

# Глава 10

---

## БУРЕНИЕ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

---

### 10.1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН

За последние 20 лет доля крупных месторождений, среди вновь открываемых, снизилась с 15 до 10 %. При этом ухудшаются коллекторские свойства продуктивных отложений и качественный состав насыщающих их флюидов. Высокая выработанность запасов углеводородов обуславливает обводненность продукции и снижение дебитов скважин. Из-за несовершенства техники и технологии разработки нефтеотдача нефтегазовых пластов не превышает 30–40 %. Более полное извлечение углеводородов из пластов является важной народнохозяйственной задачей.

Вскрытие продуктивной толщи направленными, в том числе горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами, позволяет достичь следующего:

- повысить продуктивность скважины за счет увеличения площади фильтрации;

  - продлить период безводной эксплуатации скважин;

  - увеличить степень извлечения углеводородов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки;

  - повысить эффективность закачки агентов в пласты;

  - вовлечь в разработку пласты с низкими коллекторскими свойствами и с высоковязкой нефтью;

  - освоить труднодоступные нефтегазовые месторождения, в том числе морские;

  - улучшить технологию подземных хранилищ газа.

*Направленной* будем называть такую скважину, которую пробурили вдоль запроектированной пространственной трассы и попали в заданную цель, а ее забой и фильтровая зона не только располагаются в заданной области горных пород, но и ориентированы в соответствии с проектом относительно простирания пласта.

Кроме совершенствования технологии разработки нефтяных и газовых месторождений направленные скважины эффективны во многих других случаях:

- при бурении в обход осложненных зон горных пород;

- при бурении под недоступные или занятые различными объектами участки земной поверхности;

- при глушении открытых фонтанов;

- при вскрытии крутопадающих пластов и т.д.

Частными случаями направленной скважины являются вертикальная и горизонтальная.

Таблица 10.1

**Эксплуатационные характеристики некоторых горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными**

Площадь (страна)	Глубина продуктивного пласта, м	Длина горизонтального участка, м	Дебит горизонтальной скважины, т/сут	Дебит вертикальной скважины, т/сут	Кратность увеличения дебита
Прадхо Бей (США)	2700	476	1670	400	4
Вирджиния (США)	1020	600	3400	2100	1,6
Колд Лейк (Канада)	480	1016	4000	500	8
Роспо Маре (Италия)	1380	470	500–1900	90–270	6–23
Яблоновская (РФ)	540	150	40	23	1,7
Карташевская (РФ)	475	51–328	120	6–8	15–20
Тереклинская (РФ)	1300	100	64	32	3–6
Южно-Карская (РФ)	260	100	70–140	4–35	2–35

*Горизонтальная* скважина – это такая скважина, которая имеет достаточно протяженную фильтровую зону, соизмеримую по длине с вертикальной частью ствола, пробуренную преимущественно вдоль напластования между кровлей и подошвой нефтяной или газовой залежи в определенном азимутальном направлении. Основное преимущество горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными состоит в увеличении дебита в 2–10 раз за счет расширения области дренирования и увеличения фильтрационной поверхности (табл. 10.1).

Первоочередными объектами использования направленных скважин являются:

- морские месторождения углеводородов;
- месторождения на территории с ограниченной возможностью ведения буровых работ;
- залежи высоковязких нефтей при естественном режиме фильтрации;
- низкопроницаемые неоднородные пласты-коллекторы малой мощности;
- карбонатные коллекторы с вертикальной трещиноватостью;
- переслаивающиеся залежи нефти и газа;
- залежи на поздней стадии разработки.

Основной недостаток направленных скважин – их сравнительно высокая стоимость. В начале 80-х годов прошлого века стоимость горизонтальной скважины превышала стоимость вертикальной скважины в 6–8 раз. В конце 80-х годов это соотношение понизилось до 2–3. По мере накопления опыта бурения в конкретном районе стоимость направленных скважин уменьшается и может приблизиться к стоимости вертикальных скважин. С позиций добычи нефти и газа экономически целесообразно, чтобы извлекаемые запасы из направленной скважины были во столько раз больше, во сколько раз дороже направленная скважина по сравнению с вертикальной. Причем это количество нефти должно быть добыто в более короткие сроки.

**10.2. ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН**

Направленное бурение используется широко и разнообразно. Проект на каждую скважину составляют применительно к конкретной ситуации. Расположение глубинной цели (например, коллектора), поверхностный ландшафт, экологические условия, геологические и технические препятст-

вия, характеристика проходимых пород, потенциальные возможности оборудования — все это играет роль в создании проекта на сооружение направленной скважины.

Направленная скважина представляет собой сложное подземное сооружение, включающее вертикальную или наклонную выработку в глубь земной коры, переходящую в горную выработку любой направленности в продуктивной зоне горных пород, крепь в виде обсадных колонн и цементных оболочек, фильтр в зоне разрабатываемого нефтяного или газового пласта.

Сконструировать направленную скважину — значит выбрать элементы ее конструкции такими, чтобы достичь глубинной цели и при этом обеспечить безаварийную проходку ствола, его крепление обсадными колоннами и тампонажным материалом, надежную гидродинамическую связь с продуктивным горизонтом, длительную безаварийную эксплуатацию.

Проект на сооружение направленной скважины включает все разделы стандартного проекта: геологическое и технико-технологическое обоснование координат места заложения и глубинной цели, конструкцию скважины и фильтра, поверхностное оборудование и бурильный инструмент, режимы бурения различных интервалов, технологию вскрытия продуктивных горизонтов и заканчивания скважины. Поэтому обсудим лишь особенности проектирования направленных скважин.

#### **10.2.1. ВЫБОР КОНФИГУРАЦИИ (ТРАССЫ) НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ**

Конфигурация ствола скважины обуславливается многими причинами, главные из которых следующие:

- одиночная скважина или куст скважин сооружается в данном месте;
  - наличие препятствий для заложения устья над забоем скважины;
  - расположение фильтра (вертикально, наклонно или горизонтально).
- Конфигурация ствола скважины должна обеспечить:
- высокое качество скважины как эксплуатационного объекта;
  - минимальные нагрузки на буровое оборудование при спускоподъемных операциях;
  - свободное прохождение по стволу скважины приборов и устройств;
  - надежную работу внутрискважинного оборудования;
  - возможность применения методов одновременной эксплуатации нескольких горизонтов в многопластовых залежах;
  - минимальные затраты на сооружение скважины.

При кустовом бурении профиль направленных скважин должен обеспечить заданную сетку разработки месторождения и экономически рациональное число скважин в кусте.

Проектирование конфигурации направленной скважины заключается в выборе типа и вида профиля, в определении необходимых параметров:

- глубины и отклонения ствола скважины от вертикали;
- длины вертикального участка;
- значений предельных радиусов кривизны и зенитных углов ствола скважины в интервале установки и работы внутрискважинного оборудования, и на проектной глубине.

Конфигурация направленной скважины выбирается с учетом: назначения скважины;

геологических и технологических особенностей проводки ствола;  
установленных ограничений на зенитный угол ствола скважины в интервале установки и работы внутрискважинного оборудования, связанных с его конструктивными особенностями и условиями работы;

установленных ограничений на угол наклона ствола скважины на проектной глубине.

Профили направленных скважин, как правило, подразделяют на три основных типа (рис. 10.1): 1 – тангенциальные скважины; 2 – S-образные скважины; 3 – J-образные скважины.

Тип 1 скважин отклоняют вблизи поверхности до величины угла, соответствующего техническим условиям, затем продолжают проходку до проектной глубины, сохраняя неизменным угол наклона. Такой тип применяют часто для скважин умеренной глубины в простых геологических условиях, когда не используются промежуточные колонны. В более глубокой скважине, когда требуется большое смещение, промежуточная обсадная колонна может быть установлена внутри интервала искривления или за ним, а необсаженный ствол бурят под неизменным углом наклона до проектной глубины. Тангенциальный профиль обеспечивает максимальное отклонение ствола скважины от вертикали при минимальном зенитном угле, поэтому его предпочитают применять в случае кустового бурения.

Тип 2 скважин предусматривает после бурения вертикального участка ствола отклонение забоя до некоторого зенитного угла, по достижении которого скважину бурят при постоянном угле наклона, а затем отклонение уменьшают до полного восстановления вертикального положения ствола. Промежуточная колонна может быть установлена в интервале второго отклонения, после чего скважину добуривают вертикальным стволом; S-образный профиль используют там, где наличие газовых зон, соленой воды и другие геологические факторы требуют использования промежуточных обсадных колонн. Этот тип иногда используют для бурения направленной скважины с целью глушения другой, фонтанирующей, скважины. Он также рационален, когда необходимо развести забои скважин при бурении их с одной платформы (например, при бурении в открытом море).

Тип 3 скважин предполагает отклонение забоя от вертикали на значи-

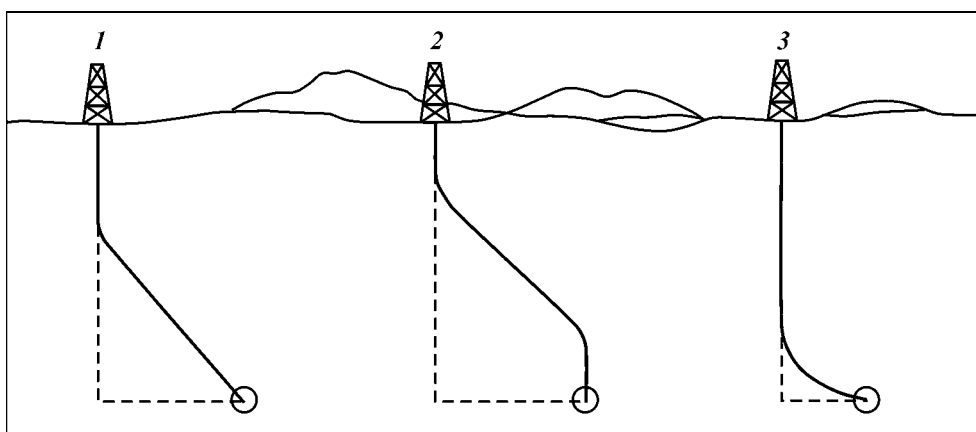


Рис. 10.1. Основные типы (1–3) вертикальных проекций наклонно направленных скважин

тельно больших глубинах, чем типы 1 и 2. Угол наклона ствола постоянно растёт, пока не достигнута проектная глубина или продуктивный пласт. Как правило, этот тип скважин используют для бурения на пласты, расположенные под солевыми куполами, для кустового бурения, а также вскрытия глубоко залегающих объектов. К типу 3 скважин можно отнести также горизонтальные скважины.

Приведем несколько примеров применения различных типов направленных скважин.

Направленное бурение делает возможным добычу нефти из пластов, расположенных под морским дном на большом удалении от берега. Для эффективной разработки большинства морских нефтяных и газовых месторождений необходимо пробурить много скважин. Однако стоимость эксплуатационных платформ в открытом море намного больше стоимости добытой нефти или газа из одиночной скважины. Метод направленного бурения позволяет бурить много скважин с одной платформы в разные точки коллектора, располагая забой скважин по оптимальной сетке. Для этого случая наиболее предпочтителен 2-й тип скважин.

Многие месторождения под дном открытого моря достаточно близки к берегу и могут быть достигнуты с суши направленными скважинами. В этом случае применим не только второй, но и первый тип скважин.

Начиная с 1934 г. использование направленных скважин для глушения открытого выброса стало обычным. Специальная разгрузочная скважина выполняет свою функцию даже тогда, когда ее забой находится на некотором расстоянии от ствола фонтанирующей скважины; эта технология допускает расстояние между забоями до 3,5 м.

Большое количество направленных скважин пробурено на пласты, недостижимые вертикальными скважинами с поверхности из-за таких препятствий, как холмы, озера, крупные строения.

Бурение стволов скважин через соль осложнено их размывом, ухудшением свойств бурового раствора, потерей циркуляции. Эти осложнения настолько тяжелые, что часто приходится бурить в обход соляного купола, чтобы избежать осложнений как внутри солевых отложений, так и над ними.

Бурение через разлом лучше осуществлять под прямым углом к плоскости сдвига, однако возникает опасность осложнений при прохождении разлома, которые можно исключить проходкой скважины под ним.

Другие случаи включают эксплуатацию многопластовой залежи одиночной скважиной, выпрямление самопроизвольно отклонившейся скважины, обход прихваченного в скважине инструмента. Скважина, пробуренная в газовую шапку нефтяной залежи, может быть частично затампонирована и отклонена в нефтеносную зону для того, чтобы сохранить выталкивающую энергию газа. Суммарную продуктивность можно максимизировать посредством бурения горизонтального дренажного ствола, чтобы эксплуатировать залежь равномерно. Также можно вовлечь большую площадь в эксплуатацию одиночной скважиной.

#### **10.2.2. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКЦИЙ СТВОЛА НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ**

Приняв во внимание информацию о типе скважины, ее назначении, глубине вертикальной части ствола, горизонтальном расстоянии до цели, специалист по направленному бурению использует компьютер для по-

строения горизонтальных и вертикальных проекций, демонстрируя, как можно пробурить скважину с наименьшими затратами при соблюдении правил безопасности и сохранении окружающей среды. Среди других факторов, которые учитываются при окончательном выборе конфигурации скважины, основными являются:

- 1) состав проходимых пород;
- 2) подъемные, вращательные и гидравлические мощности буровой установки;
- 3) тип бурового раствора и конструкция скважины;
- 4) размеры ствола;
- 5) потенциальные возможности оборудования.

На рис. 10.2 показан план ствола скважины по 1-му типу. На плане изображены две проекции ствола: вертикальная и горизонтальная. Вертикальная проекция вычерчивается на плоскости, проходящей через устье и точку, обозначающую глубинную цель. Отклонение забоя — это горизонтальное расстояние от ротора до глубинной цели. Оно вычерчивается в масштабе глубины. На рис. 10.2 отклонение составляет 900 м, а истинная вертикальная глубина (TVD) — 3000 м; измеренная глубина (MD) — длина ствола скважины — 3100 м. Значение MD всегда больше значения TVD, причем разница между ними зависит от угла наклона, скорости набора кривизны и выполаживания, незапланированных отклонений.

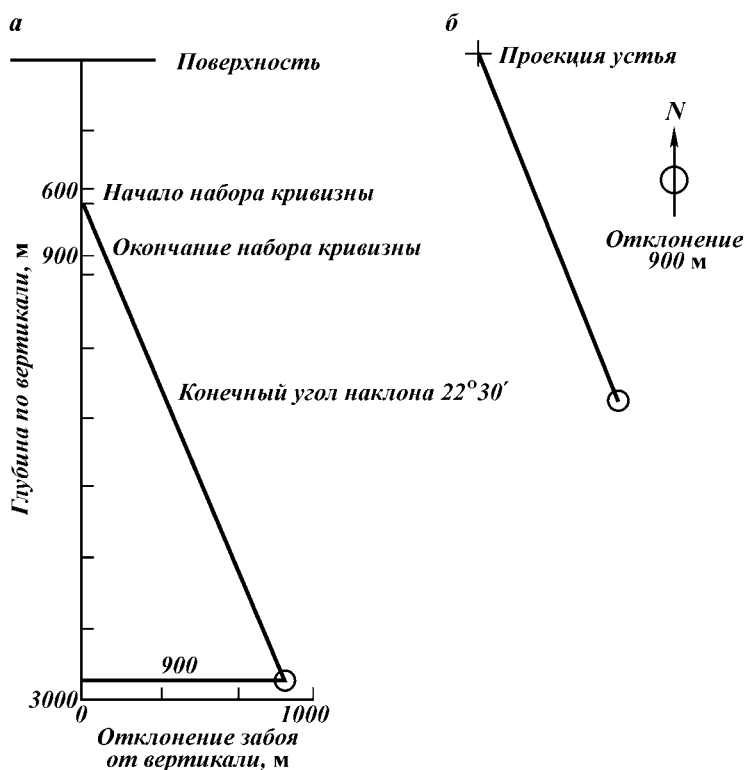


Рис. 10.2. Плановые проекции наклонно направленной скважины: а — вертикальная; б — горизонтальная

Вид в плане показывает расположение проекции скважины на горизонтальной плоскости с истинным направлением севера (географического) в верх листа. В прямоугольной системе координат горизонтальное направление ствола скважины указывают числом градусов на восток или запад по отношению к северу или к югу. Рассматриваемая скважина имеет ствол, направленный в юго-восточном направлении под углом  $20^{\circ}45'$ . Это обозначается следующим образом:  $S20^{\circ}45'E$ . Направление скважины можно также обозначить азимутом — числом градусов по часовой стрелке от севера (север — 0, юг — 180, восток — 90, запад — 270). Азимут скважины  $159^{\circ}15'$ . На горизонтальном плане также показывают в масштабе величину отклонения, при этом горизонтальный масштаб может отличаться от вертикального (в данном случае горизонтальный масштаб больше вертикального в 2 раза).

Скважина, изображенная на рис. 10.2, бурится вертикально до глубины 600 м, после чего ее забой отклоняют до конечного угла  $20^{\circ}45'$  на юго-восток (точка начала отклонения обозначается аббревиатурой КОР — kick-off point). Этот угол отклонения набирают на длине 300 м в интервале 600 — 900 м и достигают его конечной величины  $22^{\circ}30'$  на глубине 900 м. Среднюю скорость набора кривизны можно определить по формуле

$$10(\text{конечный угол} - \text{начальный угол})/(\text{конечная MD} - \text{начальная MD}).$$

Для данной скважины

$$10(22,5 - 0,0)/(900 - 600) = 0,8^{\circ}/10 \text{ м.}$$

Дуга окружности, по сравнению с другими формами профиля, позволяет достичь минимального сопротивления участка скважины движению труб при одинаковом изменении ее зенитного угла на данном участке. Поэтому целесообразно все искривленные участки профиля направленной скважины проектировать в виде дуги окружности. При этом длину каждого участка профиля, а также вертикальную и горизонтальную проекции, можно подсчитать по формулам, приведенным в табл. 10.2.

Направленные скважины, которые бурят по 2-му типу профиля, имеют следующие технологические недостатки:

требуется увеличенный интервал бурения с отклонителем, что ухудшает технико-экономические показатели;

Таблица 10.2

Вид участка профиля	Проекция участка		Длина участка
	горизонтальная	вертикальная	
Вертикальный	0	$H_B$	$H_B$
Начального искривления	$R(1 - \cos Z)$	$R \sin Z$	$ZR/57,296$
Увеличения зенитного угла	$R(\cos Z_2 - \cos Z_1)$	$R(\sin Z_2 - \sin Z_1)$	$(Z_2 - Z_1)R/57,296$
Уменьшения зенитного угла	$R(\cos Z_1 - \cos Z_2)$	$R(\sin Z_1 - \sin Z_2)$	$(Z_1 - Z_2)R/57,296$
Тангенциальный длиной $L$	$L \sin Z_L$	$L \cos Z_L$	$L$

Примечание. Обозначения:  $Z, Z_1, Z_2$  — зенитные углы соответственно в конце участка начального искривления, в начале и конце искривленного участка;  $Z_1$  — зенитный угол тангенциального участка;  $R$  — радиус кривизны участка профиля.

интервал уменьшения зенитного угла реализуется за счет фрезерования стенки скважины боковой поверхностью долота, что сокращает ресурс его работы;

при подъеме бурильной колонны из скважины возникают большие нагрузки на талевую систему;

значительные суммарные углы охвата и изменение знака кривизны профиля приводят к появлению прижимающих усилий, способствующих желобообразованию и изнашиванию обсадных колонн.

Расчеты показывают, что нагрузка при подъеме колонны бурильных труб из скважины в случае бурения по 2-му типу скважин на 35 % выше, чем при бурении по 3-му типу, и на 20 % выше, чем при бурении по 1-му типу скважин.

Применение 1-го и 3-го типа направленных скважин вместо 2-го позволяет на практике:

уменьшить суммарный угол охвата и связанные с ним нагрузки на буровое оборудование;

минимизировать длину участка начального искривления;

осуществить проходку скважин с большими отклонениями от вертикали;

наиболее полно использовать вес бурильной колонны для создания осевой нагрузки на долото.

К сожалению, 1-й и 3-й типы направленных скважин требуют более сложной технологии для проходки ствола по сравнению со скважинами 2-го типа.

### **10.2.3. ВЫБОР ЭЛЕМЕНТОВ КОНСТРУКЦИИ НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ**

Геометрические размеры обсадных колонн, глубины их спуска, наличие цементной оболочки за ними определяют так же, как и для вертикальных скважин, исходя из геологической и промысловой характеристик конкретной площади. Однако выбор элементов конструкции направленной скважины должен включать дополнительно: а) выбор рациональной глубины вертикального участка ствола; б) выбор допустимой величины выхода ствола направленной скважины из-под башмака предыдущей обсадной колонны; в) конструкцию фильтра (для горизонтальных скважин).

При сооружении направленных скважин с большим отклонением забоя от вертикали при глубине залегания продуктивного горизонта, соизмеримой с величиной отклонения, проектировщик сталкивается с необходимостью удовлетворения противоречивых требований. Для обеспечения эффективной нагрузки на долото глубина вертикальной части ствола скважины должна быть по возможности больше, но при этом зенитный угол достигает больших значений.

В то же время, чтобы сократить число рейсов с применением отклонителя и обеспечить проектное отклонение, необходимо начинать искривление ствола как можно ближе к устью. Но тогда возникает необходимость спуска кондуктора в ствол, искривленный до 70°. В связи с этим приходится решать вопрос о технической оптимизации глубины вертикального участка ствола скважины.

Как правило, под кондуктор бурят вертикальный ствол, если коэффи-



циент отклонения, равный отношению горизонтального смещения забоя к длине вертикального участка скважины, не более 0,7. Выбор глубины спуска первой технической колонны необходимо увязывать не только с геологическими условиями разреза и степенью осложненности условий бурения, но и с конфигурацией направленной скважины, определяющей возможность спуска обсадной колонны на заданную глубину в необсаженном наклонном стволе с учетом действующих на нее сил сопротивления.

#### 10.2.4. ОСОБЕННОСТИ ПРОФИЛЕЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Профиль горизонтальной скважины состоит из двух сопряженных между собой частей: направляющего и горизонтального участков ствола. Под направляющим участком ствола будем понимать его участок от устья до точки с заданными координатами на кровле и непосредственно в самом продуктивном пласте. Назначение направляющей части горизонтальной скважины заключается в выведении скважины под определенным углом в точку продуктивного пласта с заданными координатами.

При расчете профиля этой части горизонтальной скважины, кроме проектной глубины и отклонения забоя от вертикали, необходимо задавать величину зенитного угла на проектной глубине. Методика расчета направляющей части профиля горизонтальной скважины основана на решении системы уравнений проекций участков профиля на вертикальную и горизонтальную плоскости. Вертикальную и горизонтальную проекции, а также длину каждого участка профиля можно определить, используя приведенные выше формулы.

По радиусу кривизны ствола различают три типа профиля горизонтальной скважины: с большим, средним, коротким и ультракоротким радиусом.

Горизонтальные скважины с большим радиусом кривизны ( $>190$  м) могут быть сооружены при кустовом бурении на суше и море, а также при бурении одиночных скважин со значительной протяженностью горизонтального участка (600–1500 м). Для таких скважин используются стандартная техника и технология направленного бурения, позволяющая создать *максимальную интенсивность искривления* ( $0,7\div 2^\circ/10$  м проходки).

Горизонтальные скважины со средним радиусом кривизны (60–190 м) применяются как при бурении одиночных скважин, так и для восстановления эксплуатационной характеристики действующих скважин. Максимальная интенсивность искривления таких скважин  $3\div 10^\circ/10$  м при длине горизонтального участка 450–900 м. Горизонтальные скважины со средним радиусом кривизны позволяют точнее попадать в глубинную цель, что особенно важно для вскрытия нефтяных и газовых пластов малой мощности.

Горизонтальные скважины с малым радиусом искривления (10–60 м) обеспечивают наибольшую точность попадания в глубинную цель. Интенсивность искривления составляет  $10\div 25^\circ/10$  м проходки при длине горизонтального участка 90–250 м.

С уменьшением радиуса кривизны ухудшаются условия работы бурильных труб, затрудняется прохождение в ствол забойных двигателей, геофизических приборов, обсадных труб. Поэтому даже при бурении скважин со средним радиусом кривизны в компоновку низа бурильной колонны включают специальные трубы и укороченный двигатель. Проводка

скважин с коротким и ультракоротким (<10 м) радиусом кривизны невозможно без специальных труб и инструмента.

Большое разнообразие геолого-технических условий эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, различное состояние их разработки требуют индивидуального подхода к проектированию горизонтальных скважин даже в пределах одного месторождения. Проектирование горизонтальной скважины целесообразно начинать с определения протяженности, формы и направления горизонтального участка ствола. Эти характеристики скважины зависят от степени неоднородности продуктивного пласта, его мощности и литологии, прочности пород и устойчивости разреза. В продуктивных пластах небольшой мощности (5–15 м) при глубине их залегания до 2000 м рекомендуется вписывать горизонтальный участок ствола в среднюю часть пласта по траектории, параллельной кровле и подошве. Низкопроницаемые пласты значительной мощности с преимущественно вертикальной трещиноватостью целесообразно разбуривать параллельным горизонтальным стволом. Если продуктивный пласт имеет небольшую мощность и неоднородную структуру, когда продуктивные зоны чередуются с непродуктивными прослойками, причем сведения о таком «слоеном» пироге не достаточно точные, то такие пласты рекомендуется вскрывать волнообразным стволом.

В условиях слоисто-неоднородных пластов небольшой толщины, расчлененных непроницаемыми прослойками, рекомендуется продуктивную часть разреза пересекать полого-наклонным стволом от ее кровли до подошвы. В этом случае гарантируется вскрытие всех продуктивных пластов и пропластков.

Скважины с горизонтальным участком протяженностью более 500 м планируют с большим радиусом кривизны, чтобы минимизировать силы сопротивления бурильной колонне и обеспечить достаточную нагрузку на долото.

Скважины с коротким и ультракоротким радиусами кривизны используются для проектирования профиля дополнительного ствола, бурение которого производится через окно, вырезанное в обсадной колонне, а также для вскрытия горизонтальным стволом пластов малой мощности.

#### **10.2.5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТРАЕКТОРИИ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН**

Профиль направленной скважины должен удовлетворять скоростному и качественному сооружению скважины при обязательном достижении поставленной цели. При этом следует иметь в виду, что применяются три основных типа профилей, описанных выше:

1) тангенциальный, состоящий из трех участков – вертикального, набора зенитного угла и наклонного прямолинейного;

2) S-образный, состоящий из пяти участков – вертикального, набора зенитного угла, наклонного прямолинейного, уменьшения зенитного угла и вертикального;

3) J-образный, состоящий из двух участков – вертикального и набора зенитного угла.

Любые другие профили скважин являются либо промежуточными, либо комбинацией упомянутых выше трех типов.

Расчет профиля указанных типов сводится к определению зенитного

угла ствола скважины, длин вертикальных и горизонтальных проекций профиля, радиуса кривизны участков набора и уменьшения зенитного угла.

При проектировании любого профиля направленной скважины необходимо располагать следующими исходными данными:

глубина проектного забоя;

отклонение проектного забоя от вертикали, проходящей через устье скважины;

азимут цели по отношению к устью;

конструкция скважины с поинтервальным указанием диаметров ствола и глубин спуска обсадных колонн.

Первый (вертикальный) интервал для 1-го и 2-го типов профилей должен быть по возможности коротким, что позволяет свести к минимуму затраты времени на ориентированный спуск бурильной колонны; для 3-го типа профиля длина вертикального участка должна быть максимальной, что позволяет минимизировать длину второго участка и тем самым сократить время работы в скважине с отклоняющимися устройствами.

Наиболее целесообразно начинать искривление скважины (КОР) и заканчивать его в устойчивых сравнительно твердых породах, причем траектория набора и уменьшения кривизны должна соответствовать окружности определенного радиуса. Это позволит свести к минимуму опасность образования желобов и силы трения при спускоподъемных операциях.

Интервалы набора и уменьшения кривизны ствола скважины должны быть по возможности минимальными, чтобы обеспечить минимальные затраты времени на их проходку. С этих позиций радиус искривления ствола должен быть как можно меньше. Однако его величина часто ограничена снизу следующими требованиями:

при спуске и подъеме бурильного инструмента в нем не должны возникать запредельные напряжения;

обсадные колонны должны быть спущены в скважину и зацементированы без осложнений;

должны быть обеспечены спуск и нормальная работа как в открытом стволе, так и в обсадной колонне глубинных приборов и погружного оборудования.

**Расчет элементов траектории направленных скважин.** Для профиля 1-го типа (рис. 10.3) необходимое значение максимального зенитного угла находят по формуле

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

где  $R$  — радиус искривления 2-го участка ствола, м;  $A$  — величина смещения забоя от вертикали, м;  $H$  — интервал глубин по вертикали 2-го и 3-го участков ствола скважины, м.

Длину 2-го и 3-го участков, их вертикальных и горизонтальных проекций определяют по формулам, приведенным в табл. 10.3.

При расчете профиля 2-го типа (рис. 10.4) вначале устанавливают длину пятого вертикального участка. Если проектируется нефтяная или газовая скважина на многопластовую залежь, то длина этого участка ствола должна быть не менее общей мощности залежи плюс 5–10 % от нее. Указанная величина превышения длины 5-го участка над мощностью залежи

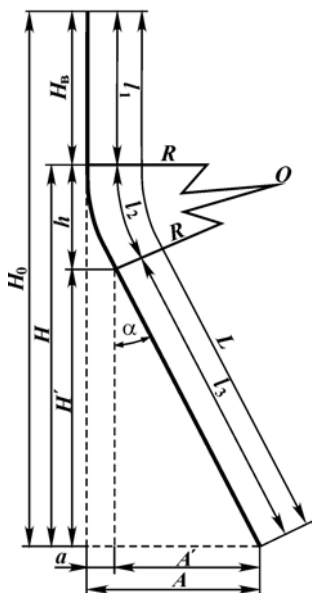


Рис. 10.3. Вертикальная проекция направленной скважины тангенциального (1-го) типа

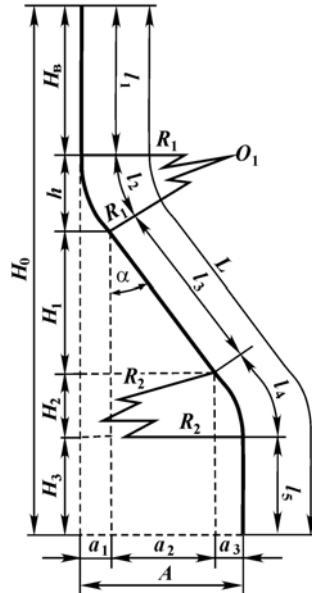


Рис. 10.4. Вертикальная проекция направленной скважины S-образного (2-го) типа

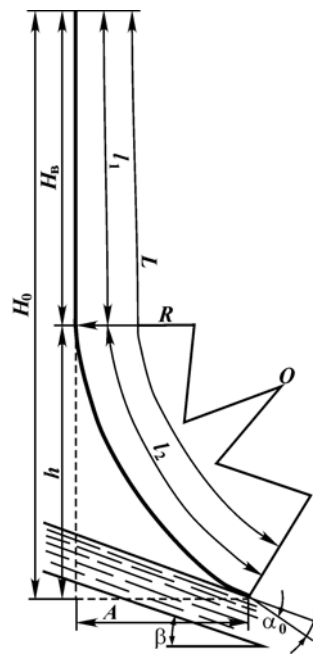


Рис. 10.5. Вертикальный профиль направленной скважины J-образного (3-го) типа

обусловлена часто возникающей необходимостью корректировки положения забоя в пространстве в конце четвертого участка ствола.

Необходимый зенитный угол 3-го участка ствола определяют из следующей формулы:

$$\sin \alpha = \frac{R_0 H (R_0 - A) \sqrt{[(H_2)^2 - A(2R_0 - A)]}}{[H^2 - (R_0)^2] - A(2R_0 - A)},$$

где  $R_0 = R_1 + R_2$ ;  $H = H_0 - H_b - H_3$ .

Длину участков профилей, их горизонтальных и вертикальных проекций определяют при помощи формул, приведенных в табл. 10.4.

При расчете профиля 3-го типа (рис. 10.5), когда известны глубина скважины, длина 1-го вертикального участка и отклонение забоя от вертикали, определяют величину радиуса искривления 2-го участка. Длину вертикальной части ствола можно при необходимости скорректировать, изменяя угол входа скважины в пласт.

Таблица 10.3

Участок (см. рис. 10.3)	Длина, м	Проекция, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный	$l_1 = H_b$	—	$H_b$
Набора зенитного угла	$l_2 = 0,0174R\alpha$	$a = R(1 - \cos \alpha)$	$h = R \sin \alpha$
Прямолинейный наклонный	$l_3 = H' / \cos \alpha$	$A' = H' \operatorname{tg} \alpha$	$H' = H_0 - (H_b + h)$
Длина ствола по инструменту	$L = l_1 + l_2 + l_3$	$A = a + A'$	$H_0 = H_b + h + H'$

Таблица 10.4

Участок профиля	Длина, м	Проекция, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный Набора зенитного угла Прямой наклонный	$l_1 = H_b$ $l_2 = 0,0174R_1 \alpha$ $l_3 = H_1 / \cos \alpha$	– $a_1 = R_1(1 - \cos \alpha)$ $a_2 = H_1 \operatorname{tg} \alpha$	$H_b$ $h = R_1 \sin \alpha$ $H_1 = H_0 - H_b - H_3 -$ $- R_0 \sin \alpha$ $H_2 = R_2 \sin \alpha$
Уменьшения зенитного угла Нижний вертикальный Длина ствола	$l_4 = 0,01745R_2 \alpha$ $l_5 = H_3$ $L = l_1 + l_2 + l_3 +$ $+ l_4 + l_5$	$a_3 = R_2(1 - \cos \alpha)$ – $A = a_1 + a_2 + a_3$	$H_3$ $H_0 = H_b + h + H_1 +$ $+ H_2 + H_3$

Таблица 10.5

Участок профиля	Длина, м	Проекция, м	
		горизонтальная	вертикальная
Вертикальный Набора зенитного угла Длина ствола	$l_1 = H_b$ $l_2 = 0,0174R\alpha$ $h = l_1 + l_2$	– $A = R(1 - \cos \alpha)$ $A$	$H_b$ $h = R \sin \alpha$ $H_0 = H_b + h$

Для расчета длин вертикальных и горизонтальных проекций ствола скважины используют формулы, приведенные в табл. 10.5.

**Определение радиуса искривления при наборе кривизны скважины.**

Как указывалось выше, радиус искривления направленной скважины должен быть по возможности минимальным, чтобы сократить до предела интервал, в котором необходимо работать с отклоняющим инструментом и навигационными приборами. Однако при этом должны быть соблюдены следующие основные ограничения.

1. Интенсивность искривления в обычном случае не должна превышать  $1,5^\circ/10$  м проходки.

2. В любом интервале бурения должна обеспечиваться достаточная осевая нагрузка на долото.

3. Должно быть исключено образование желобов в скривленных интервалах ствола скважины. Это условие может быть количественно оценено величиной давления замков на стенки ствола скважины:

$$R > 12P/Q,$$

где  $P$  – осевое усилие, действующее на бурильные трубы;  $Q$  – допустимое нормальное усилие со стороны бурильного замка на стенку скважины;  $12$  – средняя длина половины бурильной свечи.

Для разрезов, сложенных мягкими породами, значение  $Q$  можно принимать равным 10 кН, для разрезов, сложенных породами средней твердости – 20–30 кН, для пород твердых и крепких – 40–50 кН.

4. Бурильная колонна при любых работах в скважине не должна испытывать напряжения, превышающие предел текучести материала бурильных труб:

$$R > dE/2\sigma_T,$$

где  $d$  – наружный диаметр бурильных труб;  $E$  – модуль Юнга;  $\sigma_T$  – предел текучести материала труб.

5. При спуске забойного двигателя через искривленные участки ствола скважины напряжения, возникающие в корпусе забойного двигателя, не должны превышать предела текучести его материала:

$$R > 0,25L_j^2[0,74(D - d_i) - K],$$

где  $L_j$ ,  $d_i$  — соответственно длина и наружный диаметр забойного двигателя;  $D$  — диаметр долота;  $K$  — зазор, выбираемый на основании геологических условий ( $K = 0$  для твердых пород,  $K = 0,003 \div 0,006$  м для мягких и средних).

При спуске обсадных колонн трубы не должны испытывать напряжения, превышающие предел текучести их материала. Это требование обеспечивается при условии

$$R > E_k d_k / 2\sigma_T,$$

где  $E_k$ ,  $\sigma_T$  — соответственно модуль Юнга и предел текучести материала обсадных труб;  $d_k$  — наружный диаметр обсадной колонны.

6. В эксплуатационную колонну должны свободно спускаться и располагаться без деформаций глубинные приборы, погружное оборудование и устройства для ремонта и эксплуатации скважин.

Для обеспечения этого требования необходимо соблюдать следующее условие:

$$R > L^2/8(d_b - d_n - k),$$

где  $L$  — длина спускаемого в колонну погружного устройства;  $d_b$  — внутренний диаметр эксплуатационной колонны;  $d_n$  — диаметр спускаемого в колонну погружного устройства;  $k$  — зазор между внутренней стенкой обсадной колонны и корпусом спускаемого в колонну погружного устройства. В большинстве случаев можно принять

$$k = 0,003 \div 0,0015 \text{ м.}$$

Выбранный на основании приведенных выше ограничений радиус искривления ствола скважины увеличивают на 5–10 % из-за ожидаемых ошибок реализации проектного решения. Величину радиуса искривления корректируют на основании сравнения значения осевого усилия, возникающего при подъеме буровой колонны из искривленной скважины, с допустимым ее значением для данной буровой колонны и буровой установки.

Строят профиль направленной скважины следующим образом.

Чтобы построить горизонтальную проекцию, вначале наносят точку, обозначающую устье скважины, затем при помощи транспортира из этой точки проводят луч в направлении проектного азимута и откладывают на нем в принятом масштабе отрезок, равный длине отклонения забоя от вертикали, проходящей через устьевую точку. Из конца этого отрезка, обозначающего проектный забой скважины, в том же масштабе проводят окружность, ограничивающую допуск на отклонение забоя от проектной цели. Из устьевой точки проводят две касательные к построенной окружности (границы возможного отклонения фактической траектории ствола от проектной).

На этом же листе миллиметровой бумаги строят вертикальную проекцию скважины в прямоугольной системе координат. На вертикальной оси от начала координат вниз в масштабе, принятом для вертикальной проекции, откладывают отрезок, равный глубине наклонной скважины по вертикали. Затем наносят интервалы отдельных участков профиля, которые

предварительно вычислены по приведенным выше формулам. Прямолинейные участки траектории сопрягают друг с другом дугами окружностей с расчетными радиусами искривления ствола скважины.

### **10.3. ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ТРАЕКТОРИЮ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ**

Существующая обычная практика — бурить большие интервалы криволинейных или прямых скважин забойными двигателями. Однако из экономических или других соображений может оказаться более целесообразно бурить как можно дольше направленную скважину посредством вращения бурильной колонны. Если скважина не искривляется с удовлетворительной скоростью, то бурильная колонна может быть извлечена и модернизирована. Применения отклоняющего инструмента часто можно избежать, создавая соответствующие забойные компоновки и регулируя нагрузку на долото, скорость его вращения, интенсивность циркуляции.

Термин «забойная компоновка» относится к комбинации утяжеленных бурильных труб, стабилизаторов, оборудования и устройств, расположенных непосредственно над долотом. При направленном бурении, особенно роторном, в забойной компоновке используются эффекты, которые приводят к увеличению, уменьшению или стабилизации угла наклона. Забойная компоновка для роторного бурения не может применяться для управления горизонтальным направлением ствола или в точках начала изменения направления (КОР); однако специфические забойные компоновки бывают полезны для изменения угла наклона скважины, если она уже искривлена.

Все части бурильной колонны до некоторой степени гибкие. Стандартная бурильная труба очень гибкая и легко искривляется при сжатии; по этой причине верхнюю часть бурильной колонны обычно в процессе бурения поддерживают в растянутом состоянии. И даже толстостенные утяжеленные бурильные трубы (УБТ), устанавливаемые в призабойной части бурильной колонны, достаточно гибкие, чтобы изогнуться там, где они лишены боковой опоры.

Изменение забойной компоновки дает возможность бурильщику управлять величиной и направлением изгиба бурильной колонны и таким образом увеличивать, уменьшать или поддерживать угол отклонения забоя так, как это желательно.

Бурение направленных скважин большого диаметра (8" — 12") обычно легче, чем бурение скважины малого диаметра. Утяжеленные и обычные бурильные трубы большего размера жестче и, следовательно, менее подвержены изгибу и закручиванию в одних и тех же проходимых породах. Они также больше весят, давая бурильщику большую возможность изменять диапазон нагрузки на долото. И хотя и большая внешняя поверхность создает большие сопротивления на контакте со стенкой ствола, этот недостаток менее значителен, чем достоинства, и поэтому их использование стало обычной практикой в направленном бурении.

#### **Опорные забойные компоновки**

Стабилизатор, установленный непосредственно над долотом, действует как боковая опора.

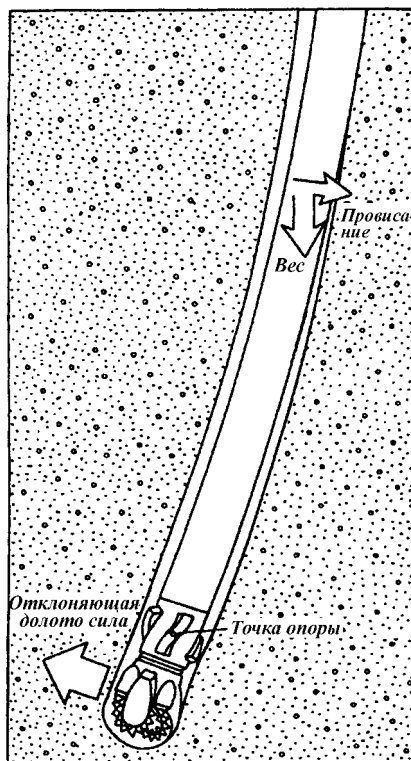
В скважинах, составляющих с вертикалью 3° и более, утяжеленные

Рис. 10.6. Опорный эффект от провисания УБТ

бурильные трубы выше разгруженной части опираются на нижнюю часть стенки скважины, вынуждая долото прижиматься к верхней части. При этом по мере углубления ствола увеличивается угол его наклона (рис. 10.6). Такая тенденция называется опорным эффектом.

Более гибкие компоновки выше точки опоры ускоряют наращивание угла наклона ствола скважины. Утяжеленные трубы меньшего диаметра провисают и изгибаются легче, чем большего диаметра.

Увеличение нагрузки заставляет забойную компоновку изгибаться далее в направлении начального прогиба. Если применяется умеренная циркуляция, достаточная для очистки долота и стабилизаторов, то наращивание угла наклона интенсифицируется, особенно в мягких породах.



### Маятниковая компоновка

В гибких компоновках, поддерживаемых стабилизатором, установка одной или двух утяжеленных труб над долотом вместо наддолотного стабилизатора приводит к тому, что УБТ под стабилизатором стремятся занять вертикальное положение (рис. 10.7).

В приведенной скважине гравитационные силы на долоте действуют в направлении нижней стенки ствола, создавая при бурении условия для уменьшения угла наклона ствола скважины. Этот принцип известен как маятниковый эффект (эффект отвеса). Забойную компоновку, используемую для уменьшения угла отклонения от вертикали, иногда называют «падающей» компоновкой (эффект маятника также используют, чтобы сохранить вертикальный курс в местах самопроизвольного искривления ствола).

В маятниковых компоновках расстояние, на котором должен быть установлен стабилизатор от долота, зависит от жесткости утяжеленных труб. Если используются гибкие утяжеленные трубы меньшего диаметра, то стабилизатор желательно поместить в буровой колонне ниже, чтобы удерживать утяжеленные трубы от чрезмерного провисания на противоположную стенку скважины. Эффект маятника аннулируется, если УБТ контактируют с нижней стороной ствола между долотом и стабилизатором.

Утяжеленные трубы малого диаметра также способствуют уменьшению нагрузки на долото, в результате чего снижается скорость бурения. Чтобы предотвратить чрезмерное провисание в сильно искривленных скважинах, стабилизаторы могут быть установлены так низко, что долото



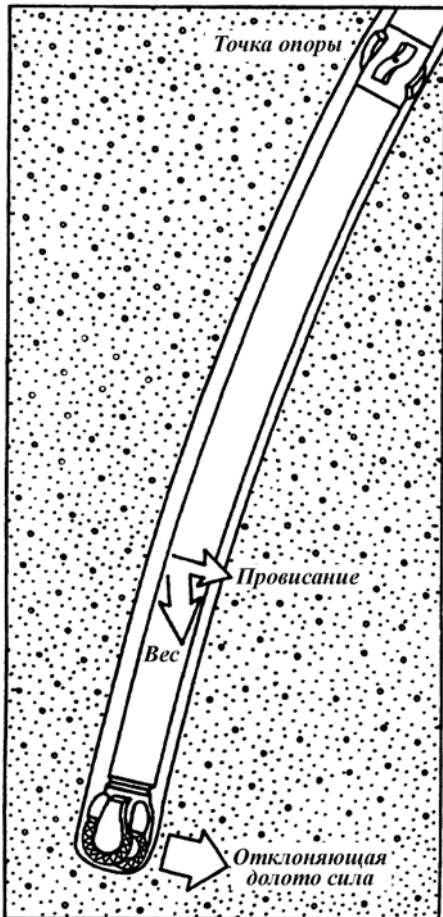


Рис. 10.7. Эффект маятника от провисания УБТ

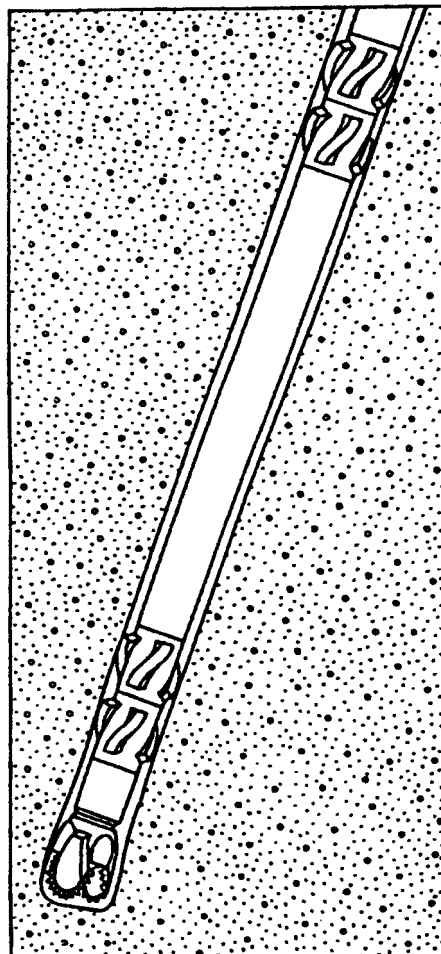


Рис. 10.8. Принцип действия жесткой забойной компоновки

будет создавать малое усилие или вообще не будет создавать усилия на нижнюю стенку ствола. В этих случаях подкалиберный стабилизатор, установленный вблизи долота, будет способствовать постепенному уменьшению угла. Однако если все-таки угол невозможно уменьшить по желанию, то возникает необходимость подъема буровой колонны и спуска отклоняющего устройства.

**Комбинированная (жесткая) компоновка.** Удваивание толщины стенки утяжеленной трубы увеличивает ее жесткость в 8 раз. Чтобы сохранить угол наклона ствола скважины, буровщик может использовать комбинацию толстостенных утяжеленных труб по возможности большого диаметра и стабилизаторов для минимизации или ограничения искривления, т.е. компоновки, ограничивающие как эффект маятника, так и эффект опоры. Такие компоновки называют комбинированными, или жесткими компоновками (рис. 10.8).

**Компоновка с забойным двигателем.** Забойные двигатели могут использоваться не только для изменения угла и направления ствола, но также для бурения прямых интервалов (вертикальных или наклонных) направленной скважины.

Когда забойный двигатель применяют для сохранения угла, ребра лопастного стабилизатора могут быть приварены на нижнюю часть его корпуса, а стабилизатор установлен сразу над ним. Для ограничения трения и передачи осевой нагрузки на долото бурильную колонну иногда медленно вращают, чтобы бурение велось в прямом, уже созданном направлении. В этом случае ни кривой корпус забойного двигателя, ни кривой переводник не используются.

**Особые проблемы в направленном бурении.** Бурить направленные скважины труднее, чем вертикальные. Почти все обычные операции при бурении усложняются, когда скважины бурят под углом. При подъеме и спуске бурильной колонны требуется большая мощность, необходимо большее усилие на роторе для преодоления силы трения; буровой раствор и гидравлическая система требуют более внимательного отношения; захваты труб и поломки оборудования становятся более типичными, обсадные колонны труднее спускать и цементировать.

**Желоб в резком перегибе ствола скважины.** Многие проблемы могут быть исключены благодаря особому вниманию к интенсивности набора кривизны.

В идеале угол наклона должен увеличиваться или уменьшаться постепенно: обычно  $6^\circ/100$  м; максимально в безопасном пределе до  $15^\circ/100$  м. Однако изменение угла наклона от  $6$  до  $15^\circ$  автоматически нельзя считать безопасным. Темп изменения угла наклона должен соблюдаться на всем искривляемом интервале. Если  $1^\circ$  угла искривления добавляется каждые  $10$  м и при этом не изменяется азимут ствола, вероятно, не будет проблемы при следующем долблении.

Создание желобов в резко искривленных интервалах ствола скважины является серьезным осложнением.

Когда анализируются инклинометрические данные, должны быть учтены как вертикальные, так и горизонтальные изменения траектории ствола. Если набор кривизны произведен плавно от  $8$  до  $12^\circ/25$  м, то темп набора угла составляет  $1,7^\circ/10$  м. Но если в это же время азимутальное направление скважины изменено на  $25^\circ$ , то желобообразующий фактор становится равным почти  $2,5^\circ/10$  м (или более  $20^\circ/100$  м), а ствол имеет вид спирали или штопора.

В верхней части сильно искривленных скважин могут образоваться желоба в форме замочной скважины (рис. 10.9). Вес бурильной колонны под сильно искривленным участком ствола создает боковое усилие со стороны труб на стенку скважины, в результате чего в этом месте вырабатывается желоб небольшого диаметра, через который трудно проходит инструмент и утяжеленные бурильные трубы. Когда бурильная колонна поднимается или спускается, ее может заклинить в этой замочной скважине, и для извлечения потребуются провести длительные дорогостоящие операции. Если ствол скважины обсажен, то колонна может быть протерта, пока будет буриться нижняя часть ствола. По этим причинам безопаснее набирать кривизну быстро в нижних интервалах ствола, чем в верхних.

**Влияние геологических факторов.** Иногда проходимость породы имеют тенденцию отклонять долото. Управление его направлением становится бо-

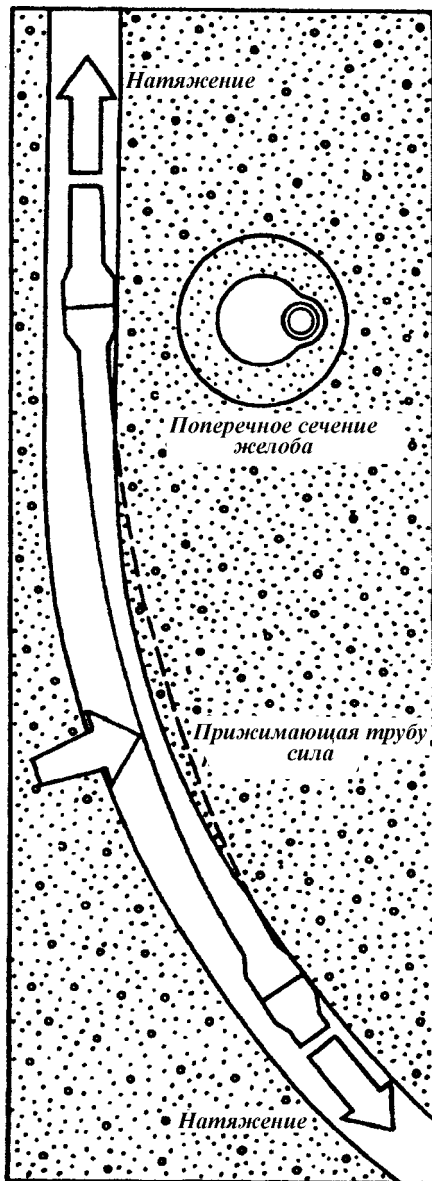


Рис. 10.9. Образование желоба в виде замочной скважины

лее трудным при бурении через слоистые породы, которые залегают не горизонтально.

Когда угол падения пород (угол между плоскостью напластования и горизонтальной плоскостью) меньше  $45^\circ$ , долото стремится отклониться в сторону восстания пласта или принять положение, перпендикулярное напластованию. Если угол падения больше  $45^\circ$ , то долото имеет тенденцию бурить вниз по падению пласта, или стремится принять положение, параллельное напластованию. Иногда скважину планируют бурить, используя эти тенденции долота. В других случаях для предотвращения влияния пород необходимо использовать жесткие забойные компоновки.

Долото также имеет тенденцию отклоняться горизонтально параллельно наклонному напластованию из-за разной прочности проходимых пород. Этот эффект называют «блужданием». Даже там, где напластование горизонтальное, вращаемое вправо долото имеет тенденцию двигаться вправо в искривленной скважине («уход» долота).

«Блуждание» и «уход» долота труднее контролировать, чем изменения вертикального направления, потому что они не могут быть скорректированы простым изменением вращения или нагружения забойной компоновки.

Если жесткая компоновка не обеспечивает контроль за «блужданием» или «уходом» долота, обычно тре-

буется отклоняющий инструмент. В большинстве случаев, однако, буровщик может предвидеть влияние геологических факторов или «уход» долота и компенсировать это проводкой скважины, например, в точке начала искривления выбрать направление, которое отличается от показанного на плане (обычно влево) и использовать «уход» долота для проводки ствола к цели.

**Гидравлика.** Как правило, направленное бурение наиболее эффективно при высокой скорости проходки, при которой требуются высокие давления циркуляции для очистки скважины от шлама.

Однако, чтобы достичь наилучших общих результатов при наименьшей стоимости, бурильщик должен учитывать многие факторы, такие как скорость проходки, изменение угла искривления, ожидаемый абразивный износ или прихват бурильного инструмента, регулирование давления.

Скорость проходки, например, ограничивается, когда набирают кривизну, так как нагрузка на долото совместно с давлением циркуляции должны быть ограничены, чтобы контролировать интенсивность отклонения ствола. В искривленных интервалах, особенно в стволах с большим углом наклона, шлам имеет тенденцию оседать на нижнюю стенку ствола. Бурильная колонна также провисает на нижнюю стенку, ухудшая очистку восходящим потоком бурового раствора. Стабилизаторы помогают частично решить проблему, удерживая бурильную колонну на некотором удалении от стенки ствола скважины.

Увеличение скорости циркуляции может заставить компоновку отклоняться слишком быстро или блуждать.

**Трение.** В сильно искривленных скважинах большая часть веса бурильной колонны приходится на нижнюю стенку ствола. Возникающее в результате этого трение требует большей мощности на вращение бурильной колонны и увеличивает опасность истирания замков, износа и поломки труб. В мягких породах это даже может привести к образованию желоба на нижней стенке ствола.

Трение бурильной колонны о стенки ствола не может быть исключено полностью, но оно может быть уменьшено посредством использования нефтемulsionных буровых растворов.

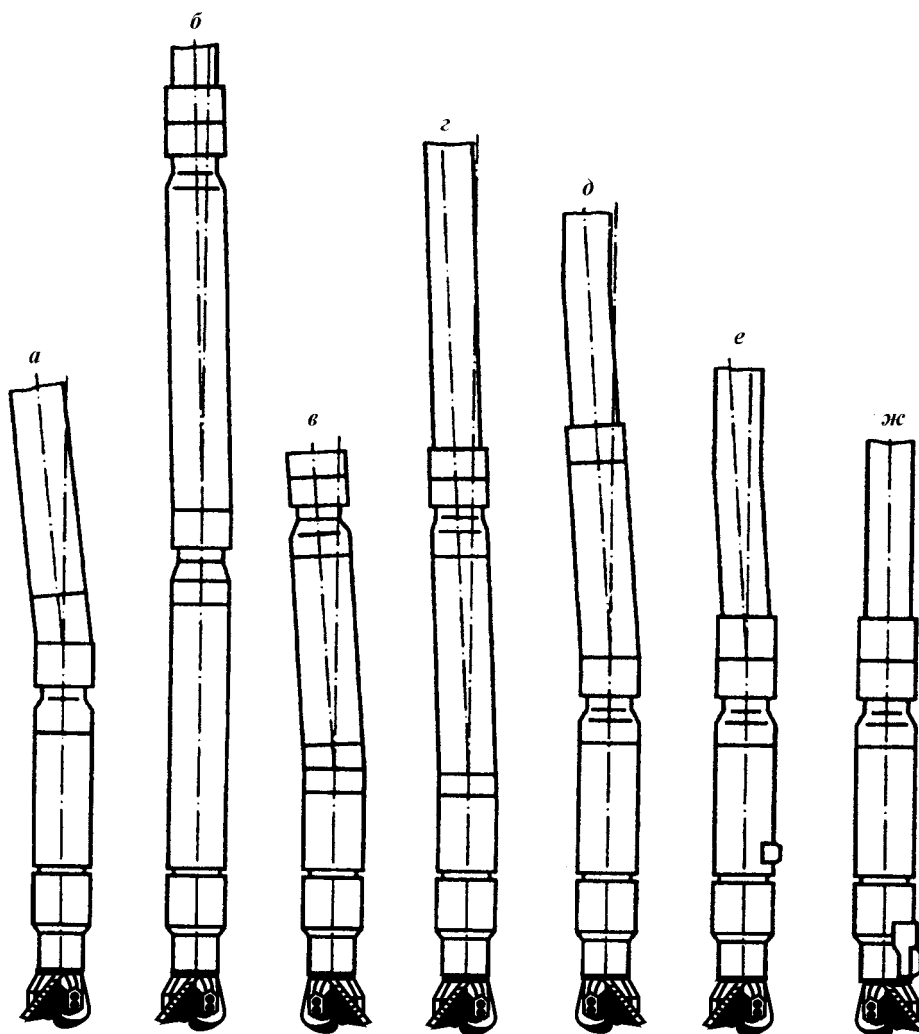
Трение также затрудняет спуск обсадных колонн в направленные скважины. Колонна ложится на нижнюю стенку ствола, в результате чего цемент неравномерно распределяется по заколонному пространству. Используя безмфтовые обсадные колонны и центраторы, можно уменьшить трение в скважинах, центраторы также улучшают распределение цемента за колонной посредством отвода ее от стенки ствола.

#### **10.4. ЗАБОЙНЫЕ КОМПОНОВКИ ДЛЯ ИЗМЕНЕНИЯ НАПРАВЛЕНИЯ БУРЕНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ**

Наиболее предпочтительно в интервале набора кривизны ствола скважины применять укороченный забойный двигатель. С целью увеличения зенитного угла при бурении забойным двигателем используют различные компоновки низа бурильных колонн (КНБК) в соответствии с геолого-техническими условиями бурения (рис. 10.10).

Для увеличения зенитного угла рекомендуются следующие компоновки:

- 1) долото, забойный двигатель, переводник с перекошенными осями присоединительных резьб и утяжеленные бурильные трубы (рис. 10.10, а), угол перекоса осей присоединительных резьб переводника обычно  $1,5 - 3^\circ$ , длина УБТ (при коротких турбобурах) 12–25 м;
- 2) долото, секционный турбобур, секции которого соединены под углом  $0,5 - 1,5^\circ$  (рис. 10.10, б);
- 3) долото, наддолотный калибратор, турбинный отклонитель, УБТ (рис. 10.10, в), рекомендуется использовать отклонитель с углом перекоса  $1 - 2^\circ$ ;
- 4) долото, отклонитель, переводник с перекошенными осями присое-



**Рис. 10.10. Компоновки низа бурильной колонны для искривления скважин:**  
*a* — с переводником, имеющим перекошенные оси присоединительных резьб; *б* — с искривленным секционным турбобуром; *в* — с турбинным отклонителем; *г* — с турбинным отклонителем и кривым переводником; *д* — с отклонителем; *е* — с накладкой и кривым переводником; *ж* — с эксцентричным нишпелем

динительных резьб и бурильные трубы (рис. 10.10, *г*); при сборке такой компоновки вогнутые стороны переводника и отклонителя должны быть обращены в одну сторону;

5) долото, турбобур, отклонитель Р-1 и бурильные трубы (рис. 10.10, *д*); угол перекоса осей резьбы отклонителя, соединяющей отклонитель с турбобуром, рекомендуется принимать равным  $1,5 - 3^\circ$ ;

6) долото, турбобур с металлической накладкой на корпусе, переводник с перекошенными осями соединительных резьб, устанавливаемый в плоскости накладки, обычные или утяжеленные трубы (рис. 10.10, *е*);

7) долото, турбобур с установленной на нишпеле эксцентричной метал-

лической или резиновой накладкой и обычные или утяжеленные бурильные трубы (рис. 10.10, ж).

Различная интенсивность искривления ствола скважины достигается за счет изменения угла перекоса осей присоединительных резьб переводника и длины прямого переводника, размещаемого между долотом и отклонителем. При использовании эксцентричного ниппеля не следует устанавливать на шпинделе турбобура переводник длиной более 30 см.

Проектирование отклоняющих компоновок включает: выбор компоновки, расчет ее геометрических размеров и проверочный расчет. Компоновку выбирают в зависимости от геологического разреза, ожидаемого состояния ствола скважины и требований точности искривления. Компоновки 1 и 3 рекомендуется применять при бурении скважины в устойчивых геологических разрезах, где не ожидается значительное увеличение диаметра ствола. Предпочтительнее компоновка 3, так как она позволяет при одинаковой интенсивности искривления получать более высокие показатели бурения — механическую скорость и проходку на долото. Компоновки 4 и 5 рекомендуется применять в том случае, если ожидается значительное расширение ствола скважины. Если требуется малая интенсивность искривления, то используют компоновки 6 и 7.

Геометрические размеры компоновки низа бурильных колонн рассчитывают в зависимости от заданной интенсивности искривления скважины. При использовании компоновок 6 и 7 следует выбирать их размеры такими, чтобы можно было получать приращение угла искривления скважины не более  $1^\circ$  на 10 м проходки. При этом углублять скважину можно долотом, диаметр которого равен диаметру скважины.

Для уменьшения зенитного угла рекомендуется применять следующую компоновку низа бурильной колонны:

для медленного уменьшения зенитного угла — долото, забойный двигатель и бурильные трубы;

для уменьшения зенитного угла со средней интенсивностью — долото, сбалансированную толстостенную трубу в пределах диаметра забойного двигателя длиной 3–4 м, забойный двигатель и бурильные трубы;

для интенсивного уменьшения зенитного угла — одну из компоновок, используемых для набора кривизны (см. рис. 10.10).

Для стабилизации зенитного угла рекомендуется применять одну из трех приведенных ниже компоновок:

долото, наддолотный калибратор, стабилизатор на корпусе турбобура, турбобур и УБТ;

долото, наддолотный калибратор, турбобур с приваренной на его корпусе накладкой или установленной на верхний переводник шпинделя, УБТ;

долото, наддолотный калибратор, турбобур с установленным между ниппелем и корпусом шарошечным стабилизатором, УБТ.

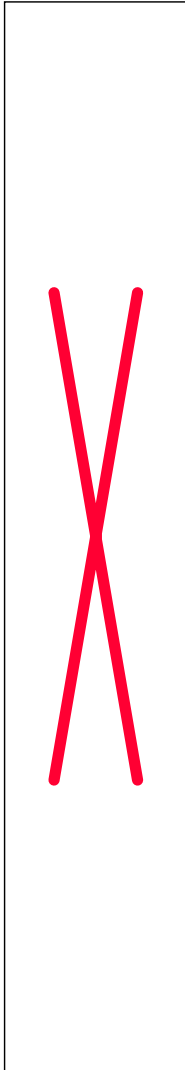
## **10.5. МЕТОДЫ И УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ТРАЕКТОРИИ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН**

Вертикальная (ненаправленная) скважина бурится при постоянном угле наклона, который поддерживается в заданных пределах, в то время как при направленном бурении угол и азимут траектории ствола должны быть определенными.

В целом для сервисного обслуживания направленного бурения используют различные системы: от более старых простейших инструментов до новейших постоянно действующих забойных регистраторов. Наилучшую систему для каждого конкретного случая определяет заказчик с учетом расположения площади, применяемого бурового оборудования, необходимой точности измерений.

Для определения конфигурации ствола скважины в отечественной практике чаще всего применяют приборы с плавиковой кислотой и инклинометры: первые позволяют измерять лишь зенитный угол, а вторые — зенитный угол и азимут направления ствола в точке измерения.

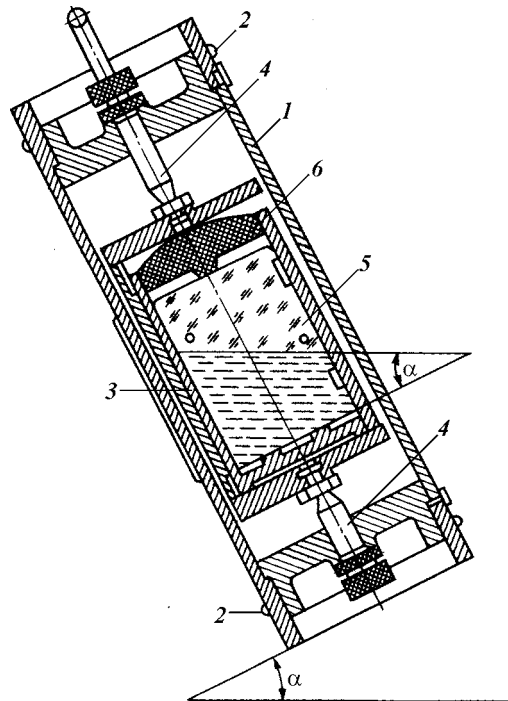
После окончания бурения определенного интервала или всей скважины работники каротажной партии регистрируют при помощи глубинного инклинометра изменения зенитного угла и азимута оси ствола скважины по глубине и строят инклинограмму, на основании которой вычерчивают



**Рис. 10.11. Желонка с прибором В.А. Петросяна:**

1 — верхнее направление — замок; 2 — «рыбка»; 3 — пробка; 4 — прокладка; 5 — корпус; 6 — пружина; 7 — деревянные диски, между которыми размещается измерительный прибор; 8 — соединительный нипель; 9 — труба; 10 — нижнее направление

**Рис. 10.12. Схема прибора В.А. Петросяна**



горизонтальную проекцию ствола скважины с указанием направления с севера на юг и с запада на восток, отклонение проекции забоя от проекции устья. Иногда на графике указывают характерные глубины резкого изменения азимута или зенитного угла, границ горизонтов и мест аварий.

Из приборов с плавиковой кислотой наиболее распространен сбрасываемый в бурильную колонну аппарат В.А. Петросяна (рис. 10.11), принцип действия которого основан на том, что плавиковая, или фторводородная кислота на границе с воздухом протравливает (разъедает) стекло по периметру горизонтального мениска.

Схема действия этого прибора показана на рис. 10.12. В стальной корпус 1 с крышками помещен на осях 4 с заостренными концами полуцилиндр 3, центр тяжести которого смещен относительно оси корпуса, в результате чего при наклоне прибора полуцилиндр поворачивается на осях 4 до тех пор, пока его центр тяжести не займет низшее положение. В полуцилиндре размещается прямоугольный пенал 5 с резиновой пробкой 6, в пазы которого вставляют стеклянную пластину. В бурильной колонне прибор центрируется резиновыми кольцами 2.

Перед спуском в скважину пенал заполняют наполовину плавиковой кислотой 20%-ной концентрации и вставляют в полуцилиндр. Собранный прибор помещают в длинную желонку между двумя пружинами, служащими для амортизации толчков. В таком виде прибор сбрасывают или опускают на тросе при помощи специальной лебедки в бурильную колонну. После достижения прибором глубины измерения его необходимо оставить в покое на 10–15 мин для протравливания пластины кислотой и после этого извлекать на поверхность. В искривленной скважине пенал прибора повторяет наклон оси ствола. При этом полуцилиндр повернется так, что плоскость стеклянной пластины совместится с плоскостью искривления скважины в этой точке и от горизонтального уровня кислоты на пластине протравится след под углом к шлифованной грани пластины, равным зенитному углу скважины.

Аппараты изготовляют трех размеров (табл. 10.6).

Для измерения угла искривления скважины аппаратом В.А. Петросяна выполняют следующие операции.

Перед измерением угла искривления скважины приподнимают долото над забоем, ставят трубы на элеватор или клинья и отвинчивают ведущую бурильную трубу. Затем отвинчивают верхнюю пробку направляющей желонки рычагом, пропущенным сквозь отверстие пробки, удерживая желонку другим рычагом, пропущенным через отверстие в нижней части. Отвинчивают защелки измерительного прибора, снимают боковую крышку и вынимают пенал из вращающегося полуцилиндра. Сняв резиновую пробку, в пенал заливают плавиковую кислоту до половины высоты. Затем вставляют замерное стекло нижним основанием (шлифованной кромкой), противопо-

Таблица 10.6

Марка аппарата	Минимальный внутренний диаметр бурильных труб, мм	Наружный диаметр корпуса, мм	Размер замерного стекла, мм
П6	146	70	41×40
П5	120	60	40×30
П4	95	50	40×22

Примечание. Толщина замерного стекла 1–2 мм.



ложным стороне, на которой написан номер стекла, в пазы пенала, предварительно промыв его водой. Плотно закрывают пенал резиновой пробкой, причем последняя своим выступом должна плотно прижать стекло к донышку пенала. Затем пенал вставляют во вращающийся полуцилиндр и укрепляют стопорным винтом. Крышку измерительного прибора ставят на место и закрывают защелки. Измерительный прибор ставят в вертикальное положение в направляющую желонку между двумя деревянными дисками с амортизационными пружинами и проверяют, плотно ли он входит в желонку. После установки резиновой прокладки завинчивают верхнюю пробку направляющей желонки рычагом, пропущенным сквозь отверстие пробки, удерживая направляющую желонку другим рычагом, пропущенным сквозь отверстия в ее нижней части. При помощи специальной ручной или механизированной лебедки спускают аппарат на канате в бурильные трубы. Иногда аппарат сбрасывают в бурильные трубы.

При спуске аппарата на канате через бурильные трубы по достижении им забойного двигателя или долота (при роторном бурении), что определяется по снижению нагрузки на канат, расхаживают бурильную колонну 3–4 раза на 2–3 м и вновь сажают на ротор, приподнимают аппарат над долотом или турбобуром на 1–1,5 м, затем на 15 мин оставляют бурильную колонну в покое, после чего поднимают аппарат без остановок. Глубину замера ориентировочно определяют по длине каната и контролируют по удару о забойный двигатель или долото.

При сбрасывании аппарата в трубы по достижении им долота или забойного двигателя, т.е. через 2–3 мин после сбрасывания, проворачивают инструмент на несколько оборотов, расхаживают 2–3 раза на 2–3 м и вновь сажают на элеватор. Через 10 мин поднимают бурильную колонну, не допуская длительных остановок. Глубину замера определяют по положению долота. По окончании подъема аппарата с бурильной колонной из последней извлекают аппарат. Затем снимают резиновую пробку пенала, сливают плавиковую кислоту и промывают стакан раствором соды, а затем водой. Вынимают замерное стекло из пенала и тщательно промывают его водой. На стекле будет виден ясный след уровня плавиковой кислоты. На среднем участке этот след будет прямой, а по краям будет иметь форму кривой – след мениска. Так как в сброшенном или спущенном внутрь бурильных труб аппарате Петросяна боковая грань стекла всегда будет параллельна оси скважины, след от горизонтального уровня кислоты на стеклянной пластинке в виде прямой линии непосредственно изобразит угол искривления скважины как угол, составленный наклонным следом от кислоты с нижней горизонтальной гранью стекла.

Угол искривления скважины по пластинке определяют, непосредственно измеряя угол по транспортиру или вычисляя по формуле

$$\alpha = 1,2 \frac{a}{0,017D} = 70 \frac{a}{D},$$

где  $a$  – разность высоты линии следа на стекле, мм;  $D$  – длина стекла, мм.

Для одновременного измерения зенитного и азимутального углов часто используют автономный забойный инклинометр ЗИ, разработанный Г.Н. Строчкин, Г.М. Раммом и Г.П. Малюгой (рис. 10.13). Прибор ЗИ имеет измерительную систему, установленную в корпусе, которая состоит из вращающейся рамки 1, на которой расположены буссоль с магнитной стрелкой 2 для измерения азимута ствола скважины в зоне измерения, от-

Рис. 10.13. Схема автономного забойного инклинометра (ЗИ)

вес 3 для измерения зенитного угла и вспомогательный лимб 4 для определения положения отклонителя относительно направления искривления скважины или относительно меридиональной плоскости север — юг.

Вращающаяся рамка эксцентрична относительно оси вращения, поэтому она сама устанавливается в плоскости искривления скважины подобно тому, как это происходит с полуцилиндром в приборе Петросяна.

При спуске в скважину вся измерительная система закрепляется фиксатором 5. В момент посадки прибора на «ножи» на свинцовой печати 12 образуются отпечатки «ножей», нижняя часть 10 корпуса прекращает движение, тогда как верхняя часть 9 вместе с измерительной системой продолжает спускаться вниз, надвигаясь на цилиндрический груз 14, который телескопически соединен с обеими частями при помощи пальцев 15 и прорезей 16. При этом диск 6 садится на нажимной шток 7 и освобождает измерительную систему.

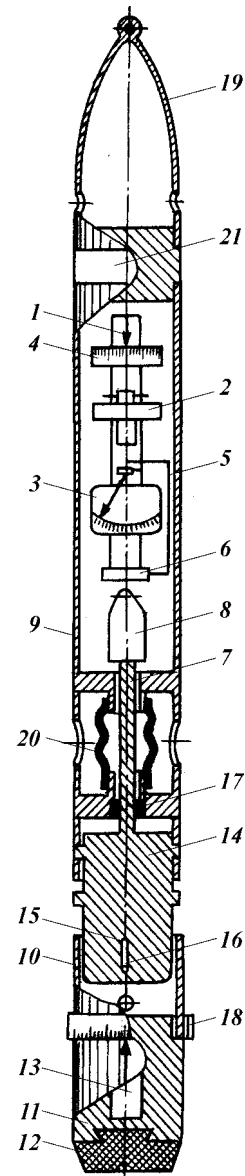
Освобожденная рамка инклинометра устанавливается в плоскости искривления скважины, а стрелки буссоли и отвеса занимают положения, соответствующие азимуту и углу наклона скважины в точке замера.

Нажимной шток 7 имеет специальное гидравлическое реле 8, которое после определенной, заранее заданной и отрегулированной выдержки во времени устраняет нажатие диска. Как только диск 6 возвратится на свое место, фиксатор 5 закрепляет стрелки буссоли и отвеса в тех положениях, которые соответствуют азимуту и зенитному углу искривления в точке измерения. Для проверки правильности показаний инклинометра в стакан 11 можно вставить пробирку 13 с плавиковой кислотой для контрольного угла искривления замера.

Средняя часть корпуса инклинометра заполнена маслом. Через компенсатор 20 гидростатическое давление столба промывочной жидкости передается на масло, вследствие чего происходит выравнивание давления внутри и снаружи прибора и достигается высокая герметичность сальника 17, штока и резьбовых соединений. Масло оказывает также демпфирующее влияние на стрелки буссоли и отвеса и используется для работы гидравлического реле времени.

На нижней части прибора выполнен кольцевой лимб 18, а вдоль одной из образующих корпуса нанесена глубокая риска 21. Лимбы 4 и 18 и риска 21 позволяют связать отпечатки ножей на свинцовой печати с показаниями измерительной системы и провести ориентирование отклонителя.

Инклинометр спускается в бурильную колонну при помощи вспомогательной лебедки на тонком стальном канате, прикрепленном к кольцу кол-



пака 19. Замер длится 3–5 мин, если не считать времени на спуск и подъем прибора.

Подняв прибор на поверхность, снимают колпак 19 и определяют зенитный угол скважины по показанию стрелки отвеса 3, а азимут — по показанию магнитной стрелки буссоли 2.

В зарубежной практике считают наиболее простым обслуживание с помощью фотографических устройств.

Старейший тип контролирующих инструментов записывает информацию на забое скважины, которую затем, после подъема инструмента на поверхность, анализируют.

Фотографическое устройство доставляют в скважину и извлекают из нее одним из трех способов.

1. Оно может быть спущено в бурильную колонну и извлечено из нее при помощи троса или кабеля малого диаметра.

2. Оно может быть свободно сброшено в бурильную колонну, а затем извлечено при помощи овершота, спущенного в бурильную колонну на гибком тросе.

3. Оно может быть свободно сброшено внутрь бурильной колонны и при необходимости (например, для смены долота) извлекается из скважины вместе с поднимаемой бурильной колонной.

**Простейшая магнитная установка.**

Простейшее магнитное устройство фотографирует маятник, подвешенный к фотографическому диску и расположенный над компасом (рис. 10.14). Вращающийся магнитный диск ориентируется на север магнитного поля Земли; маятник установлен вертикально подобно отвесу. Электрический свет, сфокусированный на края диска с светочувствительной пленкой, освещает вертикальную сборку и компас. В искривленной скважине проекция вертикально подвешенного маятника не совпадает с центром диска компаса на фотографии.

В результате длительной работы бурильный инструмент намагничивается от магнитного поля Земли, в связи с чем расположенный в нем компас дает искаженные результаты. Чтобы получить качественные магнитные данные, магнитный инструмент необходимо располагать вблизи долота в специаль-

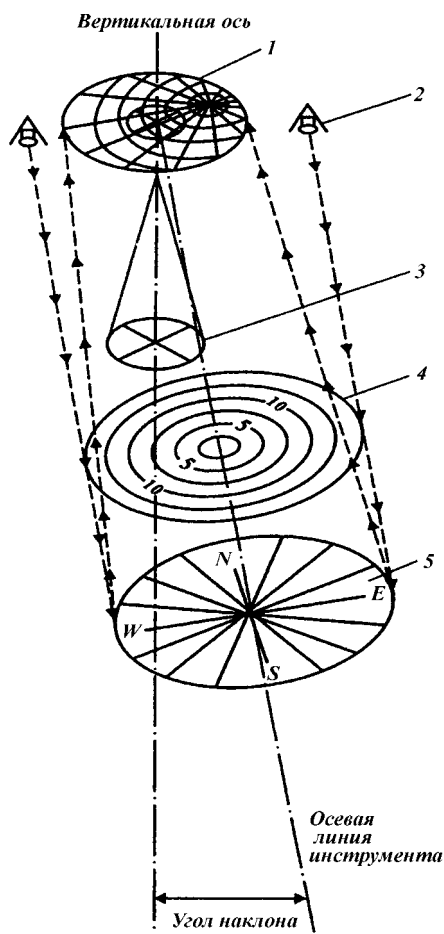
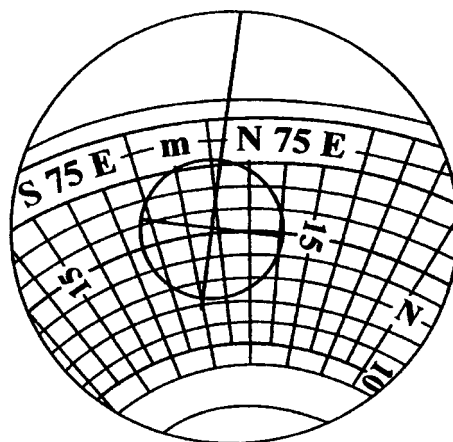


Рис. 10.14. Схема одностороннего фотографического измерительного прибора:  
1 — изображение на фотографическом диске;  
2 — источник света; 3 — маятник; 4 — собирающая линза; 5 — компас

Рис. 10.15. Изображение магнитного диска в инструменте однократного действия



ных бурильных трубах, металл которых трудно намагничивается (например, нержавеющая сталь или алюминий). Измерительная сборка должна быть расположена достаточно далеко от ближайшего магнитного металла. Длину и число немагнитных участков следует выбирать в зависимости от магнитной ситуации, угла искривления и направления скважины. Если скважина обсажена в местах измерения намагничиваемой стальной колонной, то магнитные измерения в такой скважине невозможны.

Фотографический диск должен быть помещен в камеру, периодически впускающую импульс света. Таймер, встроенный в сборку устройства, в определенные моменты времени фиксирует маятник и компас, чтобы зафиксировать информацию об их взаимном положении.

Инструментальную сборку спускают в скважину и устанавливают в немагнитной части инструмента. Таймер включает свет, который светит мимо маятника и фиксирует его на фотографическом диске. После необходимой экспозиции диска свет выключается и инструмент возвращается в исходное положение. На поверхности диск проявляют и читают информацию.

На рис. 10.15 показана типичная фотография. Угол скважины прямо зависит от того, как далеко от центра находится изображение маятника. В рассматриваемом примере центр изображения маятника находится в окружности, соответствующей  $15^\circ$  в точке  $86^\circ$  на восток от севера по показаниям компаса. Скважина в данной точке углубляется под углом  $15^\circ$ . Это магнитные данные, потому что компас реагирует на магнитный полюс Земли. Север магнитного полюса удален на несколько сотен километров от северного географического полюса. Но план направленной скважины наносят на стандартные карты и схемы, базируясь на истинных сведениях, поэтому магнитные данные на диске должны быть откорректированы в географические.

### Магнитное устройство для многократных измерений

Проект направленного бурения требует обстоятельного обследования скважины в определенные периоды времени, такие, например, как перед спуском обсадной колонны. Эти сервисные работы используют для построения всей траектории скважины по одиночным измерениям.

При этом применяют устройство, называемое магнитной установкой для многократных точечных измерений.

Принцип работы многоразового устройства такой же, как и одnorазового. Основное отличие состоит в том, что он снабжен встроенной пленкопротяжной камерой с таймером, который автоматически экспонирует и перемещает пленку в определенных интервалах. Результаты исследований анализируют и представляют в виде графических материалов.

Магнитный прибор многоразового действия может быть свободно сброшен или спущен при помощи гибкого троса внутрь немагнитной части бурильного инструмента. Но так как в немагнитной части бурильного инструмента должен устанавливаться магнитный компас, чтобы нормально функционировать, сервисные данные получают только тогда, когда прибор вместе с бурильной колонной поднимают на поверхность. Используя секундомер с остановом, специалист по сервису отмечает соответствующие времени глубины, на которых таймер включает фотографирование. Рассматриваются только те фотографии, которые сделаны на известных глубинах в период остановок бурильной колонны; их используют для построения графика траектории скважины.

**Гироскопический многоразовый аппарат.** Обсадные колонны в скважинах, подобно обычному бурильному инструменту и трубам, намагничиваются и выводят из строя магнитный компас. Магнитные исследования становятся невозможными в обсаженных скважинах или в открытых стволах, вблизи которых находятся обсаженные скважины, например, скважины, пробуренные с морских платформ. Гироскопический многоразовый прибор может быть использован для управляющих сервисных действий в обсаженных скважинах, вблизи обсаженных стволов или в спущенных в скважину бурильных трубах.

Гироскоп (рис. 10.16) представляет собой диск, установленный так, чтобы он мог быстро вращаться возле одной оси ( $AO$ ), но свободно менять положение около одной или обеих из двух других взаимно перпендикулярных осей ( $KG$  и  $ED$ ). Инерция вращающегося диска имеет тенденцию удерживать свою ось в установленном направлении, независимо от того, как поворачиваются другие оси.

Гирокомпас в гироскопическом многоразовом приборе представляет собой катушку компаса, шарнирно подсоединенную к гироскопу. Собственно гироскоп — это массивный ротор электрического мотора, вращающийся с частотой 40 000 об/мин. В отличие от магнитного компаса гирокомпас не подвержен влиянию магнитного поля Земли. Однако так как на гироскопы влияет вибрация и даже легкие удары, их надо опускать в бурильную колонну и извлекать из нее при помощи троса. Гироскоп должен также комплектоваться установкой времени, потому что гироскопы имеют тенденцию дрейфовать постепенно от начальной регулировки. Поэтому желательно проводить измерения при спуске внутрь скважины, а не при подъеме из нее.

Перед тем, как спустить гироскоп, направляющий визир устанавливают на известное направление (обычно это истинный север). Ротор приводят во вращение с постоянной скоростью электрическим мотором, получающим энергию от батарей или от поверхностного источника по кабелю.

Прибор спускают на тросе или кабеле в бурильный инструмент и устанавливают вблизи долота. Подобно магнитному многоразовому прибору этот прибор выполняет измерения в обозначенных интервалах. Крест на

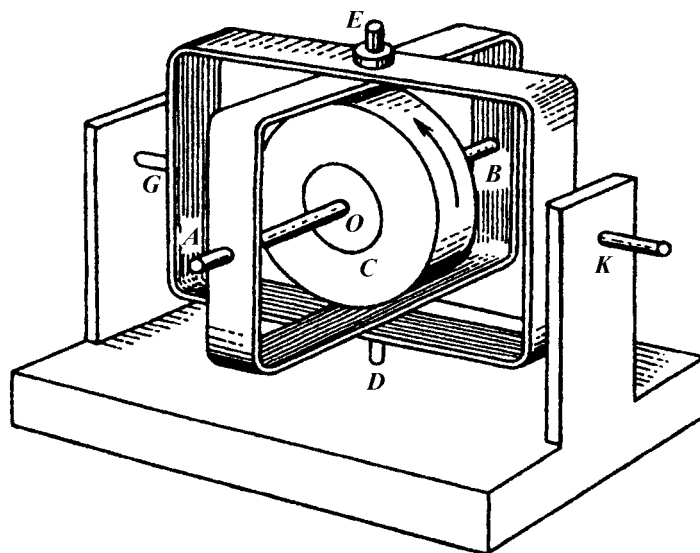


Рис. 10.16. Гирископ в кардановом подвесе

каждой фотографии — это изображение маятника, показывающее угол и направление искривления. Стрелка, установленная на гирискоспе, показывает направление оси вращения.

Иногда при направленном бурении требуется выполнить единичные измерения в обсаженной скважине или в открытом стволе вблизи обсаженных скважин. В этом случае вместо магнитного одноразового прибора можно использовать одноразовый гирискоспический.

**Обслуживание посредством забойной телеметрии.** Преимущества фотографического обслуживания — его простота и низкая стоимость. Недостатки: необходимость спуска и подъема прибора или все начинать сначала в случае, если предыдущая попытка оказалась неудачной. Чем дольше бурильный инструмент находится в скважине, тем больше опасность его прихвата. Прибор, который может обеспечить в короткий срок расшифрованную информацию (показать, что происходит в момент измерения), несмотря на возможную дороговизну, в конечном счете может уменьшить издержки производства.

Телеметрические приборы имеют измерительную глубинную сборку и монитор на поверхности, известный как считывающее устройство. Данные о направлении скважины должны быть преобразованы в электрические сигналы или в сигналы пульсаций и переданы из скважины на монитор. Одни приборы передают эти сигналы по кабелю, другие — посредством бурового промывочного раствора. На буровой площадке портативные компьютеры или микропроцессоры преобразуют поступающие данные в читаемую форму и показывают их на шкале прибора или на дисплее, иногда — в виде таблицы или графика. Круговая шкала дисплея показывает азимут от 0 до 360°.

Глубинная часть телеметрических приборов обычно включает или гирискосп, или магнитометр. Гирискоспы чувствительны к вибрациям и легко

повреждаются при ударах. Поэтому гироскопы спускают в скважины только в периоды остановок буровых операций и извлекают перед их возобновлением. Магнитометры (электромагнитные приборы, которые ориентируются по магнитному полю Земли) могут перемещаться в бурильной колонне при вращении долота и выполнять измерения непосредственно в процессе бурения.

**Гироскопическая телеметрия.** Так как гироскопы чувствительны к вибрациям и ударам, бурильный инструмент должен простаивать, пока любой гироскопический прибор спускают или поднимают в скважине. Поэтому гироскопические устройства используют во многом как гирофотографические приборы. Отличие состоит в том, как получают результаты измерений. В фотографических устройствах данные о направлении скважины недоступны до тех пор, пока пленка не проявлена и не проанализирована, в то время как при гироскопической телеметрии данные высвечиваются на поверхностном мониторе буровой установки точно такие же, какими они извлекаются из автономного скважинного прибора.

Простейшая гироскопическая телеметрическая установка включает одноразовый гироскоп и акселерометр (устройство для определения изменения скорости движения) для измерения направления и искривления скважины. Так же, как в фотографическом приборе, гироскоп ориентируется на поверхности и спускается в скважину в точку измерения. Однако в отличие от фотографического, телеметрический прибор читает направление и угол наклона скважины посредством электроники и передает сигналы на поверхность по кабелю.

Один из недостатков гироскопов — их тенденция дрейфа от начальной установки. Трение и другие силы замедляют вращение, и он отклоняется от первоначальной установки. Чем длиннее путь движения гироскопа в скважине, тем больше вероятность ошибок. Используя космические технологии, разрабатывают новые типы гироскопов, которые позволяют преодолеть эти проблемы и увеличить точность и достоверность гироскопического сервиса: скоростные гироскопы и специальные платформы.

Совместно с акселерометрами, скоростной гироскоп чувствует разницу между направлением ствола скважины и осью вращения земли. Для этого случая скоростной прибор иногда называют североуказывающим, а полученные с его помощью данные называют сервисом по установлению направления на истинный север.

Распространенные скоростные гироскопические приборы не удовлетворяют условиям бурения на дальнем Севере, потому что скорость вращения Земли на высоких широтах недостаточна для реагирования на нее гироскопа. Кроме того, скоростные гироскопы намного чувствительней к вибрациям, чем обычные, и поэтому их использование в морском бурении затруднено.

Многие измерительные системы с указанием истинного севера должны простаивать, пока считывают результаты. Но устройства длительного действия, как это подразумевает их название, могут читать и передавать данные о направлении скважины в период движения вниз в скважину или вверх из нее.

**Инерциальные системы измерения.** Многоходовый гироскоп для космической навигации назвали инерциальной платформой, измеряющей параметры направления в инерциальных измерительных системах. Инерциальная платформа представляет собой группу из трех гироскопов и трех

акселерометров, которая может вращаться в любом направлении. Гироскопы держат инерциальную платформу ориентированной вертикально вдоль меридиана в точке расположения скважины. Акселерометры измеряют общее движение во всех трех измерениях. Процессоры и компьютер на поверхности преобразуют эти данные в виде данных в трехмерных координатах для каждой точки измерения. Так как диаметр прибора более 254 мм, он не может быть спущен внутрь буровой колонны подобно другим гироскопическим приборам, но должен спускаться на кабеле или на буровых трубах в открытый или обсаженный ствол. Дрейф гироскопа измеряется каждый раз, когда инструмент останавливают. Компьютер учитывает величину дрейфа и вносит поправку в данные измерений без ручной перекалибровки прибора.

Гироскопы не могут быть приспособлены к вибрациям и ударам, поэтому бурение необходимо остановить на несколько часов, чтобы спустить в скважину и извлечь из нее прибор. Однако существуют две негироскопические телеметрические системы, которые могут быть спущены в скважину, чтобы выполнять измерения в процессе бурения (MWD) — это системы измерения в процессе бурения. Одни MWD-системы передают информацию на поверхность по кабелю, другие — посредством промывочной буровой жидкости.

**Кабельная телеметрическая система.** Управляющий инструмент — это кабельный телеметрический прибор, который измеряет искривление и направление скважины в процессе ее углубления. Так как в нем используется кабель, управляющий инструмент можно применять только с забойным двигателем, который приводит в действие долото, когда буровая колонна не вращается (зафиксирована).

Управляющий инструмент включает магнитометры, которые продолжительно измеряют направление скважины и ее искривление, и устройства поверхностной ориентации. Сигналы от магнитометров передаются по кабелю из скважины на поверхность в компьютер, который конвертирует сигналы и дает возможность считывать данные с дисплея. Этот инструмент позволяет как выполнить измерения, так и сориентировать забойный двигатель с отклоняющим устройством для проходки скважины по плану.

Искривляющий инструмент изменяет курс скважины отводом долота в одну из сторон. Эта сторона инструмента называется «лицом». «Лицо» искривляющего инструмента поворачивают, его ориентируют по направлению курса скважины.

**Телеметрия посредством пульсаций бурового раствора.** Другой тип телеметрической системы передает сигналы из скважины посредством бурового раствора, позволяя бурильщику получать во временной шкале направление и другие параметры скважины без кабеля, и, следовательно, в периоды работ в скважине, связанные с вращением буровой колонны. Как и другие телеметрические системы, система пульсации бурового раствора имеет два основных блока: забойную сборку, определяющую направление и искривление, и поверхностную сборку, дисплей которой показывает эти данные. Микропроцессор и передатчики в забойной сборке конвертируют измеренные величины в серию пульсаций давлений. Положительные импульсы бурового раствора — серия увеличения давления; отрицательные — уменьшения давления. Сигналы могут быть переданы на несущей волне подобно радиосигналам. Компьютер на поверхности расшифровывает сигналы и передает их для считывания.



Термин «измерения при бурении» часто используют как синоним для пульсационной телеметрии. Однако MWD применяют в более общем смысле, чтобы обозначить любые системы измерения забойных условий во время стандартных буровых операций. Положительные пульсационные системы в общем случае используют для совместного измерения искривления и направления, а также для передачи информации на поверхность, закодированной в двоичные сигналы. Забойная сборка расположена в немагнитной части бурильного инструмента и включает магнитометр и акселерометр для измерения искривления и направления. Циркулирующий буровой раствор вращает турбину для обеспечения энергией передатчик.

Эта система может использоваться во вращающейся и в невращающейся бурильной колонне. При роторном бурении она включает в себя детектор вращения и сборку устройства для измерения угла при остановке вращения бурильной колонны. Циркуляцию используют для привода передатчика. Когда используют забойные двигатели, бурение не может быть выключено; направление, искривление и положение «лица» ориентирующего инструмента могут измерять непрерывно и передавать на поверхность в продолжении циркуляции. Другая турбинно-приводная система включает три акселерометра и три магнитометра и передает отрицательные пульсации, которые могут содержать больше данных в секунду, чем положительные пульсации. Измерения выполняют тогда, когда вращение остановлено. Данные показываются на компасе и считывающем устройстве, а также копируются на печатающем устройстве для дальнейшего анализа. Другие отрицательно-пульсирующие системы приводятся в действие при помощи батарей.

Не все пульсационные системы требуют питания электрической энергией. Полностью механическое устройство использует пружинный приводной механизм для измерения отклонения. Сброшенное в циркулирующий поток механическое устройство падает и устанавливается в посадочное гнездо. Восстанавливают циркуляцию буровым насосом, чтобы послать серию пульсаций давлений на поверхность при помощи бурового раствора, находящегося внутри бурильного инструмента. На поверхности эти пульсации записываются на ленточном самописце. Число пульсаций прямо пропорционально углу наклона: амплитуда замера может быть изменена. Этот инклинометр можно использовать во вращающейся и невращающейся системах. Отдельный измеритель направления, включающий в себя магнитный компас и немагнитный корпус, используют только с забойным двигателем.

В отечественной практике бурения наклонно направленных скважин чаще всего применяют телеметрические системы типа СТ. Использование телеметрической системы СТЭ при электробурении позволяет непрерывно управлять траекторией скважины в пространстве. Глубинные датчики этой системы размещают в корпусах диаметрами 164 и 215 мм (СТЭ 164 и СТЭ 215).

Комплект телеметрической системы включает следующие узлы: глубинный блок телеметрической системы (БГТС), глубинное измерительное устройство (УГИ), наземный пульт телеметрической системы (ПНТС), наземное измерительное устройство (УНИ), присоединительный фильтр (ФП).

Герметичный контейнер с глубинной аппаратурой устанавливают над электробуром. В контейнере размещают датчики и электронные преобразователи. Информацию передают по проводному каналу связи на дневную

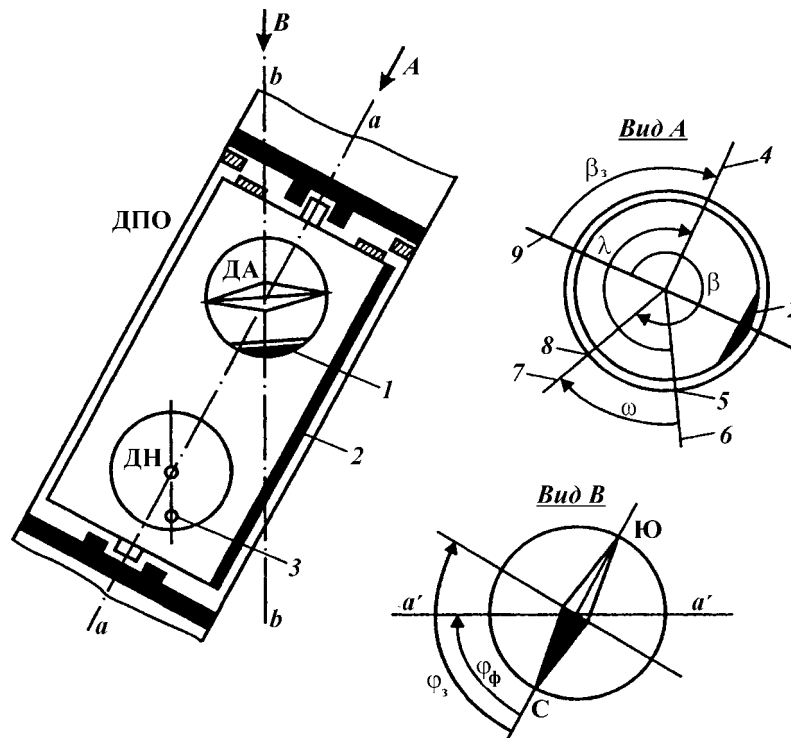
поверхность. В приемном устройстве сигналы, полученные с забоя, преобразуются и поступают на приборы, шкалы которых градуируют в значениях измеряемых величин.

Телеметрическая система СТЭ рассчитана на работу при гидростатическом давлении до 80 МПа и температуре окружающей среды до 100 °С. Пределы измерений параметров забойных данных: угол наклона 0–110°, азимут 0–360°.

**Геометрические размеры и масса глубинных приборов СТЭ**

Типоразмер телесистемы .....	СТЭ 164	СТЭ 185	СТЭ 215
Тип присоединительной резьбы .....	3-133	3-147	3-171
Размеры, мм:			
диаметр .....	164	185	215
общая длина .....	10 020	10 545	9942
длина без наружной резьбы .....	9520	10 045	9512
Масса, кг .....	900	800	1300

Датчики измерения глубинных параметров скважины размещены в контейнере, который закреплен в корпусе. В контейнере размещены датчики для измерения азимута, угла установки отклонителя и зенитного угла (рис. 10.17). Принцип действия датчика азимута ДА основан на применении магнитного чувствительного элемента в виде стержня, устанавливающегося



**Рис. 10.17. Схема измерительной части телеметрической системы СТ:**

1, 3 – эксцентрично расположенные грузы датчиков соответственно азимута и зенитного угла; 2 – груз рамы; 4 – заданное направление; 5 – метка отклонителя; 6, 7 – реперная ось соответственно отклонителя и УГИ; 8 – метка «0» УГИ; 9 – след апсидальной плоскости;  $\varphi$  – проектный азимут скважины;  $\omega$  – угол смещения (угол между меткой «0» и «лицом» отклонителя);  $\lambda$  – угол поворота буровой колонны;  $\beta$  – угол установки отклонителя

по направлению магнитного меридиана. Чувствительный элемент связан с ротором синусно-косинусного вращающегося трансформатора (СКВТ), работающего в режиме фазовращателя. Компас датчика азимута имеет груз 1 для приведения прибора в горизонтальное положение.

Принцип действия датчика наклона ДН основан на применении эксцентричного груза 3, центр тяжести которого всегда находится на вертикали, проходящей через ось груза. С осью груза 3 связан ротор СКВТ, преобразующий угол поворота в фазу выходного сигнала, пропорционального зенитному углу скважины. Одному механическому градусу поворота ротора соответствует изменение фазы выходного сигнала на  $6^\circ$ .

Принцип действия датчика положения отклонителя ДПО основан на повороте рамки с эксцентричным грузом 2 и укрепленными на ней датчиками ДА и ДН. Груз 2 стабилизирует рамку в апсидальной плоскости. Статор ДПО жестко связан с электронным блоком и немагнитным корпусом телеметрической системы. Угол поворота рамки преобразуется трансформатором в фазу выходного сигнала. Одному механическому градусу соответствует изменение фазы выходного сигнала на  $1^\circ$ .

Пятидесятипериодные сигналы, передаваемые датчиками ДН, ДПО и ДА, имеют различную фазу (от  $0$  до  $360^\circ$ ) и в зависимости от изменений измеряемого параметра поступают в глубинный передающий блок. Последний осуществляет последовательный опрос во времени глубинных датчиков, формирует суммарный широтно-импульсный модулированный сигнал и передает его в токоподвод электробура.

На базе телеметрической системы СТЭ разработаны телеметрические системы типа СТТ, предназначенные для использования при бурении с гидравлическими забойными двигателями (турбобурами и винтовыми забойными двигателями). Телеметрические системы типа СТТ выпускаются диаметрами 172, 190 и 215 мм. Разрабатываются телеметрические системы меньших диаметров, что существенно расширит возможности применения указанных систем в горизонтальном и многозабойном бурении. Связь глубинной аппаратуры с наземной осуществляется по проводному каналу связи сбросового типа, выполненному в виде стандартного каротажного кабеля, снабженного контактными разъемами. Возможны два варианта спуска линии связи: через уплотнение вертлюга с использованием узла ввода кабеля в вертлюг и через специальное устройство для ввода кабеля (УВК) в составе бурильной колонны.

Глубинное измерительное устройство размещают непосредственно над отклонителем или над отрезком УБТ, устанавливаемым для регулирования интенсивности изменения пространственного положения скважины. Внутри измерительного устройства в герметичном контейнере размещены датчики для измерения азимута, зенитного угла и угла установки отклонителя, а также электронные преобразователи для частотного модулирования полученных сигналов и передачи их на поверхность в виде импульсной информации. Информация передается на поверхность по кабельному каналу связи, сбрасываемому через герметизирующее устройство вертлюга. В ходе наращивания инструмента контактный стержень извлекают на поверхность и при дальнейшем бурении ориентирование инструмента повторяют заново.

Наземное оборудование телеметрической системы СТТ включает приемно-регистрирующее устройство, где сигналы дешифруют и регистрируют с помощью записывающей аппаратуры. Предварительно в глубинном кон-

тейнере усиливают сигнал информации и через глубинный фильтр верхних частот и наземный присоединительный фильтр вводят в наземный пульт телеметрической системы.

Принцип действия скважинных датчиков и наземной аппаратуры аналогичен в телеметрических системах для турбинного бурения и бурения с применением электробуров.

В процессе бурения скважины телеметрические системы обеспечивают:

ориентирование отклоняющих устройств в заданном азимуте с учетом угла закручивания бурильной колонны при забуривании наклонного или горизонтального ствола скважины;

определение угла закручивания бурильной колонны от реактивного момента забойного двигателя;

постоянный (периодический) визуальный контроль зенитного угла, азимута и положения отклонителя по приборам наземного пульта, а также запись указанных параметров в процессе бурения.

Контроль траектории ствола скважины осуществляется путем непрерывного измерения азимута, зенитного угла и положения отклонителя. При этом в процессе бурения наклонно направленных скважин обеспечивается измерение зенитного угла в диапазоне  $0 - 55^\circ$ , а при горизонтальном бурении угол наклона к плоскости горизонта изменяется в пределах от  $-30$  до  $+30^\circ$ . Глубинная информация передается по кабелю в наземное измерительное устройство УНИ.

**Графическое представление результатов измерений.** Данные о положении места измерения в скважине дают в трехмерных координатах: указывается истинная вертикальная глубина, расстояние от места заложения скважины на север или на юг и расстояние от места заложения скважины на восток или запад.

Для этого необходимо знать четыре величины:

- 1) угол наклона;
- 2) направление;
- 3) длину хода по курсу от последней точки измерения;
- 4) координаты последней точки измерения.

Каждая точка вычерчивается относительно предыдущей.

Ошибка в любой точке переместит все наносимые точки на величину этой ошибки. Ошибка накапливается — отсюда термин «накопительная ошибка». Чтобы сделать проверку по накопительной ошибке, когда используют гироскоп многократного действия, сервисные данные нескольких точек измерения анализируют после его извлечения из скважины. Результаты сервиса будут приняты, когда координаты последней точки (на поверхности) будут очень близки к координатам начальной точки.

Исследования, проводимые непрерывно, или инерциальные системы измерения, дают координаты точек измерения относительно начальной точки, расположенной у поверхности, и поэтому исключают накопительную ошибку, что особенно важно для скважин, требующих большой точности измерений (например, скважины на морских платформах).

## 10.6. ИЗМЕНЕНИЕ КУРСА СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Основное требование при бурении направленной скважины — изменить ее курс или стабилизировать траекторию. Чтобы углублять забой скважины в нужном направлении, бурильщик использует специальный отклоняющий инструмент или модифицирует забойную компоновку бурильного инструмента.

### 10.6.1. ОТКЛОНЯЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ

Отклоняющий инструмент — это устройство в составе бурильного инструмента для бурения под углом к уже созданной части ствола. Отклоняющие инструменты иногда называют «kickoff»-инструменты, потому что они начинают использоваться для набора кривизны в точке «kickoff» (КОР — верхняя точка искривления). Имеется много типов отклоняющих инструментов, начиная от примитивного, но надежного уипстока и кончая современным забойным двигателем.

Выбор инструмента зависит от степени необходимого отклонения, твердости пород, глубины ствола, температуры. Наиболее важные факторы — геологические, так как они не управляются человеком.

Отклоняющие инструменты заставляют долото бурить в предпочтительном направлении, находясь в составе бурильной колонны. «Лицо» инструмента указывает направление, в котором долото имеет тенденцию бурить. Оно обычно маркируется прочерченной линией — риской. «Лицо» инструмента должно быть ориентировано, т.е. повернуто так, чтобы отклонять ствол в требуемом направлении. Важно помнить, что ориентация направляющего инструмента не обязательно совпадает с намеченным направлением ствола.

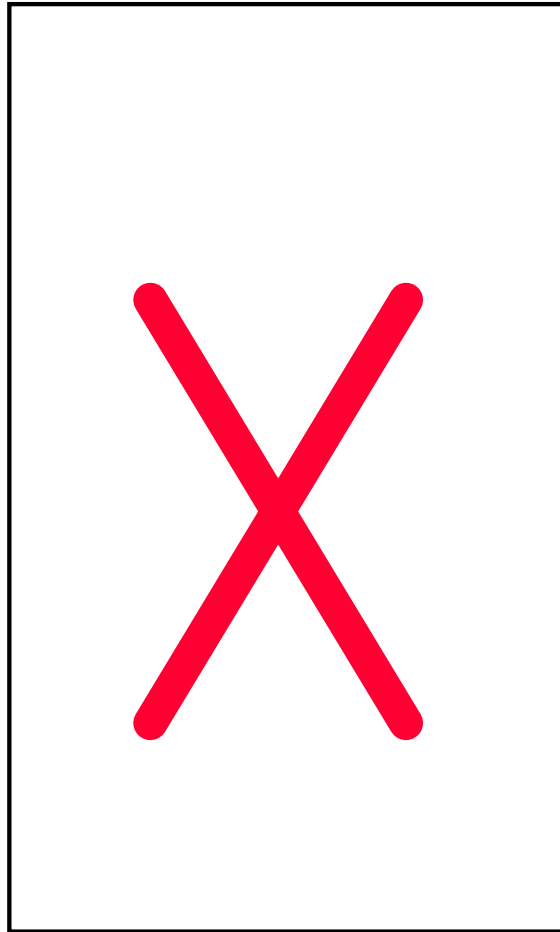
**Уипстоки.** Первым отклоняющим инструментом была заостренная плита из дерева, которую устанавливали на забое скважины, чтобы создать усилие, отклоняющее долото в сторону. Типичный современный колонный уипсток изготавливают из стали. Он имеет клиновидное вогнутое «лицо», чтобы отклонять вращающееся долото и расположенную напротив бурильную колонну на 2–3° на длине 1,5–3,5 м (рис. 10.18).

Один из недостатков уипстока состоит в том, что приходится бурить скважину уменьшенного диаметра, а это требует отдельных операций по расширению ствола (см. рис. 10.18). В результате увеличиваются затраты времени. Уипсток может повернуться в стволе и поэтому могут потребоваться действия по ориентации, пока он не будет установлен правильно.

Другой недостаток уипстока состоит в том, что можно пройти за 1 раз лишь 5–7 м ствола скважины. Поэтому уипсток был вытеснен более сложными направляющими инструментами и теперь используется только в необычных ситуациях.

**Долота с отклоняющей насадкой.** Если горные породы достаточно мягкие, то для отклонения ствола скважины могут использоваться долота с отклоняющей насадкой. Стандартная шарошка долота заменяется устройством с насадкой большого диаметра. «Лицом» долота (сторона долота с насадкой увеличенного диаметра) ориентируют в необходимом направлении, включают насосы и бурильную колонну, медленно то опускают, то приподнимают без вращения на расстояние около 3 м от забоя. Эти дейст-

**Рис. 10.18. Операции по отклонению ствола скважины уипстоком:**  
*a* – забуривание в сторону; *b* – расширение ствола



вия приводят к одностороннему вымыванию породы (рис. 10.19). При вращении и создании нагрузки долото будет направляться по пути наименьшего сопротивления – в размытую область. При высоких нагрузках бурильный инструмент продолжит изгибаться, и процесс ведут до тех пор, пока не будет достигнут нужный угол искривления ствола.

**Забойные двигатели.** Наиболее часто в качестве отклонителей используют забойные двигатели, которые имеют некоторые преимущества перед более сложными типами отклоняющих инструментов. Забойный двигатель бурит скважину полным профилем, так что не требуются ни ее последующее расширение, ни ее калибровка. Его можно использовать для многократных отклонений без извлечения из скважины, исправлять курс после начала искривления.

Собственно стандартный забойный двигатель не является отклоняющим инструментом. Чтобы отклонить скважину, устанавливают в бурильном инструменте между бурильной колонной и двигателем кривой переводник. Кривой переводник представляет собой короткий отрезок трубы с внутренней и внешней замковыми резьбами, оси которых пересекаются под углом  $1-2,5^\circ$  (рис. 10.20, *a*). «Лицом» забойного инструмента в сборе с

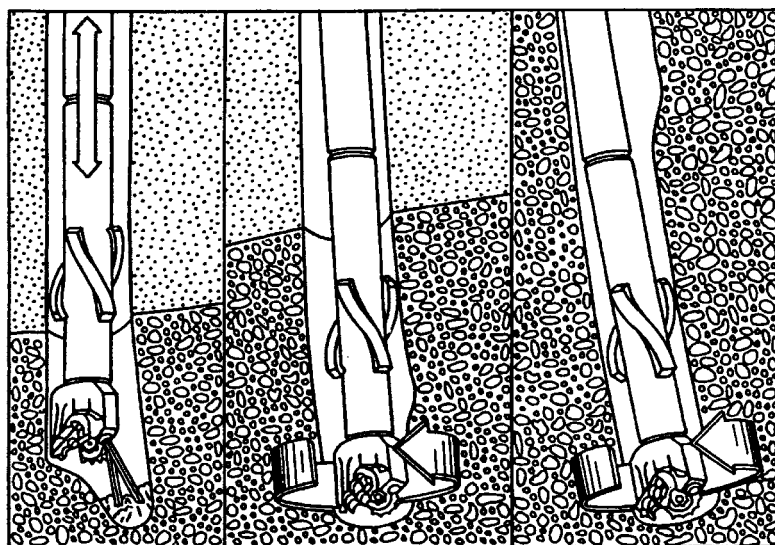


Рис. 10.19. Отклонение ствола скважины гидромониторным долотом с эксцентричной насадкой

двигателем является направление искривления переводника, которое обычно маркируется рискуй для точной установки.

Вместо кривого переводника иногда используют искривленную в определенном месте толстостенную бурильную трубу. Забойный двигатель может быть скомпонован с отклонителем, оси резьб которого пересекаются под углом  $1-2^\circ$  (см. рис. 10.20, б), а также с различными эксцентричными устройствами.

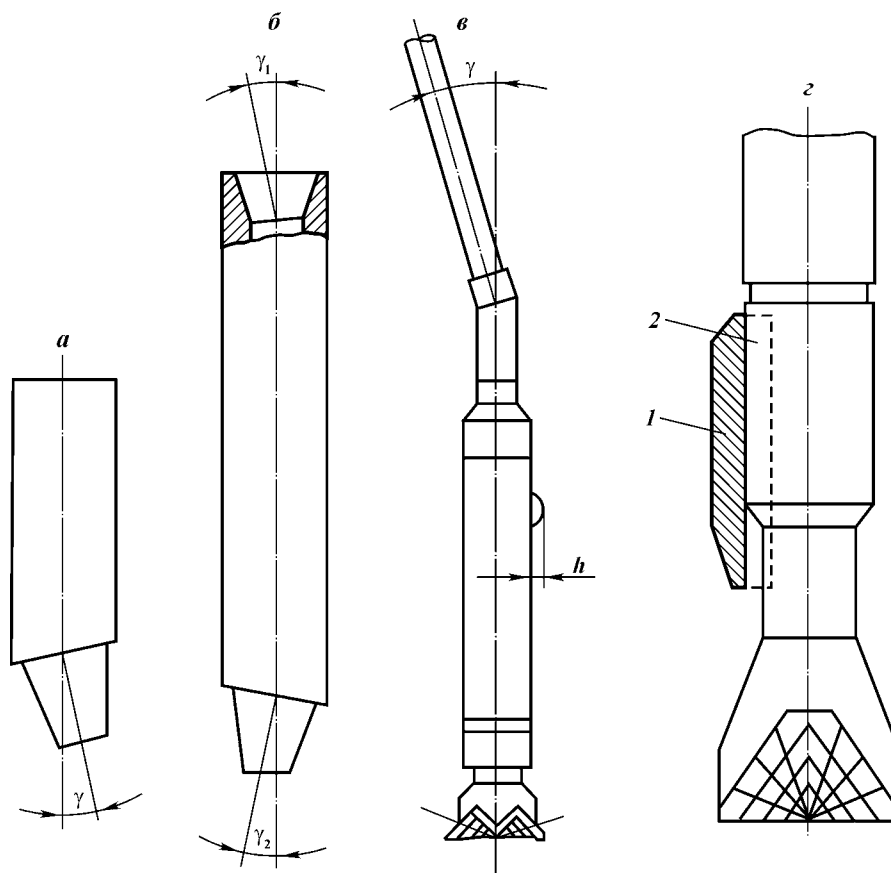
Отклонитель Р-1 (см. рис. 10.20, б), изготавливается из отрезка УБТ длиной 4–8 м, на концах которого нарезаны присоединительные резьбы с перекосом в одной плоскости и в одном направлении. Угол, образуемый осью трубы и осью нижней присоединительной резьбы, составляет  $2-3^\circ$ , а угол, образуемый осью трубы и осью верхней присоединительной резьбы, равен  $2^\circ-2^\circ30'$ . Отклонитель устанавливают между забойным двигателем и УБТ. Он позволяет набрать кривизну до  $90^\circ$ .

Отклонитель, состоящий из забойного двигателя с накладкой и кривого переводника рекомендуют применять в тех случаях, когда непосредственно над кривым переводником устанавливают обычные бурильные трубы. Этот отклонитель действует подобно отклонителю Р-1 (рис. 10.20, в).

Эксцентричный нипель представляет собой отклонитель, выполненный в виде металлической опоры 1, приваренной к нипелю турбобура 2 (рис. 10.20, г). Применяют этот отклонитель при бурении в устойчивых породах, когда отсутствует опасность прихвата бурильной колонны.

Упругий отклонитель состоит из специальной накладки и резиновой рессоры. Накладка приварена к нипелю турбобура и работает совместно с резиновым элементом. Используют такой отклонитель при бурении в неустойчивых породах.

При использовании на криволинейных участках секционных турбобуров для изменения кривизны применяют кривой элемент для соединения



**Рис. 10.20. Устройства для отклонения скважины:**  
*a* — кривой переводник; *б* — отклонитель Р-1; *в* — комбинированный отклонитель, включающий турбобур с накладкой и кривой переводник; *z* — эксцентричный нипель

секций турбобура друг с другом под углом до  $2^\circ$ . Это обеспечивает несоосную передачу вращающего момента и осевой нагрузки от верхней секции к нижней. В качестве соединительного элемента корпусов используют кривой переводник, а валы турбобуров соединяют при помощи муфты. Отклонитель турбинный ОТ отличается от турбобура тем, что в его состав входит искривленный переводник, установленный между нишпелем и корпусом турбобура, и разрезной вал. Вращающий момент и нагрузка на долото от одного отрезка вала к другому передаются при помощи шаровой пяты, которая соединяется с валами при помощи конусов.

Отклонитель турбинный ОТС аналогичен отклонителю ОТ, но устанавливается между секциями двухсекционного турбобура, что позволяет бурить скважины в зонах набора кривизны с повышенными технико-экономическими показателями.

Наиболее совершенный из них — разработанный во ВНИИБТ редукторный отклонитель ТР-2Ш-195ТО (где 195 — диаметр отклонителя в мм). Он состоит из турбинной и шпиндельной секций, корпуса которых соединены кривым переводником, а валы — кулачковой муфтой.



## 10.6.2. ОРИЕНТИРОВАНИЕ ОТКЛОНИТЕЛЕЙ

Бурение наклонной скважины по заданному профилю возможно в том случае, когда отклонитель точно ориентируется в проектном азимуте. Ориентировать отклонитель можно в процессе спуска бурильной колонны путем контроля за положением после навинчивания каждой свечи — ориентированный спуск (так называемый прямой метод) и после спуска бурильной колонны с использованием специальных приборов, фиксирующих положение плоскости искривления отклонителя («лица») по отношению к плоскости искривления скважины (забойное ориентирование или косвенный метод). Следовательно, ориентированный спуск бурильной колонны можно применять при любом значении зенитного угла, а забойное ориентирование — в тех случаях, когда скважина имеет такой зенитный угол, при котором с достаточной точностью фиксируется положение плоскости скважины (обычно  $\alpha$  (или)  $5^\circ$ ). Забойное ориентирование осуществляется быстрее и проще, поэтому при  $\alpha \leq 5^\circ$  ориентированный спуск бурильной колонны применять не следует.

Ориентированный спуск бурильной колонны осуществляется несколькими способами, из которых большое распространение вследствие простоты и достаточной для практической цели точности получил «метод меток».

Методика ориентированного спуска сводится к следующему. Перед началом спуска на каждую бурильную трубу наносят метки, располагая их по одной образующей. Для этого применяют специальные шаблоны.

На буровой нужно иметь столько труб с метками, сколько требуется их для спуска до глубины искривления, и дополнительно семь-восемь труб для наращивания в процессе работы.

До начала ориентированного спуска необходимо также двумя реперами (колышками) вне скважины отбить направление проектного азимута искривления ствола скважины.

Для удобства работы это направление следует зафиксировать на неподвижной части ротора.

Собирают низ бурильной колонны: долото, турбобур и отклонитель. При турбобуре, установленном в клиньях или на элеваторе, плоскость действия отклонителя ориентируют по заданному азимуту, пользуясь зафиксированной меткой на роторе. Во время спуска колонны в скважину на нижнем замке бурильной трубы, навинченной на отклонитель и закрепленной машинными ключами, наносят крестовую метку точно против риски, имеющейся на поверхности отклонителя. При помощи угломера измеряют величину дуги между меткой, находящейся на замке бурильной трубы, и вновь намеченным крестом (в направлении от метки к кресту).

После спуска на верхнем замке бурильной трубы (свечи) от метки в ту же сторону откладывают замеренную величину дуги и наносят новый крест. Навинтив и закрепив машинными ключами следующую трубу (свечу), на ее нижнем замке точно против креста на нижней трубе ставят крест и измеряют величину дуги между меткой и вновь нанесенным крестом. Эту величину переносят на верхний замок (свечи), снова ставят крест и т.д.

Крест на верхнем замке последней трубы (свечи) укажет направление отклонителя в скважине.

После навинчивания и закрепления машинными ключами ведущей бурильной трубы положение одного из ее углов сносят мелом на неподвиж-

ную часть стола ротора при помощи шаблона. Другим таким же шаблоном, не изменяя положения бурильной колонны, на неподвижную часть стола ротора сносят также положение креста с верхнего замка свечи. Затем стальной рулеткой измеряют расстояние между этими метками в направлении от первой ко второй. После этого метки стирают. Бурильную колонну спускают так, чтобы можно было заложить и закрыть малые вкладыши ротора. На неподвижную часть ротора вновь сносят положение того же угла ведущей бурильной трубы. От полученной метки откладывают ранее замеренное расстояние (в ту же сторону). Эту метку, указывающую положение плоскости отклонителя, переносят на подвижную часть ротора. Поворачивая ротор по ходу часовой стрелки, отклонитель устанавливают в требуемом положении и ротор запирают. Чтобы снять упругие деформации кручения в бурильных трубах, бурильную колонну несколько раз приподнимают на 2–3 м и опускают.

Во время подъема бурильные свечи устанавливают за палец в той же последовательности, в какой они были в скважине.

При наращивании колонны в процессе бурения на вновь спускаемых трубах набивают кресты и отклонитель ориентируют так же, как указывалось выше.

### 3. 頻測器 -- 磁頻架

В наклонную скважину, имеющую наклон более 5°, бурильную колонну можно спускать так же, как и в обычную вертикальную скважину. В этом случае отклонитель на забое ориентируют в нужном направлении по способам Шаньгина — Кулигина, Амбарцумова, Лошкарева — Мянникоса или при помощи инклинометра ЗИ-1 в сочетании с трубами, изготовленными из материалов со слабо выраженными магнитными свойствами (их часто называют немагнитными трубами). Наиболее распространенными способами забойного ориентирования отклонителей являются способы Шаньгина — Кулигина и Амбарцумова. Сущность этих способов заключается в сопоставлении данных искривления ствола скважины по показаниям инклинометра и показаниям специального аппарата.

Аппарат Шаньгина — Кулигина (рис. 10.21, а) состоит из двух основных частей: желонки 2 и стального стакана 3, соединяемых при помощи резьбы. На желонке имеется дужка 1 для прикрепления аппарата к тросику. К стальному стакану крепится корпус 8, на нижнем торце которого имеется свинцовая печать 9. В цилиндрическую полость корпуса 8 вставляют стеклянный стаканчик 5 с налитым в него 50%-ным раствором плавиковой кислоты. Стаканчик закрывают резиновой пробкой 4. Для более плотной посадки стаканчика в полость корпуса применяют резиновые прокладки 6 и 7. Для проверки отсутствия радиальных перемещений стаканчика в процессе измерения на его стенке и торце корпуса наносят риски.

Ориентирование инструмента по способу Шаньгина — Кулигина заключается в определении положения отклонителя относительно плоскости кривизны скважины в нижней части ствола.

Для этого в отклонитель вваривают так называемые ножи — продолговатые пластинки (рис. 10.21, б), с одной стороны имеющие зубья пилообразной формы. Два ножа устанавливают строго параллельно плоскости действия отклонителя, причем наклонная часть зубьев должна быть обра-

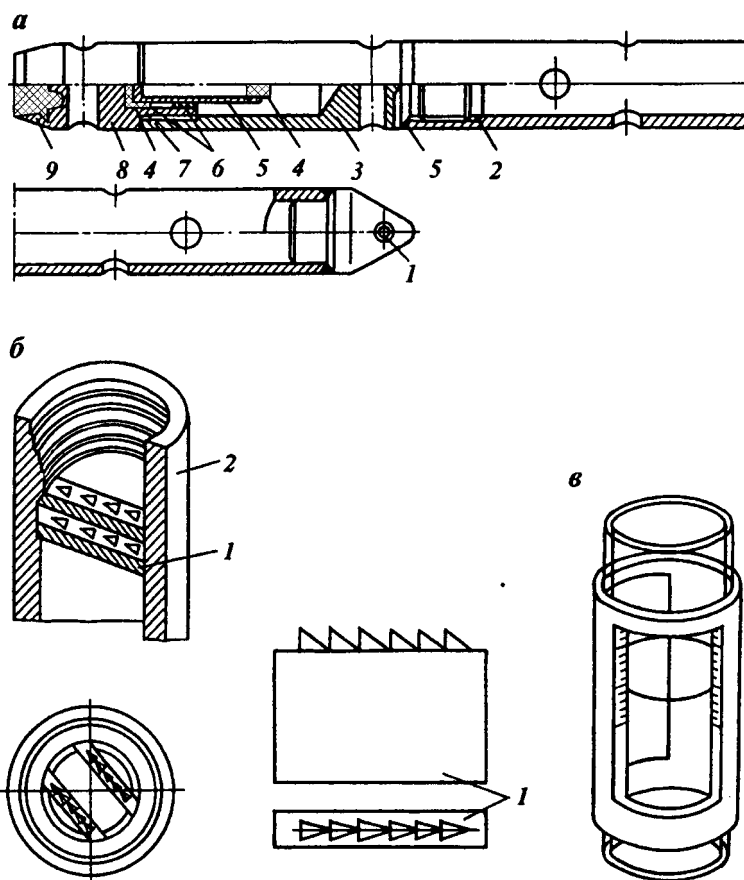


Рис. 10.21. Аппарат Шаньгина – Кулигина и приспособления для работы с ним: *а* – аппарат; *б* – замок (2) с вваренными косыми ножами (1); *в* – шаблон для определения верхней точки следа мениска

щена в сторону отклонителя. Положение отклонителя на забое при помощи аппарата Шаньгина – Кулигина определяют в следующем порядке.

После того как вся бурильная колонна опущена на забой, ее несколько раз поднимают и опускают на 3–4 м. Все замковые соединения при спуске следует крепить двумя машинными ключами. Заряженный аппарат спускают на канате в бурильную колонну до посадки его на ножи. Посадку производят осторожно во избежание сильного удара.

На ножах аппарат Шаньгина – Кулигина оставляют в покое в течение 10–15 мин. За это время плавиковая кислота оставляет отметку на стенках стаканчика, а зубья ножей оставляют отпечаток на свинцовой печати. Аппарат поднимают, обмывают, осторожно развинчивают и, не вынимая стеклянного стаканчика, выливают плавиковую кислоту, после чего промывают стаканчик водой. После проверки сохранения положения стаканчика относительно гнезда, наличия следа мениска на стаканчике и следа ножей на печати расшифровывают показания следующим образом.

На стеклянный стаканчик надевают специальный шаблон (рис. 10.21, *в*),

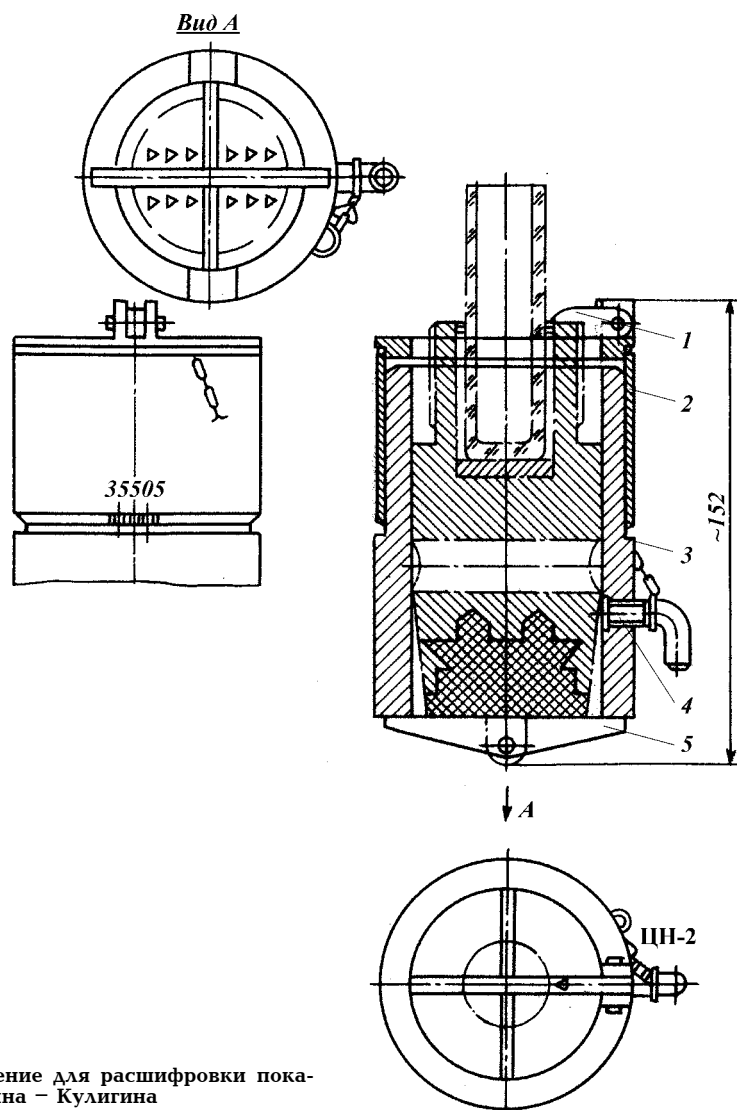


Рис. 10.22. Приспособление для расшифровки показаний аппарата Шаньгина – Кулигина

с помощью которого определяют положение верхней точки следа мениска плавиковой кислоты на стенке пробирки. Стекланный стаканчик с шаблоном вставляют в корпус аппарата таким образом, чтобы метки, ранее нанесенные на стекланный стаканчик и корпус аппарата, совпали.

Корпус аппарата Шаньгина – Кулигина вставляют в приспособление для расшифровки (рис. 10.22). Это приспособление состоит из корпуса 3, представляющего собой металлический стакан с визирным крестом 5 и конусом 2, имеющим на переднем торце указатель 1, а на заднем торце азимутальную шкалу с делениями от 0 до 360°. Нониус может перемещаться в осевом и радиальном направлениях по отношению к корпусу. Вращая корпус приспособления вокруг корпуса аппарата, устанавливают указатель визирного креста так, чтобы он был параллелен отпечаткам ножей. Риска на

корпусе должна быть нанесена со стороны вершин треугольников отпечатка. Корпус аппарата  $\square$  винтом 4 закрепляют в корпусе приспособления для расшифровки. Путем осевого и радиального перемещений нониуса указатель последнего устанавливают так, чтобы его острие совпадало с гранью вспомогательного окна, имеющего риски, т.е. с линиями, проходящими через высшую и низшую точки следа мениска. Против риски на корпусе приспособления по шкале нониуса читают величину угла, на которую нужно повернуть бурильную колонну, чтобы отклонитель установился в плоскости существующего наклона скважины, т.е. по тому же азимуту.

Угол поворота бурильной колонны по ходу часовой стрелки с учетом угла закручивания бурильных труб от реактивного момента турбобура и угла установки отклонителя в случае необходимости изменения азимута, подсчитывают по формуле

$$\beta = \pm\alpha_y + \varphi + \varphi_0,$$

где  $\alpha_y$  — угол установки отклонителя, градус;  $\varphi$  — угол  $\square$  прочитанный по шкале нониуса прибора для расшифровки, т.е. угол между положением ножей и фактическим искривлением скважины, градус;  $\varphi_0$  — угол закручивания бурильной колонны от реактивного момента турбобура в направлении, обратном движению часовой стрелки, градус.

Обычно при практических работах принимают величину угла закручивания, равной 3 и 5° на каждые 100 м длины 168- и 141-мм бурильных труб (считают, что скручивание происходит при длине бурильных труб не более 1000–1500 м). Знак плюс применяют для случая, когда необходимо увеличить значение азимута скважины, а знак минус — при уменьшении этой величины. После того как подсчитают значение угла поворота инструмента  $\beta$ , навинчивают и крепят ведущую бурильную трубу, исправляют положение бурильной колонны (совмещением меток на бурильной колонне и корпусе ротора).

Направление угла ведущей бурильной трубы отмечают на роторе. Ведущую бурильную трубу пропускают вниз, вставляют вкладыши. Бурильную колонну поворачивают ротором на требуемый угол. Для этого предварительно переводят угол (в градусах) в длину дуги по окружности стола ротора (в см)

$$S = r\beta/57,3,$$

где  $r$  — радиус окружности стола ротора, см;  $\beta$  — угол поворота бурильной колонны, градус.

Подсчет всех углов и поворот бурильной колонны производят по направлению движения часовой стрелки.

Ориентирование по способу Амбарцумова отличается от способа Шаньгина — Кулигина только конструкцией аппарата. Он представляет собой эксцентричный груз. Этот эксцентричный груз прибора, вращаясь вокруг проволоки, на которой его спускают в скважину, всегда располагается в плоскости искривления скважины. При этом плоскость, проходящая через центр проволоки и отметку, нанесенную на корпусе прибора, будет азимутом искривления скважины. К нижней части цилиндра внутренней резьбой присоединяется крышка. В нижней части крышки находится свинцовая печать. Для измерения аппаратом кривизны скважины в стаканчике имеется отверстие для пробирки. Для пропуска проволоки в верхней части

корпуса прибора находится отверстие и для ее закрепления в средней части — ушко. Отверстие на корпусе служит для пропуска в него стержня при отвинчивании или навинчивании крышки. Операция с аппаратом Амбарцумова по определению положения отклонителя аналогична описанным выше операциям с аппаратом Шаньгина — Кулигина. Для расшифровки показаний аппарата Амбарцумова может быть применено приспособление для расшифровки (см. рис. 10.22). Все операции по расшифровке аналогичны описанным. Только в этом случае указатель нониуса устанавливают против риски на корпусе аппарата Амбарцумова, а на шкале нониуса читают величину угла доворота по ходу часовой стрелки для совмещения плоскости действия отклонителя с плоскостью искривления скважины.

Измерять кривизну и азимут ствола скважины, производить забойное ориентирование отклонителя можно при помощи инклинометра в сочетании с немагнитными трубами. Немагнитные трубы выпускают диаметрами 168 и 194 мм, длиной свыше 4,0 м с толщиной стенки 11—12, 20 и 30 мм. Для бурения наклонных скважин диаметром 190 мм рекомендуется применять трубы диаметром 168 мм с толщиной стенки 30 мм. В качестве немагнитных труб могут быть использованы ЛБТ.

Ориентирование при помощи инклинометра ЗИ-1 и немагнитных труб производят следующим образом. Над отклонителем навинчивают немагнитные трубы, имеющие на концах обычные стальные замки для присоединения к отклонителю и обычным стальным трубам. Бурильную колонну спускают в скважину. Инклинометр ЗИ-1 с удлинителем со свинцовой печатью спускают в скважину и ставят на ножи. На ножах инклинометр выдерживают 3—5 мин, осторожно снимают с них и поднимают на поверхность. Далее производят необходимые определения.

В последние годы у нас и за рубежом ведутся интенсивные работы по созданию комплекса приборов, позволяющих непрерывно наблюдать за пространственным положением забоя скважины, в частности системы MWD и LWD.

Забойные двигатели развивают реактивное усилие, т.е. имеют тенденцию поворачивать бурильную колонну в направлении, противоположном вращению долота. Когда статор отклоняет буровой раствор вправо, тогда появляется реактивная сила, стремящаяся повернуть сам статор влево. Бурильная колонна закручивается от действия этой силы, причем степень закручивания зависит от типа разбуриваемых пород, от мощности на долоте и т.д., в результате чего бурение осуществляют в неправильном направлении. Бурильщик устанавливает опытным путем, как надо компенсировать действие реактивной силы. Общие рекомендации такие: при бурении в мягких породах бурильная колонна закручивается на 3—3,5° на каждые 100 м длины, а при бурении в твердых породах — на 1,5—2° на каждые 100 м длины колонны. Другими словами, «лицо» забойного двигателя надо повернуть вправо на 1,5—3,5° на каждые 100 м длины колонны от требуемого направления ствола. Тогда после пуска забойного двигателя в работу и нагружения долота реактивная сила повернет инструмент назад и он займет правильное положение для бурения в нужном направлении.

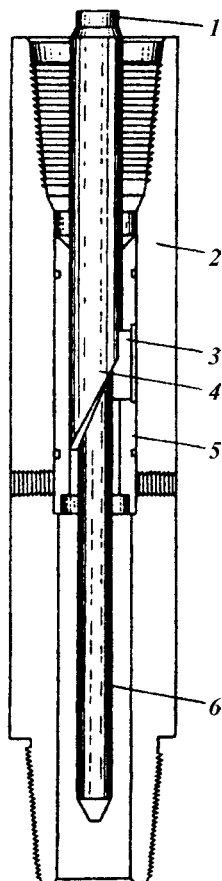
Забойные отклоняющие устройства часто используют в комбинации с управляющим инструментом. Инструмент спускается внутрь немагнитной бурильной сборки на кабеле. На поверхности кабель пропускают через промывочную головку, пока колонна бурильных труб не вращается, которая используется вместо рабочей трубы. Инструмент необходимо извлекать

на поверхность, когда наращивается труба к бурильной колонне. Обычно после двух-трех наращиваний и извлечений инструмента его необходимо переориентировать.

При использовании переводника с боковым входом у бурильщика появляется возможность наращивать бурильную колонну без извлечения управляющего инструмента. Вблизи поверхности кабель пропускают через этот переводник на внешнюю поверхность бурильной колонны, где он не подвергается воздействию при наращивании бурильных труб и не может быть поврежден и порван в этом случае. Однако при отвинчивании рабочей трубы с использованием клиньев надо остерегаться закручивания или порыва кабеля клиньями.

Сенсоры погружного инструмента передают данные непрерывно по кабелю на поверхностный монитор. Оператор может непрерывно считывать информацию об ориентации «лица» направляющего инструмента так же, как и азимут и зенитный угол ствола скважины. Он может компенсировать реактивную силу, сохранить направление ствола и при необходимости изменить курс без извлечения бурильной колонны или перерыва в бурении.

К *прямому ориентированию* относят все методы, когда определяют угол наклона и направление скважины в момент определения направления «лица» инструмента. Так, в зарубежной практике специальный переводник (рис. 10.23) устанавливают как можно ближе к долоту; когда используют забойный двигатель, его устанавливают между кривым переводником и первой немагнитной трубой. Внутри переводника находится втулка с фиксирующим пазом — специальным ключом. Фотографический управляющий сервисный инструмент объединен со специальным устройством и забойным стингером. Внутри инструмента имеется линия ориентирования, которая проведена в соответствии с дорожкой ключа.

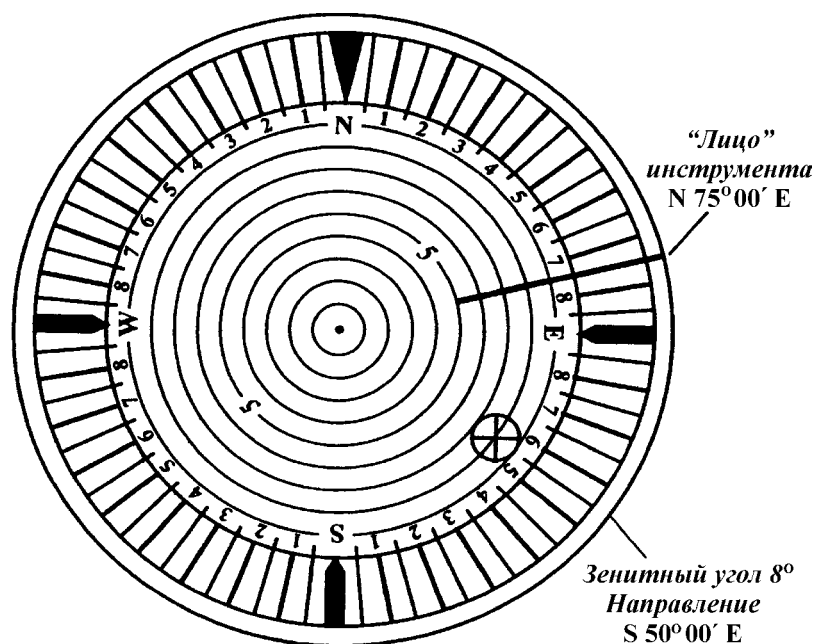


Когда инструментальная сборка достигает немагнитной части колонны, стингер входит в специальную втулку, при этом специальное устройство на инструментальной сборке входит в зацепление со специальным ключом, выступающим из втулки. Скошенная кромка специального устройства поворачивает инструментальную сборку так, что она правильно совмещается с ключом и входит внутрь дорожки ключа.

Ориентирующая линия автоматически соответствует «лицу» инструмента. Когда экспонирован фотографический диск, он записывает не только угол наклона и направление ствола скважины, но также направление лица отклоняющего инструмента (рис. 10.24).

**Рис. 10.23. Ориентирующая сборка:**

1 — инструментальная цилиндрическая сборка; 2 — ориентирующий переводник; 3 — ориентирующий ключ; 4 — устройство с косым срезом; 5 — втулка; 6 — стингер



□ Рис. 10.24. Прямой метод ориентирования путем одноразового магнитного измерения в скважине

Если отклоняющий инструмент посажен лицом неправильно (как это часто происходит), он должен быть приподнят над забоем, повернут, снова посажен вниз, после чего снова приступают к сервисным действиям. Процесс повторяется до тех пор, пока инструмент не займет необходимое положение.

Управляющие инструменты экономят время, так как позволяют ориентировать отклоняющий инструмент, не прерывая процесс бурения.

#### **Ориентирование отклоняющего инструмента с помощью телеметрической аппаратуры СТ**

Работы по ориентированию отклоняющего инструмента аналогичны при использовании телеметрических систем СТЭ и СТТ. Ниже рассмотрена типовая схема операций при ориентировании отклоняющих компоновок в вертикальных и наклонных скважинах.

До сборки отклонителя с телеметрической системой на нижнем переводнике ее корпуса строго на верхней образующей наносится метка «0», соответствующая нулевому показанию ДПО. После сборки отклонителя метка с верхнего переводника отклонителя переносится на нижний переводник телеметрической системы. Измеряется угол  $\omega$  от метки, показывающей направление изгиба отклонителя, до метки «0» телеметрической системы по направлению движения часовой стрелки, если смотреть сверху вниз.

Положение отклонителя в скважине с помощью телеметрической системы можно контролировать двумя способами, дополняющими друг друга и



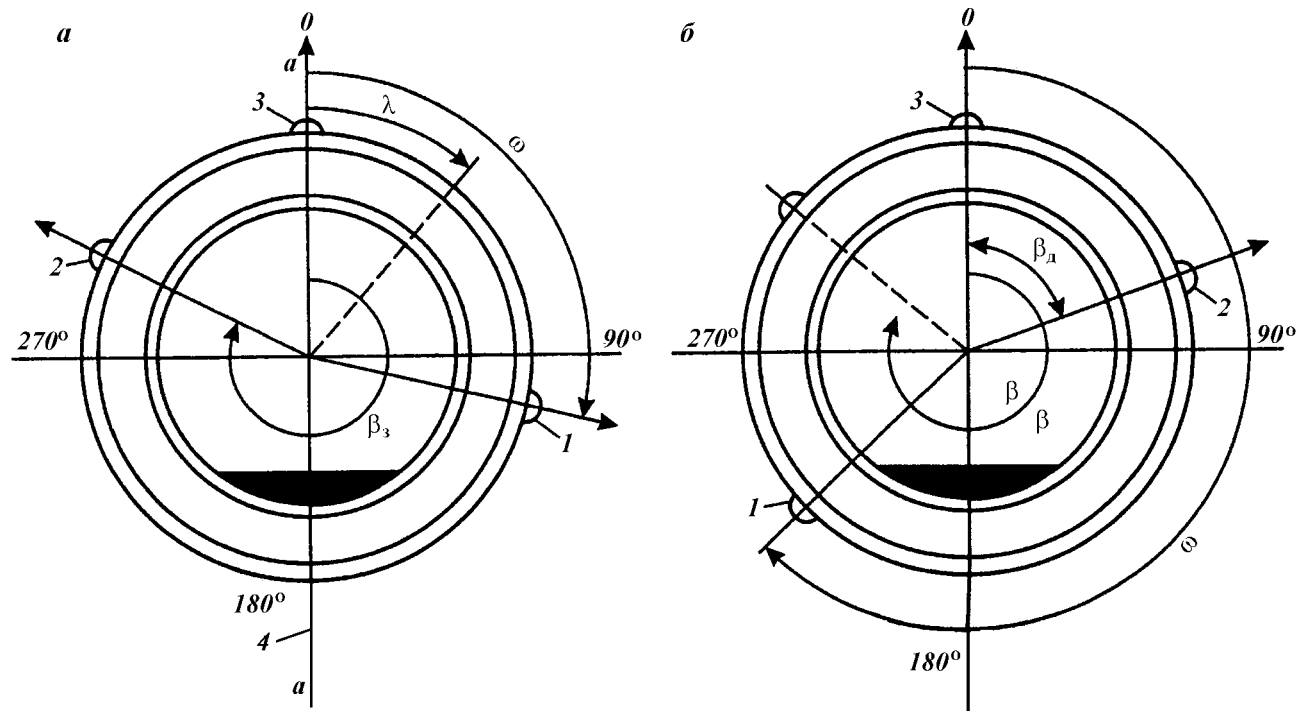


Рис. 10.25. Схема ориентирования отклонителя при помощи телеметрической аппаратуры:  
 а — при А (360°); б — при А (300°); 1 — метка «0» УГИ; 2 — заданное направление; 3 — метка отклонителя; 4 — апсидальная плоскость

обеспечивающими в совокупности контроль положения отклонителя на участке скважины с любым зенитным углом.

На участках ствола скважины с зенитным углом более  $3^\circ$  положение отклонителя контролируется с использованием датчика, чувствительного к вектору гравитации. Угол измеряется в плоскости, перпендикулярной к оси скважины, и отсчитывается от вертикальной плоскости, проходящей через касательную к оси скважины. На вертикальных участках скважины показания этого датчика становятся неопределенными. Угол положения отклонителя измеряется в этом случае путем суммирования сигналов датчика азимута и датчика положения отклонителя в горизонтальной плоскости. Угол отсчитывается от магнитного меридиана.

При ориентировании отклонителя в стволе скважины с зенитным углом более  $3^\circ$  проводят следующие измерения (рис. 10.25):

определяют сумму заданного угла установки отклонителя и угла смещения меток «Отклонитель» и «0», т.е.  $A = \beta_3 + \omega$ , где  $\beta_3$  – заданный угол установки отклонителя;  $\omega$  – угол смещения меток «Отклонитель» и «0»;

поворотом бурильной колонны достигают показаний цифрового индикатора «Отклонитель», равных ранее вычисленному значению угла  $A$  (если угол  $A \geq 360^\circ$ , то из него нужно вычесть  $360^\circ$ );

бурильную колонну необходимо поворачивать по направлению движения часовой стрелки;

после поворота для снятия упругих деформаций колонны несколько раз приподнимают ее и опускают, контролируя по индикатору «Отклонитель» полученное значение (в случае его изменения поворотом колонны достигают нужных показаний).

Для ориентирования отклонителя в вертикальном стволе скважины необходимо выполнить следующее (см. рис. 10.25):

определить сумму заданного азимута и измеренного угла смещения меток «Отклонитель» и «0», т.е.  $A = \beta_3 + \omega$ , где  $\beta_3$  – заданный азимут искривления ствола скважины,  $\omega$  – угол смещения меток «Отклонитель» и «0»;

установить тумблер АО (азимут отклонителя) на наземном пульте в верхнее положение;

поворотом бурильной колонны добиться показаний индикатора «Отклонитель», равных полученному значению  $A$  (в процессе бурения поддерживать указанные показания индикатора «Отклонитель»);

после набора зенитного угла по метке 3 тумблер АО выключить и дальнейшее ориентирование отклонителя производить для условий наклонной скважины.

□