допуска. Решение о проведении исправительных работ принимается после построения горизонтальной проекции оси скважины, когда становится ясно, что с помощью обычных компоновок без отклонителей скважина не попадет в круг допуска.

Такая ситуация показана на рис. 7. В точке **В**, имеющей параметры $\alpha_{в}$ и $\varphi_{в}$, принимается решение провести исправительные работы. Величину необходимого изменения азимута ($\Delta\varphi_{н}$) в результате исправительных работ находим непосредственно по чертежу, вычитая из требуемого азимута ($\varphi_{н}$) фактический азимут в точке **В** ($\varphi_{в}$):

$$\Delta\varphi_{н} = \varphi_{н} - \varphi_{в}. \quad (5.1)$$

Необходимое значение зенитного угла определяется по следующей методике. Определяется зенитный угол $\alpha_{ст}$ при условии полной стабилизации по формуле:

$$\operatorname{tg} \alpha_{ст} = a_{вб}/h_{вб}. \quad (5.2)$$

Проекцию $a_{вб}$ получаем, замеряя по чертежу.

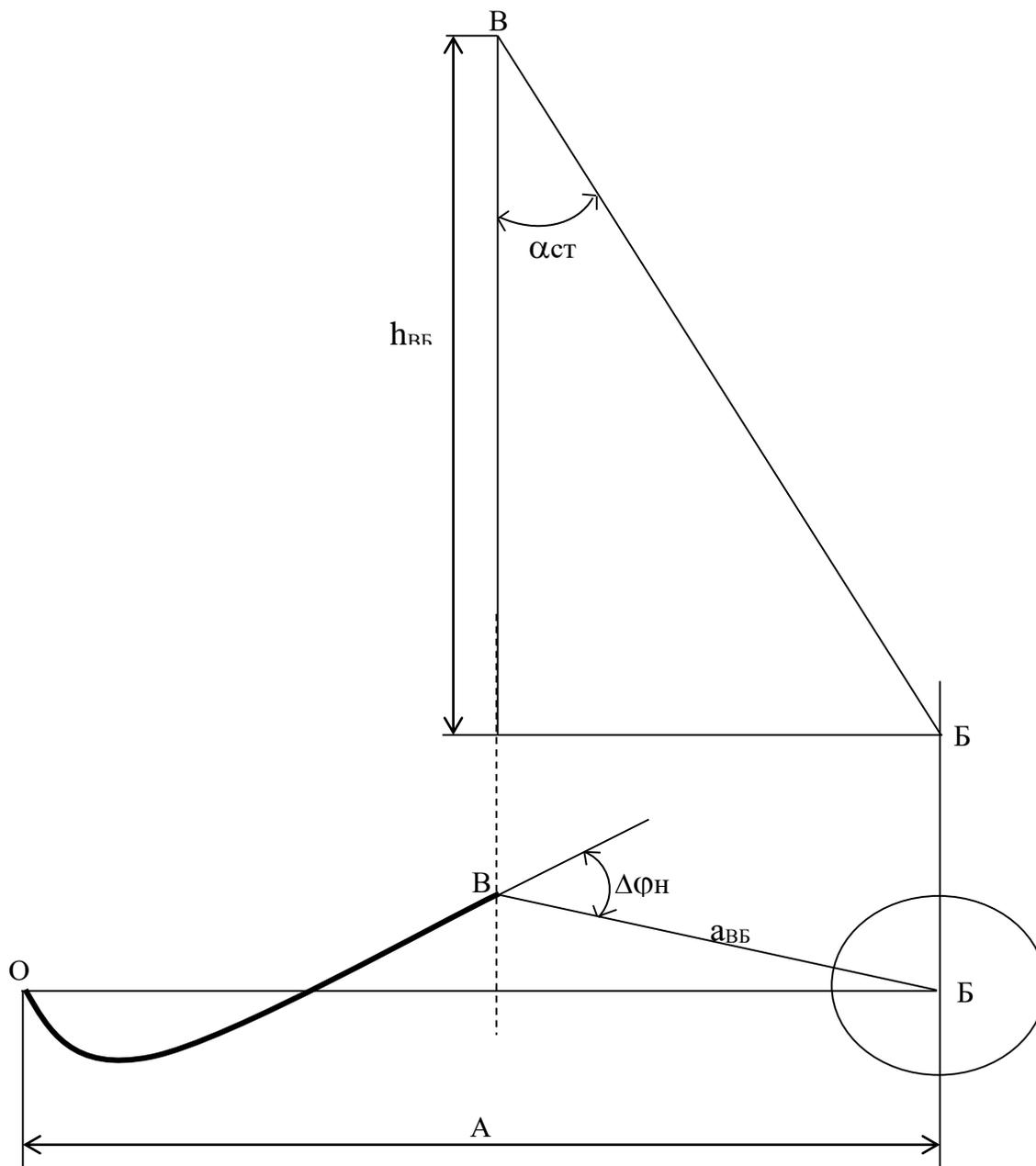


Рис. 7. Определение требуемых изменений зенитного угла и азимута при исправлении траектории оси скважины

Проекцию h_{BF} получаем, вычитая из проектной глубины скважины до кровли пласта по вертикали $H_{кр}$ глубину пробуренного участка ствола $h_{ов}$ по вертикали.

Рассмотрим пример практического применения методики. Дано, что проектное смещение забоя скважины $A=500$ м, проектный азимут $\varphi_{пр} = 200^\circ$. Параметры кривизны в точке **В**: $\varphi_{в} = 150^\circ$, $\alpha_{в} = 20^\circ$. Требуется определить, насколько нужно изменить зенитный угол и азимут при коррекции ствола скважины, если до кровли пласта по вертикали осталось пробурить $h_{BF} = 1300$ м. Проекция a_{BF} по чертежу = 220 м.

По формуле (5.2) определяется угол $\alpha_{ст}$

$$\operatorname{tg} \alpha_{ст} = 220/1300 = 0,169;$$

$$\alpha_{ст} = 9,6^\circ \approx 10^\circ.$$

Требуемое значение азимута определяется непосредственно по чертежу, т.к $\varphi_{н} = 215^\circ$, то:

$$\Delta\varphi_{н} = 215^\circ - 150^\circ = + 65^\circ.$$

Ответ: при исправительных работах с использованием отклоняющего устройства необходимо зенитный угол уменьшить с 20° до 10° , а азимут увеличить на 65° .

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УГЛА УСТАНОВКИ ОТКЛОНИТЕЛЯ ПРИ ИСПРАВЛЕНИИ ТРАЕКТОРИИ ОСИ СКВАЖИНЫ И УГЛА ПОВОРОТА ОТКЛОНИТЕЛЯ

5.1 Определение угла установки отклонителя и угла поворота отклонителя при работе с магнитным переводником

При определении положения плоскости действия отклонителя по предлагаемому методу необходимо учитывать, что место разрыва реохорда электромагнитной буссоли всегда располагается в наклонном стволе по фактическому азимуту скважины, а положение северного полюса магнитной стрелки определяется положением магнитного репера. В момент отбития точки замера в магнитном переводнике, стрелка буссоли, перекрывая участок цепи реохорда, отбивает не азимут плоскости действия отклонителя, а угол разворота его по отношению к азимуту скважины. Значение замера показывает, как отклонитель расположен по отношению к оси скважины. Исчисление угла разворота отклонителя по отношению к фактическому азимуту скважины производится *против хода часовой стрелки* и, следовательно, показание инклинометра в данной точке будет равно углу, на который отстает плоскость действия отклонителя от фактического азимута скважины. Для ускорения ориентирования, сечение ствола скважины разделено на 4 четверти (рис. 8).

Определение необходимого положения плоскости действия отклонителя относительно апсидальной плоскости или угла установки отклонителя ведется исходя из условия или изменения азимута, или зенитного угла, или одновременного изменения азимута и зенитного угла.



Рис. 8. Сечение ствола скважины в плоскости действия отклоняющего устройства

Если замеренный угол в магнитном переводнике равен $0^\circ(360^\circ)$, то при бурении будет происходить увеличение зенитного угла без изменения азимута.

Если плоскость действия отклонителя находится в I четверти, то при бурении будет происходить увеличение зенитного угла и изменение азимута вправо.

Если замеренный угол в магнитном переводнике равен 270° , то при бурении будет происходить изменение азимута вправо без изменения зенитного угла.

Если плоскость действия отклонителя находится во II четверти, то при бурении будет происходить уменьшение зенитного угла и изменение азимута вправо.

Если замеренный угол в магнитном переводнике равен 180° , то при бурении будет происходить уменьшение зенитного угла без изменения азимута.

Если плоскость действия отклонителя находится в III четверти, то при бурении будет происходить уменьшение зенитного угла и изменение азимута влево.

Если замеренный угол в магнитном переводнике равен 90° , то при бурении будет происходить изменение азимута влево без изменения зенитного угла. Е

Если плоскость действия отклонителя находится в IV четверти, то при бурении будет происходить увеличение зенитного угла и изменение азимута влево.

Другим дающим необходимую точность методом является графический. На рис. 9 представлен пример его практической реализации.

При инклинометрии скважины установлено, что замеренный зенитный угол - $\alpha_1=14^\circ$, замеренный азимут - $\varphi_1=90^\circ$. После построения горизонтальной проекции выявлено, что необходимый зенитный угол - $\alpha_3=20^\circ$, а азимут - $\varphi_3=110^\circ$. Угол изменения азимута - $\Delta\varphi=20^\circ$. Для определения угла установки строят треугольник АОВ

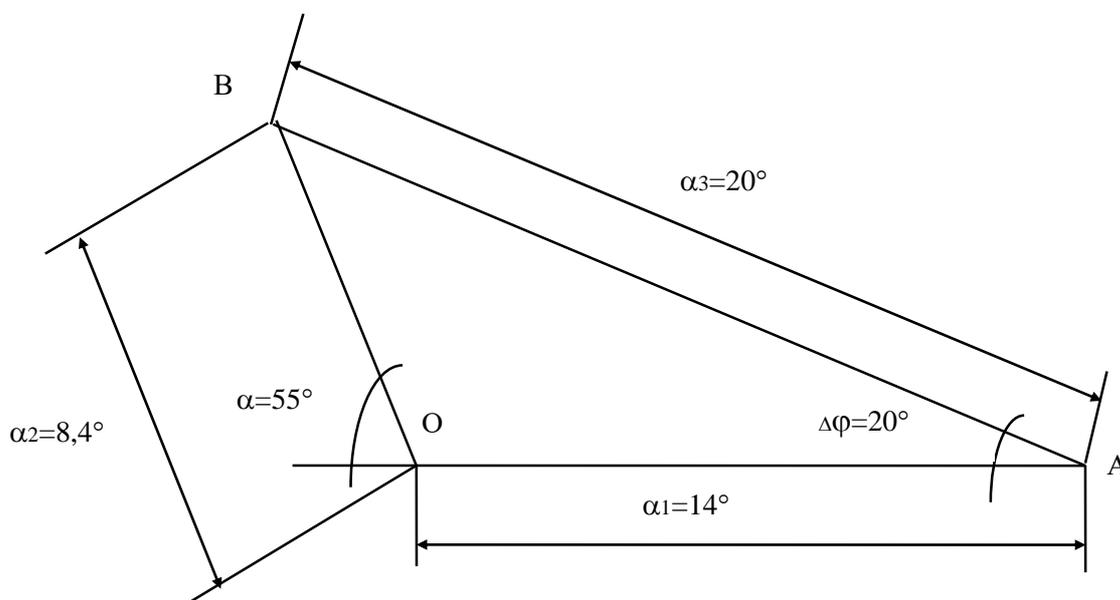


Рис. 9. Определение угла установки отклонителя графическим способом

Для этого из точки А по горизонтали откладывают $\alpha_1=14^\circ$ (например в масштабе 1 см: 1°). Далее в точке А с помощью транспортира строят угол, равный по величине углу изменения азимута $\Delta\varphi=20^\circ$, и откладывают отрезок АВ, равный $\alpha_3=20^\circ$, в том же масштабе. Соединяют точки О и В. Полученный угол $\alpha=55^\circ$ и есть угол установки отклонителя относительно плоскости искривления скважины. При этом ОВ характеризует пространственный угол искривления за интервал $\alpha_2=8,4^\circ$. Величина угла α_2 (в принятом масштабе), разделенная на интенсивность искривления на 10 м проходки, определит длину интервала бурения с отклонителем. При необходимости увеличения азимута треугольник строится выше горизонтальной линии ОА, при уменьшении азимута – наоборот. При этом следует помнить, что α - это угол между апсидальной плоскостью и плоскостью действия отклонителя. На основании этого определяется угол установки отклонителя.

$$\alpha_y=360^\circ - \alpha^\circ. \quad (6.1)$$

Для данного примера угол установки отклонителя $\alpha_y=360^\circ-55^\circ=305^\circ$, т.е. инклинометр в магнитном переводнике должен показать азимут $\alpha_y=305^\circ$.

Определение величины угла поворота отклонителя рассмотрим на других примерах.

Необходимо увеличить зенитный угол

После инклинометрического замера имеем следующие данные: показания в магнитном переводнике – $M=200^\circ$ т. е. плоскость действия отклонителя находится во II четверти; азимут скважины – $Aз=135^\circ$; зенитный угол - $\alpha=15^\circ$. Реактивный момент от турбобура - $\gamma=25^\circ$. Необходимо увеличить зенитный угол до 20° при сохранении азимута. Для этого необходимо, чтобы плоскость действия отклонителя располагалась по 0° (360°) (рис. 8).

Отклонитель необходимо повернуть по часовой стрелке на 200° плюс 25° на компенсацию реактивного момента турбобура. При проверке инклинометр в магнитном переводнике должен показать азимут 335° (рис. 10).

Угол установки отклонителя



Рис. 10. Пример определения величины угла поворота отклоняющего устройства

Необходимо уменьшить зенитный угол

После инклинометрического замера имеем следующие данные: показания в магнитном переводнике – $M=75^\circ$, т. е. плоскость действия отклонителя находится в IV четверти; азимут скважины – $Aз=15^\circ$; зенитный угол - $\alpha=25^\circ$. Реактивный момент от турбобура - $\gamma=45^\circ$. Необходимо уменьшить зенитный угол до 18° при сохранении азимута. Для этого необходимо, чтобы плоскость действия отклонителя располагалась по 180° (рис. 8).

Отклонитель необходимо повернуть по часовой стрелке на 255° плюс 45° на компенсацию реактивного момента турбобура. При проверке

инклинометр в магнитном переводнике должен показать азимут 225° (рис. 11).

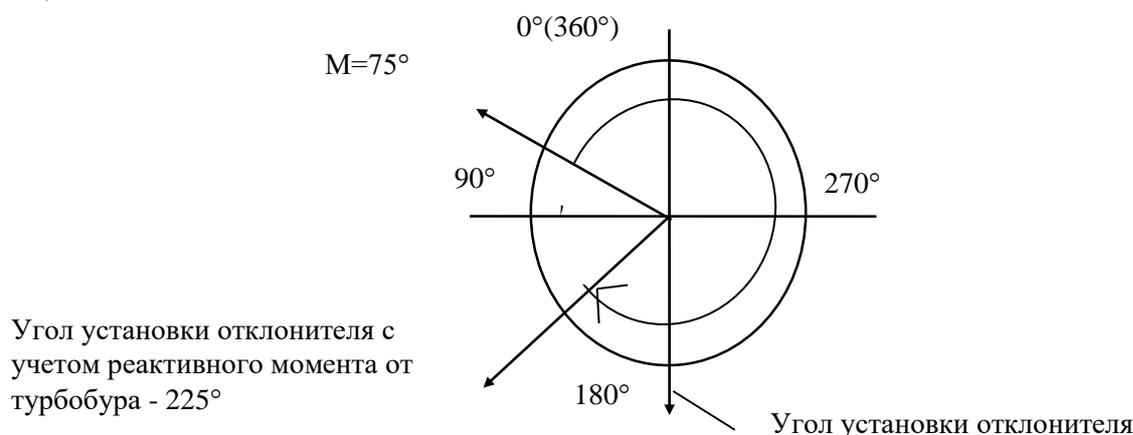


Рис. 11. Пример определения величины угла поворота отклоняющего устройства

Необходимо увеличить зенитный угол и азимут

После инклинометрического замера имеем следующие данные: показания в магнитном переводнике – $M=75^\circ$, т. е. плоскость действия отклонителя находится в IV четверти; азимут скважины – $Aз=15^\circ$; зенитный угол – $\alpha=25^\circ$. Реактивный момент от турбобура – $\gamma=45^\circ$. Необходимо увеличить зенитный угол до 28° и азимут до 30° . Для этого необходимо, чтобы плоскость действия отклонителя располагалась в I четверти. Графическим методом (см. рис. 9) определяем необходимый угол α между апсидальной плоскостью и плоскостью действия отклонителя – $\alpha=73^\circ$. Угол установки отклонителя по формуле (6.1) $\alpha_y=360^\circ-73^\circ=287^\circ$.

Отклонитель необходимо повернуть по часовой стрелке на 148° плюс 45° на компенсацию реактивного момента турбобура. При проверке инклинометр в магнитном переводнике должен показать азимут 242° (рис. 12).

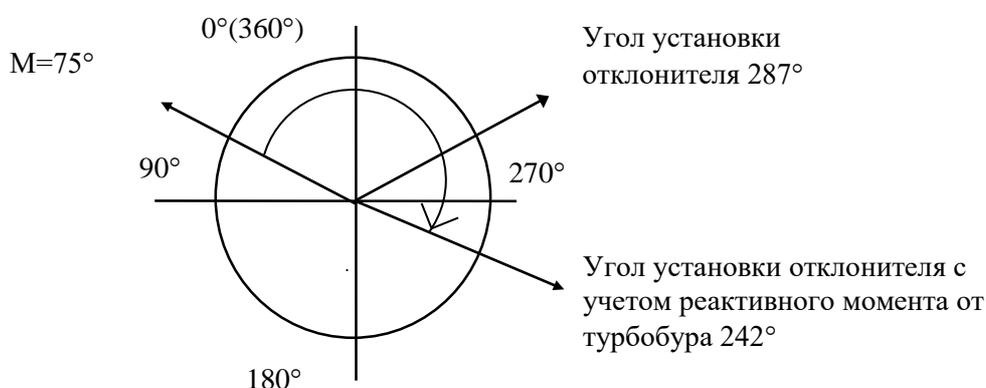


Рис. 12. Пример определения величины угла поворота отклоняющего устройства

Необходимо стабилизировать зенитный угол и увеличить азимут

После инклинометрического замера имеем следующие данные: показания в магнитном переводнике – $M=175^\circ$, т. е. плоскость действия отклонителя находится в III четверти; азимут скважины – $Aз=15^\circ$; зенитный угол – $\alpha=25^\circ$. Реактивный момент от турбобура – $\gamma=35^\circ$. Необходимо стабилизировать зенитный угол и увеличить азимут до 30° . Для этого необходимо, чтобы плоскость действия отклонителя располагалась по 270° (рис. 8).

Отклонитель необходимо повернуть по часовой стрелке на 265° плюс 35° на компенсацию реактивного момента турбобура. При проверке инклинометр в магнитном переводнике должен показать азимут 235° (рис. 13).

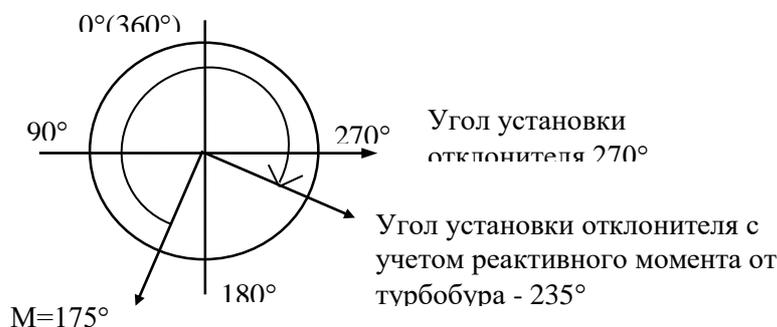


Рис. 13. Пример определения величины угла поворота отклоняющего устройства

Необходимо стабилизировать зенитный угол и уменьшить азимут

После инклинометрического замера имеем следующие данные: показания в магнитном переводнике – $M=235^\circ$, т. е. плоскость действия отклонителя находится во II четверти; азимут скважины – $Aз=15^\circ$; зенитный угол – $\alpha=25^\circ$. Реактивный момент от турбобура – $\gamma=35^\circ$. Необходимо стабилизировать зенитный угол и уменьшить азимут до 5° . Для этого необходимо, чтобы плоскость действия отклонителя располагалась по 90° (рис. 8).

Отклонитель необходимо повернуть по часовой стрелке на 145° плюс 35° на компенсацию реактивного момента турбобура. При проверке инклинометр в магнитном переводнике должен показать азимут 55° (рис. 14).

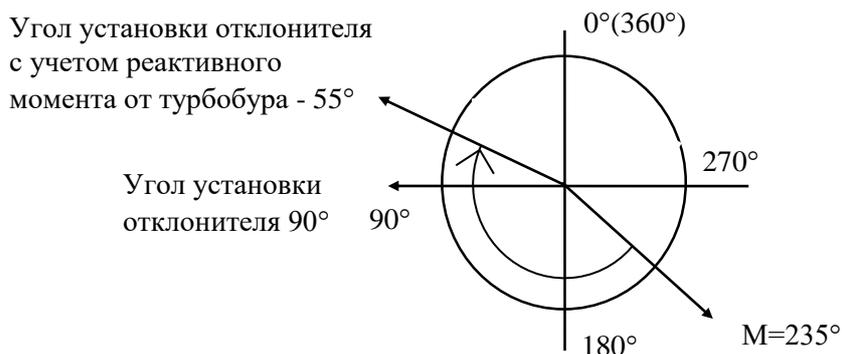


Рис. 14. Пример определения величины угла поворота отклоняющего устройства

Необходимо уменьшить зенитный угол и увеличить азимут

После инклинометрического замера имеем следующие данные: показания в магнитном переводнике – $M=75^\circ$, т. е. плоскость действия отклонителя находится в IV четверти; азимут скважины – $Az=15^\circ$; зенитный угол – $\alpha=25^\circ$. Реактивный момент от турбобура – $\gamma=25^\circ$. Необходимо уменьшить зенитный угол до 20° и увеличить азимут до 30° . Для этого необходимо, чтобы плоскость действия отклонителя располагалась во II четверти (см. рис. 8). Графическим методом определяем необходимый угол α между апсидальной плоскостью и плоскостью действия отклонителя – $\alpha=138^\circ$. Угол установки отклонителя по формуле 6.1 $\alpha_y=360^\circ-138^\circ=222^\circ$.



Рис. 15. Пример определения величины угла поворота отклоняющего устройства

Отклонитель необходимо повернуть по часовой стрелке на 213° плюс 25° на компенсацию реактивного момента турбобура. При проверке

инклинометр в магнитном переводнике должен показать азимут 197° (рис. 15).

Необходимо уменьшить зенитный угол и азимут

После инклинометрического замера имеем следующие данные: показания в магнитном переводнике – $M=285^\circ$, т. е. плоскость действия отклонителя находится в I четверти; азимут скважины – $A_z=15^\circ$; зенитный угол – $\alpha=25^\circ$. Реактивный момент от турбобура – $\gamma=30^\circ$. Необходимо уменьшить зенитный угол до 20° и азимут до 10° . Для этого необходимо, чтобы плоскость действия отклонителя располагалась в III четверти (см. рис. 8).

Графическим методом определяем необходимый угол α между апсидальной плоскостью и плоскостью действия отклонителя – $\alpha=200^\circ$. Угол установки отклонителя по формуле (6.1) $\alpha_y=360^\circ-200^\circ=160^\circ$.

Отклонитель необходимо повернуть по часовой стрелке на 125° плюс 30° на компенсацию реактивного момента турбобура. При проверке инклинометр в магнитном переводнике должен показать азимут 130° (рис. 16).

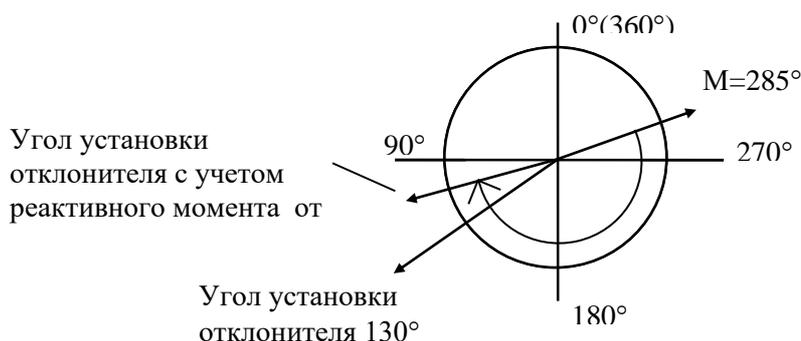


Рис. 16. Пример определения величины угла поворота отклоняющего устройства

Необходимо увеличить зенитный угол и уменьшить азимут

После инклинометрического замера имеем следующие данные: показания в магнитном переводнике – $M=285^\circ$, т. е. плоскость действия отклонителя находится в I четверти; азимут скважины – $A_z=15^\circ$; зенитный угол – $\alpha=25^\circ$. Реактивный момент от турбобура – $\gamma=40^\circ$. Необходимо увеличить зенитный угол до 30° и уменьшить азимут до 10° . Для этого необходимо, чтобы плоскость действия отклонителя располагалась в IV четверти (см. рис. 8). Графическим методом определяем необходимый угол α между апсидальной плоскостью и плоскостью действия отклонителя – $\alpha=333^\circ$. Угол установки отклонителя по формуле (6.1) $\alpha_y=360^\circ-333^\circ=27^\circ$.

Отклонитель необходимо повернуть по часовой стрелке на 258° плюс 40° на компенсацию реактивного момента турбобура. При проверке инклинометр в магнитном переводнике должен показать азимут 347° (Рис. 17).

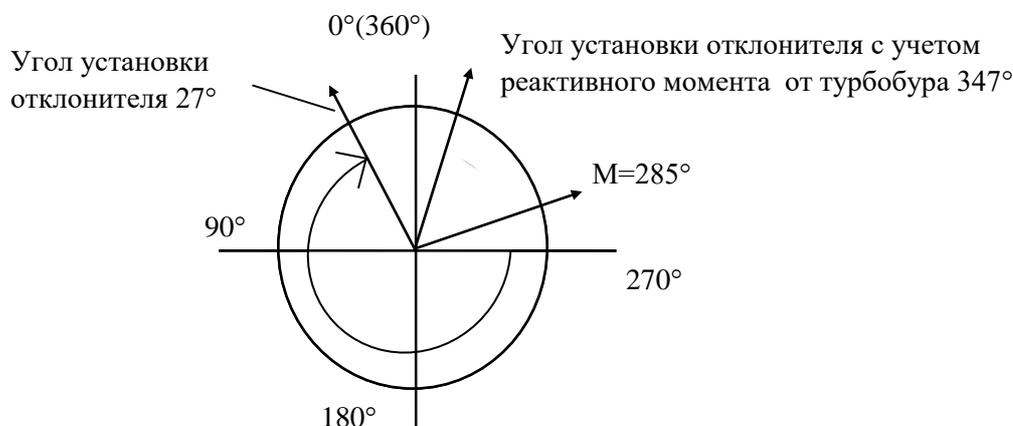


Рис. 17. Пример определения величины угла поворота отклоняющего устройства

5.2 Определение угла установки отклонителя и угла поворота отклонителя при работе с телеметрической системой

Ориентирование с помощью телеметрических систем, включаемых в компоновку, заключается в получении и обработке информации о положении отклоняющего устройства, зенитного угла и азимута скважины наземными контрольно-измерительными приборами. В отличие от косвенных методов ориентирования, при работе с телесистемой исчисление угла разворота отклонителя по отношению к фактическому азимуту скважины производится *по ходу часовой стрелки*. Сечение скважины разделено на 4 четверти (рис. 18).

Определение необходимого положения плоскости действия отклонителя относительно апсидальной плоскости или угла установки отклонителя ведется исходя из условия или изменения азимута, или зенитного угла, или одновременного изменения азимута и зенитного угла.

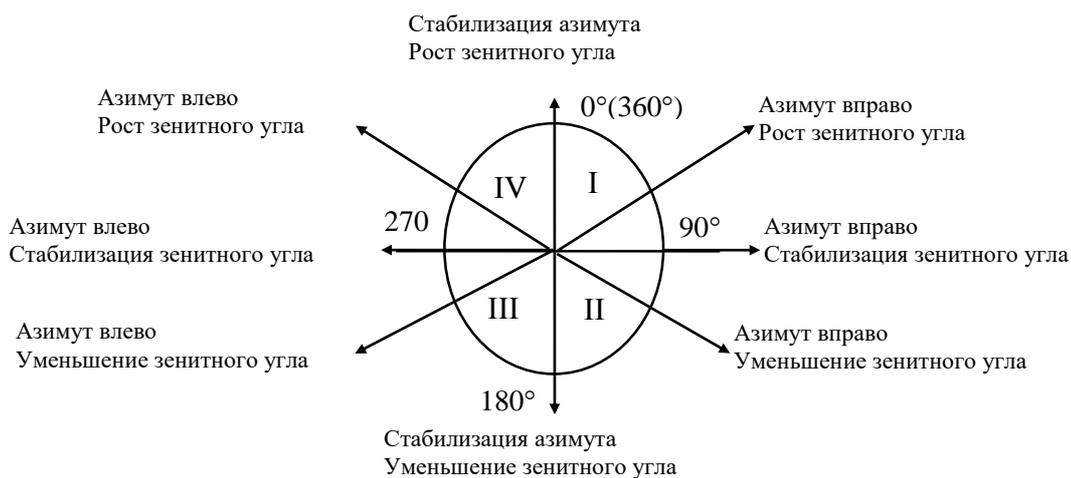


Рис. 18. Сечение ствола скважины

Если угол установки отклонителя (рисунок 18) равен $0^\circ(360^\circ)$, то при бурении будет происходить увеличение зенитного угла без изменения азимута. Если угол установки отклонителя находится в I четверти, то при бурении будет происходить увеличение зенитного угла и изменение азимута вправо (увеличение азимута). Если угол установки отклонителя равен 90° , то при бурении будет происходить увеличение азимута без изменения зенитного угла. Если угол установки отклонителя находится во II четверти, то при бурении будет происходить уменьшение зенитного угла и увеличение азимута. Если угол установки отклонителя равен 180° , то при бурении будет происходить уменьшение зенитного угла без изменения азимута. Если угол установки отклонителя находится в III четверти, то при бурении будет происходить уменьшение зенитного угла и изменение азимута влево (уменьшение азимута). Если угол установки отклонителя равен 270° , то при бурении будет происходить уменьшение азимута без изменения зенитного угла. Если угол установки отклонителя находится в IV четверти, то при бурении будет происходить увеличение зенитного угла и уменьшение азимута. Графическим способом определяем угол установки отклонителя (рис. 9). Угол поворота отклонителя рассмотрим на следующих примерах.

Необходимо увеличить зенитный угол

После наращивания бурильной трубы и восстановления циркуляции бурового раствора, показания угла установки отклонителя имеем – $M=200^\circ$ (рис. 19), т. е. плоскость действия отклонителя находится в III четверти. Азимут скважины – $Aз=135^\circ$, зенитный угол - $\alpha=15^\circ$. Необходимо увеличить зенитный угол до 20° при сохранении азимута. Для этого необходимо, чтобы плоскость действия отклонителя располагалась по $0^\circ(360^\circ)$.

Отклонитель необходимо повернуть *по часовой стрелке* на 160° . При этом показание угла установки отклонителя должно быть 0° (360°).

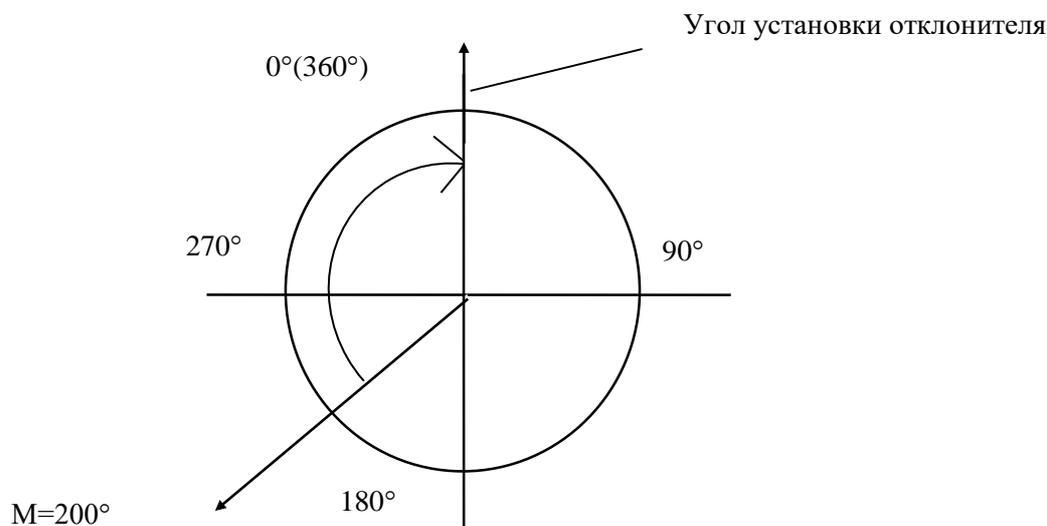


Рис. 19. Пример определения угла установки отклонителя

Необходимо уменьшить зенитный угол

После наращивания буровой трубы и восстановления циркуляции бурового раствора, показания угла установки отклонителя имеем – $M=75^\circ$ (рис. 20), т. е. плоскость действия отклонителя находится в I четверти. Азимут скважины – $Aз=15^\circ$, зенитный угол - $\alpha=25^\circ$. Необходимо уменьшить зенитный угол до 18° при сохранении азимута. Для этого необходимо, чтобы плоскость действия отклонителя располагалась по 180° .

Отклонитель необходимо повернуть *по часовой стрелке* на 105° . При этом показание угла установки отклонителя должно быть 180° .

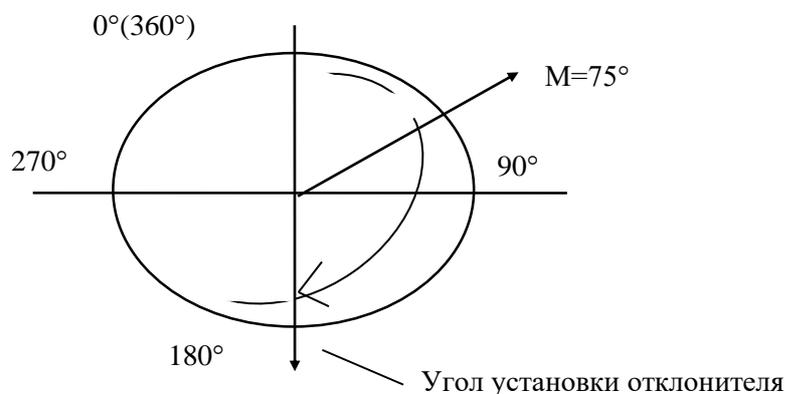


Рис. 20. Пример определения угла установки отклонителя

Необходимо увеличить зенитный угол и азимут

После наращивания буровой трубы и восстановления циркуляции бурового раствора, показания угла установки отклонителя имеем – $M=285^\circ$ (рис. 21), т. е. плоскость действия отклонителя находится в IV четверти. Азимут скважины – $Aз=15^\circ$, зенитный угол - $\alpha=25^\circ$. Необходимо увеличить зенитный угол до 28° и азимут до 30° . Для этого необходимо, чтобы плоскость действия отклонителя располагалась в I четверти. Графическим методом (рис. 9) определяем необходимый угол α между апсидальной плоскостью и плоскостью действия отклонителя - $\alpha=73^\circ$. Он же равен углу установки отклонителя $\alpha_y=73^\circ$

Отклонитель необходимо повернуть по часовой стрелке на 148° . При этом показание угла установки отклонителя должно быть 73° .

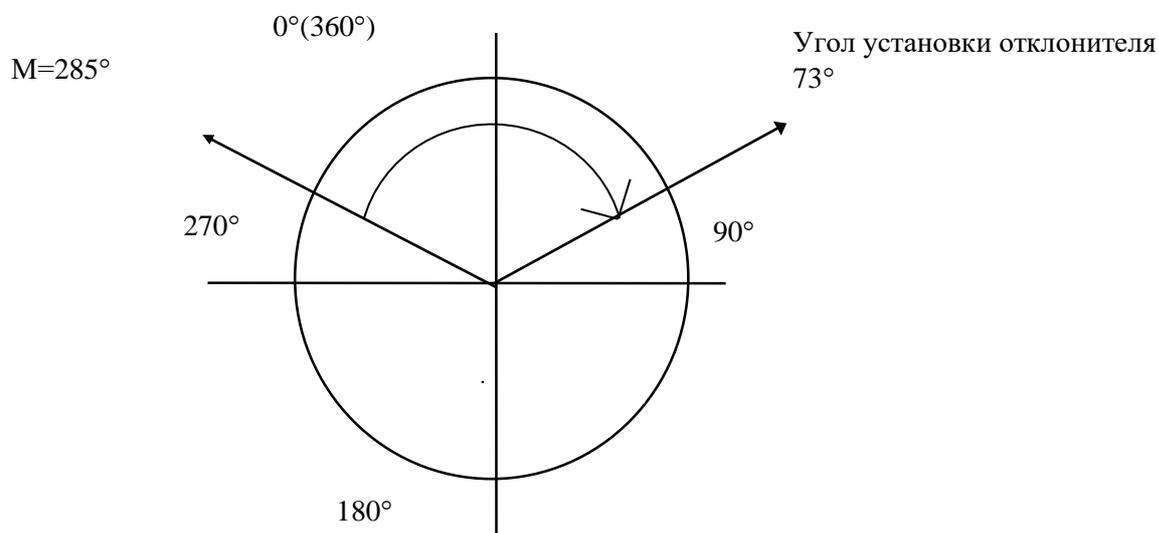


Рис. 21. Пример определения угла установки отклонителя

Необходимо стабилизировать зенитный угол и увеличить азимут

После наращивания буровой трубы и восстановления циркуляции бурового раствора, показания угла установки отклонителя имеем – $M=175^\circ$ (рис. 22), т. е. плоскость действия отклонителя находится во II четверти. Азимут скважины – $Aз=15^\circ$, зенитный угол - $\alpha=25^\circ$. Необходимо стабилизировать зенитный угол и развернуть азимут до 30° . Для этого необходимо, чтобы плоскость действия отклонителя располагалась по 90° (см. рис. 18).

Отклонитель необходимо повернуть по часовой стрелке на 275° . При этом показание угла установки отклонителя должно быть 90° .

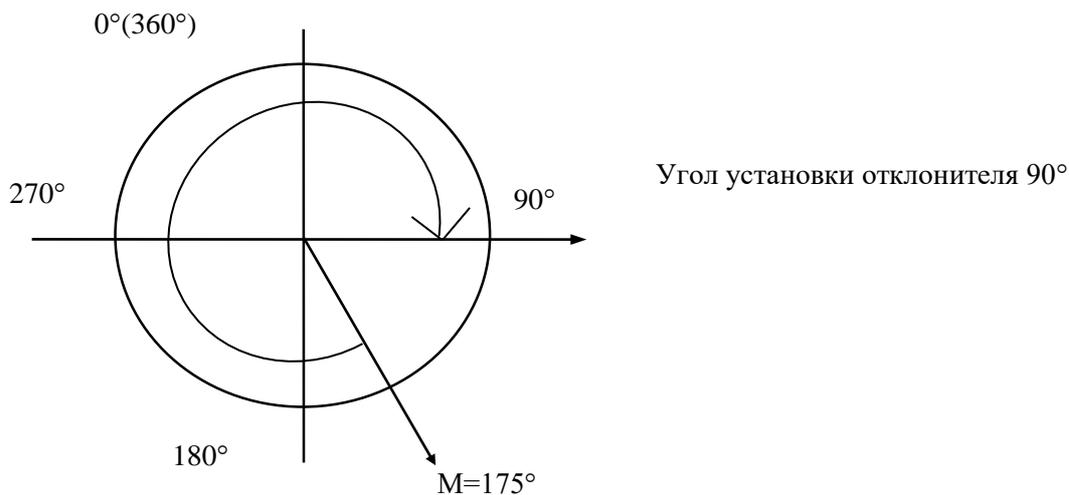


Рис. 22. Пример определения угла установки отклонителя

Необходимо стабилизировать зенитный угол и уменьшить азимут

После наращивания буровой трубы и восстановления циркуляции бурового раствора, показания угла установки отклонителя имеем – $M=145^\circ$ (рис. 23), т. е. плоскость действия отклонителя находится во II четверти. Азимут скважины – $A_z=15^\circ$, зенитный угол – $\alpha=25^\circ$. Необходимо стабилизировать зенитный угол и уменьшить азимут до 5° . Для этого необходимо, чтобы плоскость действия отклонителя располагалась по 270° (см. рис. 18).

Отклонитель необходимо повернуть по часовой стрелке на 125° . При этом показание угла установки отклонителя должно быть 270° .

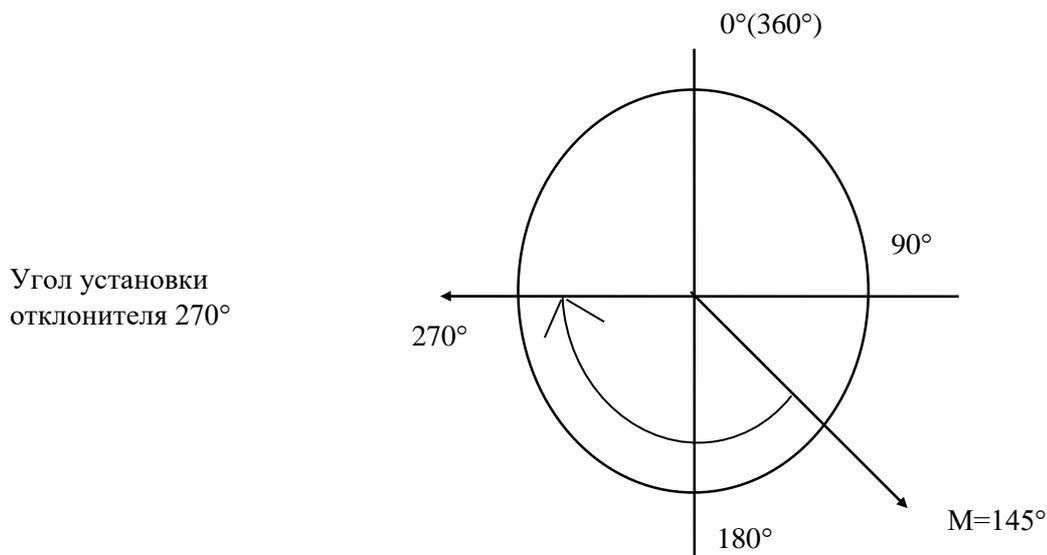


Рис. 23. Пример определения угла установки отклонителя

Необходимо уменьшить зенитный угол и увеличить азимут

После наращивания бурильной трубы и восстановления циркуляции бурового раствора, показания угла установки отклонителя имеем – $M=25^\circ$ (рис. 24), т. е. плоскость действия отклонителя находится в I четверти. Азимут скважины – $Az=15^\circ$, зенитный угол - $\alpha=25^\circ$. Необходимо уменьшить зенитный угол до 20° и увеличить азимут до 30° . Для этого необходимо, чтобы, плоскость действия отклонителя располагалась во II четверти (см. рис. 18). Графическим методом определяем необходимый угол α между апсидальной плоскостью и плоскостью действия отклонителя - $\alpha=138^\circ$. Он же равен углу установки отклонителя $\alpha_y=138^\circ$

Отклонитель необходимо повернуть по часовой стрелке на 110° . При этом показание угла установки отклонителя должно быть 138° .

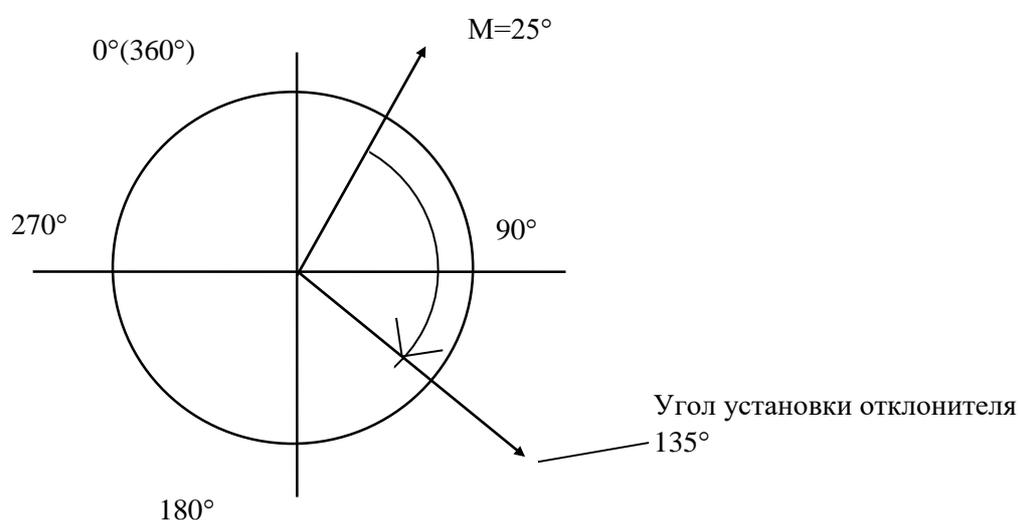


Рис. 24. Пример определения угла установки отклонителя

Необходимо уменьшить зенитный угол и азимут

После наращивания бурильной трубы и восстановления циркуляции бурового раствора, показания угла установки отклонителя имеем – $M=125^\circ$ (рис. 25), т. е. плоскость действия отклонителя находится во II четверти. Азимут скважины – $Az=15^\circ$, зенитный угол - $\alpha=25^\circ$. Необходимо уменьшить зенитный угол до 20° и азимут до 10° . Для этого необходимо, чтобы плоскость действия отклонителя располагалась в III четверти (см. рис. 18). Графическим методом определяем необходимый угол α между апсидальной плоскостью и плоскостью действия отклонителя - $\alpha=200^\circ$. Он же равен углу установки отклонителя $\alpha_y=200^\circ$.

Отклонитель необходимо повернуть по часовой стрелке на 75° . При этом показание угла установки отклонителя должно быть 200° .

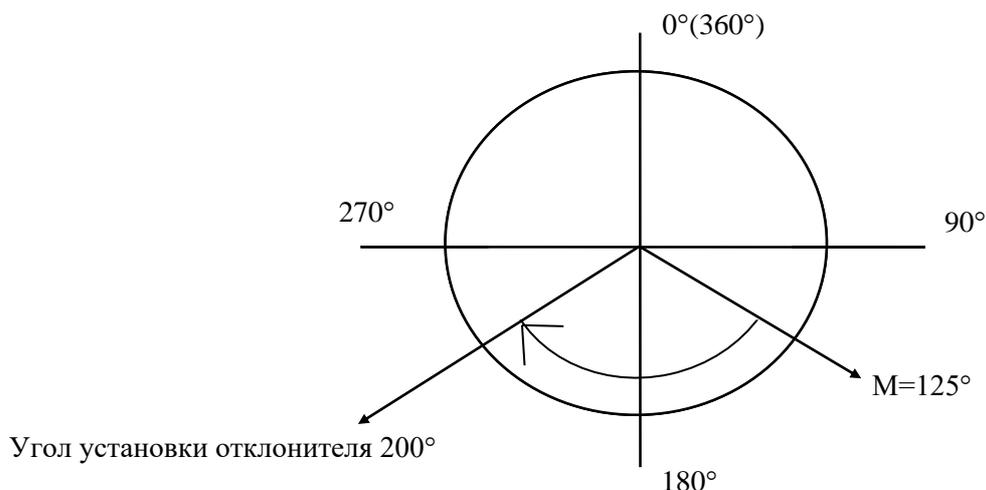


Рис. 25. Пример определения угла установки отклонителя

Необходимо увеличить зенитный угол и уменьшить азимут

После наращивания буровой трубы и восстановления циркуляции бурового раствора, показания угла установки отклонителя имеем - $M=200^\circ$ (рис. 26), т. е. плоскость действия отклонителя находится в IV четверти. Азимут скважины - $Aз=15^\circ$, зенитный угол - $\alpha=25^\circ$. Необходимо увеличить зенитный угол до 30° и уменьшить азимут до 10° . Для этого необходимо, чтобы плоскость действия отклонителя располагалась в IV четверти (см. рис. 18). Графическим методом определяем необходимый угол α между апсидальной плоскостью и плоскостью действия отклонителя - $\alpha=333^\circ$. Он же равен углу установки отклонителя $\alpha_y=333^\circ$.

Отклонитель необходимо повернуть по часовой стрелке на 133° . При этом показание угла установки отклонителя должно быть 333° .

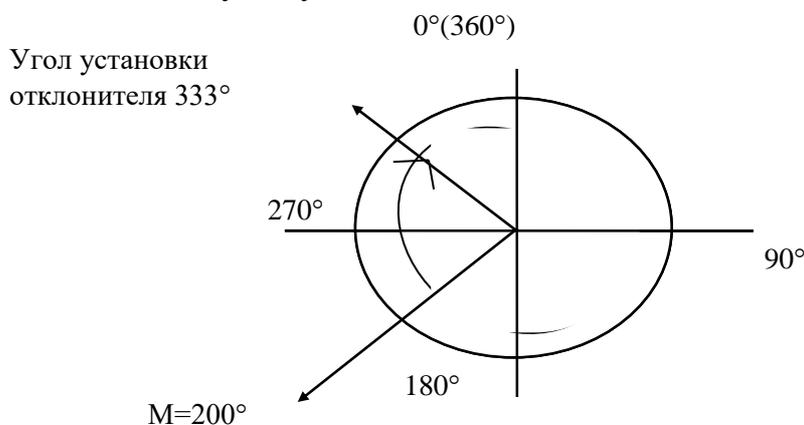


Рис. 26. Пример определения угла установки отклонителя

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ ЗЕНИТНОГО УГЛА И АЗИМУТА НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ ПРИ ИНКЛИНОМЕТРИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЯХ В ТРУБАХ ЛБТ

При углублении забоя скважины, как с применением отклонителя, так и с любой компоновкой бурильной колонны происходит одновременное изменение зенитного угла и азимута. После бурения определенного интервала необходимо произвести замер зенитного угла и азимута, причем инклинометр отстоит от фактического забоя на 15 – 25 метров. Зенитный угол и азимут забойной точки будут отличаться от замеренных выше в ЛБТ. Поэтому необходимо научиться вычислять зенитный угол и азимут на забое скважины. Схема расчета приведена на рис. 27. Рассмотрим пример его практической реализации. Установлено, что начальный зенитный угол $\alpha_1=15^\circ$, начальный азимут $\varphi_1=50^\circ$. После бурения 75 метров (hзаб) произведен замер в ЛБТ и получены следующие данные: $\alpha_{\text{ЛБТ}}=20^\circ$, $\varphi_{\text{ЛБТ}}=35^\circ$. Длина от забоя до инклинометра 20 метров.

Для определения зенитного угла и азимута на забое строится треугольник АОБ. Из точки О в масштабе (например в 1см - 1гр) откладывают отрезок ОА, равный начальному зенитному углу (α_1). В точке О строят угол $\Delta\varphi_{\text{ЛБТ}}$, который определяется как разность $\varphi_{\text{ЛБТ}}$ и φ_1

$$\Delta\varphi_{\text{ЛБТ}} = \varphi_{\text{ЛБТ}} - \varphi_1, \quad (7.1)$$

где φ_1 - азимут ствола в начале интервала; $\varphi_{\text{ЛБТ}}$ - азимут скважины в точке замера (в ЛБТ).

По формуле (8.1):

$$\Delta\varphi_{\text{ЛБТ}} = \varphi_{\text{ЛБТ}} - \varphi_1 = 35^\circ - 50^\circ = -15^\circ.$$

Далее откладывается отрезок ОВ, равный зенитному углу в точке замера ($\alpha_{\text{ЛБТ}}$). Точки А и В соединяют и продолжают линию за точку В.

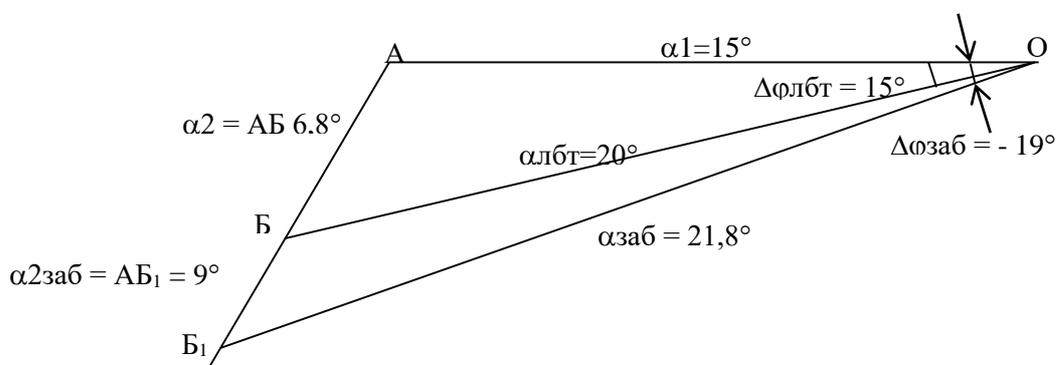


Рис. 27. Определение значений зенитного угла и азимута на забое скважины при инклинометрических измерениях в трубах ЛБТ

Далее определяют фактический темп искривления ($\Delta\alpha_{\phi}$):

$$\Delta\alpha_{\phi} = (\alpha_2 * 10) / h_{\text{ЛБТ}}, \text{ град} \quad (7.2)$$

где $h_{\text{ЛБТ}}$ – длина интервала бурения от начального забоя до точки замера в ЛБТ, м

$$h_{\text{ЛБТ}} = h_{\text{заб}} - L, \quad (7.3)$$

$$h_{\text{ЛБТ}} = h_{\text{заб}} - L = 75 - 20 = 55 \text{ м}$$

α_2 – длина отрезка АБ, град.

$$\alpha_2 = 6,8^\circ$$

$$\Delta\alpha_{\phi} = (\alpha_2 * 10) / h_{\text{ЛБТ}} = (6,8^\circ * 10) / 55 \text{ м} = 1,2^\circ \text{ на } 10 \text{ м.}$$

Определяем общий зенитный угол с фактическим темпом искривления ($\alpha_{2\text{заб}}$):

$$\alpha_{2\text{заб}} = (\Delta\alpha_{\phi} * h_{\text{заб}}) / 10, \text{ град} \quad (7.4)$$

$$\alpha_{2\text{заб}} = (1,2 * 75) / 10 = 9^\circ.$$

От точки А откладываем отрезок $АБ_1$, равный в масштабе $\alpha_{2\text{заб}}$ и точку $Б_1$ соединяем с точ. О.

В полученном треугольнике $АОБ_1$ измеряют зенитный угол на забое $\alpha_{\text{заб}}$ и фактическое изменение азимута $\Delta\varphi_{\text{заб}}$:

$$\alpha_{\text{заб}} = \angle ОАБ_1 = 21,8^\circ$$

$$\Delta\varphi_{\text{заб}} = -19^\circ \text{ (из треугольника } АОБ_1)$$

$$\varphi_{\text{заб}} = \varphi_1 - \Delta\varphi_{\text{заб}} \quad (7.5)$$

$$\varphi_{\text{заб}} = \varphi_1 - \Delta\varphi_{\text{заб}} = 50^\circ - 19^\circ = 31^\circ$$

Таким образом, зенитный угол ствола скважины в забойной точке равен $\alpha_{\text{заб}} = 21,8^\circ$, азимут $\varphi_{\text{заб}} = 31^\circ$.