

ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ



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

УТВЕРЖДАЮ

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'М.В. Двойников', written over a horizontal line.

**Руководитель ОПОП ВО
Профессор М.В. Двойников**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО
ИЗУЧЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ
ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

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

Санкт-Петербург

БУРЕНИЕ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Профили наклонных скважин

Большое значение в наклонно-направленном бурении имеет правильный выбор профиля скважины. Профиль скважины необходимо выбирать таким, чтобы при минимальных затратах времени и средств довести ее до проектной глубины без каких либо осложнений, обеспечив надлежащее качество ее для длительной и безаварийной эксплуатации. Рациональный профиль позволяет сократить до минимума работу с отклонителем, обеспечить необходимое смещение забоя и допустимую интенсивность искривления, а также свободное прохождение по стволу компоновки низа бурильной колонны. Профиль должен позволять эксплуатировать скважину глубинными насосами, в том числе и штанговыми насосами, причем должно исключаться протирание обсадных труб штангами и обрыв последних.

Выбор типа профиля осуществляется с учетом требований бурения скважин, прочностных характеристик пород, слагающих геологический разрез месторождений, закономерностей искривления, характерных для используемых компоновок низа бурильной колонны (КНБК), способов и технических средств, применяемых при эксплуатации скважин. Профиль скважины должен обеспечивать минимальное значение нагрузки на крюке при подъеме бурильной колонны (или внутрискважинного оборудования). В настоящее время можно выделить пять групп (типов) профилей, которые широко применяются и отвечают практически всем геолого-техническим условиям бурения и эксплуатации скважин: профиль обычной наклонно-направленной скважины, профиль пологой скважины, профиль радиальной скважины, профиль горизонтальной скважины, профиль многозабойной скважины.

Обычные (стандартные) наклонно-направленные скважины вскрывают продуктивный пласт с небольшим зенитным углом (до 24^0). Они наиболее освоены буровыми предприятиями, имеют сравнительно небольшой отход от вертикали и дают лучшее попадание в круг допуска при использовании отечественной буровой техники. Профили таких скважин (см. рис. 2.1) имеют различный вид, но можно выделить четыре основных:

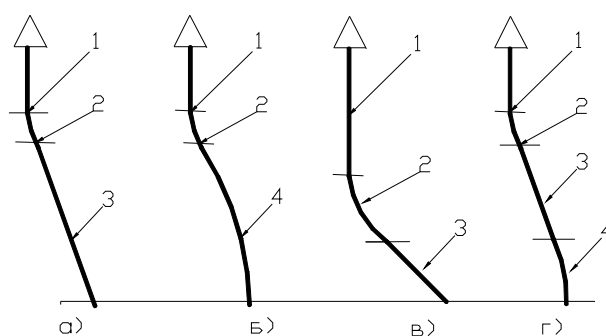


Рис.2.1. Профили обычных наклонно-направленных скважин:

а - трехинтервальный с участком стабилизации; *б* - трехинтервальный с участком малоинтенсивного уменьшения зенитного угла; *в* - трехинтервальный с участком набора зенитного угла в интервале бурения ниже башмака кондуктора или технической колонны и участком стабилизации; *г* - четырехинтервальный; 1-вертикальный участок, 2-участок набора параметров кривизны, 3-участок стабилизации, 4-участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла.

Трехинтервальный имеет несколько вариантов. Первый состоит из вертикального участка, набора зенитного угла в интервале бурения под кондуктор, стабилизации (рис.2.1 *а*) или малоинтенсивного уменьшения зенитного угла (рис.2.1 *б*). Рекомендуется для скважин на месторождениях, где геолого-технические условия позволяют осуществлять бурение до кровли продуктивного пласта с применением полноразмерных центрирующих элементов в КНБК, и где такая технология бурения отработана (рис.2.1. *а*), для скважин на новых месторождениях (рис.2.1 *б*). Второй (рис.2.1 *в*) представлен вертикальным участком, участком набора зенитного угла в интервале бурения ниже башмака кондуктора или технической колонны, участком стабилизации зенитного угла до кровли продуктивного пласта. Рекомендуется для скважин с отклонением забоев от вертикали 300 метров и менее.

Четырехинтервальный (рис.2.1 *г*). Состоит из вертикального участка, набора зенитного угла в интервале бурения под кондуктор, стабилизации зенитного угла до глубины ниже интервала работы насосного оборудования, уменьшения зенитного угла. Рекомендуется для скважин с отклонением забоев от вертикали более 300 метров, а также для месторождений, где по геолого-техническим условиям безаварийное бурение ниже интервала работы насосного оборудования компоновками с центраторами для стабилизации параметров кривизны затруднено. Максимальная интенсивность искривления на участках набора или падения параметров кривизны у таких скважин не должна превышать $1,5^{\circ}/10$ м. Максимальный зенитный угол на интервалах набора и стабилизации для обычных типов профилей скважин не должен превышать 24° , т.к. при больших зенитных угла возникают проблемы с эксплуатацией погружного нефтедобывающего оборудования. Отклонение забоев от вертикали (отход) у скважин такого типа, в зависимости от глубины пласта, может достигать 800 метров.

Для проектирования и строительства скважин, связанных с конкретными условиями разработки месторождения и геологическими характеристиками продуктивного пласта, применяются специальные типы профилей (пологие и горизонтальные). К специальным можно отнести также профили *а*, *б*, *в*, *г* (рис.2.1), если зенитный угол в скважине превышает 24° , или необходимо набрать отход более 800 метров.

Пологими и горизонтальными скважинами называют скважины, которые имеют большой зенитный угол при вскрытии продуктивного пласта. Такие скважины бурятся с целью увеличения нефтегазоотдачи продуктивного пласта путем проходки в залежи участка ствола большой протяженности.

Пологие скважины (J - образный профиль) вскрывают продуктивный пласт с зенитным углом от 25° до 55° . Вскрытие пласта такими скважинами с зенитным углом более 55° нецелесообразно, т.к. возникают проблемы при проведении промыслово-геофизических работ (непрохождение приборов). Про-

филь пологой скважины составляется таким образом, чтобы создать наиболее благоприятные условия для работы погружного нефтедобывающего оборудования и достичь наибольший отход от вертикали. Так, например, до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования скважина имеет зенитный угол не более 20° , а затем производят добор зенитного угла до необходимой величины, чтобы набрать запланированный отход, но не более 55° .

Профиля пологих скважин (см. рис.2.2) имеют различный вид, но можно выделить четыре основных:

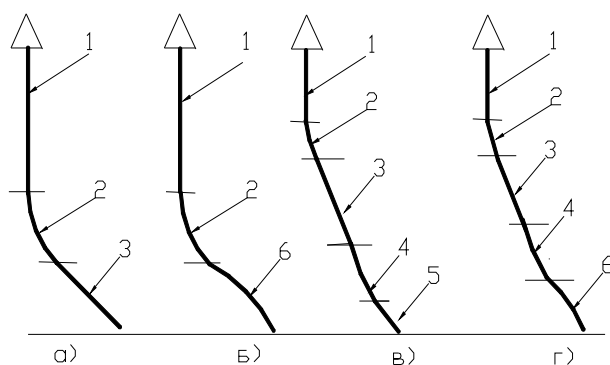


Рис.2.2. Профили пологих скважин:

а-с участком стабилизации; *б*-с участком малоинтенсивного уменьшения зенитного угла; *в*-с участком добора параметров кривизны и их стабилизации; *г*-с участком добора параметров кривизны и их малоинтенсивного уменьшения; 1-вертикальный участок, 2-участок набора параметров кривизны, 3-участок стабилизации, 4-участок добора параметров кривизны, 5-участок стабилизации зенитного угла, 6-участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла.

Профиль типа *а* и *б* имеет участки: вертикальный (до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования), набора параметров кривизны (до 55°), стабилизации (рис.2.2 *а*) или малоинтенсивного уменьшения зенитного угла (рис.2.2 *б*).

Профиль типа *в* и *г* имеет участки: вертикальный, набора параметров кривизны (до 24°) в интервале бурения под кондуктор, стабилизации набранных параметров кривизны до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования, добора параметров кривизны (до 55°), стабилизации (рис.2.2 *в*) или малоинтенсивного (рис.2.2 *г*) уменьшения зенитного угла.

Радиальные скважины - это скважины, которые бурятся по большому радиусу кривизны, вскрывают продуктивный пласт с зенитным углом до 55° и имеют следующие участки - вертикальный, участок набора параметров кривизны (до $1.5^\circ/10$ м) и участок малоинтенсивного увеличения зенитного угла (до $3^\circ/100$ м).

Профиля радиальных скважин (см. рис.2.3) имеют следующий вид:

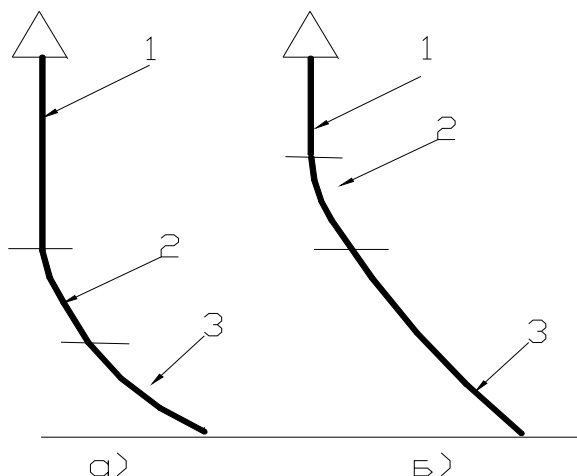


Рис.2.3. Профили радиальных скважин:

а-с участком набора параметров кривизны ниже зоны установки погружного нефтедобывающего оборудования; *б*-с участком набора параметров кривизны в кондукторе; 1-вертикальный участок, 2-участок набора параметров кривизны, 3-участок малоинтенсивного увеличения зенитного угла.

Профиль типа *а* (рис.2.3а) имеет участки: вертикальный (до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования), набора параметров кривизны (до $10^\circ-15^\circ$), малоинтенсивного увеличения зенитного угла до 55° .

Профиль типа *б* (рис.2.3 б) имеет участки: вертикальный, набора параметров кривизны (до $10^\circ-15^\circ$) при бурении под кондуктор, малоинтенсивного увеличения зенитного угла до 55° . Набор параметров кривизны до $10^\circ-15^\circ$ объясняется тем, что это минимальные значения зенитного угла, при которых более или менее стабилизируется азимутальное направление.

Радиальные скважины являются переходными между пологими и горизонтальными и не требуют для бурения специальных технических средств.

Профиль радиальной скважины обеспечивает минимальные значения нагрузки на крюке при подъеме бурильной колонны или погружного нефтедобывающего оборудования, т.е. силы сопротивления при движении какой-либо колонны в стволе скважины, а также крутящий момент в процессе бурения (или добычи) сводятся к минимуму. Технология бурения таких скважин не отработана в основном из-за отсутствия надежных КНБК, обеспечивающих не столько малоинтенсивный рост зенитного угла, сколько стабилизацию азимута.

Горизонтальные скважины - это скважины которые вскрывают продуктивный пласт с зенитным углом от 80° до 100° . Горизонтальные скважины редко имеют угол 90° , т.к. продуктивные пласты, на которые они закладываются, обычно имеют какой-то угол падения. Длина горизонтального участка может колебаться от 100 до 2500 метров в зависимости от назначения скважины. Профили горизонтальных скважин (см. рис.2.4) также имеют различный вид, но можно выделить три основных:

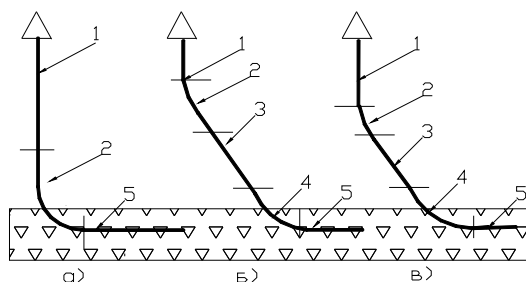


Рис. 2.4. Профили горизонтальных скважин:

а - с участком набора до горизонтального участка; *б* - с участком набора и стабилизации параметров кривизны в кондукторе; *в* - с участком набора и стабилизации параметров кривизны ниже зоны установки погружного нефтедобывающего оборудования; 1-вертикальный участок, 2-участок набора параметров кривизны, 3-участок стабилизации, 4-участок набора параметров кривизны, 5-горизонтальный участок.

Профиль типа *а* имеет участки: вертикальный, набора параметров кривизны до пласта (до 60° - 75°) и в пласте (до 80° - 100°), горизонтального участка (рис.2.4 *а*).

Профиль типа *б* имеет участки: вертикальный, набора параметров кривизны в интервале бурения под кондуктор (до 35°), стабилизации набранных

параметров кривизны, добора параметров кривизны до пласта (до 60° - 75°) и в пласте (до 80° - 100°), горизонтального участка (рис.2.4 б)

Профиль типа в имеет участки: вертикальный (до интервала установки погружного нефтедобывающего оборудования), набора параметров кривизны (до 35°) стабилизации набранных параметров кривизны, добора параметров кривизны до пласта (до 60° - 75°) и в пласте (до 80° - 100°), горизонтального участка (рис.2.4 в).

Многозабойные скважины (МЗС) - это скважины которые имеют в нижней части основного ствола разветвления в виде двух и более протяженных горизонтальных, пологих или волнообразных стволов, у каждого из которых интервал вскрытия продуктивного пласта, как правило, в два раза и более превышает толщину пласта. Радиусы искривления стволов и глубины мест забуривания определяются геолого-техническими условиями данного месторождения. Профили многозабойных скважин (см. рис.2.5) имеют различный вид, но можно выделить основные:

- а) МЗС с горизонтальными и пологими стволами.
- б) МЗС с волнообразным дополнительными стволами
- в) МЗС многоярусные
- г) МЗС радиально-горизонтальные

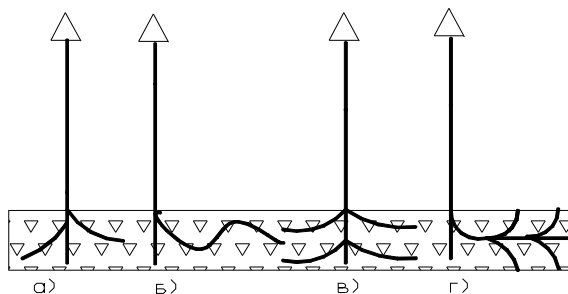


Рис. 2.5. Профили многозабойных скважин:

а- МЗС с горизонтальными и пологими стволами; б- МЗС с волнообразным дополнительными стволами; в- МЗС многоярусные; г- МЗС радиально-горизонтальные.

Кроме того все пять групп типов профилей на участках набора параметров кривизны или их падения характеризуются радиусом кривизны или интенсивностью искривления, которые являются основными параметрами, характеризующими качество проводки наклонно-направленной скважины. На практике обычно эти участки делятся на четыре типа:

1. С большим радиусом кривизны (>190 м)
2. Со средним радиусом кривизны (60м - 190м)
3. С малым радиусом кривизны (11.5м - 60м)
3. С коротким радиусом кривизны (5.73м - 10м)

Участки набора или падения параметров кривизны с большим радиусом характеризуются интенсивностью набора зенитного угла 0.1° - $3^{\circ}/10$ м, которая дает радиус искривления 5730 - 190 метров. Бурение таких участков ведется с помощью инструмента для обычного и многозабойного направленного бурения.

Участки набора или падения параметров кривизны со средним радиусом характеризуются интенсивностью набора зенитного угла 3.1° - $9.6^{\circ} /10$ м, которая дает радиус искривления 60-190 метров. Бурение таких участков ведется с помощью специальных гидравлических забойных двигателей и обычных элементов бурильных колонн. Участки набора или падения параметров кривизны считаются участками со средним радиусом кривизны, если КНБК нельзя вращать после их проходки. Максимальная интенсивность набора в этом случае ограничена пределами на изгиб и кручение для бурильных труб.

Участки набора или падения параметров кривизны с малым радиусом характеризуются интенсивностью набора зенитного угла $9,7^{\circ}$ - $19,1^{\circ} /10$ м, которая дает радиус кривизны 30-60 метров. Участки набора или падения параметров кривизны с коротким радиусом характеризуются интенсивностью набора зенитного угла $5,7^{\circ}$ - $10^{\circ}/1$ м, которая дает радиус кривизны менее 10 метров. Бурение таких участков (с малым и коротким радиусом кривизны) ведется с по-

мощью специального бурильного инструмента и по специальной технологии и обычно применяется при бурении дополнительных стволов из имеющихся скважин. Соотношение радиуса кривизны и интенсивности искривления приведено в табл. 2.1.

Таблица 2.1. Соотношение радиуса кривизны и интенсивности искривления

Интенсивность искривления град/10, м	Радиус кривизны, м	Интенсивность искривления град/10 м	Радиус кривизны, м	Интенсивность искривления град/10 м	Радиус кривизны, м	Интенсивность искривления град/10 м	Радиус кривизны, м
С большим радиусом кривизны							
0.1	5730	0.9	637	1.7	337	2.5	229
0.2	2865	1	573	1.8	318	2.6	220
0.3	1910	1.1	521	1.9	302	2.7	212
0.4	1432	1.2	478	2	286	2.8	205
0.5	1146	1.3	441	2.1	273	2.9	198
0.6	955	1.4	409	2.2	260	3	191
0.7	819	1.5	382	2.3	249		
0.8	716	1.6	358	2.4	239		
Со средним радиусом кривизны							
3.1	185	4.8	119	6.5	88	8.2	69.8
3.2	179	4.9	117	6.6	87	8.3	69
3.3	174	5	115	6.7	85	8.4	68.2
3.4	169	5.1	112	6.8	84	8.5	67.4
3.5	164	5.2	110	6.9	83	8.6	66.6
3.6	159	5.3	108	7	82	8.7	65.8
3.7	155	5.4	106	7.1	81	8.8	65.1
3.8	151	5.5	104	7.2	79	8.9	64.3
3.9	147	5.6	102	7.3	78	9	63.6
4	143	5.7	100	7.4	77	9.1	62.9
4.1	140	5.8	99	7.5	76	9.2	62.2
4.2	136	5.9	97	7.6	75	9.3	61.6
4.3	133	6	95	7.7	74	9.4	60.9
4.4	130	6.1	94	7.8	73	9.5	60.3
4.5	127	6.2	92	7.9	72	9.6	59.6
4.6	124	6.3	91	8	71.6		
4.7	122	6.4	89	8.1	70.7		
С малым радиусом кривизны							
9.7	59	12,1	47,3	14,5	39,5	16,9	33,9
9.8	58.4	12,2	46,9	14,6	39,2	17	33,7
9.9	57.8	12,3	46,5	14,7	38,9	17,1	33,5
10	57.3	12,4	46,2	14,8	38,7	17,2	33,3
10.1	56.7	12,5	45,8	14,9	38,4	17,3	33,1
10.2	56.1	12,6	45,4	15	38,2	17,4	32,9
10.3	55.6	12,7	45,1	15,1	37,9	17,5	32,7
10.4	55	12,8	44,7	15,2	37,6	17,6	32,5
Продолжение таблицы 2.1.							
10.5	54.5	12,9	44,4	15,3	37,4	17,8	32,1
10.6	54	13	44	15,4	37,2	17,9	32
10.7	53.5	13,1	43,7	15,5	36,9	18	31,8

10.8	53	13,2	43,4	15,6	36,7	18,1	31,6
10.9	52.5	13,3	43	15,7	36,4	18,2	31,4
11	52	13,4	42,7	15,8	36,2	18,3	31,3
11.1	51.6	13,5	42,4	15,9	36	18,4	31,1
11.2	51.1	13,6	42,1	16	35,8	18,5	30,9
11.3	50.7	13,7	41,8	16,1	35,5	18,6	30,8
11.4	50,2	13,8	41,5	16,2	35,3	18,7	30,6
11.5	49.8	13,9	41,2	16,3	35,1	18,8	30,4
11.6	49.3	14	40,9	16,4	34,9	18,9	30,3
11.7	48.9	14,1	40,6	16,5	34,7	19	30,1
11.8	48.5	14,2	40,3	16,6	34,5	19,1	30
11.9	48.1	14,3	40	16,7	34,3		
12	47.7	14,4	39,7	16,8	34,1		
С коротким радиусом кривизны (5,7°-10°/1м)							
5.7	10	6.8	8.4	7.9	7.2	9	6.36
5.8	9.9	6.9	8.3	8	7.16	9.1	6.29
5.9	9.7	7	8.2	8.1	7.07	9.2	6.22
6	9.5	7.1	8.1	8.2	6.98	9.3	6.16
6.1	9.4	7.2	7.9	8.3	6.9	9.4	6.09
6.2	9.2	7.3	7.8	8.4	6.82	9.5	6.03
6.3	9.1	7.4	7.7	8.5	6.74	9.6	5.96
6.4	8.9	7.5	7.6	8.6	6.66	9.7	5.9
6.5	8.8	7.6	7.5	8.7	6.58	9.8	5.84
6.6	8.7	7.7	7.4	8.8	6.51	9.9	5.78
6.7	8.5	7.8	7.3	8.9	6.43	10	5.73

Значение интенсивности дано в градусах и долях градуса.

2.2. Сетки разбуривания месторождений. Круги допуска для скважин

Для разработки одного и того же месторождения можно предложить несколько вариантов, отличающихся различным числом скважин, очередностью введения их в эксплуатацию, режимами работы и т.д., но необходимо стремиться к тому, чтобы система разработки была рациональной.

Одним из критериев выбора рациональной системы разработки является обеспечение наименьшей степени взаимодействия между скважинами. Из законов подземной гидравлики следует, что при увеличении расстояния между скважинами степень взаимодействия их уменьшается и при сохранении одинаковых забойных давлений дебит каждой скважины увеличивается. При этом затраты на бурение и обустройство каждой данной скважины окупаются в кратчайший срок. Однако с увеличением расстояния между скважинами общее чис-

ло их на месторождении и суммарный дебит уменьшаются, а срок разработки увеличивается. Кроме того, в условиях неоднородного пласта увеличение расстояния между скважинами может привести к тому, что часть нефтенасыщенных линз, полулинз или пропластков не будет охвачена скважинами и они не будут приобщены к разработке.

При выборе расстояния между рядами и скважинами в рядах руководствуются геолого-техническими и экономическими соображениями.

Бурить скважины рекомендуется вначале по разряженной сетке, чтобы была возможность доразведать залежь и уточнить расстояние между проектными скважинами. При проектировании следует предусмотреть резервный фонд скважин. Эти скважины должны быть пробурены на последних этапах разработки для извлечения оставшихся запасов нефти на участках, где она осталась вследствие фациальных особенностей пласта.

В зависимости от размеров залежи, ее геологической характеристики, свойств коллектора и насыщающих флюидов применяются, в основном, следующие сетки разбуривания: 400*400, 500*500, 600*600, 700*700 при плотности размещения скважин соответственно 16, 25, 36, 49 га.

От того, насколько точно будет выдержана сетка разбуривания, в конечном итоге зависит эффективность разработки месторождения и конечный коэффициент нефтеотдачи. Поэтому для скважин, в зависимости от сетки разбуривания пласта, устанавливаются так называемые круги допуска.

Некоторые данные по допустимым кругам допуска для ряда пластов приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2. Интерполированные значения допустимых величин круга допуска в зависимости от глубины по стволу скважин и шага сетки разбуривания месторождения (согласно действующему РД 5753490-026-2001)

Длина	Максимально	Радиус круга допуска при интерполяции граничных условий, м
		Минимальное расстояние между забоями, м (S)

по стволу, м	допустимый радиус круга допуска, м; 5% от длины по стволу											
		250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
100	5	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
200	10	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
300	15	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
400	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
500	25	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
600	30	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
700	35	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
800	40	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
900	45	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
1000	50	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75
1100	55	25,5	30,6	35,7	40,8	45,9	51	56,1	61,2	66,3	71,4	76,5
1200	60	26	31,2	36,4	41,6	46,8	52	57,2	62,4	67,6	72,8	78
1300	65	26,5	31,8	37,1	42,4	47,7	53	58,3	63,6	68,9	74,2	79,5
1400	70	27	32,4	37,8	43,2	48,6	54	59,4	64,8	70,2	75,6	81
1500	75	27,5	33	38,5	44	49,5	55	60,5	66	71,5	77	82,5
1600	80	28	33,6	39,2	44,8	50,4	56	61,6	67,2	72,8	78,4	84
1700	85	28,5	34,2	39,9	45,6	51,3	57	62,7	68,4	74,1	79,8	85,5
1800	90	29	34,8	40,6	46,4	52,2	58	63,8	69,6	75,4	81,2	87
1900	95	29,5	35,4	41,3	47,2	53,1	59	64,9	70,8	76,7	82,6	88,5
2000	100	30	36	42	48	54	60	66	72	78	84	90
2100	105	31,5	37,8	44,1	50,4	56,7	63	69,3	75,6	81,9	88,2	94,5
2200	110	33	39,6	46,2	52,8	59,4	66	72,6	79,2	85,8	92,4	99
2300	115	34,5	41,4	48,3	55,2	62,1	69	75,9	82,8	89,7	96,6	103,5
2400	120	36	43,2	50,4	57,6	64,8	72	79,2	86,4	93,6	100,8	108
2500	125	37,5	45	52,5	60	67,5	75	82,5	90	97,5	105	112,5

260 0	1300	40	48	56	64	72	80	88	96	104	112	120
270 0	135	42, 5	51	59,5	68	76,5	85	93,5	102	110, 5	119	127,5
280 0	140	45	54	63	72	81	90	99	108	117	126	135
290 0	145	47, 5	57	66,5	76	85,5	95	104, 5	114	123, 5	133	142,5
300 0	150	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150

2.3. Основные показатели пространственного положения и искривления 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. 2.6).

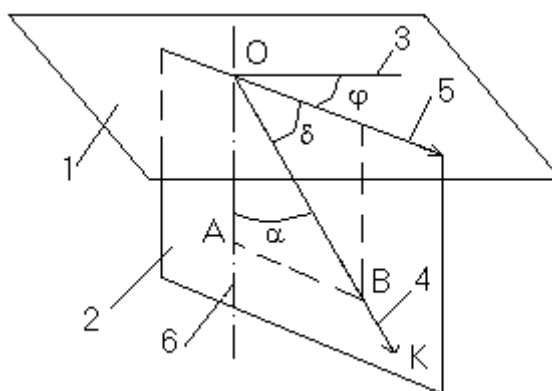


Рис. 2.6. Параметры пространственного положения оси скважины

- **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 **О** 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 (A) 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

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

- **Кривизна ствола скважины** - величина, обратная радиусу

$$K = \frac{1}{R}, \text{ рад/м}$$

- **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.

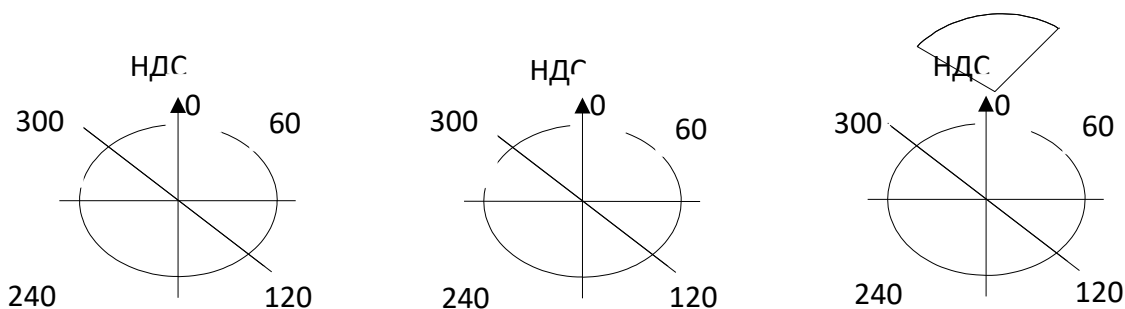
2.4. Проектирование очередности бурения скважин в кусте

Составление плана разбуривания куста скважин заключается в определении порядка очередности бурения скважин и длин их вертикальных участков. Решение этих задач осуществляется с учетом следующего:

1. Исходными данными являются: азимуты скважин (φ); смещение забоев от вертикали (A) 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. 2.7, 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. 2.7, поз. **а**); затем скважины, горизонтальные проекции которых с НДС образуют угол, равный 60° - 120° и 240° - 300° , а также вертикальные скважины (рис. 2.7 поз. **б**); в последнюю очередь ведется бурение скважин, для которых

вышеуказанный угол ограничен секторами 0° - 60° и 300° - 360° (рис. 2.7 поз. **в**), при этом сначала бурятся скважины с меньшим смещением забоя



(а)

(б)

(в)

Рис. 2.7. Выбор очередности бурения скважин с кустовой площадки.

3. Расстояние между устьями скважин определяется в соответствии с /2/, 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 азимутам ограничен секторами 60° - 120° или 240° - 300° , допускается забуривание выше, чем в предыдущей скважине.

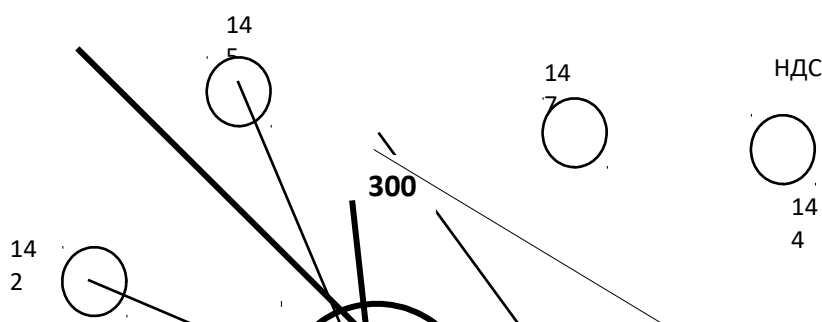
- если вышеуказанный угол расположен в секторах 0° - 60° или 300° - 360° , то первая скважина забуривается с большей глубины, глубина забуривания каждой последующей скважины выбирается меньше, чем предыдущей.

6. 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. 2.8) В соответствии с п. 2 устанавливается очередность бурения скважин и с помощью п. 5 выбираются длины вертикальных участков (H_v)

Рассмотрим пример практического применения вышеизложенной методики. В таблице 2.3 приведены проектные данные, а на рисунке 3 графическое изображение направлений траекторий 8 скважин. Азимут НДС равен 45 градусам.

Таблица 2.3. Проектные данные направления скважин

№ 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



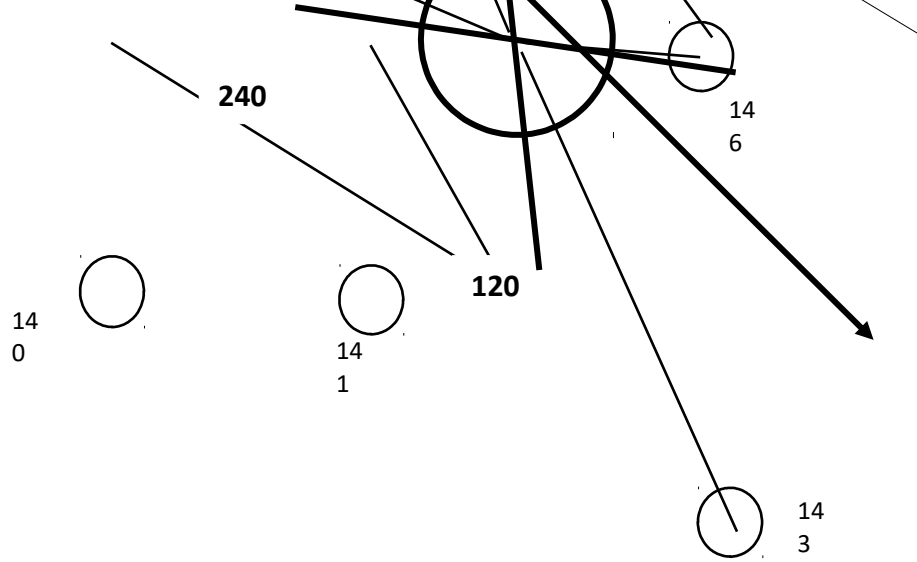


Рис. 2.8. Выбор очередности бурения скважин.

Согласно п. 2 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 (таблица 2.4) и схема (рис. 2.9).

7. По п. 5 определяем глубины начала бурения наклонного ствола. Т. к. скважины № 140 и 141 расположены в секторе $120^\circ - 240^\circ$, 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° .

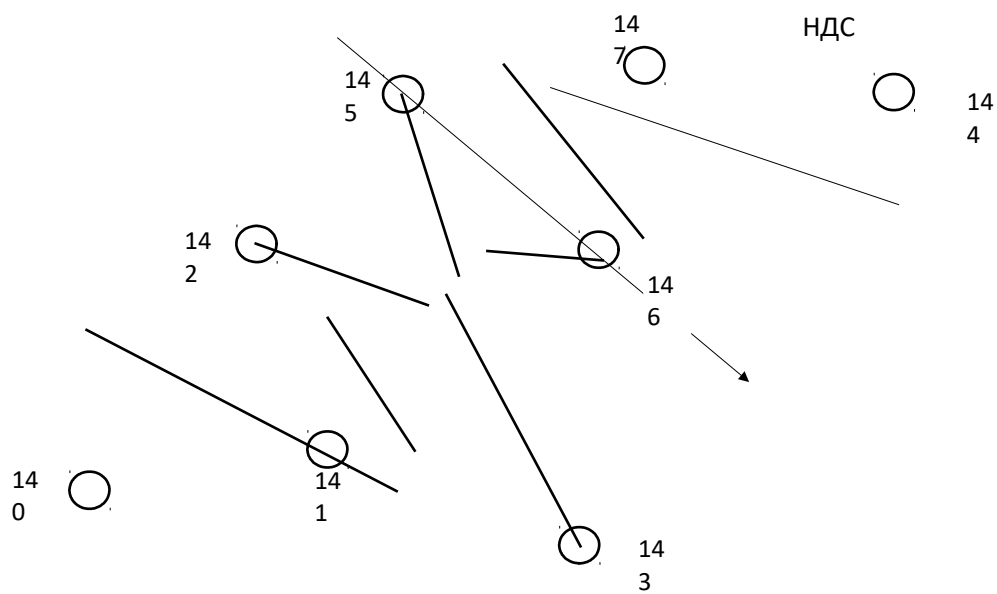


Рис. 2.9 - Схема очередности бурения куста скважин.

В связи с тем, что угол между НДС и проектными азимутами скважин № 142, 143, 145, 146 ограничен секторами $60^\circ - 120^\circ$ и $240^\circ - 300^\circ$, 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 $0^\circ - 60^\circ$ и $300^\circ - 360^\circ$, то глубину вертикального участка скважины № 147 определим значением 50 м. Глубину вертикального участка сква-

жины № 144 установим на 10 м меньше (40 м), т.к. азимуты отличаются более чем на 20°.

Если в заданных направлениях (см. рис. 2.8) 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 A 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. 2.8), принимая разные масштабы при обозначении устьев скважин и их забоев в масштабе $M 1:500$ и $M 1:10000$ соответственно.

Таблица 2.4. План очередности бурения скважин

№ п.п.	Положение устья скважины		№ скважины	Азимут, град	Отход,	Глубина начала набора параметров кривизны, м	Назначение	Проектный пласт, м	Глубина 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	Доб	ЮБ1	2525	75

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

2.5 Построение горизонтальной проекции оси скважины (инклинограммы)

Исходными данными для построения горизонтальной проекции скважины являются: положение забоя скважины, замеренный азимут, замеренный зенитный угол (см. табл. 2.5). В таблице 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:

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

В шестом столбце приведены отклонения средних значений азимута от проектного. Например: в интервале от 150 до 200 м - $\Delta\phi = \phi_{\text{cp}} - \phi_{\text{пр}}$ 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:

$$\alpha_{\text{cp}} = \frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}$$

- Средний азимутальный угол за интервал определяется как:

$$\phi_{\text{cp}} = \frac{\phi_1 + \phi_2}{2}$$

- Горизонтальная проекция участка: определяется как: $a_n = L * \text{Sin} \alpha_{\text{cp}}$;

Таблица 2.5. Данные для построения фактической траектории скважины.

Забой, м	Зенитный угол	Азимут	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° ($\phi_{\text{cp}1}$)	-5	2,6 (a1)
200	10°	127°	7° 30'	126° ($\phi_{\text{cp}2}$)	-9	6,5 (a2)
250	15°	129°	12° 30'	128° ($\phi_{\text{cp}3}$)	-7	10,8 (a3)
300	20°	131°	17° 30'	130° ($\phi_{\text{cp}4}$)	-5	15,0 (a4)
350	20°	135°	20°	133° ($\phi_{\text{cp}5}$)	-2	17,1 (a5)
400	22°	135°	21°	135° ($\phi_{\text{cp}6}$)	--	17,9 (a6)

Рассмотрим пример построения. Выбирают точку O , обозначающую устье скважины (рисунок 2.10) и от нее проводят линию OP 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 $\varphi_{ср1}$ с длиной горизонтальной проекции a_1 в выбранном масштабе. От полученной точки 1 откладывают линию по азимуту $\varphi_{ср2}$ с длиной горизонтальной проекции a_2 и т.д. до точки M , обозначающей забой скважины по данным инклинометрии.

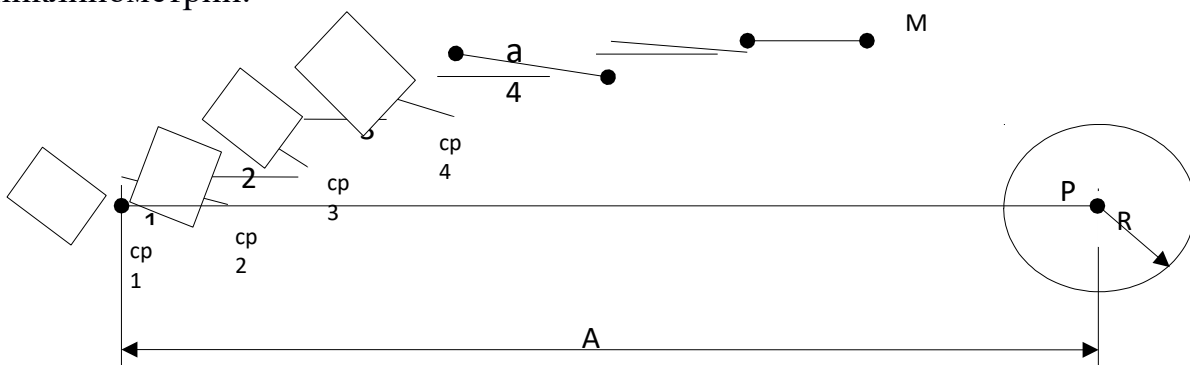


Рис. 2.10. Построение горизонтальной проекции скважины

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.

2.6. Построение вертикальной проекции оси скважины (профиль)

Для построения фактического профиля скважины необходимо знать величины зенитного угла вдоль оси скважины для расчета его среднего значения на данном интервале замера.

Построение фактического профиля, спроектированного на вертикальную плоскость, проходящую через устье скважины и проектную точку входа в пласт, показано на рис. 2.11.

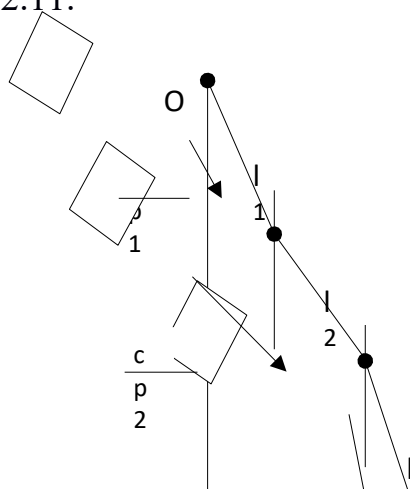


Рис. 2.11. Построение фактического профиля.

2.7. 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. 2.12. В точке **В**, имеющей параметры α_B и φ_B , принимается решение провести исправительные работы. Величину необходимого изменения азимута ($\Delta\varphi_n$) в результате исправительных работ находим непосредственно по чертежу, вычитая из требуемого азимута (φ_n) фактический азимут в точке **В** (φ_B):

$$\Delta\varphi_n = \varphi_n - \varphi_B.$$

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

$$\text{tg } \alpha_{ст} = a_{ВБ} / h_{ВБ}$$

Проекцию $a_{ВБ}$ получаем, измеряя по чертежу.

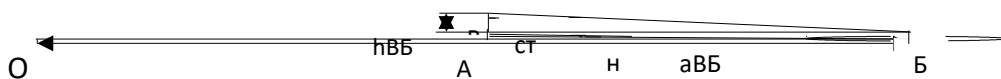




Рис. 2.12. Определение требуемых изменений зенитного угла и азимута при исправлении траектории оси скважины.

Проекцию $h_{ВБ}$ 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 $h_{ВБ} = 1300$ м. Проекция $a_{ВБ}$ по чертежу = 220 м

Определяется угол $\alpha_{ст}$

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

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

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°

2.8. Определение угла установки отклонителя при исправлении траектории оси скважины и угла поворота отклонителя

2.8.1. 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. 2.13)

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. 2.13. 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. 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. 2.14. 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

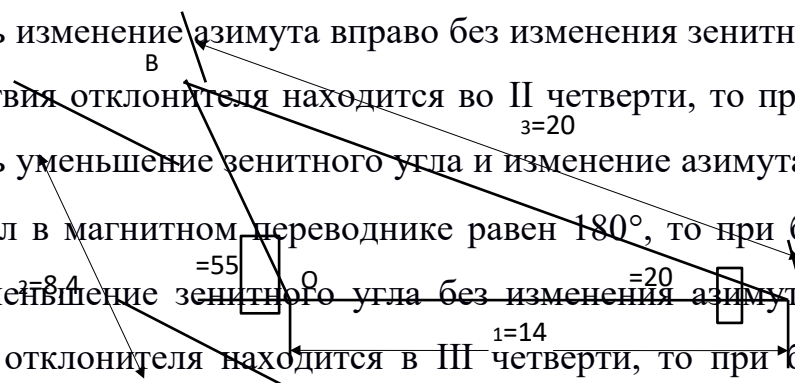


Рис. 2.14. Определение угла установки отклонителя графическим способом.

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.

$$\alpha_y=360^\circ - \alpha^\circ$$

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.

2.8.1.1. 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 - $A_z=135^\circ$; зенитный угол - $\alpha=15^\circ$. Реак-

тивный 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°) (рисунок 2.13).

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° (рисунок 2.15).

Угол установки отклонителя

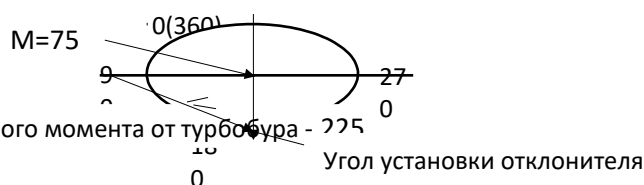


Рис. 2.15. Пример определения величины угла поворота отклоняющего устройства.

2.8.1.2. 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. 2.13).

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. 2.16).



Угол установки отклонителя с учетом реактивного момента от турбобура - 225

Рис. 2.16. Пример определения величины угла поворота отклоняющего устройства.

2.8.1.3. 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 - $A_z=15^\circ$; 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. 2.14) 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. 2.17).



Рис. 2.17. Пример определения величины угла поворота отклоняющего устройства

2.8.1.4. 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 - $A_z=15^\circ$; 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. 2.13).

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. 2.14).



Рис. 2.18. Пример определения величины угла поворота отклоняющего устройства.

2.8.1.5. 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. 2.13).

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. 2.14).

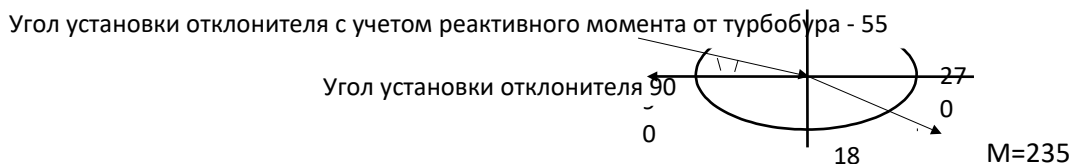
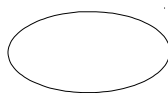


Рис. 2.19. Пример определения величины угла поворота отклоняющего устройства.

2.8.1.6. 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 - $A_z=15^\circ$; 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. рисунок 8). Графическим методом определяем необходимый угол α между апсидальной плоскостью и плоскостью действия отклонителя - $\alpha=138^\circ$. Угол установки отклонителя по формуле $\alpha_y=360^\circ-138^\circ=222^\circ$

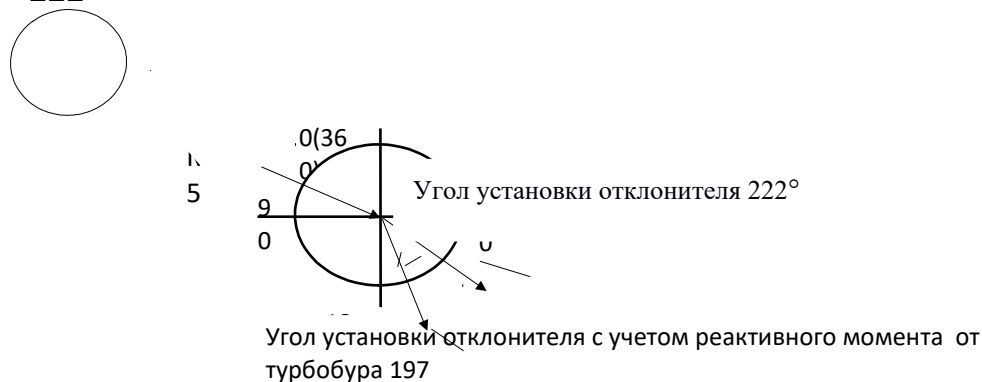


Рис. 2.20. Пример определения величины угла поворота отклоняющего устройства.

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. 2.20).

2.8.1.7. 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. 2.13).

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

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. 2.21).

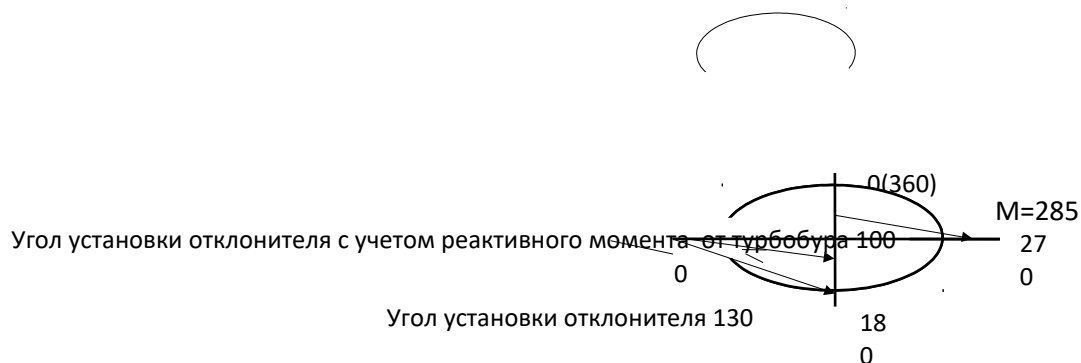


Рис.2.21. Пример определения величины угла поворота отклоняющего устройства

2.8.1.8. 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. 2.13). 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. 2.22).



Рис. 2.22. Пример определения величины угла поворота отклоняющего устройства

2.8.2. 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. 2.23).

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.2.23. Сечение ствола скважины.

Если угол установки отклонителя (рис. 2.23) 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. 2.14). Угол поворота отклонителя рассмотрим на следующих примерах.

2.8.2.1. Необходимо увеличить зенитный угол.

После наращивания бурильной трубы и восстановления циркуляции бурового раствора, показания угла установки отклонителя имеем - $M=200^\circ$ (рис. 2.24), т. е. плоскость действия отклонителя находится в III четверти. Азимут скважины - $A_z=135^\circ$, зенитный угол - $\alpha=15^\circ$. Необходимо увеличить зенитный угол до 20° при сохранении азимута. Для этого необходимо, чтобы плоскость действия отклонителя располагалась по 0° (360°)

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

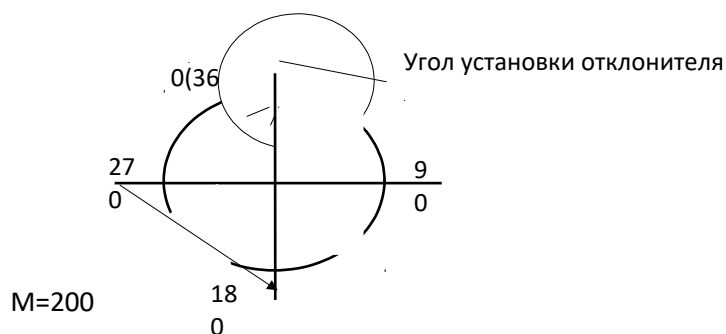


Рис. 2.24. Пример определения угла установки отклонителя

2.8.2.2. Необходимо уменьшить зенитный угол

После наращивания бурильной трубы и восстановления циркуляции бурового раствора, показания угла установки отклонителя имеем - $M=75^\circ$ (рис. 2.25), т. е. плоскость действия отклонителя находится в I четверти. Азимут скважины - $A_z=15^\circ$, 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° .

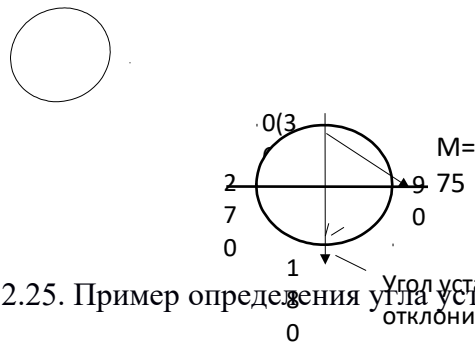


Рис. 2.25. Пример определения угла установки отклонителя.

2.8.2.3 Необходимо увеличить зенитный угол и азимут

После наращивания бурильной трубы и восстановления циркуляции бурового раствора, показания угла установки отклонителя имеем - $M=285^\circ$ (рис. 2.26), т. е. плоскость действия отклонителя находится в IV четверти. Азимут скважины - $A_z=15^\circ$, 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. 2.14) 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° .

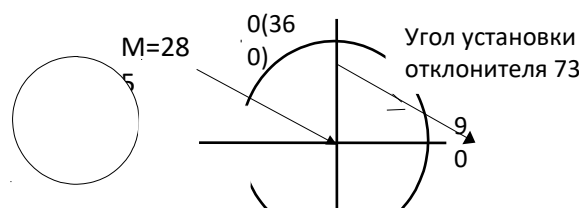


Рис. 2.26. Пример определения угла установки отклонителя

2.8.2.4 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. 2.27), 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. рисунок 18)

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

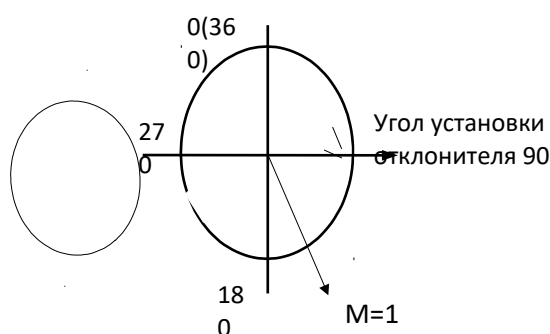


Рис. 2.27. - Пример определения угла установки отклонителя.

2.8.2.5. 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. 2.28), т. е. плоскость действия отклонителя находится во II четверти. Азимут скважины - $Aз=15^\circ$, зенитный угол - $\alpha=25^\circ$. Необходимо стабилизировать зе-

нитный угол и уменьшить азимут до 5° . Для этого необходимо, чтобы плоскость действия отклонителя располагалась по 270° (см. рис. 2.23).

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

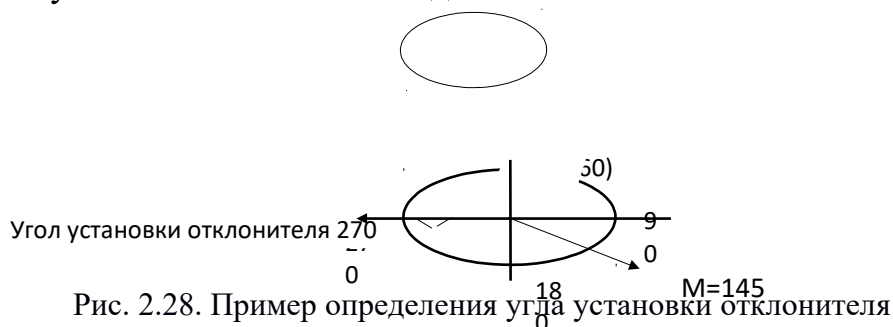


Рис. 2.28. Пример определения угла установки отклонителя

2.8.2.6. Необходимо уменьшить зенитный угол и увеличить азимут

После наращивания буровой трубы и восстановления циркуляции бурового раствора, показания угла установки отклонителя имеем - $M=25^\circ$ (рис. 2.29), т. е. плоскость действия отклонителя находится в I четверти. Азимут скважины - $A_z=15^\circ$, 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. 2.23). 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° .

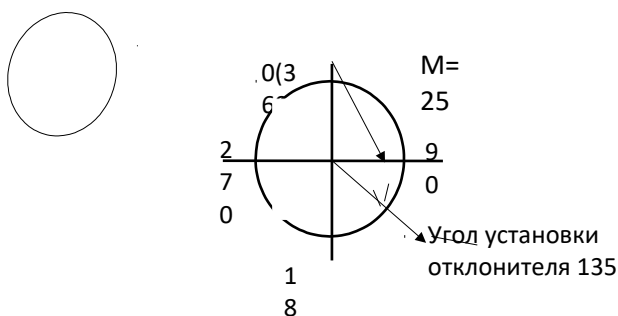


Рис. 2.29. Пример определения угла установки отклонителя

2.9.2.7. Необходимо уменьшить зенитный угол и азимут

После наращивания бурильной трубы и восстановления циркуляции бурового раствора, показания угла установки отклонителя имеем - $M=125^\circ$ (рис. 2.30), т. е. плоскость действия отклонителя находится во II четверти. Азимут скважины - $A_z=15^\circ$, 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. 2.24). 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. 2.30. Пример определения угла установки отклонителя.

2.9.2.8. Необходимо увеличить зенитный угол и уменьшить азимут

После наращивания бурильной трубы и восстановления циркуляции бурового раствора, показания угла установки отклонителя имеем - $M=200^\circ$ (рис. 2.31), т. е. плоскость действия отклонителя находится в IV четверти. Азимут скважины - $A_z=15^\circ$, 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. 2.24). 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° .

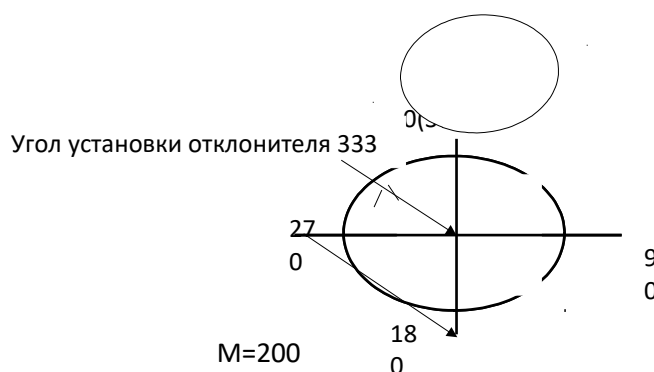


Рис. 2.31. Пример определения угла установки отклонителя

2.9. 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. 2.32. 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

$$\Delta\varphi_{\text{ЛБТ}} = \varphi_{\text{ЛБТ}} - \varphi_1,$$

где φ_1 - азимут ствола в начале интервала,

$\varphi_{\text{ЛБТ}}$ - азимут скважины в точке замера (в ЛБТ).

По формуле:

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

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

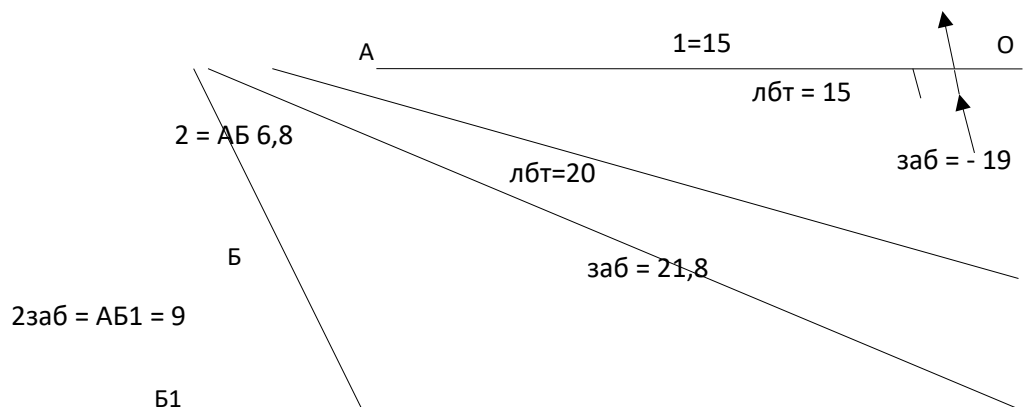


Рис. 2.32. Определение значений зенитного угла и азимута на забое скважины при инклинометрических измерениях в трубах ЛБТ

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

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

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

$$h_{\text{ЛБТ}} = h_{\text{заб}} - L$$

α_2 – длина отрезка АБ , град.

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

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

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

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

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

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 АОБ₁ измеряют зенитный угол на забое $\alpha_{заб}$ и фактическое изменение азимута $\Delta\varphi_{заб}$:

$$\alpha_{заб} = \text{ОБ}_1 = 21,8^\circ$$

$$\Delta\varphi_{заб} = -19^\circ \text{ (из треугольника АОБ}_1\text{)}$$

$$\varphi_{заб} = \varphi_1 - \Delta\varphi_{заб}$$

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

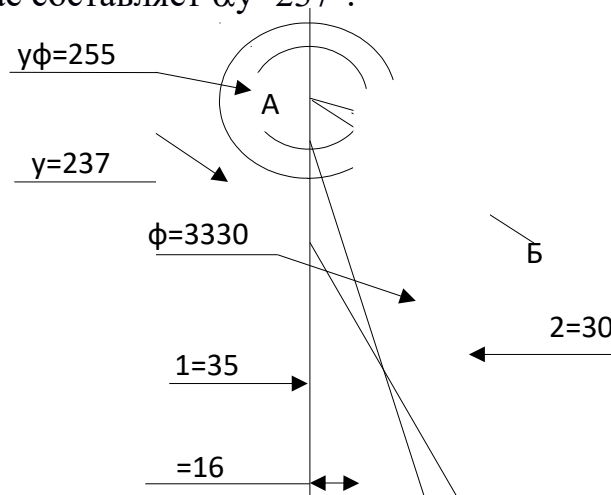
Таким образом, зенитный угол ствола скважины в забойной точке равен $\alpha_{заб} = 21,8^\circ$, азимут $\varphi_{заб} = 31^\circ$

2.10. Определение угла закручивания колонны в промысловых условиях

При бурении скважины, под действием реактивного момента от турбобура, происходит поворот КНБК против часовой стрелки (влево) на угол β° . Аналитическое определение угла β° ненадежно, особенно при наличии искривленной оси ствола скважины и образования желобов, поэтому необходимо его определение в конкретных условиях по результатам бурения в промысловых условиях.

Задача решается графическим методом, основанным на сопоставлении величин планируемого угла установки отклонителя с углом установки определяемого по результатам бурения.

Пусть для проведения исправительных работ в скважине запланировано увеличить азимут на $\Delta\varphi=20^\circ$, а зенитный угол уменьшить с $\alpha_1=35^\circ$ до $\alpha_2=30^\circ$. Строим треугольник ОАБ (рис. 2.33). Расчетный угол установки отклонителя в этом случае составляет $\alpha_y=237^\circ$.



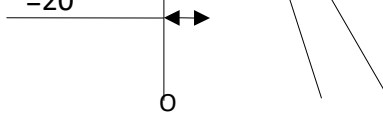


Рис. 2.33. Определение угла закручивания колонны по промысловым данным

Чтобы при бурении отклонитель находился под углом α , необходимо перед началом бурения поставить его с опережением по часовой стрелке на величину β° , которую предварительно можно принять по рекомендации СибНИИНП (таблица 2.6)

Таблица 2.6. Значение угла закручивания (теоретическое)

Глубина, м	β° , град	Глубина, м	β° , град
100	4	1100	60
200	8-10	1200	70
300	12-14	1300	70-80
400	18-20	1400	80-90
500	25	1500	90-100
600	30	1600	100-110
700	40	1700	100-110
800	45	1800	110-120
900	50	1900	120-130
1000	50	2000	120-130

Первые пять значений β° приведены для типовых компоновок, применяемых при бурении под кондуктор, остальные – для компоновок с использованием турбинного отклонителя ОТС при бурении под эксплуатационную колонну.

Примем для нашего расчета, что исправительные работы ведутся на глубине 1600 м, поэтому отклонитель перед началом бурения поставим с опережением на 100° по отношению к α . После бурения некоторого интервала произведены инклинометрические измерения. Фактическое увеличение азимута по отношению к первоначальному составило $\Delta\varphi=16^\circ$, зенитный угол $\alpha\varphi=33^\circ30'$. По этим данным получена точка В (рисунок 2.33).

Фактический угол установки отклонителя составил $\alpha\varphi=255^\circ$, т.е. оказался больше требуемого на 18° .

$$\Delta\alpha = \alpha_{уф} - \alpha_{у}$$

$$\Delta\alpha = 255^{\circ} - 237^{\circ} = 18^{\circ}.$$

Значит фактический угол закручивания колонны $\beta_{ф}^{\circ}$ оказался равным 118° . При дальнейшем бурении с отклонителем это необходимо учитывать.

2.11. Сближение и пересечение стволов бурящихся скважин

На практике очень часто возникает ситуация, когда бурение одной или нескольких скважин зависит от результатов бурения одной какой-либо скважины. Такие скважины называются зависимыми и как правило они бурятся с нарушением правил и положений изложенных в разделе 2.5.2, т.к. у них могут измениться проектные данные. Основная опасность при строительстве таких скважин - это сближение или пересечение с ранее пробуренными скважинами. Такая же ситуация возникает при бурении одиночных скважин на уже разбуренных месторождениях.

Зона вокруг ствола скважины с радиусом, равным 1,5 % текущей глубины рассматриваемой точки за вычетом длины вертикального участка, но не менее 1,5 м считается опасной с точки зрения пересечения стволов. Если в процессе бурения выявляется, что возможно соприкосновение опасных зон двух скважин, бурение необходимо продолжать с соблюдением мер, исключающих повреждение обсадной колонны (например, применять лопастные долота или провести работы по корректировке ствола скважины).

Основным методом контроля за проводкой таких скважин является постоянное построение проложений скважин, пересечение которых предполагается, по результатам инклинометрии.

Если точка замера ложиться на проложение другой скважины, то произойдет встреча стволов (см. рис. 2.34).

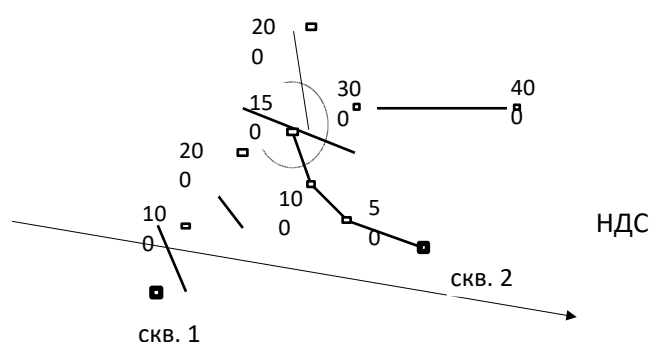


Рис. 2.34. Схема пересечения стволов скважин

Точка на глубине 150 м скважины № 2 ложится на проложение скважины № 1 между точками 200 м и 300 м. Здесь произойдет пересечение стволов скважин.

Этот метод не дает достаточную точность, так как расстояние между скважинами контролируется по горизонтальным проекциям.

2.12. Методы ориентирования отклоняющих компоновок

Ориентирование отклоняющей компоновки заключается в установке плоскости искривления отклонителя в заданном азимутальном направлении.

Методы ориентирования отклоняющей компоновки можно разделить на :

1. Прямое ориентирование
2. Косвенное ориентирование
3. Ориентирование с помощью телеметрических систем

Прямое визуальное ориентирование осуществляется при небольшой глубине скважины, например набор параметров кривизны при бурении под кондуктор. Косвенное ориентирование заключается в использовании специальных приборов (инклинометров и магнитных переводников), которые опускаются внутрь буровых труб до места установки отклоняющего устройства с магнитным переводником.

Ориентирование с помощью телеметрических систем, включаемых в компоновку, заключается в получении и обработке информации о положении отклоняющего устройства наземными контрольно-измерительными приборами по используемому этой телесистемой каналу связи.

2.12.1. Методы прямого ориентирования

При наборе параметров кривизны наибольшее распространение получили методы прямого визуального ориентирования отклонителя по меткам. Эти способы применяются при небольшой глубине спуска отклонителя (до 300 метров) и дают необходимую точность.

Для работы по этим способам необходимо подготовить бурильные трубы и разметить ротор. Подготовка заключается в нанесении меток на замки бурильных труб. Для этого используют уровень. Существуют заводские конструкции, но практически уровень изготавливается из обычного уровнемера и имеет вид представленный на рис. 2.35. Такой уровень прост в изготовлении, имеет малые размеры и дает необходимую точность.

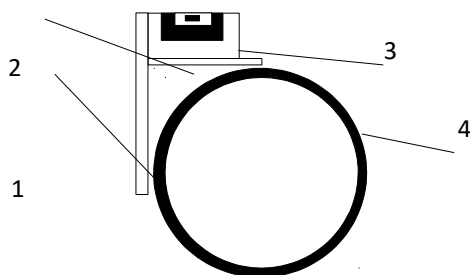


Рис. 2.35. Уровень для нанесения меток

1-Корпус уровня, 2-пузырьковый уровень, 3-плоскость уровня, 4-замок бурильной трубы

Метки наносятся с одной стороны трубы (см. рис. 2.36 - вид сверху)

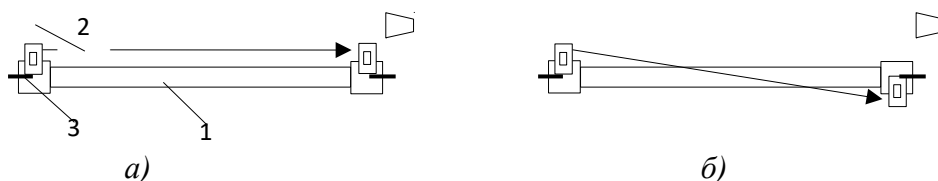


Рис. 2.36

где: а) правильное нанесение меток, б) неправильное нанесение меток
1- бурильная труба, 2- уровнемер, 3- метка

На один из замков бурильной трубы прикладывают уровень. Совмещают пузырек уровня с центральным отверстием и наносят на замок метку карандашом или мелом. Затем уровень переносят на другой замок трубы с той же стороны от оси трубы, следя за тем, чтобы положение трубы было неизменным (см. рис. № 16) и делают отметку карандашом или мелом. С помощью зубила по сделанным отметкам «набивают» хорошо различимые метки. Все другие

метки (если они были) должны быть ликвидированы. Необходимо подготовить столько бурильных труб с метками, чтобы их хватило для спуска до глубины начала набора параметров кривизны и дополнительно 12 - 15 труб для наращивания в процессе бурения с отклонителем. Разметка ротора заключается в нанесении меток на неподвижную часть ротора через 10 градусов.

Методами прямого ориентирования являются:

- Ориентирование отклонителя путем переноса меток с бурильных труб на неподвижную часть ротора Предложен А.С. Свирским и П.И. Галютой.

- Ориентированный спуск инструмента путем нанесения крестовых меток предложен Р.Н. Матюшиным и Ю.С. Солдатовым.

Наиболее широко распространенным методом является ориентированный спуск отклонителя с помощью бумажной ленты по меткам.

Суть метода заключается в следующем:

1. Перед началом спуска бурильного инструмента готовят полоску плотной бумаги шириной 6-8 см. и длиной, несколько большей длины окружности замка бурильных труб. Эту полоску перегибают пополам и на середине длины ее делают пометку с обозначением "0" (нулевая метка). Она принимается за метку кривого переводника, показывающую плоскость действия отклонителя.

2. Собирают и спускают в ротор отклоняющую компоновку. Перед этим нулевую метку (метка на кривом переводнике, показывающая плоскость действия отклонителя) сносят на верхний срез турбобура.

3. Наворачивают первую бурильную трубу. Бумажную ленту прикладывают к замку бурильной трубы таким образом (см. рис. 2.37), чтобы метка "0" совпала с меткой отклонителя (нулевой меткой, снесенной на верхний срез турбобура). Против метки на ниппеле навернутой трубы, на бумажной ленте ставят отметку "1". Производят спуск навернутой трубы. Наворачивают следующую трубу и отметку "1" на бумажной ленте совмещают с меткой на муфте спущенной трубы и против метки на ниппеле навернутой трубы на ленте наносят новую отметку "2", а предыдущую отметку "1" зачеркивают (см. рис. 2.38).

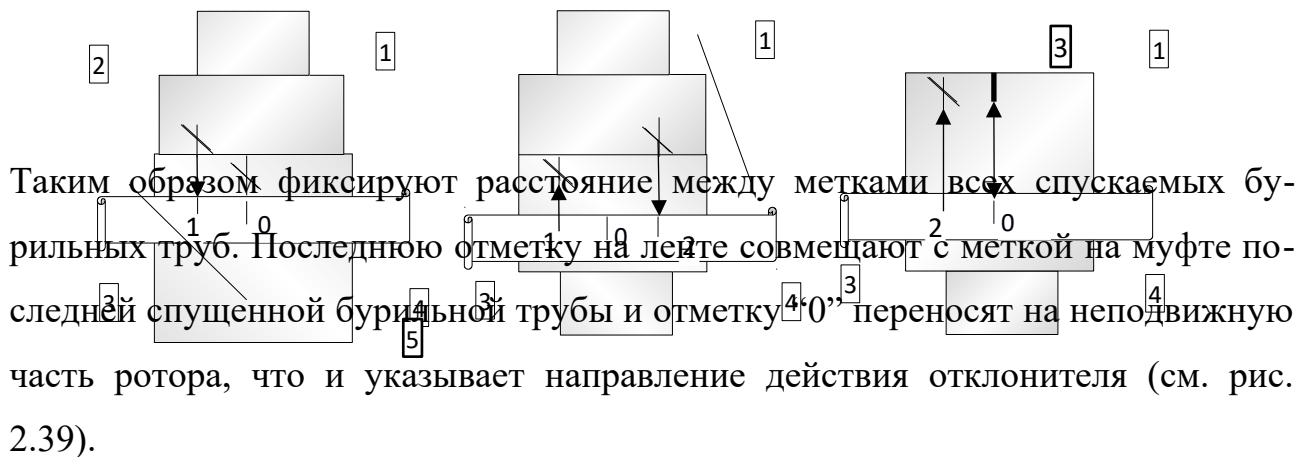


Рис. 2.37

Рис. 2.38

Рис. 2.39

Где: 1 - замок буровой трубы, 2 - метки на замках буровых труб,
3 - нулевая метка, 4 - бумажная лента, 5-турбобур

4. На роторе мелом отмечают проектный азимут скважины относительно магнитного севера. Разница в градусах (ротор размечен через 10 гр.) между снятой отметкой "0"- нулевой меткой и отметкой проектного азимута показывает на сколько градусов плоскость действия отклонителя отличается от проектного направления скважины или на сколько градусов нужно повернуть буровую колонну, чтобы плоскость действия отклонителя совпала с проектным направлением скважины.

5. Наворачивают ведущую трубу – «квадрат», наносят на неподвижную часть ротора метку положения одного из ребер (любого) ведущей трубы. Ребро квадрата обязательно пометить мелом. От этой метки ребра «квадрата», по часовой стрелке отсчитывают необходимое количество градусов, на которые надо повернуть буровую колонну и ставят другую метку. Эти две метки на неподвижной части ротора (ребра квадрата и последнюю нанесенную метку) наносят потому, что при спуске квадрата в скважину на 2-3 метра, нулевая метка уйдет вниз (ее не будет видно) и мы не сможем довернуть колонну на необходимый угол. Допускают буровую колонну до забоя, «квадрат» фиксируют в клиньях. Поворачивают буровую колонну до совмещения помеченного ребра

квадрата с меткой ребра квадрата, нанесенной ранее на ротор. Это делается для того, потому что при спуске колонны на 2-3 метра она может повернуться на какой-то угол.

6. Поворачивают бурильную колонну по часовой стрелке от метки ребра ведущей трубы на необходимый угол (угол в градусах между снесенной отметкой “0” и отметкой проектного азимута на неподвижной части ротора), совмещая помеченное ребро квадрата с последней нанесенной меткой. При этом нулевая метка на муфте бурильной трубы совпадет с меткой проектного азимута скважины. Далее прибавляется поправка на угол закручивания колонны от реактивного момента турбобура. Бурильный инструмент несколько раз поднимают и опускают на 2-3 метра, чтобы снять возможные напряжения «пружину» с колонны и начинают бурение.

Например: Разница в градусах (ротор размечен через 10 гр.) между снесенной отметкой “0” и отметкой проектного азимута составляет 50 градусов. Следовательно, для совмещения плоскости действия отклонителя с проектным азимутом скважины, всю колонну бурильных труб необходимо повернуть на 50 градусов (см. рис. 2.40) по часовой стрелке. Для чего на неподвижную часть ротора наносят метку ребра ведущей трубы (см. рис. № 2.41). От нее откладывают через 50 градусов последнюю метку и помеченное ребро квадрата совмещают с ней.

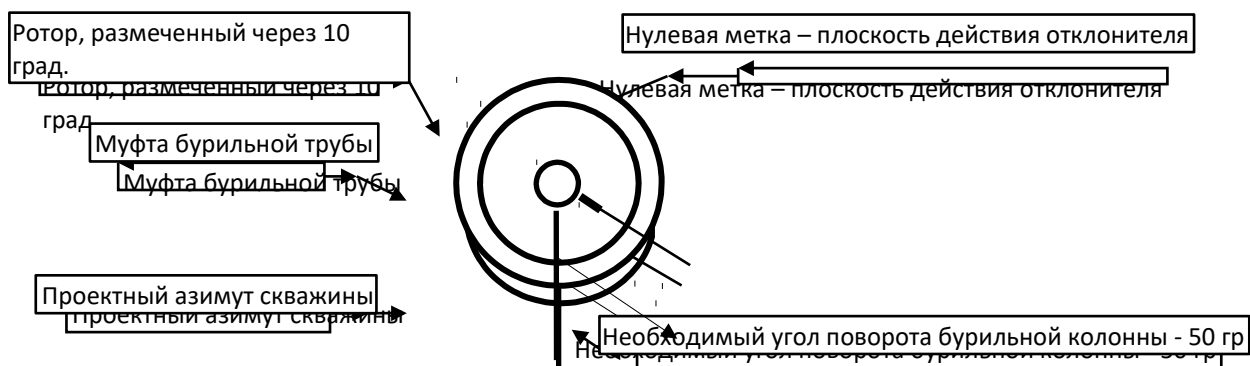


Рис. 2.40. Вид сверху.

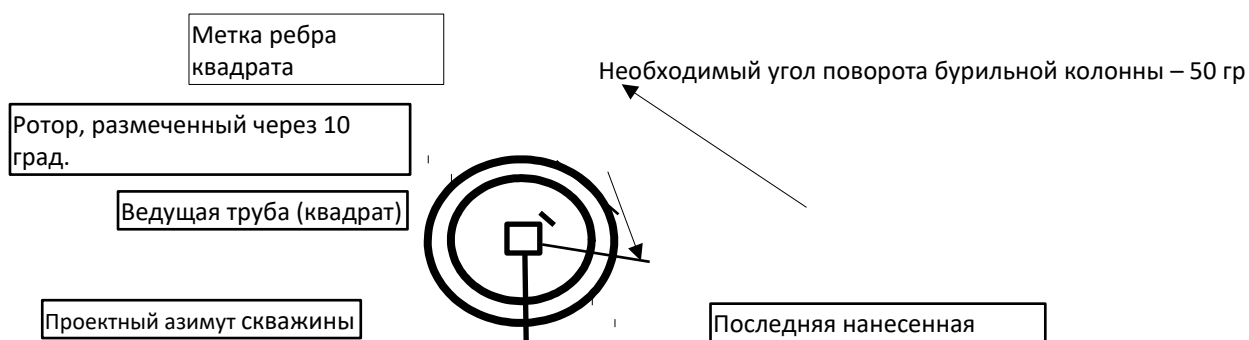


Рис. 2.41. Вид сверху

Наращивание инструмента по меткам

Отворачивают ведущую трубу, наворачивают и закрепляют наращиваемую бурильную трубу. Совмещают последнюю метку на бумажной ленте с меткой на муфте пробуренной трубы. Переносят метку с ниппеля наращиваемой трубы на бумажную ленту, зачеркивают предыдущую метку. Инструмент спускают на длину добавленной трубы. Наворачивают ведущую трубу и последнюю метку на ленте совмещают с меткой на муфте наращенной бурильной трубы, а отметку “0” переносят на неподвижную часть ротора.

На роторе мелом отмечают проектный азимут скважины относительно магнитного севера. Разница в градусах (ротор размечен через 10 гр.) между снятой отметкой “0” и отметкой проектного азимута показывает на сколько градусов плоскость действия отклонителя отличается от проектного направления скважины или на сколько градусов нужно повернуть бурильную колонну, чтобы плоскость действия отклонителя совпала с проектным направлением скважины.

Наносят на неподвижную часть ротора метку положения одного из ребер (любого) ведущей трубы. Ребро квадрата обязательно пометить мелом. От этой метки ребра откладывают необходимое количество градусов по часовой стрелке и ставят метку. Эти две метки (ребра «квадрата» и последнюю нанесенную на ротор метку) наносят потому, что при спуске квадрата в скважину на 2-3 метра, нулевая метка уйдет вниз (ее не будет видно) и мы не сможем повернуть колонну на необходимый угол. Допускают бурильную колонну до забоя и фиксируют «квадрат» в клиньях. Поворачивают бурильную колонну по часовой

стрелке до совмещения помеченного ребра квадрата с меткой ребра, нанесенной ранее на ротор.

Поворачивают бурильную колонну по часовой стрелке от метки ребра ведущей трубы на необходимый угол, совмещая помеченное ребро квадрата с последней нанесенной меткой. При этом нулевая метка на муфте бурильной трубы совпадет с меткой проектного азимута скважины. Далее прибавляется поправка на угол закручивания колонны от реактивного момента турбобура. Бурильный инструмент несколько раз поднимают и опускают на 2-3 метра, чтобы снять возможные напряжения «пружину» с колонны и начинают бурение.

Основные ошибки, допускаемые при ориентированном спуске отклонителя с помощью бумажной ленты по меткам.

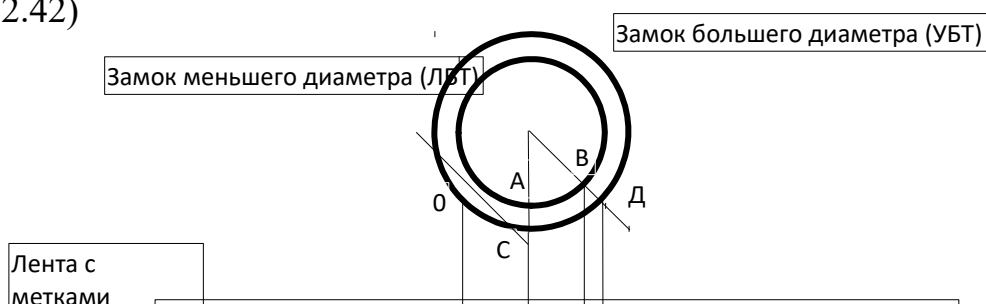
1. Нанесение меток на бурильные трубы без уровнемера («на глазок») Угол между нанесенными метками может достигать 5 - 10 градусов
2. Неправильное нанесение меток при помощи уровнемера (см. рис 2.30)
3. Сохранение на бурильных трубах старых меток при нанесении новых.

Когда наносятся новые метки на бурильные трубы, старые должны уничтожаться, т.к. при сносе меток на ленту с замков можно запутаться в новых и старых метках

4. Снос метки снизу вверх, т.е. когда метку сносят с муфты трубы на ленту, приложенную к ниппелю накрученной трубы.

Метка всегда сносится сверху вниз, т.е. с ниппеля накрученной трубы на ленту, приложенную к муфте предыдущей трубы !!!

5. Перенос метки на ленту с замка меньшего диаметра на больший (переход от турбобура к УБТ, переход от УБТ к бурильным трубам, переход между бурильными трубами разного типоразмера), т. е. лента прикладывается к колонне большего диаметра, а метка сносится с колонны меньшего диаметра. (см. рис. 2.42)



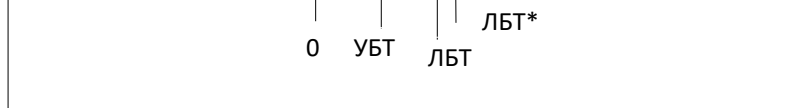


Рис. 2.42 - (вид сверху)

где: 0 - нулевая метка, С - метка на УБТ, В - метка на замке ЛБТ.

Лента со снесенной на нее меткой с ниппеля УБТ прикладывается к метке на муфте УБТ (точка С). На ленту сносится метка с ниппеля замка ЛБТ (точка Д). Производят спуск трубы ЛБТ в скважину. Затем лента прикладывается к муфте ЛБТ (точка Д – на ленте это ЛБТ*, совмещается с меткой на муфте ЛБТ(точка В)) и на муфту трубы и неподвижную часть ротора сносится нулевая метка 0. Но длина дуги СД (на ленте расстояние УБТ-ЛБТ*) больше длины дуги АВ (на ленте расстояние УБТ-ЛБТ), поэтому нулевая метка переместится от истинного направления действия отклонителя на величину равную разности длин дуг АВ и СД, т.е. направление действия отклонителя не будет совпадать с показаниями нулевой метки. Чтобы избежать погрешности в этом случае, метку с замка большего диаметра необходимо перенести на замок меньшего диаметра, к последнему приложить ленту и снести метки на ленту.

6. Перенос метки с большего диаметра на меньший (см. рис. 2.43), т.е. лента прикладывается к колонне меньшего диаметра, а метка сносится с колонны большего диаметра. (переход между бурильными трубами СБТ - 127 и ЛБТ - 147).

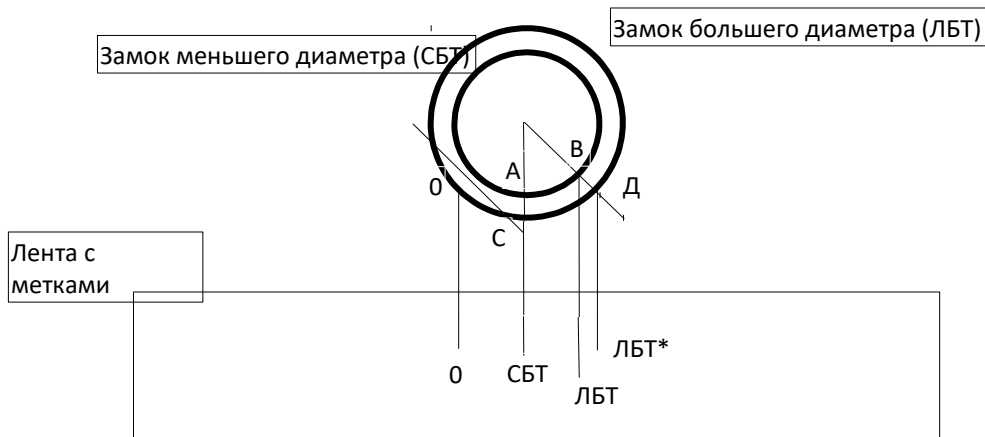


Рис. 2.43.

где: 0 - нулевая метка, А - метка на СБТ, Д - метка на замке ЛБТ.

Лента со снесенной на нее меткой с ниппеля СБТ, прикладывается к метке на муфте СБТ (точка С). На ленту сносится метка с ниппеля замка ЛБТ (точка В). Производят спуск трубы ЛБТ в скважину. Затем лента прикладывается к муфте ЛБТ (точка В совмещается с меткой на муфте ЛБТ(точка Д)) и на муфту трубы и неподвижную часть ротора сносится нулевая метка О. Но длина дуги СД (на ленте расстояние СБТ-ЛБТ*) больше длины дуги АВ (на ленте расстояние СБТ-ЛБТ), поэтому нулевая метка переместится от истинного направления действия отклонителя на величину равную разности длин дуг АВ и СД, т.е. направление действия отклонителя не будет совпадать с показаниями нулевой метки. Чтобы избежать погрешности в этом случае, метку с замка меньшего диаметра необходимо перенести на замок большего диаметра, к последнему приложить ленту и снести метки на ленту.

7. «Привязка» разметки ротора к сторонам света. Разметка ротора делается не для привязки к сторонам света, а для того, чтобы знать на сколько градусов нужно поворачивать бурильную колонну при ориентировании.

8. Отсутствие нумерации меток на ленте.

Каждая снесенная метка на ленту должна пронумеровываться (1, 2, 3....15, 16 и т.д.).

При сносе очередной метки на ленту (наращивание бурильных труб), предыдущая метка должна зачеркиваться.

2.12.2. Ориентирование отклонителя на забое скважины при помощи инклинометров с электромагнитной bussолью

Этот способ относится к методам косвенного ориентирования. Для ориентирования отклонителя в скважине необходимо выполнить следующие операции:

1. Определение положения плоскости действия отклонителя относительно апсидальной плоскости

2. Определение угла установки и поворота отклонителя
3. Установка отклонителя в заданном направлении

Данный метод, разработанный А.К. Коноваловым, использует то положение, что разрыв реохорда (начало отсчета по азимуту) электромагнитной буссоли в наклонном стволе всегда располагается в плоскости искривления скважины. В этом случае конструктивно просто добиться фиксирования положения магнитной стрелки электромагнитной буссоли по направлению действия отклонителя за счет сориентирования в том же направлении устойчивого магнитного потока. Такое фиксированное положение магнитной стрелки позволяет получить значение угла между плоскостью действия отклонителя и плоскостью искривления скважины.

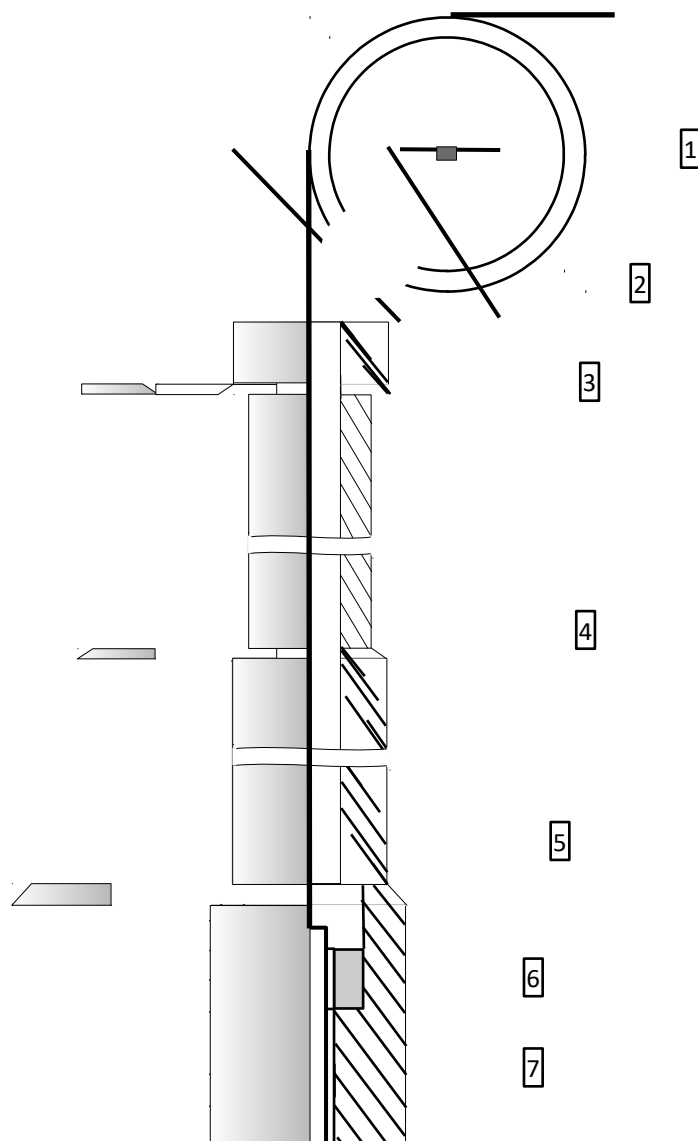
Азимут ствола скважины определяется отбитием точки при инклинометрическом замера в ЛБТ, включаемой в КНБК в комплекте с магнитным переводником (см. рис 2.44).

На верхний переводник турбинного отклонителя 9 (кривой переводник) наворачивают магнитный переводник 7 (см. рис. 2.45). В переводнике устанавливается втулка 6 из немагнитного материала с магнитным репером, магнитный поток которого сориентирован в направлении действия отклоняющей системы. На переводник с магнитным репером наворачивается труба ЛБТ 5, в которой производится замер азимута ствола скважины. На муфту последней бурильной трубы 4 (обычно СБТ) наворачивают геофизическую вилку 3, на которой закреплен обычный каротажный ролик 2. Внутри бурильных труб на кабеле 1 спускают удлиненный инклинометр с электромагнитной буссолью и обычным отбитием точки фиксируют положение отклоняющей системы.



Рис. 2.44. Магнитный переводник
 1. Корпус $\varnothing 195$ мм 2. Немагнитная вставка 3. Магнит
 4. Регулировочное кольцо 5. Стопорная шпилька.

Магнитный переводник служит для ориентирования отклоняющей компоновки на забое при помощи инклинометров с электромагнитной буссолью. Расстояние L должно быть равно расстоянию от наконечника инклинометра до его электромагнитной буссоли.



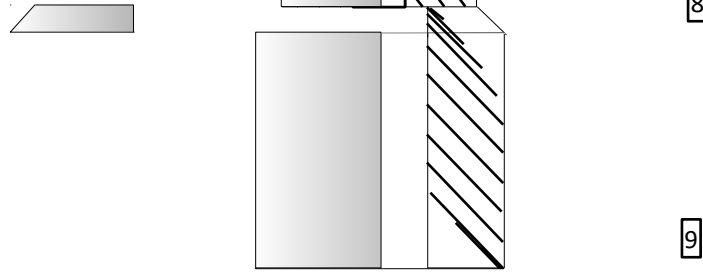


Рис. 2.45. Схема компоновки для ориентирования отклоняющих систем при помощи инклинометров с электромагнитной буссолью где: 1 - геофизический кабель, 2 - каротажный ролик, 3 - геофизическая вилка, 4 - СБТ, 5 - ЛБТ длиной 24-36 м, 6 - втулка с магнитом, 7 - корпус магнитного переводника, 8 - инклинометр, 9 - кривой переводник или ОТС