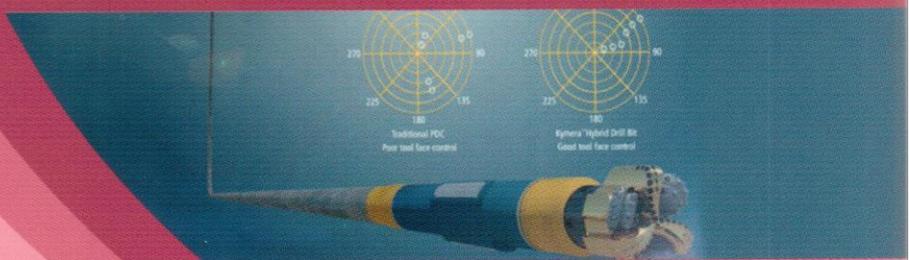




**ЗАУРБЕКОВ С.А.
ФЕДОРОВ Б.В.**



НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН



Алматы, 2015

УДК 622.243.23 (075.8)

ББК 33.13 я 73

3-40

Рецензенты:

Кабдулов С.З., д-р техн. наук, проф. каф. «Нефтегазовая инженерия» КБТУ,

Кудайкулова Г.А., д-р техн. наук, генеральный директор ТОО «Бурмаш»

Заурбеков С. А., Федоров Б. В.

Направленное бурение скважин: Учебник для Вузов – 3-40
Алматы: КазНТУ, 2015. – 292 с.: Ил. 96. Табл. 33. Библиогр. – 13
назв.

ISBN 978-601-228-696-0

В данном учебнике изложены основные сведения о способах и технико-технологических средствах направленного бурения скважин. Рассмотрена основная аппаратура для определения пространственного положения ствола скважины, отклонители и компоновки низа бурильной колонны, их расчет и технология применения. Большое внимание уделено особенностям технологии и техники многозабойного, горизонтального и кустового бурения.

Учебник предназначен для студентов и магистрантов, обучающимся по специальности «Нефтегазовое дело» (специализация – бурение нефтяных и газовых скважин). Он также может быть полезен инженерно-техническим работникам, занимающимся строительством нефтяных и газовых скважин.

УДК 622.243.23 (075.8)

ББК 33.13 я 73

Печатается по плану издания Министерства образования и науки Республики Казахстан на 2014 г.

ISBN 978-601-228-696-0

© Заурбеков С.А., Федоров Б.В. 2015
© КазНТУ, 2015

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. ПОЛОЖЕНИЕ СКВАЖИНЫ В ПРОСТРАНСТВЕ И ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ.....	10
1.1. Определение координат скважины.....	10
1.2. Основные понятия направленного бурения.....	11
2. ПРИЧИНЫ И МЕХАНИЗМ САМОПРОИЗВОЛЬНОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН.....	15
2.1. Геологические причины искривления скважин.....	15
2.2. Технические причины искривления скважин.....	16
2.3. Технологические причины искривления скважин.....	17
2.4. Общие закономерности и механизм искривления скважин.....	17
2.5. Профилактика самопроизвольного искривления скважин.....	19
3. ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТРАССЫ НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ В ПРОСТРАНСТВЕ.....	22
3.1. Виды контроля за положением скважины в пространстве.....	22
3.2. Приборы для определения зенитного угла скважины.....	23
3.3. Приборы для одновременного измерения зенитного и азимутального углов скважины в немагнитных средах.....	25
3.4. Приборы для определения зенитного и азимутального углов в магнитных средах.....	29
3.5. Забойная телеметрия для определения пространственного положения и навигации направленных скважин.....	33
3.6. Построение инклинограммы скважины по данным инклинометрических замеров.....	39
3.7. Пространственное положение трассы скважины в прямоугольной системе координат.....	42
4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОФИЛЕЙ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН...	46
4.1. Типы профилей и область их рационального применения.....	46
4.2. Допустимая интенсивность искривления направленной скважины....	53
4.3. Расчет профилей направленных скважин.....	54
4.4. Расчет параметров проектного профиля горизонтальных скважин.....	59
4.5. Проектирование профилей скважин с учетом их естественного искривления	64
5. СПОСОБЫ БУРЕНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН.....	68
5.1. Роторное бурение.....	68
5.2. Вращательное бурение с применением забойных двигателей.....	68
5.3. Нетрадиционные способы направленного бурения.....	68
6. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ.....	71
6.1. Забойные компоновки для бурения наклонных скважин.....	71
6.2. Компоновки низа буровой колонны и их расчет.....	83
6.3. Проектирование отклоняющих компоновок для направленного бурения.....	95

7. ТЕХНОЛОГИЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ.....	108
7.1. Ориентирование отклонителей.....	108
7.2. Особенности технологии проводки наклонно направленных скважин	128
7.3. Бурение наклонного прямолинейного интервала и участка уменьшения зенитного угла.....	146
7.4. Выбор и обоснование режимных параметров при наклонном бурении.....	147
7.5. Взаимодействие бурильной колонны со стенками скважины при наклонном бурении.....	156
7.6. Основные технологические требования к проводке наклонных скважин.....	160
7.7. Совершенствование технико-технологических средств направленного бурения.....	165
8. БУРЕНИЕ МНОГОЗАБОЙНЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНО РАЗВЕТВЛЕННЫХ СКВАЖИН.....	176
8.1. Цели и задачи бурения многозабойных и горизонтально разветвленных скважин.....	176
8.2. Выбор и обоснование профиля многозабойных и горизонтальных скважин.....	176
8.3. Технология и технические средства для проводки многозабойных и горизонтальных скважин.....	183
8.4. Забуривание дополнительного ствола из необсаженной скважины....	188
8.5. Забуривание дополнительного ствола из обсаженной скважины.....	189
9. КУСТОВОЕ БУРЕНИЕ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН.....	203
9.1. Требования к сооружению кустов скважин.....	203
9.2. Размещение скважин в кусте.....	205
9.3. Очередность бурения скважин в кусте.....	208
10. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СООРУЖЕНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН.....	210
10.1. Экономическая эффективность наклонно направленного и кустового бурения.....	210
10.2. Экономическая эффективность многозабойного и горизонтального бурения.....	216
11. ПРАКТИКУМ ПО НАПРАВЛЕННОМУ БУРЕНИЮ.....	219
Практическая работа № 11.1. Построение инклинограммы и профиля пробуренной скважины.....	219
Практическая работа № 11.2. Расчет жесткой компоновки низа бурильной колонны (КНБК).....	222
Практическая работа № 11.3. Расчет компоновок маятникового типа (отвесных).....	223
Практическая работа № 11.4. Расчет трехинтервального профиля скважины с участком стабилизации.....	223
Практическая работа № 11.5. Расчет параметров проектного профиля горизонтальных скважин.....	224

Практическая работа № 11.6. Расчет отклоняющих компоновок для бурения наклонно-направленных скважин.....	225
Практическая работа № 11.7. Ориентирование отклоняющих систем в требуемом направлении.....	226
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	228

ВВЕДЕНИЕ

Одна из основных задач, стоящих перед нефтяной отраслью республики Казахстан, – повышение эффективности сооружения разведочных и эксплуатационных скважин. Эффективность упомянутого технического процесса заключается в росте технико-экономических показателей и качества буровых работ, которые зависят в основном от бурения наклонно направленных скважин строго по запроектированной траектории.

В настоящее время в республике рядовой глубиной нефтегазовых скважин становится 4000–5000 м и более. В результате повышается вероятность отклонения скважин от проектного направления, что приводит к нарушению сети разведки и разработки месторождений. Забой вертикально пробуренных скважин оказывается смещенным от проектных точек подсечения продуктивных пластов на десятки и сотни метров. Интенсивность искривления скважин в определенных интервалах весьма высока и не соответствует проектному заданию. Стволы подобных скважин имеют недопустимо резкие перегибы, что отрицательно сказывается на креплении и оборудовании скважин подъемными средствами. Вероятность возникновения осложнений и аварий при бурении значительно возрастает, что нередко приводит к прекращению углубления забоя и необходимости использовать технику направленного бурения для доведения скважины до проектной глубины.

Для обеспечения проводки скважин в заданном направлении нужно знать причины и закономерности их искривления. Эти знания весьма важны для реализации искусственного отклонения скважин в желаемом направлении, т. е. осуществлять направленное бурение – способ сооружения скважин с отклонением от вертикали по заранее заданному направлению. Наклонно-направленное бурение применяется при бурении скважин на нефть и газ, а также при бурении на твердые полезные ископаемые.

Наиболее эффективная область использования наклонно-направленного бурения – разработка месторождений в акваториях, в болотистых или сильно пересеченных местностях и в случаях, когда строительство буровых может нарушить условия охраны окружающей среды.

Наклонно-направленное бурение применяют также при бурении вспомогательных скважин для глушения открытых фонтанов, при многоствольном бурении или отклонении нижней части ствола вдоль продуктивного горизонта с целью увеличения дренажа, при бурении в обход осложненных зон пород и тяжелых аварий.

Наклонно-направленное бурение нефтяных и газовых скважин осуществляется по специальным профилям. Профили скважин могут варьироваться, но при этом верхний интервал ствола наклонной скважины должен быть вертикальным с последующим заданным отклонением.

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 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 позиции добычи нефти и газа экономически целесообразно, если извлекаемые запасы из направленной скважины во столько раз больше, во сколько раз дороже направленная скважина по сравнению с вертикальной. При этом упомянутое количество нефти должно быть добыто в более короткие сроки.

Считается, что история направленного бурения начинается с 1930 г., когда на Хантингтонском пляже в Калифорнии буровой подрядчик предложил разбуривать нефтяное месторождение в океане буровой установкой, смонтированной на длинном, выступающем в океан пирсе. Однако по какой-то причине местные официальные лица запретили такой метод разбуривания. Тогда неугомонный буровой подрядчик смонтировал буровую установку на берегу в отдалении от пляжа и пробурил наклонную скважину под морское дно.

Однако направленное бурение применяли значительно раньше. Скважины отклоняли с 1895 г. для забуривания ствола в сторону в обход оборванного бурового инструмента. Более того, вертикальные скважины оказывались самопроизвольно искривленными. В Оклахоме в 1920-е годы отмечали большую разницу в глубинах скважин, пробуренных на один и тот же пласт-коллектор. Исследования инклинометром показали, что лишь некоторые из пробуренных скважин вертикальные; в большинстве же случаев проекция забоя оказывалась достаточно удаленной от точки заложения скважины (от устья). Однако скважина на Хантингтонском пляже была первым зарегистрированным применением управляемого направленного бурения: в результате отклонения вдоль запланированного курса к подземной цели забой оказался расположенным на заданном расстоянии по горизонтали от устья скважины.

Другое важное применение направленного бурения – использование этой технологии для глушения открытых выбросов нефти и газа из скважины. С этой целью в 1934 г. для глушения фонтанирующей скважины, расположенной вблизи каньона Дикого потока (США), была пробурена разгрузочная направленная скважина, забой которой подвели близко к забою

фонтанирующей скважины. Посредством нагнетания бурового раствора в направленную скважину под высоким давлением были созданы каналы между нею и фонтанирующей скважиной, по которым фонтанирующую скважину заполнили буровым раствором и заглушили фонтан.

Дальнейшее развитие технологии направленного бурения привело к созданию кустового и многозабойного бурения.

Под кустовым бурением понимается способ, при котором устья скважин группируются на общей площадке, а конечные забои находятся в точках, соответствующих проекту разработки месторождения. При кустовом бурении скважин значительно сокращаются строительно-монтажные работы, уменьшается объем строительства дорог, линий электропередачи, водопроводов и т. д.

Наибольший эффект от кустового бурения обеспечивается в условиях моря и в болотистых местностях. Впервые в бывшем СССР кустовое бурение было осуществлено под руководством Н.С. Тимофеева на о-ве Артема в Азербайджане. В настоящее время в кустах бурят 8–24 скважин и более. Одна из основных особенностей проводки скважин кустами – необходимость соблюдения условий непересечения стволов скважин.

Сущность многозабойного бурения состоит в том, что из основного ствола скважины с некоторой глубины проводят один или несколько стволов, т. е. основной ствол используется многократно. Полезная же протяженность скважин в продуктивном пласте и, следовательно, зона дренирования (поверхность фильтрации) возрастают.

Первая многозабойная скважина была пробурена в 1953 г. на Карташевском рифовом месторождении Башкортостана. Первая горизонтальная скважина, которая прошла 130 м непосредственно по пласту мощностью около 30 м, была пробурена в 1957 г. на Яблоновском месторождении Куйбышевской (ныне Самарской) области. Несмотря на то, что скважина была проведена на сильно дренированный пласт, ее суточный дебит составил 40 т, что многократно превышало дебиты вертикальных скважин. В течение десятилетий управляемое направленное бурение доказало свою полезность во многих аспектах использования. Оно позволило эффективно эксплуатировать месторождения нефти и газа, а крупномасштабное морское бурение сделать экономически выгодным.

Область эффективного применения направленного бурения постоянно расширяется. Этот способ широко используется при поисково-разведочном бурении на твердые полезные ископаемые, причем наибольший эффект такая технология дает при разведке глубоко залегающих рудных тел, имеющих крутое падение.

Направленное бурение с 70-х годов прошлого века начало применяться для прокладки коммуникаций под дорогами, реками, озерами и т. д. Сущность метода заключается в том, что по заданной траектории под препятствием бурится скважина, в которую укладывается трубопровод. Такой метод имеет целый ряд преимуществ взамен ранее применявшегося траншейного метода: возможность выполнения работ в стесненных условиях, сжатые сроки

строительства, независимость от вида препятствия, надежная защита трубопровода от внешних механических повреждений.

Вместе с тем применение направленного бурения имеет свои затруднения, связанные в основном со сложными геологическими условиями (анизотропия пород, и их перемежаемость по твердости и элементам залегания, глубокое залегание продуктивных пластов и т. д.). Однако технология направленного бурения постоянно совершенствуется, а область его применения расширяется.

1. ПОЛОЖЕНИЕ СКВАЖИНЫ В ПРОСТРАНСТВЕ И ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

1.1. Определение координат скважины

Ось скважины в общем случае лежит не в одной плоскости, а в пространстве. Это иллюстрируется на рис. 1.1.

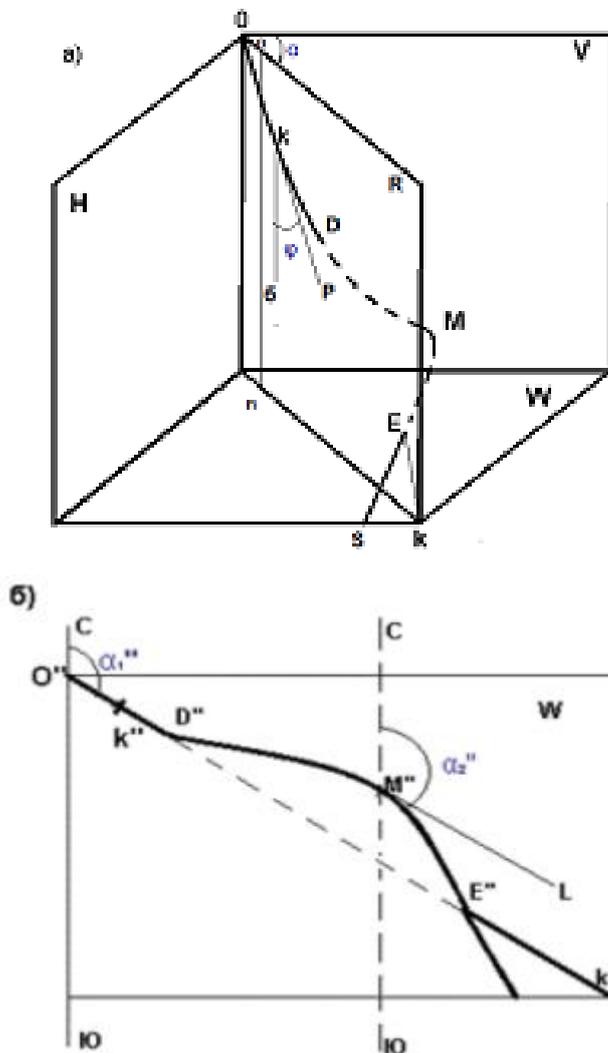


Рис. 1.1. Координаты, определяющие пространственное положение скважины

Из рисунка следует, что начальный интервал ОКД скважины лежит в плоскости R. Затем ось скважины уходит за упомянутую плоскость (интервал ДМЕ), а ее нижний интервал ES располагается перед плоскостью R. Для однозначного определения любой точки оси скважины (например, точки K) служат три координаты: длина отрезка ОК, зенитный γ и азимутальный угол α . В случае искривления первая координата из прямоугольного отрезка превращается в дугу, длина которой достаточно точно определяется

суммированием длин элементов бурового снаряда, опущенных в скважину до места замера.

Зенитный угол γ – это угол, измеренный в вертикальной плоскости между касательной, проведенной через точку замера к оси скважины (точка К), и вертикалью (К δ на рис. 1, а).

Азимутальный угол α (азимут) – это угол, измеренный в горизонтальной плоскости по часовой стрелке, от направления на север (на географический или магнитный полюс) до проекции оси скважины на упомянутую плоскость. Так, на начальном интервале ОКД скважины, лежащем в вертикальной плоскости, его проекция на горизонтальную плоскость W выразится отрезком О'К'Д' (рис. 1, б), а азимутальный угол на этом интервале будет α . На интервалах DM, ME и ES пространственного искривления величина азимутального угла меняется от точки к точке. Поэтому необходимо первоначально спроектировать упомянутые интервалы на горизонтальную плоскость W, затем провести касательную через точку, где измеряется азимутальный угол α_2^1 (например, точка М' и касательная М'l рис. 1.1, а). Из определения азимутального угла следует, что его величина изменяется от 0° до 360° .

Реже применяется обозначение азимутального угла с использованием направления на стороны света: север – N (Nord), юг – S (South), запад – W (West), восток – E (East). Для этого круг разделяется на стороны света (рис. 1.2), и азимутальный угол измеряется от 0 до 90° от направления север-юг (NS) учетом склонения (на запад или восток). На рис. 1.2 показаны примеры определения азимутального угла NE30, т. е. что азимутальный угол равен 30° от направления на север, склонение на восток.

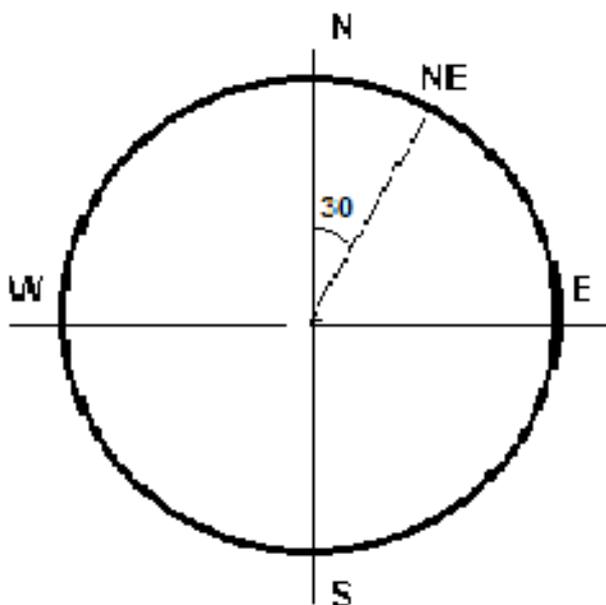


Рис. 1.2. Определение азимутального угла с использованием направлений на стороны света

1.2. Основные понятия направленного бурения

В технологии направленного бурения используются следующие понятия и термины:

- приращение азимута – разность между азимутами в конце и начале измеряемого интервала ствола скважины;
- зенитный угол скважины – угол, образуемый вертикалью и касательной к оси скважины в данной точке (рис. 1.1);
- приращение зенитного угла – разность между зенитными углами в конце и начале измеряемого интервала бурения;
- угол наклона скважины – угол, образуемый горизонталью и касательной к оси скважины в данной точке;
- апсидальная поверхность – поверхность, образуемая вертикалью при ее скольжении по оси скважины (рис. 1.1, а);
- апсидальная плоскость – вертикальная плоскость, проходящая через касательную к оси скважины в данной точке, (рис. 1.2);
- апсидальный угол – угол между нулевой образующей прибора и апсидальной плоскостью, измеренный в плоскости, нормальной к оси скважины;
- искривление скважины – раздельное или одновременное изменение зенитного угла и азимута скважины в процессе бурения;
- плоскость искривления (плоскость кривизны) – плоскость, в которой лежит ось искривленной скважины;
- интенсивность искривления – отношение приращения азимута или зенитного угла на определенном интервале ствола скважины к длине этого интервала; интенсивность искривления выражается в градусах на 10 и 100 м;
- радиус кривизны оси скважины – радиус окружности, кривизна которой равна кривизне оси ствола скважины на данном интервале;
- трасса скважины – положение оси скважины в пространстве;
- профиль скважины – проекция оси скважины на вертикальную плоскость, (рис. 1.1);
- инклинограмма – проекция оси скважины на горизонтальную плоскость (рис. 1.1);
- естественное искривление скважины – любое непреднамеренное искривление скважины, вызванное геолого-техническими причинами;
- искусственное искривление скважины – преднамеренное искривление скважины при помощи отклонителей или специальных технологических средств;
- направленное бурение – бурение скважины по заранее запроектированной трассе;
- плоско искривленная скважина – скважина, имеющая только зенитное искривление;
- пространственно-искривленная скважина – скважина, имеющая азимутальное и зенитное искривления (рис. 1.1);
- выполаживание скважины – искривление скважины,

сопровожаемое увеличением ее зенитного угла;

- выкручивание скважины – искривление скважины, сопровождаемое уменьшением ее зенитного угла;
- наклонная скважина – скважина, забуренная под углом к вертикали;
- вертикальная скважина – прямолинейная скважина, забуренная под зенитным углом, равным нулю;
- исправление искривляющейся скважины – возвращение ствола скважины на проектную трассу;
- отклонитель – техническое средство, с помощью которого скважина изменяет направление в пространстве в желаемую сторону;
- ориентирование отклонителя – установка отклонителя в заданном направлении, осуществляемое прямым и косвенным методами. При прямом методе (например, метод клина) положение отклонителя в пространстве определяется относительно меридиана или репера, координаты которого известны;
- угол установки отклонителя (угол поворота отклонителя, угол ориентирования отклонителя) – угол между апсидальной плоскостью и плоскостью действия отклонителя;
- искусственный забой скважины – опора отклонителя, создаваемая искусственным путем в любой точке ствола скважины;
- многозабойное бурение – метод бурения, при котором из основного ствола скважины задаются один или несколько дополнительных стволов (рис. 1.3);

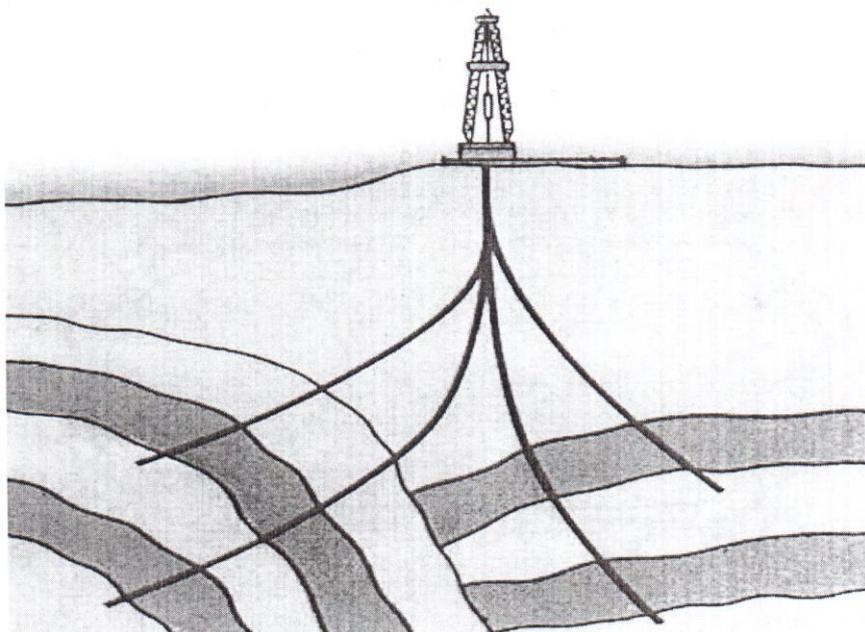


Рис. 1.3. Многозабойное бурение

- основной ствол скважины (начальный ствол скважины) – ствол скважины, из которого забуривается один или несколько дополнительных стволов;

- дополнительный ствол скважины (отклоненный ствол скважины) – отвод многозабойной скважины, пробуренный из основного ствола;
- кустовое бурение – последовательное бурение скважин, устья которых группируются практически на одной площадке (рис. 1.4);

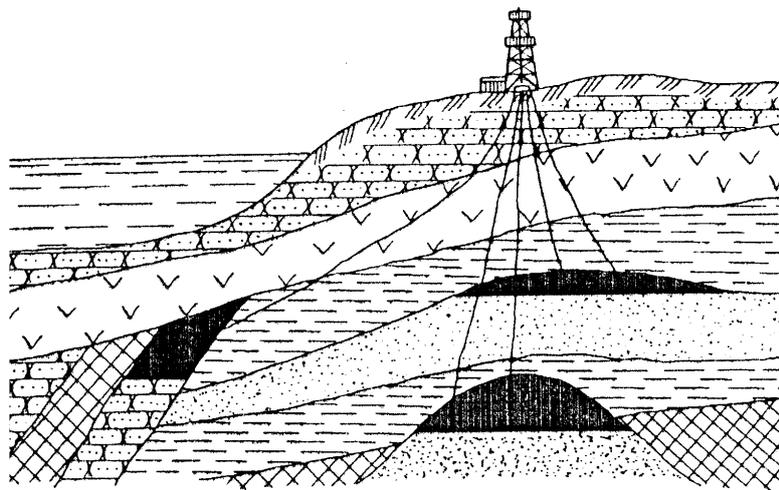


Рис. 1.4. Кустовое бурение

- многоствольное бурение – бурение двух-трех стволов скважины, осуществляемое одновременно одной установкой;
- компоновка низа бурильной колонны (КНБК) – совокупность соединенных между собой элементов призабойной части бурильной колонны, предназначенной для бурения по запроектированной траектории.

Контрольные вопросы к разделу 1:

1. В каких границах измеряется зенитный угол скважины?
2. Какова величина зенитного угла у вертикальной скважины?
3. Дайте определение апсидальной плоскости скважины?
4. Дайте определение азимутальному углу скважины?
5. Дайте обозначение азимутальному углу с использованием направлений на стороны света, если проекция скважины на горизонтальную плоскость составляет 60° относительно направления на юг, со склонением на восток?
6. Что такое трасса скважины?
7. Что представляет горизонтальная проекция скважин, если азимутальный угол изменяется по мере углубления скважины?
8. Дайте определение профилю скважины?
9. Что такое интенсивность искривления скважины?
10. Что такое угол наклона скважины?

2. ПРИЧИНЫ И МЕХАНИЗМ САМОПРОИЗВОЛЬНОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН

При самопроизвольном искривлении ствола нарушается проектная сетка размещения забоев скважин, затрудняется спуск обсадных колонн, особенно в местах резких искривлений, осложняется глубинно-насосная добыча нефти и спуско-подъемные операции при бурении в результате происходящего желобообразования скважин. Кроме того, удлиняется ствол, расходуется больше мощности на вращение бурильной колонны, затрудняются ликвидации аварий и контроль нагрузки на долото, увеличивается стоимость сооружения скважины по сравнению со стоимостью условно вертикальной.

На искривление скважины в процессе бурения влияют множество причин, которые можно разделить на три группы: геологические, технологические и технические.

2.1. Геологические причины искривления скважин

К геологическим причинам искривлениям относятся анизотропия горных пород, наклонное залегание пластов, перемежаемость последних по твердости, трещиноватости и кавернозности, наличие тектонических нарушений.

Анизотропия характеризует изменение показателей физико-механических свойств среды в зависимости от направления. Применительно к сооружению скважин анизотропия часто определяется как отношение показателей буримости горных пород в двух взаимно перпендикулярных направлениях.

При переходе из менее твердой породы I в более твердую II (рис. 2.1) искривление ствола будет зависеть от величины угла падения α_n пластов.

Если угол α_n меньше $45\text{--}50^\circ$, искривление будет происходить вверх по восстанию пласта II (рис. 2.1, а). Если последний будет рассланцован и представлен сложными пропластками, т. е. будет обладать анизотропией, эффект искривления будет усиливаться вследствие стремления скважины занять направление, перпендикулярное напластованию. Если же угол α_n больше 50° , то ствол скважины будет искривляться вниз по падению пласта II (рис. 2.1, б). Изменяется также азимут скважины. При обратном переходе (из твердых пород в мягкие) скважина искривляется также в сторону твердых пород, но в меньшей степени. Объясняется это тем, что на конечной стадии перехода породоразрушающий инструмент под действием осевой нагрузки скалывает часть твердой породы.

При пересечении вертикальной или наклонной скважиной под острым углом слои пород, перемежающихся по твердости, ствол стремится постепенно занять положение, перпендикулярное к их напластованию. Искривление скважин в этом случае тем интенсивнее, чем чаще перемежаются пересекаемые слои и чем больше отличаются последние по твердости.

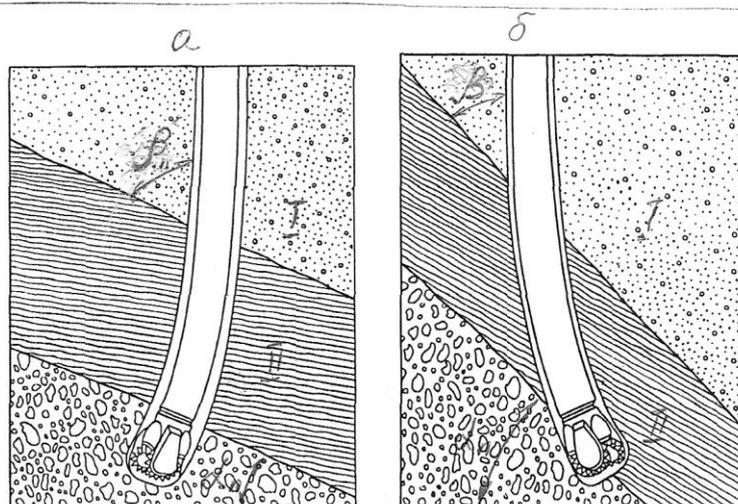


Рис. 2.1. Поведение скважины при бурении пластов анизотропных пород, залегающих наклонно

Направление естественного искривления скважины определяется величиной угла β между плоскостью напластования и осью скважины, которая называется углом встречи. При величине последнего более 20° скважина обычно искривляется в направлении, перпендикулярном плоскости напластования пород. Если угол встречи менее 20° , искривление происходит в направлении, параллельном плоскости напластования пород.

При пересечении каверн, рыхлых несвязных и плавучих пород ствол скважины искривляется, стремясь под действием веса бурового инструмента занять вертикальное положение.

Наличие в разрезе твердых включений, валунов могут вызвать резкое искривление скважины с изменением ее и зенитного, и азимутального направлений. Аналогичные незакономерные искривления наблюдаются также при пересечении скважины участков, в которых имеются различные тектонические нарушения.

2.2. Технические причины искривления скважины

К основным техническим причинам искривления относятся:

- несовпадение осей вышки, стола ротора и шахтного направления; негоризонтальность стола ротора и искривленность ведущей трубы; указанные причины искривляют скважину в начале бурения;
- применение породоразрушающих инструментов и элементов КНБК, не предусмотренных режимно-технологической картой;
- эксцентричное или с перекосом соединение отдельных элементов компоновки низа буровой колонны между собой и с долотом, что обуславливает несоосное расположение КНБК и скважины;
- применение искривленных буровых труб и несовпадение осей последних с осями соединительных элементов (муфт и замков).

Вышеназванные причины вызывают асимметричное, неравномерное

разрушение забоя и в конечном итоге отклонение оси скважины от проектного направления.

2.3. Технологические причины искривления скважин

В эту группу входят причины, обусловленные технологией бурения и, в первую очередь, задаваемые режимные параметры: осевая нагрузка на долото, частота его вращения, расход и качество бурового раствора, а также способ бурения. Наибольшие трудности в борьбе с искривлением скважин возникают при вращательном способе бурения. Вследствие вращения бурильная колонна теряет устойчивость и принимает волнообразную форму. В точках контакта со стенками скважины бурильные трубы и их соединения чаще всего изнашиваются неравномерно, что создает условия для искривления скважины.

Меньшее влияние на искривление оказывает ударно-вращательный способ бурения, т. к. при его применении значительно снижается частота вращения бурильной колонны и долота, уменьшается величина статической нагрузки на инструмент, а ударные импульсы, передаваемые на забой, кратковременны. Еще меньшее влияние на искривление оказывает бурение с использованием забойных двигателей. Но и в этом случае при бурении крутопадающих анизотропных пород скважины искривляются.

Искривлению способствуют также всегда имеющиеся зазоры между бурильной колонной и стенками скважины, причем с увеличением упомянутых зазоров растет боковой перекосяк нижней части бурильной колонны, и вероятность ухода трассы от проектного направления увеличивается. Процесс искривления интенсифицируется с повышением осевой нагрузки. Чрезмерный расход промывочной жидкости в мягких породах вызывает размыв стенок и увеличение диаметра скважины, а это, в свою очередь, служит дополнительным фактором, увеличивающим искривление скважины.

Устранение технологических причин искривления скважин в значительной степени зависит от квалификации бурового персонала.

2.4. Общие закономерности и механизм искривления скважин

Анализ причин искривления скважин показывает, что они подчиняются определенным закономерностям, но для разных месторождений последние различны и могут существенно отличаться. Однако можно сформулировать следующие общие закономерности искривления.

1. В большинстве случаев скважины стремятся занять направление, перпендикулярное слоистости горных пород. По мере приближения к этому направлению интенсивность искривления снижается.

2. Уменьшение зазора между стенками скважины и инструментом приводит к уменьшению искривления.

3. Места установки центрирующих элементов и их диаметр весьма существенно влияют на направление и интенсивность зенитного искривления.

4. Увеличение жесткости инструмента уменьшает искривление

скважины, поэтому скважины большого диаметра искривляются менее интенсивно, чем скважины малого диаметра.

5. Увеличение осевой нагрузки приводит к увеличению интенсивности искривления, а повышение частоты вращения колонны бурильных труб – к снижению искривления.

6. Направление и интенсивность азимутального искривления зависят от геологических факторов.

7. Абсолютная величина интенсивности азимутального искривления зависит от зенитного угла скважины. С его увеличением интенсивность азимутального искривления снижается.

Причины естественного искривления скважин можно разделить на две группы:

- субъективные, связанные с технологическими и техническими причинами; эти причины в большинстве своем устранимы;

- объективные, обусловленные геологическими причинами и связанные, главным образом, с неравномерным разрушением породы на забое скважины.

Каждая из этих причин проявляется в виде сил и опрокидывающих моментов, действующих на породоразрушающий инструмент. Все эти силы и моменты могут быть приведены к одной равнодействующей и главному моменту. При этом возможны четыре случая.

1. Все силы приводятся к равнодействующей, совпадающей с осью скважины, момент отсутствует (рис. 2.2, а). В этом случае обеспечивается бурение прямолинейной скважины. Таким образом, если искривление нежелательно, то необходимо создать вышеприведенные условия, что, однако, трудно достижимо.

2. Все силы приводятся к равнодействующей R , направленной под углом к оси скважины, момент отсутствует (рис. 2.2, б). Под действием боковой составляющей F силы R происходит фрезерование стенки скважины и, следовательно, искривление. Интенсивность искривления зависит от физико-механических свойств пород, боковой фрезерующей способности долота, механической скорости бурения и других факторов. Следует отметить, что при искривлении только за счет фрезерования стенки скважины имеют место резкие перегибы ствола, что приводит к посадкам инструмента при спуске и требует дополнительной проработки скважины.

3. Все силы приводятся к равнодействующей, совпадающей с осью породоразрушающего инструмента и к опрокидывающему моменту, образованному парой сил P (рис. 2.2, в). Вследствие этого между осью скважины и осью инструмента образуется некоторый угол δ , в результате чего и происходит искривление. Интенсивность искривления в этом случае практически не зависит от физико-механических свойств горных пород и фрезерующей способности долота; ось скважины представляет собой плавную линию, близкую к дуге окружности, что облегчает все последующие работы.

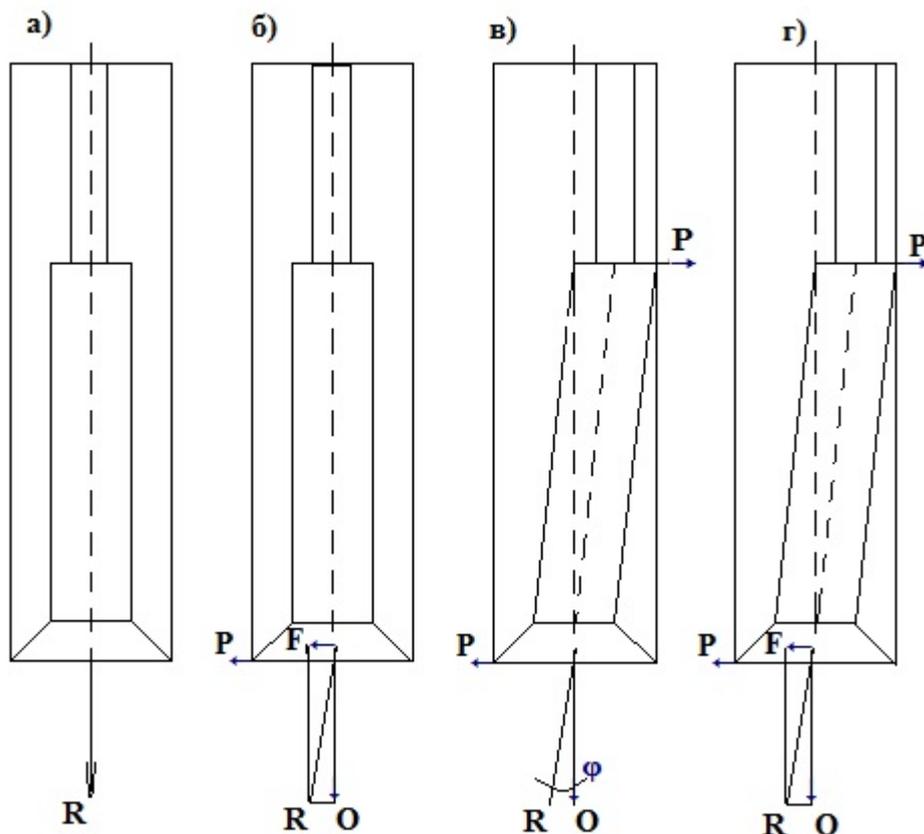


Рис. 2.2. Механизм искривления скважин

4. Все силы приводятся к равнодействующей, не совпадающей с осью скважины, и к опрокидывающему моменту (рис 2.2, г). В этом случае искривление скважины происходит за счет совместного действия фрезерования стенки скважины и наклонного положения инструмента относительно оси скважины.

Возникновение вышеуказанных сил и моментов, действующих на породоразрушающий инструмент, происходит из-за множества причин, которые были рассмотрены выше.

2.5. Профилактика самопроизвольного искривления скважин

Рассмотренные закономерности искривления скважин по геологическим причинам на конкретном месторождении позволяют использовать так называемый метод буровых трасс для качественной проводки направленной скважины. Сущность метода заключается в переносе точки заложения скважины на величину отхода забоя от проектной точки, вызванного геологическими причинами, в направлении, противоположном направлению этого отхода. Это дает возможность, не изменяя технологии бурения и используя влияние геологических причин искривления, привести забой скважины в заданный круг допуска.

Если самопроизвольное искривление скважины уже произошло, то вернуть скважину на проектную трассу необходимо технико-технологическими

средствами направленного бурения (способ бурения, компоновки низа бурильной колонны, отклонители и методы их ориентирования и т. д.).

Для исключения или снижения влияния технических и технологических причин самопроизвольного искривления скважин следует:

- увеличить жесткость низа бурильной колонны;
- уменьшить до минимума зазоры между центраторами и стенками скважины, для чего необходимо устанавливать не менее 2-х полноразмерных центраторов;
- увеличивать механическую скорость бурения;
- периодически вращать бурильную колонну (при использовании забойных двигателей).

Для увеличения жесткости низа бурильной колонны необходимо применять УБТ возможно большего диаметра и уменьшать зазор между бурильной колонной и стенками скважины. Увеличение осевой нагрузки приводит к повышению технико-экономических показателей процесса и уменьшению искривления за счет роста механической скорости бурения.

Снижение вероятности искривления возможно путем создания растягивающих усилий в нижней части бурильной колонны за счет применения расширителей. Для этой же цели могут использоваться двойные УБТ, обладающие большим весом и жесткостью.

Контрольные вопросы к разделу 2:

1. Как влияет анизотропия горных пород на искривление скважины?
2. Как влияет угол падения перемежающихся по твердости горных пород на поведение трассы скважины?
3. Перечислите технические причины искривления скважины.
4. Почему при применении ударно-вращательного способа бурения скважины меньше искривляются?
5. Почему при большом расходе бурового раствора и бурении мягких пород скважина интенсивно искривляется?
6. Что происходит с искривлением скважины, если равнодействующая сил, приложенная к долоту совпадает с осью скважины, а момент сил отсутствует?
7. Что происходит со скважиной, если равнодействующая сил, приложенная к долоту, направлена под углом оси скважины, а момент сил отсутствует?
8. Что происходит со скважиной, если равнодействующая сил, приложенных к долоту, совпадает с осью скважины, и присутствует опрокидывающий момент?

9. Что происходит со скважиной, если равнодействующая сил, приложенных к долоту, образует острый угол с осью скважины, и на инструмент действует также опрокидывающий момент?

10. Сущность метода буровых трасс для проводки скважины по траектории, близкой к проектной?

3. ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТРАССЫ СКВАЖИНЫ В ПРОСТРАНСТВЕ

3.1. Виды контроля за положением скважины в пространстве

Чтобы определить положение скважины в пространстве, нужны выборочные измерения. Эти измерения часто можно совместить с непродолжительными операциями, например, непосредственно перед подъемом бурильных труб для замены долота. Более прогрессивные системы такие, как контролирующие инструменты или измерительные системы в процессе бурения, называемые MWD, в конкретные моменты времени представляют данные о направлении ствола, которые показывают, что происходит на забое в процессе бурения.

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 и стоимости измерений.

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 с помощью глубинного инклинометра изменения зенитного угла и азимута оси ствола скважины по глубине и строят инклинограмму, т. е. вычерчивают горизонтальную проекцию ствола скважины с указанием направлений с севера на юг и с запада на восток, отклонения проекции забоя от проекции устья. Иногда на графике указывают характерные глубины резкого изменения азимута или зенитного угла, места аварий.

Существуют два вида контроля за положением скважины в пространстве: оперативный и плановый. Оперативный контроль проводится чаще; в зависимости от геолого-технических условий бурения интервал между замерами составляет 25–50 м. Часто этот вид контроля сводится к определению лишь зенитного угла скважины и осуществляется силами буровой бригады.

Плановый контроль за положением скважины в пространстве осуществляется реже; интервал между замерами может составить от 100 до 300 м, а также после достижения скважины проектной глубины. Этот вид контроля осуществляется каротажными отрядами путем применения инклинометров различной конструкции. В последнее время созданы телеметрические системы, позволяющие определять положение трассы скважины в любой момент ее углубления.

3.2. Приборы для определения зенитного угла скважины

Наиболее просто зенитный угол скважины определяется с использованием эффекта разъедания ствола концентрированной плавиковой кислотой HF.

Среди приборов с плавиковой кислотой наиболее распространен сбрасываемый в бурильную колонну аппарат Петросяна, принцип действия которого основан на том, что плавиковая (фтористоводородная) кислота на границе с воздухом протравливает (разъедает) стекло по периметру горизонтального мениска.

Схему действия этого прибора иллюстрирует рис. 3.1. В стальной корпус *1* с крышками помещен на осях *3* с заостренными концами полуцилиндр *5*. Его центр тяжести смещен относительно оси корпуса, в результате чего при наклоне прибора полуцилиндр поворачивается на осях *3* до тех пор, пока его центр тяжести не займет низшее положение. В полуцилиндре размещается прямоугольный пенал *6* с резиновой пробкой *4*, в пазы которого вставляют стеклянную пластину. В бурильной колонне прибор центрируется резиновыми кольцами *2*.

Перед спуском в скважину пенал наполовину заполняют 20 %-ной плавиковой кислотой и вставляют в полуцилиндр. Собранный прибор помещают в длинную желонку между двумя пружинами, служащими для амортизации толчков (рис. 3.2). В таком виде прибор сбрасывают или опускают на тросе с помощью специальной лебедки в бурильную колонну.

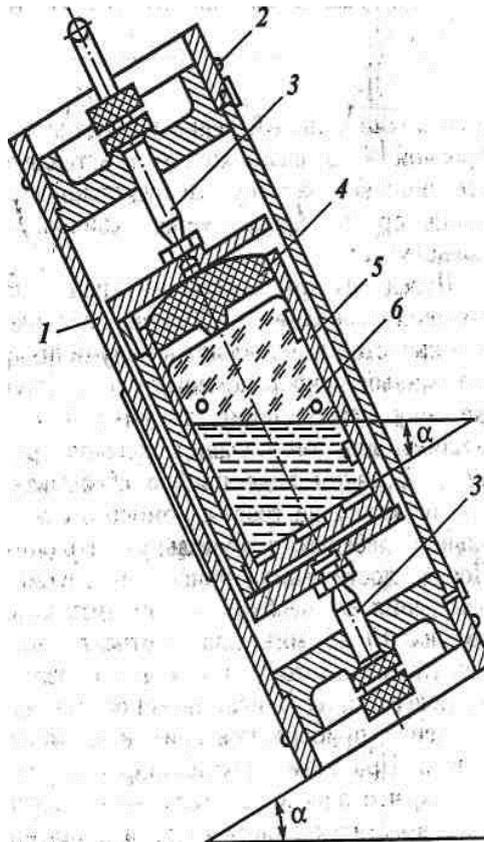


Рис. 3.1. Прибор Петросяна

После достижения прибором глубины измерения, его необходимо оставить в покое на 10–15 мин для протравливания пластины кислотой и после этого извлечь на поверхность. В искривленной скважине пенал прибора повторит 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.

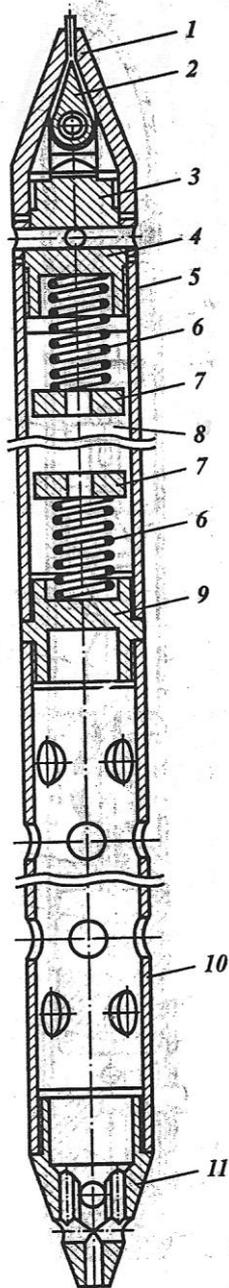


Рис. 3.2. Желонка с прибором Петросяна:

1 – верхнее направление – замок; 2 – «рыбка»; 3 – пробка; 4 – прокладка; 5 – корпус; 6 – пружина; 7 – деревянные диски, между которыми размещается прибор; 8 – место для измерительного прибора; 9 – соединительный ниппель; 10 – труба; 11 – направляющая пробка

3.3. Приборы для одновременного измерения зенитного и азимутального углов скважины в немагнитных средах

Принцип действия инклинометров этого типа основан на использовании магнитной стрелки и эффекта отвеса.

Автономный забойный инклинометр (ЗИ) (рис. 3.3) имеет измерительную систему, установленную в корпусе, которая состоит из вращающейся рамки 10, на которой расположены буссоль с магнитной стрелкой 13 для измерения азимута, отвес 8 для измерения зенитного угла и вспомогательный лимб 9 для определения положения отклонителя относительно направления искривления скважины или относительно меридиональной плоскости «север–юг».

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

При спуске в скважину вся измерительная система закрепляется фиксатором 14. В момент посадки прибора на «ножи» на свинцовой печати 1 образуются отпечатки, нижняя часть 4 корпуса прекращает движение, тогда как верхняя часть 7 вместе с измерительной системой продолжает спускаться, надвигаясь на цилиндрический груз 19, который телескопически соединен с обеими частями с помощью пальцев 5 и прорезей 20. При этом диск 15 садится на нажимной шток 17 и освобождает измерительную систему.

Средняя часть корпуса инклинометра заполнена маслом. Через компенсатор 6 гидростатическое давление столба промывочной жидкости передается на масло, вследствие чего происходит выравнивание давления внутри и снаружи прибора и достигается высокая герметичность сальника 18, 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 21, а вдоль одной из образующих корпуса нанесена глубокая риска 11. Лимбы 9, 21 и риска 11 позволяют связать отпечатки ножей на свинцовой печати с показаниями измерительной системы и провести ориентирование отклонителя.

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

Нажимной шток 17 имеет специальное гидравлическое реле 16, которое после определенной, заранее заданной и отрегулированной выдержки во времени устраняет нажатие диска. Как только диск 15 возвращается на свое место, фиксатор 14 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 2 можно вставить пробирку 3 с плавиковой кислотой для контрольного измерения угла искривления.

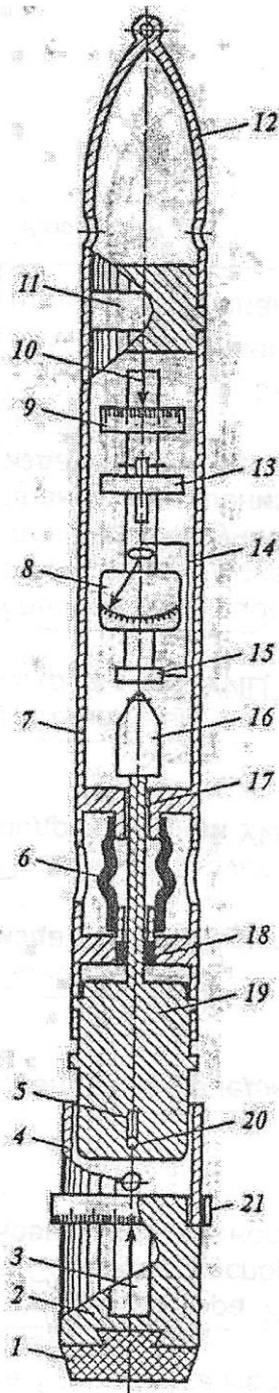


Рис. 3.3. Схема автономного забойного инклинометра

Инклинометр спускается в бурильную колонну с помощью вспомогательной лебедки на тонком стальном канате, прикрепленном к кольцу колпака 12. Измерение длится 3–5 мин, если не считать времени на спуск и подъем прибора.

Подняв прибор на поверхность, снимают колпак 12 и определяют зенитный угол скважины по показанию стрелки отвеса 8, а азимут – по показанию магнитной стрелки буссоли 13.

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

Контролирующие инструменты, применявшиеся ранее, записывают информацию на забое скважины, которую затем, после подъема на поверхность, анализируют.

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

- устройство может быть спущено в бурильную колонну и извлечено из нее с помощью троса или кабеля малого диаметра;

- устройство может быть свободно сброшено в бурильную колонну, а затем извлечено с помощью овершота, спущенного в бурильную колонну на гибком тросе;

- устройство может быть свободно сброшено внутрь бурильной колонны и при необходимости (например, для замены долота) извлечено из скважины вместе с поднимаемой бурильной колонной.

Простейшее магнитное устройство фотографирует маятник, подвешенный к фотографическому диску и расположенный над компасом (рис. 3.4). Вращающийся магнитный диск ориентируется на север магнитного поля Земли; маятник установлен вертикально, подобно отвесу 3. Электрический свет, сфокусированный на края диска со светочувствительной пленкой, освещает вертикальную сборку и компас 5. В искривленной скважине проекция вертикально подвешенного маятника не совпадает с центром диска компаса на фотографии.

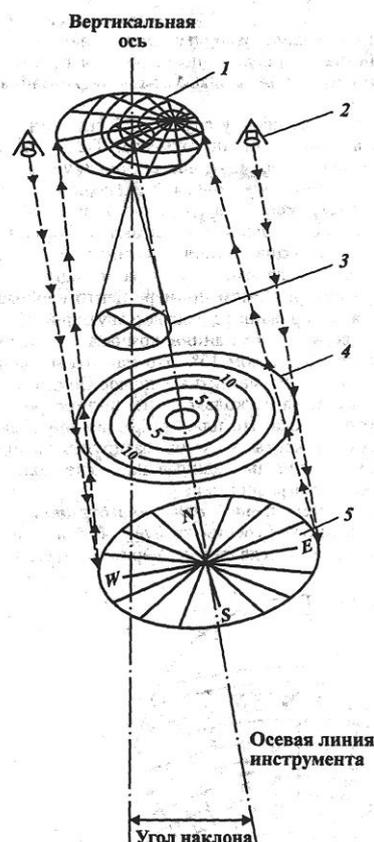


Рис. 3.4. Принцип действия фотографического измерительного прибора:
 1 – изображение на фотографическом диске; 2 – источник света; 3 – отвес;
 4 – собирающая линза; 5 – компас

В результате длительной работы бурильной инструмент намагничивается от магнитного поля Земли, в связи с чем расположенный в нем компас дает искаженные результаты. Чтобы получить качественные магнитные данные, магнитный инструмент должен быть расположен вблизи долота в специальных бурильных трубах, металл которых трудно намагничивается (например, коррозионно-стойкая 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 такими приборами в этой 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 направлен 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. 3.5 показана типичная фотография. Угол скважины зависит от того, как далеко от центра находится изображение маятника. В рассматриваемом примере центр изображения маятника находится в окружности, соответствующей 15° в точке 86° на восток от севера по показаниям компаса. Скважина в данной точке углубляется под углом 15° . Это магнитные данные, потому что компас реагирует на магнитный полюс Земли. Север магнитного полюса удален на несколько сотен километров от северного географического полюса. Координаты 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 тщательного обследования скважины в определенные периоды времени, например, перед спуском обсадной колонны. Эти сервисные работы используют для построения всей траектории скважины по одиночным измерениям. Для этого применяют магнитное устройство для многократных точечных измерений (рис. 3.6).

Принцип работы многократного устройства такой же, как и одноразового. Основное отличие состоит в том, что оно снабжено встроенной пленкопротяжной камерой с таймером, который автоматически экспонирует и перемещает пленку через определенные интервалы. Результаты исследований анализируют, и сервисная компания представляет их в виде графических материалов.

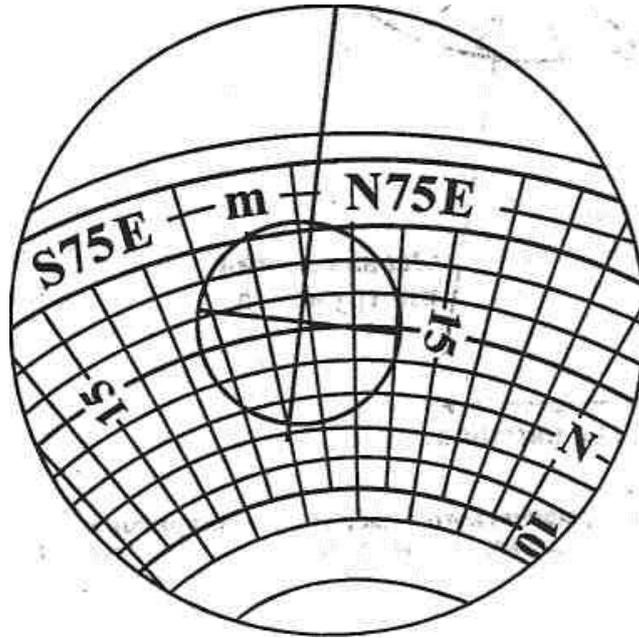


Рис. 3.5. Фотография магнитного диска с проекцией отвеса

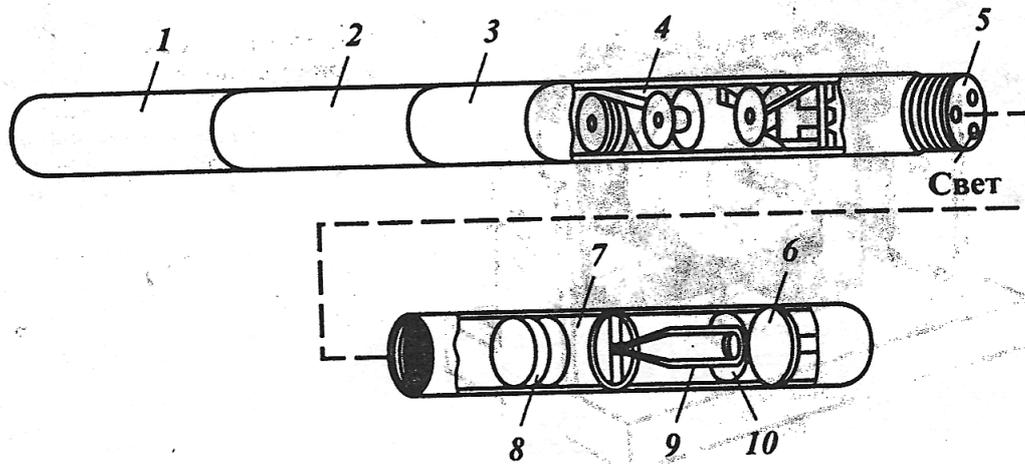


Рис. 3.6. Принцип действия фотографического измерительного прибора: 1 – батарея; 2 – таймер; 3 – мотор; 4 – камера; 5 – линзы; 6 – шкала; 7 – жидкость; 8 – стеклянная крышка; 9 – отвес; 10 – фокусирующая линза

3.4. Приборы для определения зенитного и азимутального углов скважины в магнитных средах

Гироскопический многоразовый аппарат. Обсадные колонны в скважинах, подобно обычному бурильному инструменту и трубам, намагничиваются и выводят из строя магнитный компас. В таких условиях для определения координат скважины используются приборы, работающие на принципе гироскопического эффекта.

Гирокоскоп (рис. 3.7) представляет собой диск с установленный так, чтобы он мог быстро вращаться вокруг одной оси (АО), но свободно менять положение около одной или обеих из других взаимно перпендикулярных осей (КГ и ED). Инерция вращающегося диска имеет тенденцию удерживать свою ось в установленном направлении, несмотря на то, как поворачиваются другие оси.

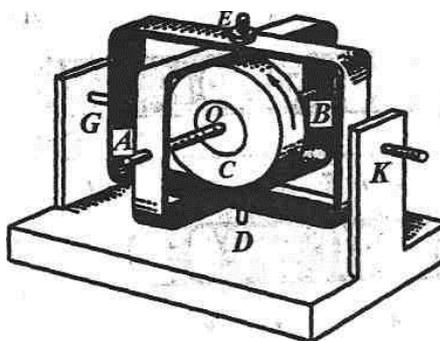


Рис. 3.7. Гирокоскоп в кардановом подвесе

Гирокомпас в гирокоскопическом многообразном приборе представляет собой катушку компаса, шарнирно подсоединенную к гирокоскопу. Собственно гирокоскоп – это массивный ротор электрического мотора, вращающийся с частотой $40\ 000\ \text{мин}^{-1}$. В отличие от магнитного компаса гирокомпас не подвержен влиянию магнитного поля Земли. Гирокоскоп должен также комплектоваться установкой времени, потому что гирокоскопы имеют тенденцию дрейфовать постепенно от начального отрегулированного положения. Поэтому желательно проводить измерения при спуске внутрь скважины, а не при подъеме из нее.

На рис. 3.8 показана компоновка рабочих частей в гирокоскопическом приборе. Перед тем как спустить этот прибор в скважину, 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 многообразному устройству, этот прибор выполняет измерения в обозначенных интервалах (рис. 3.9). Крест на каждой фотографии – это изображение маятника, показывающее угол и направление искривления. Стрелка, установленная на гирокоскопе, указывает направление оси вращения.

Преимущества фотографического обслуживания – его простота и низкая стоимость. Недостатки: необходимость спуска и подъема прибора, т. к. чем дальше бурильный инструмент находится в скважине, тем больше опасность его прихвата.

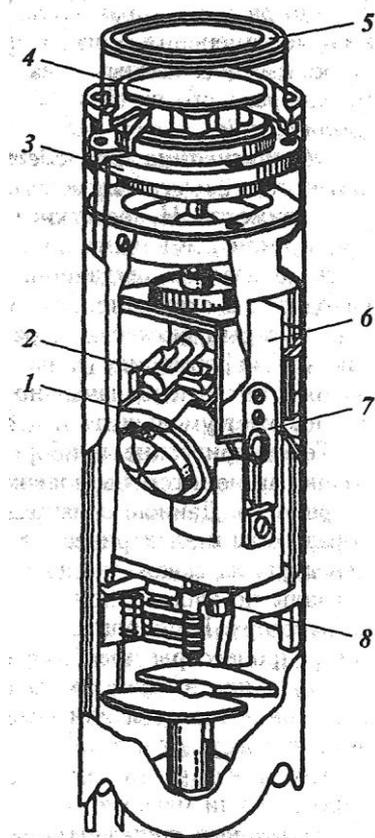


Рис. 3.8. Гирискосп в глубинном инструменте многократного действия:
 1 – сборка мотора для гирискоспа; 2 – нивелирующий переключатель; 3 – сборка
 вращающего мотора; 4 – гирокарта; 5 – шкала верньера; 6 – внешний шарнир;
 7 – внутренняя опора шарнира; 8 – нижняя внешняя опора шарнира

Прибор, который передает данные о пространственном положении скважины с любого её интервала на поверхность, обладает несомненными преимуществами перед вышерассмотренными.

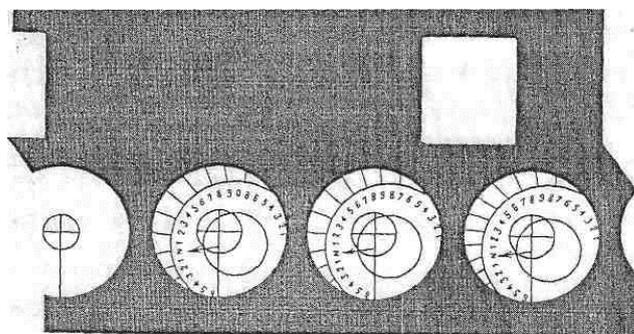


Рис. 3.9. Запись на фотопленке гирискоспа многократного действия

Телеметрические приборы имеют измерительную глубинную сборку и монитор на поверхности. Данные о направлении скважины должны быть преобразованы в электрические сигналы или в сигналы пульсаций бурового раствора и переданы из скважины на монитор. На буровой площадке

портативные компьютеры или микропроцессоры преобразуют поступающие данные в читаемую форму и показывают их на шкале прибора или дисплее.

Глубинная часть телеметрических приборов обычно включает или гироскоп, или магнитометр. Гироскопы чувствительны к вибрациям и легко повреждаются при ударах. Поэтому гироскопы спускают в скважины только в периоды остановок буровых операций. Магнитометры могут выполнять измерения непосредственно в процессе бурения.

Гироскопические устройства используют во многом как гирофотографические приборы. Отличие фотографических устройств состоит в том, что при гироскопической телеметрии данные высвечиваются на поверхностном мониторе буровой установки.

Простейшая гироскопическая телеметрическая установка включает одноразовый гироскоп и акселерометр (устройство для определения изменения скорости движения) для измерения направления и искривления скважины.

Один из недостатков гироскопов – их тенденция дрейфа от начального направления. 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 создать скоростные гироскопы и специальные платформы.

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

Распространённые 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.

Многоразовый 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 преобразуют эти величины в виде данных в трехмерных координатах для каждой точки измерения.

Диаметр такого прибора значительный (до 250 мм), и он может

использоваться только в открытом или обсаженном стволе, а не в бурильных трубах.

3.5. Забойная телеметрия для определения пространственного положения и навигации направленных скважин

В западной практике для измерения координат трассы скважины в процессе бурения применяют две негироскопические системы с аббревиатурой MWD. Одни MWD-системы передают информацию на поверхность по кабелю, другие – посредством пульсаций бурового раствора.

Некоторые забойные телеметрические системы (MWD и LWD) способны давать информацию не только о направлении ствола. Такая пульсирующая на буровом растворе система измеряет азимут, отклонение, ориентацию отклонителя, нагрузку на долото, крутящий момент, радиоактивность и электросопротивление горных пород, забойную температуру. Данные передаются на поверхность при помощи несущей волны.

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, находившегося внутри бурильного инструмента. На поверхности эти пульсации записываются на ленточном самописце. Число пульсаций прямо пропорционально углу наклона.

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 при невращающейся бурильной колонне.

Управляющий инструмент включает магнитометры, которые непрерывно измеряют направление скважины и ее искривление, и устройство поверхностной ориентации. Сигналы от магнитометров передаются по кабелю из скважины на поверхность в компьютер, который конвертирует сигналы и позволяет считывать данные с дисплея, а затем сориентировать забойный двигатель с отклоняющим устройством в желаемом направлении.

Телеметрия посредством пульсаций бурового раствора позволяет бурильщику получать по временной шкале направление и другие параметры скважины без кабеля, в периоды работ в скважине, связанных с вращением бурильной колонны. Система пульсации бурового раствора имеет два основных блока: забойную сборку, определяющую направление и искривление, и поверхностную сборку, дисплей которого 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.

Забойная сборка расположена в немагнитной части бурильного инструмента и включает магнитометр и акселерометр (рис. 3.10). 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. При использовании забойных двигателей одновременно с углублением скважины непрерывно измеряется положение трассы, направление действия отклонителя с передачей соответствующих данных на поверхность. 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.

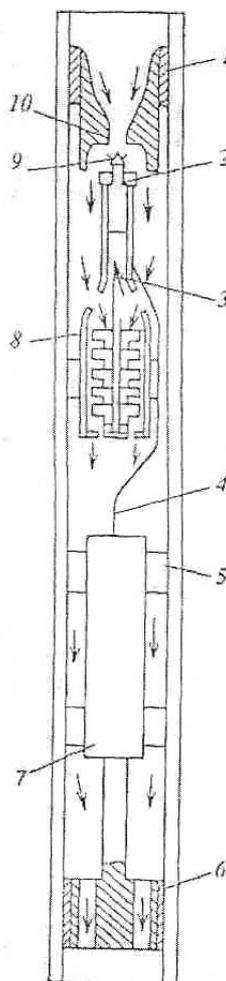


Рис. 3.10. Турбинно-приводная MWD-система забойных измерений:
1, 6 – защита от вибраций; 2 – привод клапана; 3 – генератор; 4 – электрический кабель;
5 – центратор; 7 – сенсор и электронный блок; 8 – турбина; 9 – клапан для бурового
раствора; 10 – ограничитель перемещения клапана

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 российской практике бурения наклонно направленных скважин чаще всего применяют телеметрические системы типа СТ [1, 8]. Использование телеметрической системы СТЭ при электробурении позволяет непрерывно управлять траекторией скважины в пространстве.

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).

Схема компоновки аппаратуры СТЭ показана на рис. 3.11. Она включает скважинное измерительное устройство, спускаемое в скважину, и

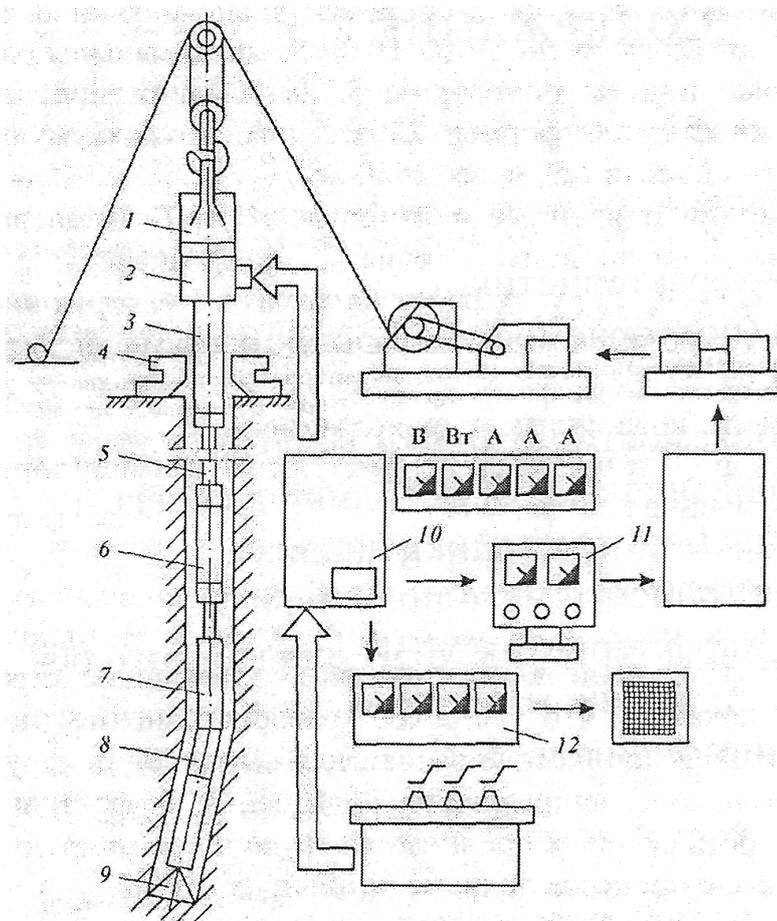


Рис. 3.11. Схема компоновки узлов СТЭ:

- 1 – вертлюг; 2 – токоприемник; 3 – ведущая труба; 4 – ротор буровой установки;
- 5 – буровая колонна; 6 – забойная аппаратура телеметрической системы; 7 – электробур;
- 8 – механизм искривления; 9 – долото; 10 – станция управления и защиты электробура;
- 11 – пульт управления; 12 – приемно-регистрирующее устройство СТЭ

наземное приемно-регистрирующее устройство. 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, угол положения отклонителя 0–360°, относительная погрешность измерений 2,5 %.

Напряжение питания скважинного контейнера	800–1700 В		
потребляемая мощность	200 Вт		
Геометрические размеры и масса глубинных приборов СТЭ			
Типоразмер телесистемы.....	СТЭ 164	СТЭ 185	СТЭ215
Тип присоединительной резьбы	3–133	3–147	3–171
Размеры, мм:			
диаметр.....	164	185	215
общая длина.....	10020	10545	9942
длина без наружной резьбы	9520	10045	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. 3.12). Принцип действия датчика азимута ДА основан на применении магнитного чувствительного элемента в виде стрелки, устанавливающегося 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°.

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°.

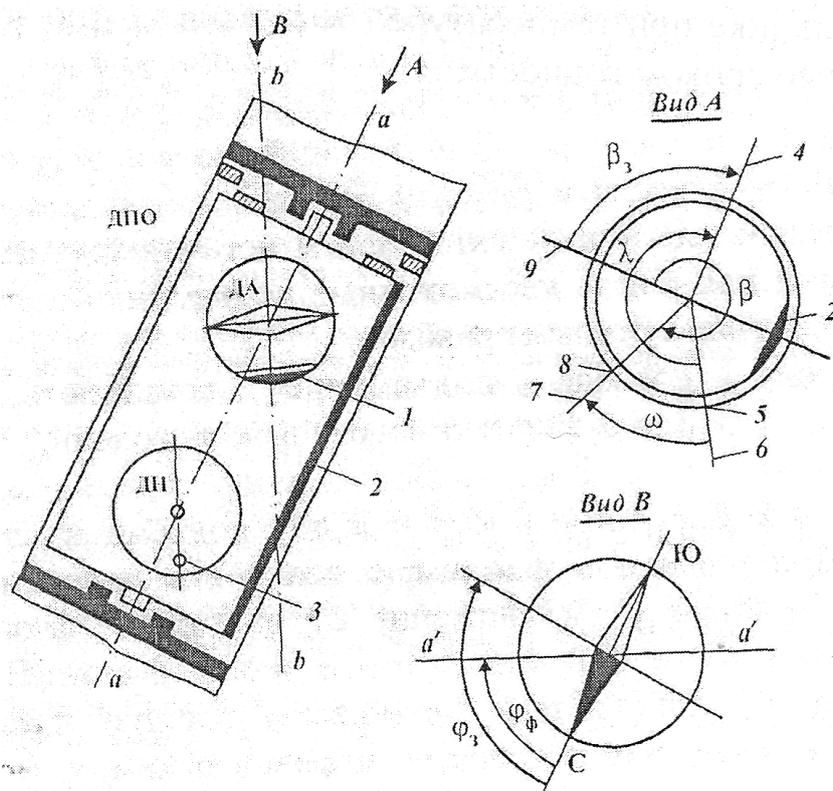


Рис. 3.12. Схема измерительной части телеметрической системы СТ:

- 1, 3 – эксцентрично расположенные грузы датчиков соответственно азимута и зенитного угла; 2 – груз рамки; 4 – заданное направление; 5 – метка отклонителя; 6, 7 – реперная ось соответственно отклонителя и УГИ; 8 – метка "0" УГИ; 9 – след апсидальной плоскости; φ – проектный азимут скважины; ω – угол смещения (угол между меткой "0" и "лицом" отклонителя); λ – угол поворота буровой колонны; β – угол установки отклонителя

Пятидесятипериодные сигналы, передаваемые датчиками ДН, ДПО и ДА, имеют различную фазу (от 0 до 360°) 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 времяимпульсной 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 дешифрируют и регистрируют с помощью записывающей аппаратуры. Предварительно в глубинном контейнере усиливают сигнал информации и через глубинный фильтр верхних частот 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 забурировании 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).

3.6. Построение инклинограмм скважин по данным инклинометрических замеров

Имея данные по замерам зенитных углов и азимутов скважины в отдельных точках, проводится построение фактического профиля и плана скважины. Фактическая трасса скважины сравнивается с проектной, на основании чего делается вывод о возможности попадания скважины в заданный круг допуска. В случае если это попадание невозможно, принимается решение о применении специальных технических средств направленного бурения с целью вывода скважины на проектную трассу.

Для построения плана и профиля скважины предварительно определяются вертикальные h и горизонтальные S проекции участков ствола между точками замеров зенитного Θ и азимутального α углов скважины. При построении горизонтальной проекции ΔX_L используется следующая формула:

$$\Delta X_L = I_L \cdot \sin \Theta_{icp}, \quad (3.1)$$

где I – длина участка ствола скважины между точками замера, м;
 Θ_{icp} – средний зенитный угол участка, град.

$$\Theta_{icp} = (\Theta_{iH} + \Theta_{ik}) / 2, \quad (3.2)$$

где Θ_{iH} – зенитный угол в начале интервала, Θ_{ik} – зенитный угол в конце интервала, град.

При построении вертикальной проекции скважины расчет величины горизонтальной проекции участка ствола ведется по формуле

$$\Delta X_i = L_i \cdot \sin \Theta_{icp} \cdot \cos(\alpha_{np} - \alpha_{icp}), \quad (3.3)$$

$$\Theta_{mp} = \arctg[S_{mp}/(H-H_N)], \quad (3.6)$$

где S_{mp} – длина горизонтальной проекции отрезка NA , определяемая по рис. 3.13 с учетом масштаба построения, м; H – проектная глубина скважины по вертикали (глубина кровли продуктивного пласта), м; H_N – глубина по вертикали точки N , м.

При построении вертикальной проекции скважины от точки O (рис. 3.14), принятую за устье, по вертикали вниз в принятом масштабе откладывается проектная глубина скважины по вертикали H , а от полученной точки по горизонтали откладывается проектное смещение (отход) S . Полученная точка A

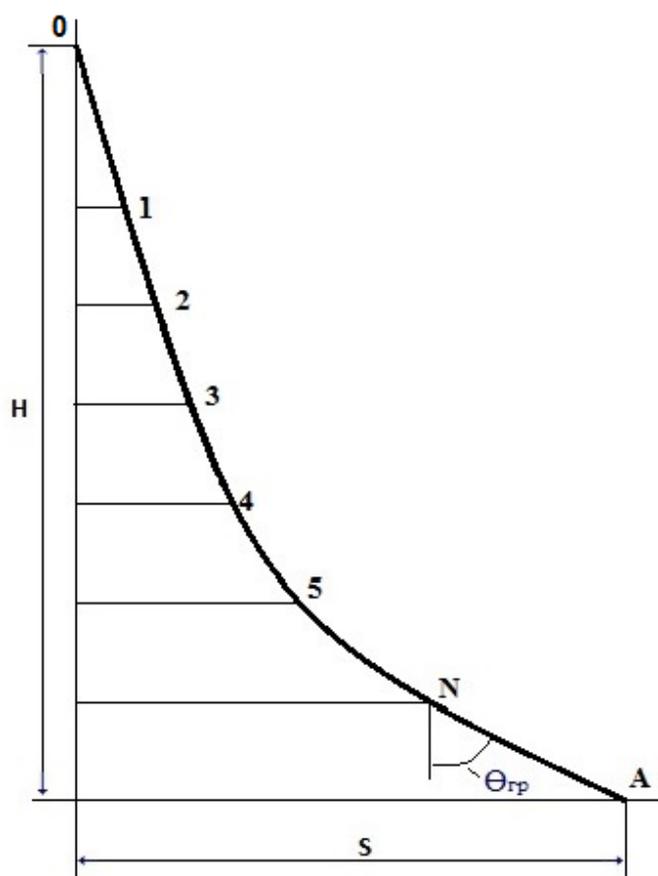


Рис. 3.14. Профиль скважины

является проектной точкой вскрытия продуктивного горизонта. Далее от точки O по вертикали вниз в масштабе построения откладывается вертикальная проекция первого участка ствола, рассчитанная по формуле (3.5), а от полученной точки по горизонтали в том же масштабе откладывается горизонтальная проекция первого участка, рассчитанная по формуле (3.3). Полученная точка I соединяется с точкой O . Отрезок OI является проекцией ствола скважины на вертикальную плоскость, проходящую через устье скважины и проектную точку продуктивного горизонта. Затем от точки O по вертикали в масштабе построения откладывается сумма вертикальных проекций первого и второго участков ствола h_1+h_2 , а от полученной точки по горизонтали

откладывается в масштабе сумма горизонтальных проекций S_1+S_2 . Это делается для повышения точности и исключения ошибок построения. Полученная точка 2 соединяется с точкой 1. Такое построение проводится до точки N , являющейся забоем скважины.

Соединив точку N с точкой A , можно определить требуемый зенитный угол скважины Θ_{mp} для обеспечения попадания ее в проектную точку, и допустимые отклонения $\Delta\Theta$ этого угла при заданном радиусе круга допуска r .

Однако при определении требуемых значений Θ_{mp} и азимутального $\alpha_{тр}$ углов необходимо учитывать естественное искривление скважин при бурении оставшегося интервала.

3.7. Пространственное положение скважины в прямоугольной системе координат

Графический метод построения траекторий скважины достаточно прост и нагляден, однако трудоемок и имеет сравнительно малую точность. Более точно координаты любой точки ствола могут быть определены аналитически. Затем происходит сравнение проектных и фактических координат, и определяется возможность решения поставленной перед скважиной задачи.

За начало координат принимается устье скважины. Ось OZ направлена вертикально вниз, ось OX – в направлении на проектную точку в горизонтальной плоскости, ось OY – перпендикулярно к ним и вправо относительно оси OX . Ствол скважины разбивается на участки определенной длины, например, 20 м. Приращения координат на отдельных участках $\Delta X_i, Y_i, \Delta Z_i$ определяются из выражений

$$\Delta X = l_i \sin \Theta_{cpi} \cos (\alpha_{np} - \alpha_{cpi}); \quad (3.7)$$

$$\Delta Y = l_i \sin \Theta_{cpi} \sin (\alpha_{np} - \alpha_{cpi}); \quad (3.8)$$

$$\Delta Z = l_i \cos \Theta_{cpi}; \quad (3.9)$$

где l_i – длина i -го участка, м; Θ_{cp} и α_{cpi} – средние значения зенитного угла и азимута на i -ом участке, определяемые по формулам (3.2) и (3.4), град; α_{np} – проектный азимут скважины, град.

Координаты X, Y , и Z n -ной точки ствола будут равны

$$X = \sum_{i=1}^n X_i, \quad Y = \sum_{i=1}^n Y_i, \quad Z = \sum_{i=1}^n Z_i \quad (3.10)$$

Зная текущие координаты забоя скважины, рассчитанные по формулам (3.10), и координаты точки вскрытия продуктивного горизонта, можно с достаточной степенью точности определить ожидаемые координаты точки вскрытия пласта, расстояние предполагаемой точки вскрытия пласта от проектной, требуемые зенитный и азимутальный углы для попадания скважины

в центр круга допуска и допустимые отклонения этих углов при заданном радиусе допуска.

Ожидаемые координаты $X_{ож}$ $Y_{ож}$ при текущих координатах X_N , Y_N и Z_N забоя скважины определяются по формулам:

$$X_{ож} = X_N + (H_{np} - Z_N) \operatorname{tg} \Theta_{ож} \cos(\alpha_{np} - \alpha_{ож}), \quad (3.11)$$

$$Y_{ож} = Y_N + (H_{np} - Z_N) \operatorname{tg} \Theta_{ож} \sin(\alpha_{np} - \alpha_{ож}), \quad (3.12)$$

где $\Theta_{ож}$ и $\alpha_{ож}$ – ожидаемые значения зенитного угла и азимута с учетом естественного искривления за интервал от точки N до точки вскрытия продуктивного горизонта, град; H_{np} – проектная глубина скважины по вертикали, м; α_{np} – проектный азимут скважины, град.

Отклонение $r_{ож}$ предполагаемой точки вскрытия пласта от проектной составит

$$r_{ож} = [(S - X_{ож})^2 + Y_{ож}^2]^{0,5} \quad (3.14)$$

где S – проектный отход (смещение) скважины, м.

Если это отклонение $r_{ож}$ больше радиуса круга допуска, то необходимо принять соответствующие меры для выведения скважины на проектную траекторию.

Требуемые зенитный Θ_{mp} и азимутальный α_{mp} углы для попадания скважины в заданную точку могут быть определены из выражений

$$\Theta_{mp} = \operatorname{arctg}[Y_N / (H_{np} - Z_N) \sin \gamma], \quad (3.15)$$

$$\alpha_{mp} = \alpha_{np} + \gamma, \quad (3.16)$$

$$\gamma = \operatorname{arctg}[Y_N / (S - X_N)]. \quad (3.17)$$

Допустимые отклонения зенитного $\Delta\Theta$ и азимутального $\Delta\alpha$ углов при заданном радиусе круга допуска K равны

$$\Delta\Theta = \operatorname{arcsin}[0,7R - \cos\alpha_{mp} / (H_{np} - Z_N)], \quad (3.18)$$

$$\Delta\alpha = \Delta\Theta / \sin \Theta_{mp}. \quad (3.19)$$

После бурения ряда скважин в сходных геологических условиях возможно определение вероятности P попадания следующей в круг допуска по формуле

$$P = 1 - \exp(-r^2 / 2\sigma^2), \quad (3.20)$$

где r – радиус круга допуска, м; σ – среднеквадратическое отклонение пробуренных скважин от центра круга допуска, м

$$\sigma = \pm \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - r_o)^2}{n-1}}, \quad (3.21)$$

где Δr – отход от центра круга допуска для пробуренных скважин, м;
 n – число пробуренных скважин.

Пример определения вероятности попадания в круг допуска. Для десяти пробуренных скважин отходы от центра круга допуска составили (в порядке возрастания) 13, 14, 23, 42, 53, 54, 65, 68, 73, 59 и 88 м.

Среднее значение отхода скважины r_o от центра круга допуска определится по формуле

$$r_o = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}, \quad (3.22)$$

где x_i – отход скважины с номером i ;

n – количество скважин: $n=11$.

Подставляя в (3.22) значения всех отходов, получим

$$r_o = \frac{13 + 14 + 23 + 42 + 53 + 54 + 65 + 73 + 59 + 88}{11} \approx 50,2 \text{ м.}$$

Подставляя в (3.21) значения x_i , r_o и n , получим

$$\sigma = \pm 78 \text{ м.}$$

При радиусе круга допуска $r=100$ м вероятность попадания в упомянутый круг забоев скважины составит с учетом формулы (3.20):

$$P = 1 - \exp(-100^2 / 2 \cdot 78^2) = 0,81 \approx 81 \text{ \%}.$$

При радиусе круга допуска $r=80$ м вероятность попадания в упомянутый круг уменьшится и составит

$$P = 1 - \exp(-80^2 / 2 \cdot 78^2) = 0,658 \approx 65 \text{ \%}.$$

Следовательно, для последнего случая из ста пробуренных скважин в тридцати пяти потребуется применение технических средств искусственного искривления с целью вывода скважин в круг допуска (правки). Эти работы необходимо закладывать в технические проекты, а в сметах предусматривать дополнительные расходы.

Контрольные вопросы к разделу 3:

1. Какие виды контроля существуют за положением скважины в

пространстве?

2. Сущность замера зенитного угла, приборами с использованием плавиковой кислоты.

3. Принцип замера азимутального угла, при использовании инклинометров, предназначенных для работы в немагнитных горных породах.

4. Принцип работы фотоинклинометра.

5. Принцип работы гироскопического инклинометра.

6. В каких горных породах можно использовать гироскопический инклинометр?

7. Возможности забойной телеметрии для определения пространственного положения и навигации направления скважины.

8. Состав управляющего инструмента кабельной телеметрической системы, и принцип его работы.

9. Порядок построения плана скважины по данным инклинометрических изменений.

10. Порядок построения профиля скважины по данным инклинометрических измерений.

4. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОФИЛЕЙ 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 препятствия, 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.

4.1. Типы профилей и область их рационального применения

Форма трассы скважины обуславливается многими причинами, главные из которых следующие:

- одиночная скважина или куст скважин, сооружаемых в данном месте должны учитывать: 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 спуско-подъемных 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, связанными с его конструктивными особенностями и условиями работы; установленных ограничений на угол наклона ствола скважины на проектной глубине.

Важное значение в направленном бурении имеет правильный выбор профиля скважины. Рациональный профиль должен при минимальных затратах средств и времени на проходку скважины обеспечить попадание забоя в заданную точку продуктивного пласта при допустимом отклонении. Рациональный профиль позволяет до минимума сократить работу отклоняющей компоновки на возможно меньшей глубине, обеспечивает допустимую интенсивность искривления, свободное прохождение по стволу компоновок бурильной и эксплуатационной колонн. Профиль направленной скважины должен обеспечивать надежную долговременную эксплуатацию скважины всеми современными методами и оборудованием.

Профили скважин классифицируются по количеству интервалов ствола. За интервал принимается участок скважины с постоянной интенсивностью искривления. Помимо указанного признака, профили подразделяются на плоскоискривленные (расположенные в одной плоскости) и пространственно искривленные, представляющие пространственную линию. Далее будут рассмотрены только плоские профили.

В настоящее время применяются и отвечают геолого-техническим условиям и технологическим требованиям бурения и эксплуатации следующие типы профилей (рис. 4.1).

Профиль типа *A* состоит из 3-х участков: вертикального *1*, участка набора зенитного угла *2*, участка стабилизации зенитного угла *3*, который продолжается до проектной глубины. Применение профиля типа *A* позволяет получить максимальную величину отхода при минимальном значении зенитного угла, а также сократить до минимума количество рейсов с отклонителем. Отсутствие перегибов в профиле облегчает и ускоряет спуско-подъемные операции, уменьшает вероятность осложнений и аварий. Эксплуатация скважин с подобным профилем не вызывает затруднений.

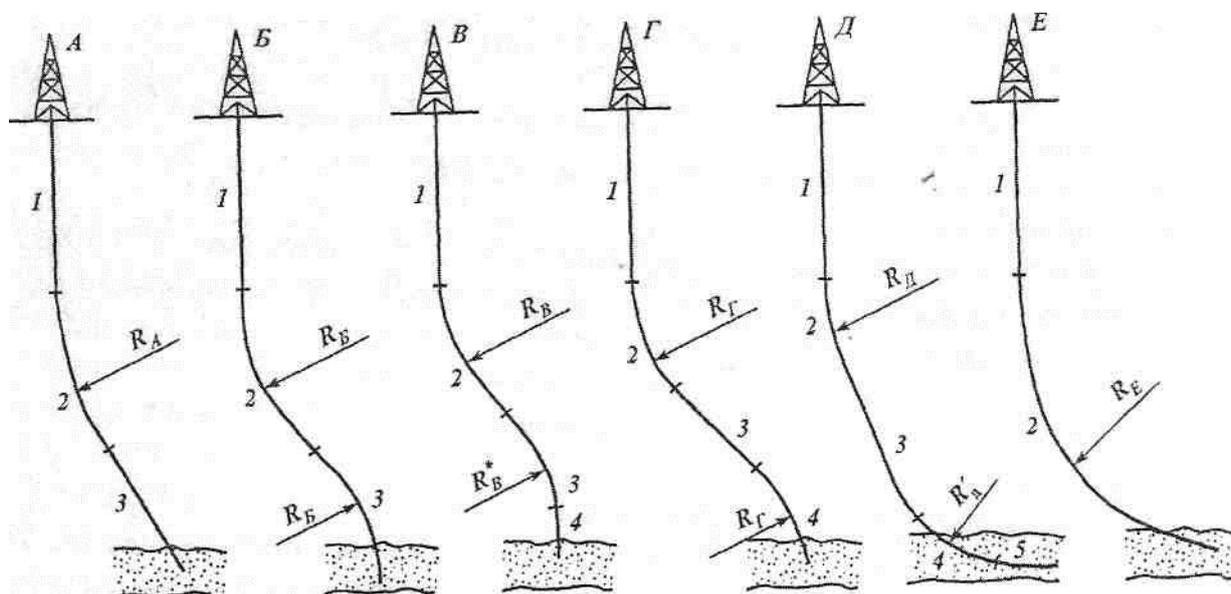


Рис. 4.1. Типы профилей наклонных скважин

Вместе с тем бурение наклонного прямолинейного участка 3 профиля требует применения специальных компоновок низа бурительной колонны и высокой технологической дисциплины.

Профиль типа Б также состоит из трех участков, но, в отличие от профиля А, третий участок – криволинейный, полученный естественным уменьшением зенитного угла скважины. При том же отходе, что и в профиле А, в профиле Б необходимо набрать больший зенитный угол. Поэтому объем работы отклоняющей компоновки увеличивается, а проходимость инструмента и геофизических приборов ухудшается. Осложняются также условия эксплуатации скважины.

Трехинтервальные профили А и Б рекомендуются также применять при бурении сравнительно мягких, малоабразивных пород, когда центрирующие элементы компоновок низа бурительной колонны мало изнашиваются при углублении забоя скважины.

Профиль типа В имеет четыре участка: вертикальный 1, набора зенитного угла 2 по радиусу $R_{\text{в}}$, участок падения зенитного угла 3 по радиусу $R_{\text{в}}^*$ (обычно $R_{\text{в}} < R_{\text{в}}^*$) и вертикального участка 4.

Профиль типа Г состоит из четырех участков, но в отличие от типа В, после вертикального 1 и участка набора зенитного угла 2 бурится наклонный прямолинейный участок 3, переходящий затем в участок 4 падения зенитного угла.

Четырехинтервальные типы профилей В и Г применяются в случае, если по геолого-техническим условиям затруднено безаварийное бурение компоновками с полноразмерными центраторами в нижних интервалах ствола скважины. Следует отметить, что профиль типа Г – самый распространенный в Западной Сибири.

Профиль типа Д имеет пять участков: вертикальный 1, набора зенитного угла 2 по радиусу $R_{\text{д}}$; участок стабилизации 3, участок донабора зенитного угла 4 по радиусу $R_{\text{д}}''$ с входом в продуктивный пласт при угле 85° и более, и

горизонтальной участок 5, проходящий по продуктивному пласту. Такой тип профиля с горизонтальным участком ствола получает все большее распространение, т. к. позволяет существенно повысить дебит скважин и нефтеотдачу пластов.

Профиль типа *E* состоит из двух участков: вертикального и участка малоинтенсивного набора зенитного угла по большому радиусу R_E с входом в продуктивный пласт под большим углом (85° и более). Этот тип профиля может быть применен при использовании дезориентированного бурения либо в случае работы самоориентирующихся отклоняющих систем, которые в настоящее время появляются в практике сооружения направленных скважин.

Скважины профиля типа *A* 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.

Например, при освоении нефтяных месторождений «Белый тигр» и «Дракон» (Вьетнам), расположенных на континентальном шельфе, пробурены наклонно направленные скважины типа *A* с отходом от вертикали до 3000 м при глубине по вертикали до 4500 м. Еще большие отходы (4500 м и более) получены при освоении нефтяных месторождений в шельфовой зоне острова Сахалин.

Скважины профиля типа *B*, *B*, *Г* предусматривают 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).

Скважины профиля типа *Д*, *Е* предполагают отклонение забоя от вертикали на значительно больших глубинах, чем типы *1* и *2*. Угол наклона ствола постоянно растет, 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.

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 забои скважин по оптимальной сетке (рис. 4.2, скв. А). Для этого случая наиболее предпочтителен 2-й тип скважин.

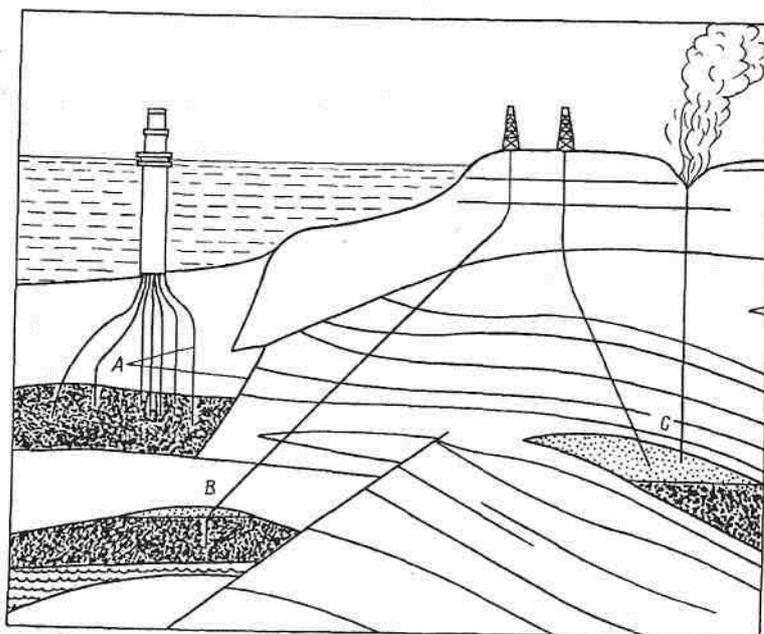


Рис. 4.2. Направленные скважины при бурении на море и для глушения открытых неуправляемых фонтанов

Многие месторождения под дном открытого моря достаточно близки к берегу и могут быть достигнуты с суши направленными скважинами (см. рис. 4.2, скв. В). Однако 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 (см. рис. 4.2, скв. С). 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 (рис. 4.3, скв. А). Другие скважины пробурены в обход геологических препятствий. Так, скв. В была пробурена в солевом куполе, зацементирована и перенаправлена в нефтеносный пласт под куполом.

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 (см. рис. 4.3, скв. *C*), чтобы избежать осложнений как внутри солевых отложений, так и над ними. Заметим, что скв. *A* пробурена по 1-му типу, а скв. *B* и *C* – по 3-му типу скважин.

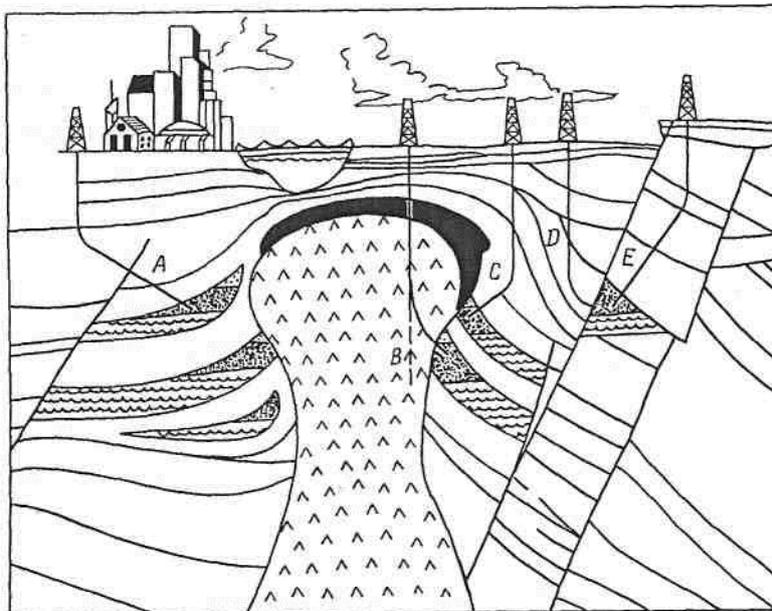


Рис. 4.3. Варианты направленного бурения в обход препятствий и под соляной купол

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

Другие случаи (рис. 4.4) включают эксплуатацию многопластовой залежи. одиночной скважиной (*A*), выпрямленис самопроизвольно отклонившейся скважины (*B*), обход прихваченного в скважине инструмента (*C*).

Скважина, пробуренная в газовую шапку нефтяной залежи, может быть частично затампонирована (*D*) и отклонена в нефтеносную зону для того, чтобы сохранить выталкивающую энергию газа. Суммарная продуктивность может быть максимизирована посредством бурения горизонтального дренажного ствола (*E*), чтобы эксплуатировать залежь равномерно. Также можно вовлечь большую площадь в эксплуатацию одиночной скважиной (*F*).

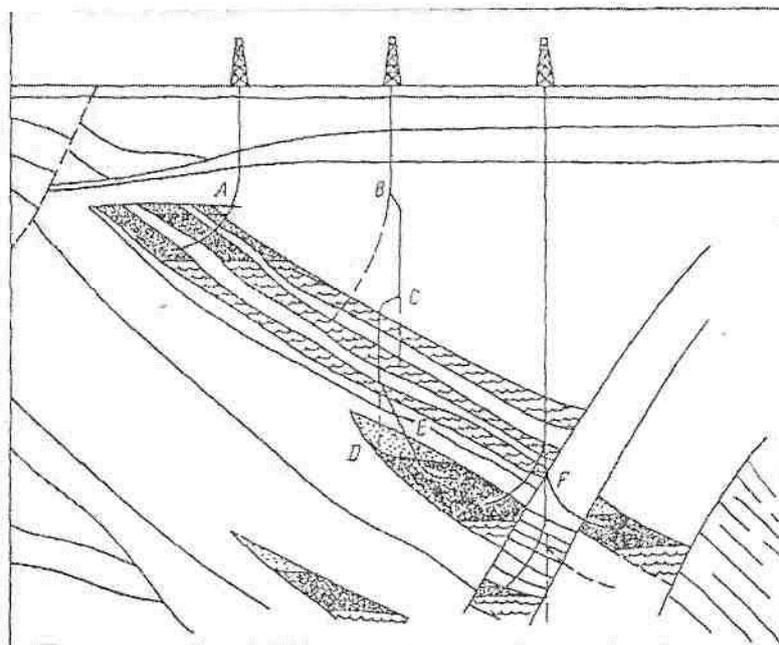


Рис. 4.4. Направленные и многозабойные скважины, в т. ч. с исправленными траекториями

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 скважин из-под башмака предыдущей обсадной колонны; 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 коэффициент 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.

4.2. Допустимая интенсивность искривления направленных скважин

Выбор необходимой интенсивности искривления ствола производится с учетом нескольких факторов. Очевидно, что при значительной интенсивности искривления ухудшаются условия эксплуатации всего оборудования и инструмента, при спуске бурильных и обсадных колонн возможны посадки и образование желобов. Однако длина интервала искривления в этом случае сокращается, что приводит к уменьшению дополнительных затрат времени на бурение с отклонителем. При малой интенсивности искривления затраты за счет увеличения длины интервала бурения с отклонителем существенно выше.

Допустимый радиус кривизны определяется с различных точек зрения. Во-первых, минимально допустимый радиус кривизны ствола рассчитывается исходя из условий проходимости всего инструмента и оборудования по скважине. При этом учитывается возможность спуска инструмента под действием веса, например, колонны бурильных труб, естественно, без остаточных деформаций. Если принудительный спуск невозможен (спуск на кабеле, тросе), то между инструментом и стенками скважины должен быть зазор, величина которого согласно инструкции принимается равной 1,5–3 мм. В общем случае достаточно точно минимальный радиус кривизны R_{\min} с этой точки зрения определяется по формуле [1]

$$R_{\min} = L^2 / [8 \cdot (D - d - k)], \quad (4.1)$$

где L – длина спускаемого инструмента, м; d – его диаметр, м; D – диаметр скважины или внутренний диаметр соответствующей обсадной колонны в зависимости от исходных условий расчета, м; k – необходимый зазор, м.

Для исключения разрушения стенок скважины при спуско-подъемных операциях, т. е. для исключения желобообразования, минимальный радиус искривления R должен удовлетворять следующему условию [1]:

$$R > P_n \cdot l / F_{\text{доп}}, \quad (4.2)$$

где P_n – натяжение бурильной колонны при подъеме инструмента, кН; l – расстояние между замками; $F_{\text{доп}}$ – допустимая сила прижатия замка к стенке скважины, кН.

В мягких породах при глубине скважины до 1000 м $F_{\text{доп}} = 10$ кН, при больших глубинах $F_{\text{доп}} = 20$ –30 кН; в крепких породах $F_{\text{доп}} = 40$ –50 кН [1].

Кроме того, для нормальной эксплуатации бурильных и обсадных колонн, т. е. для того, чтобы напряжения в трубах за счет изгиба в

искривленных интервалах не превышали допустимых, минимальный радиус кривизны R_{min} должен удовлетворять условию:

$$R_{min} \geq E \cdot d / 2 [\sigma_{изг}], \quad (4.3)$$

где E – модуль упругости, МПа/мм²; d – наружный труб, мм; $[\sigma_{изг}]$ – допустимое напряжение изгиба, МПа/мм².

Определив минимальные радиусы по формулам (4.1–4.3), выбирают наибольший, по которому и ведут дальнейшее проектирование.

Нередко минимальный радиус кривизны оговаривается применяемыми инструкциями. Например, до недавнего времени в Западной Сибири максимальная интенсивность искривления была ограничена величиной в 2 град/10 м, что соответствует радиусу кривизны около 285 м; затем эта величина была уменьшена до 1,5 град/10 м.

Значительно ограничивается интенсивность искривления ствола в интервале установки насосного оборудования. Согласно инструкции [10] она должна быть не более 3 град/100 м. Это ограничение связано с тем, что в искривленных участках существенно снижается межремонтный период насосного оборудования, который является одним из основных показателей его работы.

4.3. Расчет профилей скважин

Общий порядок расчета профиля скважины сводится к следующему.

1. По ранее пробуренным на месторождении скважинам определяются закономерности искривления и влияние на них различных факторов. Эти данные позволяют определить интенсивность естественного искривления на отдельных интервалах.

2. По схеме кустов, структурной карте и геологическим разрезам определяется проектный азимут скважины, ее глубина по вертикали и проектное смещение (отход).

3. Определяется конечная глубина верхнего вертикального участка. Очевидно, что меньше глубина, на которой производится искусственное искривление скважины, тем меньше общие затраты средств и времени на бурение. С этой точки зрения длина верхнего вертикального участка должна быть минимальной. С другой стороны, искусственное искривление ствола в рыхлых породах затруднено, хотя есть опыт искривления, начиная с глубины 20 м.

В ряде районов страны длина рассматриваемого интервала принимается такой, чтобы насосное оборудование в процессе эксплуатации скважин находилось на вертикальном участке. Длина его в этом случае доходит до 1000 м.

Расчет трехинтервального профиля А

1. Профиль состоит из вертикального участка H_0 , участка набора значения зенитного угла по радиусу R_1 и наклонно прямолинейного участка L .

Исходные данные: H, A, H_0 (рис. 4.5). Надо определить: $R_1; H_1; H_2; A_1, \alpha_1; L_{общ}$. Радиус R_1 можно найти, по формулам (4.1–4.3) или по допустимой интенсивности i набора зенитного угла. В большинстве случаев $i = 1,5^\circ/10 \text{ м}$, тогда

$$R_1 = \frac{573}{i} = \frac{573}{1,5} = 382 \text{ м}. \quad (4.4)$$

Из полученных значений R выбирают большее. В сложных геолого-технических условиях увеличивают R на 20–25 %. Затем записывают значения H и A как сумму соответствующих им величин

$$H = H_0 + H_1 + H_2 = H_0 + R_1 \cdot \sin \alpha_1 + L \cdot \cos \alpha_1;$$

$$A = A_1 + A_2 = R_1(1 - \cos \alpha_1) + L \cdot \sin \alpha_1.$$

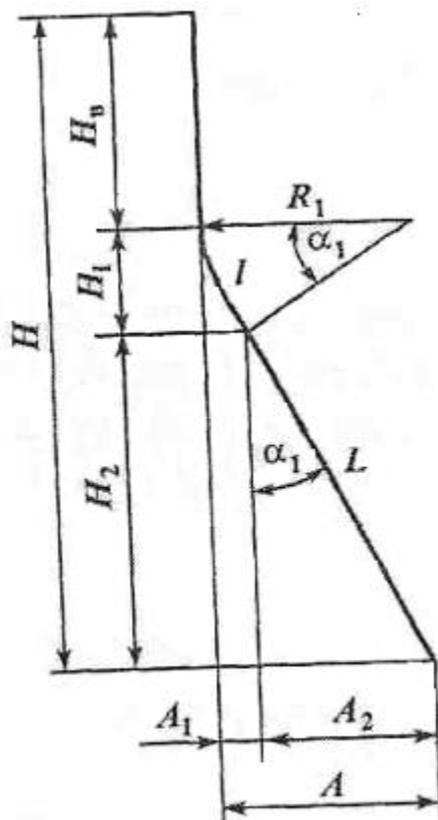


Рис. 4.5. Схема к расчету трехинтервального профиля с участком стабилизации

Решая систему двух уравнений относительно α_1 , получим

$$\alpha_1 = \arccos \frac{R_1(R_1 - A) + H_0 \sqrt{H_0^2 + A^2} - 2AR_1}{(R_1 - A)^2 + H_0^2} \quad (4.5)$$

где $H_0 = H - H_B$.

Общая длина по стволу

$$L_{\text{общ}} = H_6 + l + L = H_6 + 0,01745 R_1 \cdot \alpha_1 + (H - H_B - R_1 \cdot \sin \alpha_1) / \cos \alpha_1. \quad (4.6)$$

Расчет трехинтервального профиля Б

Профиль (рис. 4.6) состоит из вертикального участка, участка набора значения зенитного угла, участка снижения зенитного угла.

Исходными данными для расчета профиля являются параметры: H , A , H_6 , угол входа в пласт – вертикальный.

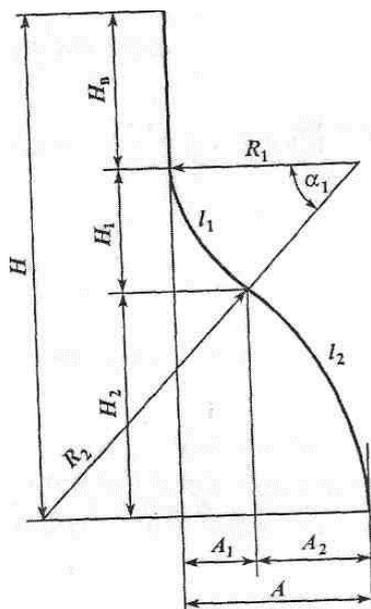


Рис. 4.6. Схема к расчету трехинтервального профиля с участком снижения

Надо определить R_1 ; H_1 ; H_2 ; A_1 ; A_2 ; α_1 ; R_2 .

Аналогично предыдущему расчету определяем значения R_1 , а затем R_2 и α_1

$$R_2 = \frac{A^2 + (H - H_1)^2}{2A} - R_1; \quad \alpha_1 = \arcsin \frac{H - H_B}{R_1 + R_2};$$

Определяем остальные параметры профиля:

$$H_1 = R_1 \cdot \sin \alpha_1; \quad H_2 = H - H_6 - H_1; \quad H_2 = R_2 \cdot \sin \alpha_1;$$

$$A_1 = R_1(1 - \cos \alpha_1); \quad A_2 = R_2(1 - \cos \alpha_1);$$

$$l_1 = 0,01745 R_1 \alpha_1; \quad l_2 = 0,01745 R_2 \alpha_1.$$

$$\text{Проверка: } H = H_6 + H_1 + H_2 = H_6 + R_1 \cdot \sin \alpha_1 + R_2 \cdot \sin \alpha_1;$$

$$A = A_1 + A_2 = R_1(1 - \cos \alpha_1) + R_2(1 - \cos \alpha_1).$$

Общая длина по стволу

$$L_{\text{общ}} = H_6 + 0,01745 R_1 \cdot \alpha_1 + 0,01745 R_2 \alpha_1. \quad (4.7)$$

Если же угол входа в продуктивный пласт не равен 0 (т. е. не вертикальный), а равен α_2 , то, задаваясь интенсивностью (темпами) набора и падения зенитных углов i_1 и i_2 , определяем радиусы R_1 и α_1 , а затем R_2 и α_2 .

$$R_2 = \frac{C^2 + (A-B)^2 \cdot \cos^2 \alpha_1}{2(A-B) \cdot \cos \alpha_1}; \quad \alpha_2 = \alpha_1 - \operatorname{arctg} \frac{C}{\sqrt{R_2^2 - C^2}},$$

где $C = \frac{H - H_B - R_1 \cdot \sin \alpha_1}{\cos \alpha_1} - (A - B) \cdot \sin \alpha_1;$

$$B = R_1(1 - \cos \alpha_1) + (H - H_B - R_1 \cdot \sin \alpha_1) \cdot \operatorname{tg} \alpha_1.$$

Расчет четырехинтервального профиля скважин Г

Профиль (рис. 4.7) состоит из вертикального участка, участка набора зенитного угла α_1 , наклонно прямолинейного участка (или участка стабилизации) и участка малоинтенсивного снижения (падения) значения зенитного угла со входом в продуктивный пласт с углом α_2 .

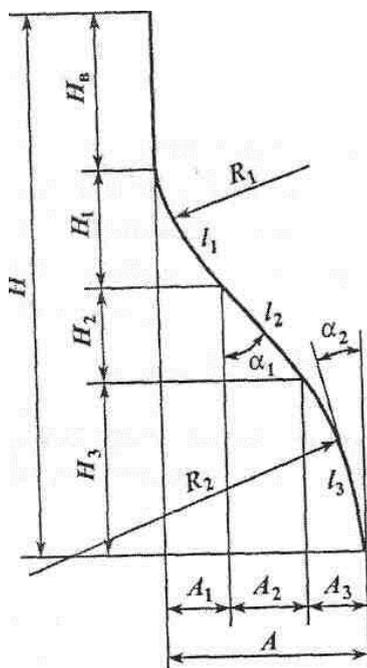


Рис. 4.7. Схема к расчету четырехинтервального профиля

Исходные данные: $H_6; H; i_1; i_2 \alpha_1$.

Надо найти: R_1 и R_2 ; $L_{\text{общ}}$; вертикальные и горизонтальные проекции $A_1, H_1, A_3, A_2, H_3, I_2$.

Зная i_1, i_2 и α_1 , находим R_1 и R_2 .

$$A_1 = R_1(1 - \cos \alpha_1); \quad H_1 = R_1 \cdot \sin \alpha_1; \quad l = 0,01745 R_1 \cdot \alpha_1$$

Определяем α_2 – угол входа в пласт:

$$\cos(\alpha_1 - \alpha_2) = \frac{R_2 - (H - H_B - H_1) \cdot \sin \alpha_1 + (A - A_1) \cdot \cos \alpha_1}{R_1}; \quad (4.8)$$

$$A_3 = R_2(\cos \alpha_2 - \cos \alpha_1); \quad H_3 = \frac{A_3}{\operatorname{tg} \left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2} \right)}; \quad (4.9)$$

$$H_3 = 0,01745 R_2 (\alpha_1 - \alpha_2); \quad (4.10)$$

$$H_3 = H - H_B - H_1 + H_3; \quad l_2 = \frac{H_2}{\cos \alpha}; \quad A_2 = H_2 \operatorname{tg} \alpha_1.$$

Проверочный расчет: $A = A_1 + A_2 + A_3$.

4.4. Расчет параметров проектного профиля горизонтальных скважин

Профиль горизонтальной скважины состоит из направляющей части и горизонтального участка. Направляющая часть профиля горизонтальной скважины может включать вертикальный участок, участок начального искривления, тангенциальный участок увеличения зенитного угла или состоит только из вертикального участка увеличения зенитного угла.

Горизонтальный участок может быть выполнен в виде восходящей или нисходящей дуги окружности, т. е. быть вогнутым или выпуклым, а также прямолинейным или волнообразным. Горизонтальный участок в зависимости от угла падения продуктивного пласта может быть расположен под любым заданным углом к вертикали, в т. ч. и под углом 90° .

Направляющая часть профиля горизонтальной скважины и ее горизонтальный участок могут рассчитываться отдельно. Однако они должны быть сопряжены друг с другом.

Назначение направляющей части профиля горизонтальной скважины заключается в выведении ствола под определенным углом в точку продуктивного пласта с заданными координатами. Поэтому при расчете этой части профиля горизонтальной скважины, кроме проектной глубины и отклонения ствола скважины от вертикали, необходимо задавать значение угла на проектной глубине. Кроме того, как правило, задается радиус кривизны участка увеличения зенитного угла скважины.

При дальнейшем изложении приняты следующие условные обозначения (рис. 4.8):

H – проектная глубина направляющей части профиля скважины (глубина до начала горизонтального участка);

A – проектное смещение профиля скважины на проектной глубине;

θ – зенитный угол на проектной глубине (угол входа ствола скважины в продуктивный пласт);

H_B – длина вертикального участка;

L – длина тангенциального участка направляющей части профиля;

H_r – глубина в конце горизонтального участка;
 A_r – смещение скважины в конце горизонтального участка;
 Θ_r – зенитный угол в конце горизонтального участка;
 L_r – длина горизонтального участка;
 S_{II} – протяженность горизонтального участка;
 γ_i – угол охвата первого интервала волнообразного горизонтального участка;
 T – предельное смещение горизонтального участка в поперечном направлении;
 T_1, T_2 – предельные смещения двухинтервального горизонтального участка в поперечном направлении вверх и вниз соответственно;
 θ_i – зенитный угол в конце i -го участка профиля;
 R_r – радиусы кривизны горизонтального участка;
 R_{r1}, R_{r2} – радиус кривизны первого и второго интервалов волнообразного горизонтального участка соответственно.

Методика расчета направляющей части профиля горизонтальной скважины основана на решении системы уравнений проекций участков профиля на вертикальную и горизонтальную оси. При этом расчет профиля и радиуса скважины сводится к определению длины вертикального участка и радиуса кривизны одного из участков или длины тангенциального участка, если он имеется, при заданных остальных параметрах профиля.

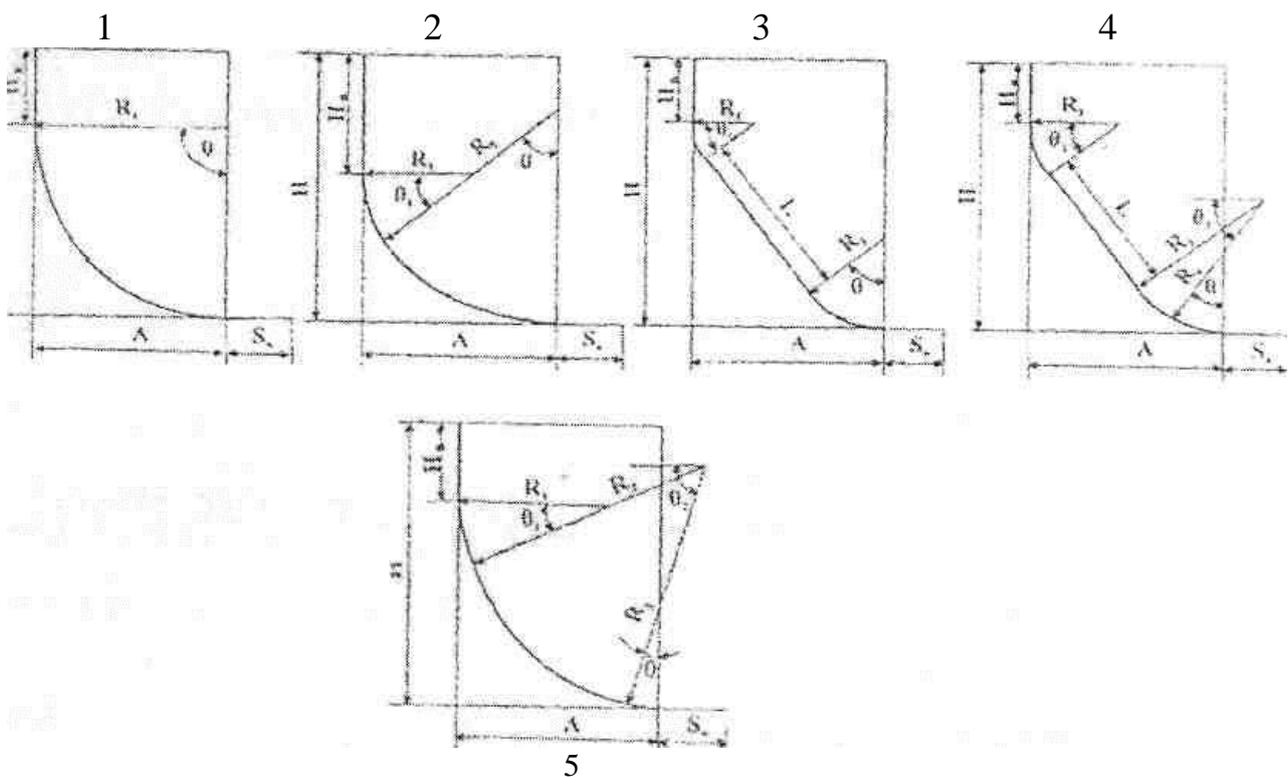


Рис. 4.8. Профили горизонтальных скважин (направляющие участки профиля)

Профиль 1. Исходные данные для расчета: H, A, θ ,

$$H_b = H - A \sin \theta / (1 - \cos \theta); \quad (4.11)$$

$$R = \frac{H - H_b}{\sin \theta}; \quad (4.12)$$

Профиль типа 2. Исходные данные для расчета: $H, A, \theta, \theta_1, R_1,$

$$H_b = H - R_1 \sin \theta - R_2 (\sin \theta - \sin \theta_1); \quad (4.13)$$

$$R_2 = A - R_1 (1 - \cos \theta_1) / (\cos \theta_1 - \cos \theta). \quad (4.14)$$

Профиль типа 3. Исходные данные для расчета: $H, A, \theta, \theta_1, R_3,$

$$H_b = H - R_1 \sin \theta_1 - R_3 W_1 - L \cos \theta_1; \quad (4.15)$$

$$L = \frac{A - (\cos \theta_1) R_1 - R_3 V_1}{\sin \theta}; \quad (4.16)$$

где $W_1 = \sin \theta - \sin \theta_1; V_1 = \cos \theta_1 - \cos \theta.$

Профиль типа 4. Исходные данные для расчета: $H, A, \theta, \theta_1, R_1, R_3, \theta_3, R_4.$

$$H_b = H - R_1 \sin \theta_1 - R_3 W_2 - L \cos \theta_1 - R_4 W_3 \quad (4.17)$$

где $W_2 = \sin \theta_3 - \sin \theta_1; W_3 = \sin \theta - \sin \theta_3;$

$$(4.18)$$

$$V_2 = \cos \theta_1 \cos \theta_3; V_3 = \cos \theta_3 - \cos \theta.$$

Профиль типа 5. Исходные данные для расчета: $H, A, \theta, \theta_1, R_1, R_2, \theta_2.$

$$H_b = H - R_1 \sin \theta_1 - R_2 W_4 - R_3 W_5;$$

где $W_4 = \sin \theta_2 - \sin \theta_1; W_5 = \sin \theta - \sin \theta_2;$

$$R_3 = \frac{A - R_1 (1 - \cos \theta_1) - R_2 V_4}{V_4} \quad (4.20)$$

$$V_4 = \cos \theta_1 - \sin \theta_2; V_5 = \cos \theta_2 - \cos \theta. \quad (4.21)$$

Вертикальную и горизонтальную проекцию, а также длину каждого участка профиля можно рассчитывать с использованием известных формул (4.5–4.7).

Методика расчета профиля горизонтального участка учитывает, прежде всего, цель строительства горизонтальной скважины, которая заключается в продольном вскрытии продуктивной части нефтегазосодержащего пласта. Поэтому геометрия горизонтального участка

должна соответствовать форме той части пласта, где предполагается расположить горизонтальный участок. Другими словами, горизонтальный участок должен располагаться вдоль продуктивной части пласта и не выходить за границы его продуктивной части.

Таким образом, основные параметры, определяющие геометрию горизонтального участка, следующие:

θ – зенитный угол в начале горизонтального участка или направляющий угол;

S_{II} – протяженность горизонтального участка по пласту, т. е. длина проекции горизонтального участка на касательную к началу горизонтального участка;

T_1, T_2 – предельные отклонения горизонтального участка в поперечном направлении.

Прямолинейный горизонтальный участок (рис. 4.6, а):
вертикальная проекция

$$H_r = S_r \cos \theta + H, \quad (4.22)$$

горизонтальная проекция

$$A_r = S_n \sin \theta + A. \quad (4.23)$$

Горизонтальный участок в виде дуги окружности (рис. 6.2, б, в): радиус горизонтального участка

$$R_r = (S_n^2 + T^2) / 2T; \quad (4.24)$$

вертикальная проекция

$$H_r = S_n \cos \theta \pm T \sin \theta + H; \quad (4.25)$$

горизонтальная проекция

$$A_r = S_n \sin \theta \pm T \cos \theta + A; \quad (4.26)$$

зенитный угол в конце горизонтального участка

$$\theta_r = \theta \pm \arcsin (S_n / R_r); \quad (4.27)$$

длина горизонтального участка

$$L_r \approx \pm \frac{\pi}{180} (\theta_r - \theta) R_r. \quad (4.28)$$

В формулах (4.25)–(4.28) знак «+» соответствует вогнутой дуге окружности, а знак «-» – выпуклой дуге округлости.

Волнообразный участок горизонтальной части ствола скважины (рис. 4.6, з).

Радиус кривизны второго интервала горизонтального участка

$$R_{r2}=(-M-P):2T_2^2 \quad (4.29)$$

где

$$M = BT_2 - 2L_{II}^2(T_1 + T_2);$$

$$P = \sqrt{M^2 - 4T_2^2 \cdot Q}; \quad (4.30)$$

$$B = L_n^2 - (T_1 + T_2)^2 + T_1^2 - 2T_1 \cdot R_{r1};$$

$$Q = L_n^2 - (T_1 + T_2)^2 + B^2 : 4.$$

Вертикальная проекция

$$H_r = L_n \cdot \cos\Theta + T_2 \cdot \sin\Theta + H.$$

Горизонтальная проекция

$$A_2 = L_n \cdot \sin\Theta - T_2 \cos\Theta + A.$$

Длина проекции первого интервала горизонтального участка на касательную в его начальной точке

$$S_1 = \sqrt{2T_1(R_{r1} + R_{r1}) - T_1}; \quad (4.31)$$

угол охвата интервала с радиусом R_{r1}

$$\gamma_1 = \arcsin [S_1 - (R_{r1} + R_{r2})]. \quad (4.32)$$

зенитный угол в конце горизонтального участка

$$\theta_i = \theta - \arcsin \frac{S_i - S_1}{R_{r2}}.$$

Зная зенитные углы на концах каждого интервала волнообразного участка, а также радиус кривизны, можно рассчитать его длину, используя формулу

$$L_r = \pm \frac{\pi}{180} (\theta_r - \theta) \cdot R_r. \quad (4.33)$$

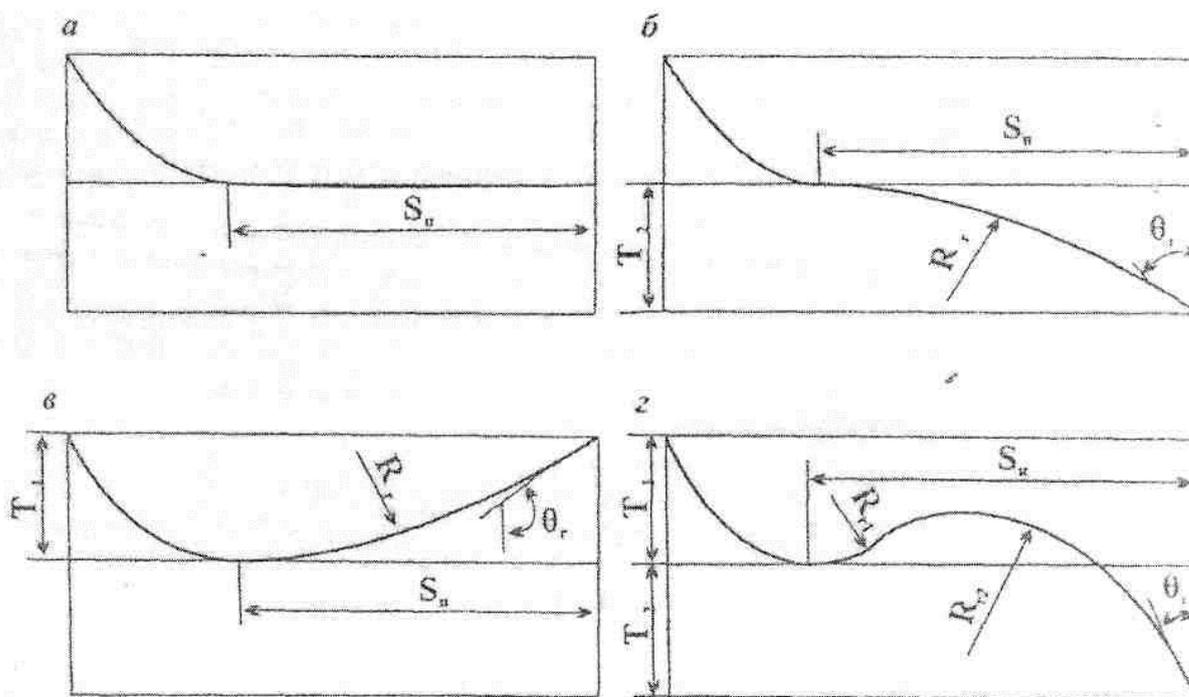


Рис. 4.9. Виды горизонтального участка скважины

Проектной глубиной горизонтальной скважины является глубина нижней точки направляющей части профиля (рис. 4.9).

4.5. Проектирование профилей скважин с учетом их естественного искривления

Наиболее экономичным является бурение направленных скважин по так называемому «типовому профилю», рассчитанному по данным средних значений интенсивности естественного искривления скважин, ранее пройденных на данном месторождении при установившейся технологии бурения. Вероятность проведения последующих скважин по проектному типовому профилю определяется методами математической статистики. При этом рассчитывается возможная величина их отклонения от типового профиля. Это дает возможность решить вопрос о необходимости применения искусственных отклонителей для выведения скважины в заданную точку.

Бурение скважин по типовому профилю позволяет получать наиболее высокие скорости бурения при снижении в целом затрат времени и средств на разведку месторождения.

Методика проектирования скважин с учетом закономерностей естественного искривления складывается из следующих этапов работы [5].

1. Сбор и группировка данных инклинометрических измерений, проведенных по глубинам (обычно через 20, 50 м) в ранее пробуренных скважинах. Группировка исходных данных производится по геологическим (однородные толщи с близкими физико-механическими и структурными свойствами; сильно перемежающиеся породы, однородные, слабо анизотропные породы; близкие или одинаковые элементы залегания и т. п.) и по

технико-технологическим признакам (способ бурения, начальный угол заложения скважины, состав бурового снаряда, его размеры, тип породоразрушающего инструмента; технологический режим бурения). Такая группировка данных позволяет объединить скважины, причины и закономерности искривления которых близки или одинаковы.

2. Для каждой группы скважин определяют значения средних арифметических величин зенитных и азимутальных углов или их приращений и средние квадратичные отклонения через равные интервалы стволов.

Средняя арифметическая величина зенитных и азимутальных углов или их приращений рассчитывается по формуле

$$\bar{y} = \theta_{cp}(\alpha_{cp}) = \frac{y_1 + y_2 + \dots + y_n}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{n} \quad (4.34)$$

среднее квадратическое отклонение – по формуле

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}, \quad (4.35)$$

где $y_{1,2,n}$ – величины зенитных или азимутальных углов (или их приращения) на равных интервалах глубины скважины (например, 0, 50, 100, 150 м и т. д.); n – число скважин, участвовавших в выборе (группе) на данном интервале глубин.

3. Отстройка типового профиля – проектной траектории для бурения последующих скважин – может производиться следующими способами:

а) *графическим способом*, при котором сначала рассчитываются по данным средних арифметических величин зенитных углов приращения горизонтального смещения забоя скважины по интервалам глубин,

$$\Delta x_n = (l_n - l_{n-1}) \sin \frac{\theta_n + \theta_{n-1}}{2}. \quad (4.36)$$

Затем по данным расчетов по формулам (4.34, 4.36) строят горизонтальную и вертикальную проекции трассы скважины (табл. 4.1).

б) *аналитическим способом*, при котором по данным статистической обработки результатов измерений зенитных и азимутальных углов по интервалам глубин в группах ранее пробуренных скважин устанавливается зависимость между параметрами искривления скважины и технологическими и геолого-структурными факторами на данном месторождении. Например, устанавливаются зависимости интенсивности зенитного искривления от глубины скважины при определенных размерах бурового снаряда и технологии бурения; величин зенитных углов от глубины скважины; азимута бурения от глубины скважины и другие зависимости. При исследовании процессов естественного искривления скважин уравнения в

основном имеют следующую структуру:

$$y = ax + b; y = ax^2 + bx + c; \quad (4.37)$$

$$y = ax^3 + bx^2 + cx + d; \quad y = a \cdot \arctg bx; \quad y = ac^{bx}. \quad (4.38)$$

Таблица 4.1

Данные для отстройки типового профиля скважин

Глубина, м	Расстояние между точками измерений, м	Зенитный угол θ_{cp} , градус	Азимут α_{cp} , градус	Приращение горизонтального смещения забоя, Δx , м	Смещение забоя, м
l_1	l_1	θ_1	α_1	Δx_1	x_1
l_2	$l_2 - l_1$	θ_2	α_2	Δx_2	x_2
l_3	$l_3 - l_2$	θ_3	α_3	Δx_3	x_3
...					

Так, зависимость $\theta = \theta_0 + aL + \frac{b}{2}L^2$, полученная Ю.Т. Морозовым, хорошо аппроксимирует зенитное искривление скважин при алмазном бурении в анизотропных и перемежающихся породах [6]. Расчет коэффициентов, входящих в уравнения, производится методом наименьших квадратов.

Далее по полученным значениям углов рассчитываются проектные координаты типовой трассы скважины, для чего используются следующие формулы:

$$x_i = x_o + \sum_{j=1}^n l_j \sin \frac{\theta_j + \theta_{j-1}}{2} \cos \frac{\alpha_j + \alpha_{j-1}}{2}; \quad (4.39)$$

$$y_i = y_o + \sum_{j=1}^n l_j \sin \frac{\theta_j + \theta_{j-1}}{2} \sin \frac{\alpha_j + \alpha_{j-1}}{2}; \quad (4.40)$$

$$z_i = z_o + \sum_{j=1}^n l_j \cos \frac{\theta_j + \theta_{j-1}}{2}; \quad (4.41)$$

где x_o, y_o, z_o – координаты устья скважины, м; l_i – интервал инклинометрических измерений, м; θ_i, α_i – зенитный угол и азимут в точках инклинометрических измерений, градус; i – текущий номер точки измерения; n – количество точек измерений.

Для упрощения построения проекций точек оси скважины на плоскость геологического разреза рекомендуется устанавливать направление оси x параллельно разведочным линиям. По координатам x_i, y_i отстраивается план скважины, по y_i и z_i – профиль скважины.

Контрольные вопросы к разделу 4:

1. Требования при выборе профиля направленной скважины.
2. Преимущества и недостатки профиля *A* направленной скважины.
3. В каких условиях применяются четырех интервальные профили *B* и *G* направленных скважин?
4. По какой формуле рассчитывается минимальный радиус направленной скважины? Какие параметры входят в эту формулу?
5. По какой формуле рассчитывается вертикальная проекция участка направленной скважины, выполненной по постоянному радиусу?
6. По какой формуле рассчитывается вертикальная проекция наклонного прямолинейного участка направленной скважины?
7. Какие требования предъявляются к направляющему участку профиля горизонтальной скважины?
8. Какие преимущества имеются при горизонтальном бурении по продуктивному пласту?
9. В каких условиях применяются волнообразный профиль горизонтального участка скважины по продуктивному пласту?
10. В чем заключается сущность методики проектирования трассы скважины с учетом закономерностей естественного искривления?

5. СПОСОБЫ БУРЕНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

В настоящее время существуют два основных способа бурения направленных скважин: роторный и с применением забойных двигателей для вращения породоразрушающего инструмента. Известны также исследования, целью которых являются искривление скважин нетрадиционными способами: ударно-вращательным, шароструйным и т. д.

5.1. Роторное бурение направленных скважин

Исторически первые направленные скважины были пробурены роторным способом. Так как сущность последнего заключается в необходимости вращать всю бурильную колонну для передачи крутящего момента долоту, то в связи с этой особенностью были разработаны соответствующие технические средства и технология. Последняя заключается в искривлении ствола скважины последовательными прерывистыми зарезками (уход в сторону от ствола, который следует искривить). В качестве основного технического средства применяется отклоняющий клин (на западе он называется "уипсток" (wipstock). Последний представляет собой толстостенную трубу, разрезанную по диагонали на две части. По месту разреза приваривается вогнутый желоб, ось симметрии которого показывает направление искривления. Клинья устанавливаются стационарно (неизвлекаемые из скважины) и съемные (с извлечением на поверхность) с предварительно ориентированием их по азимуту.

При бурении вращающееся долото скользит по желобу, что приводит к искривлению ствола на заданном интервале. Если окажется, что набранный зенитный угол меньше проектного, то операция по установке отклоняющего клина осуществляется повторно, т. е. при роторном бурении набор нужной величины искривления происходит последовательно, зарезками.

5.2. Направленное бурение с применением забойных двигателей

Основная технологическая особенность этой разновидности вращательного бурения заключается в том, что в процессе проходки скважин вся бурильная колонна остается неподвижной (не вращается), а вращается лишь вал забойного двигателя с долотом. В качестве забойных двигателей используются турбобуры, винтовые объемные двигатели, электробуры. Неподвижность бурильной колонны при использовании забойных двигателей позволила создать специальные технико-технологические средства, с помощью которых в настоящее время практически повсеместно осуществляется проходка наклонных и горизонтальных скважин.

Исторически первыми при направленном бурении были использованы турбобуры, затем появились объемные (винтовые) двигатели. Последние по сравнению с турбобурами значительно меньше по диаметру и длине, обладают большим крутящим моментом и меньшей частотой вращения. Эти особенности винтовых двигателей весьма важны при использовании их в качестве

двигателей-отклонителей.

Что касается электробуров, то, с одной стороны, они наиболее полно отвечают требованиям, предъявляемым к забойным двигателям (независимость характеристик электробура от параметров режима бурения, возможность постоянного контроля траектории скважины и режимных параметров), а, с другой стороны, применение этого типа двигателей обуславливали использование сложной по конструкции бурильной колонны с отрезками трехжильного кабеля внутри и повышенные требования к электробезопасности (высокое напряжение в подводимой электросети).

5.3. Нетрадиционные средства направленного бурения

Ударно-вращательное бурение (гидро- или пневмоударниками) в сравнении с вращательным способом характеризуется значительно меньшей интенсивностью искривления скважин и в ряде геолого-разведочных организаций используется как средство направленного бурения.

Производственные данные показывают, что при бурении с применением забойных погружных машин с повышенной энергией удара отклонение ствола скважины от проектного направления в сравнении с вращательным бурением снижается в 1,5–3 (зенитное искривление) и 1,5–2 (азимутальное искривление) раза.

Снижение интенсивности искривления при ударно-вращательном бурении объясняется следующими причинами:

- основное воздействие на забой оказывают ударные импульсы, а статическая нагрузка носит вспомогательный характер, что обеспечивает меньшую деформацию бурильных труб и снижение отклоняющей силы, действующей на долото;

- малая частота вращения долота (20–60 об/мин); меньшее влияние физико-механических свойств пород на скорость разрушения последних, что вызывает снижение влияния их свойств и неоднородности прочностных характеристик на искривление скважин;

- меньшая разработка скважины по диаметру при ударно-вращательном бурении;

- меньшее влияние неравномерности разрушения породы и перекоса забоя на устойчивость призабойной буровой компоновки.

Из сказанного следует, что ударно-вращательный способ при сооружении нефтяных скважин можно рекомендовать для участка стабилизации искривления ствола скважины, особенно в интервале установок скважинного оборудования для добычи нефти.

Из экспериментальных работ по использованию нетрадиционных способов для направленного бурения следует отметить шароструйное бурение. Сущность последнего заключается в непрерывной бомбардировке горной породы стальными шарами, в результате чего забой углубляется, формируя скважину в желаемом направлении. Непрерывность процесса обеспечивается замкнутой циркуляцией шаров в призабойном пространстве, которая реализуется при использовании эффекта эжекции и соответствующего

технического устройства. Если сопло последнего разместить под заданным углом к оси скважины, то бомбардировка шаров вызовет формирование нового направления ствола.

Шароструйное разрушение пока не вышло из стадии лабораторных исследований и требует решений целого ряда технических задач и проведения промышленных испытаний.

В целом можно отметить, что для искривления интервалов ствола скважины рекомендуется использовать вращательный способ бурения с применением забойных двигателей (рекомендуется использовать в первую очередь винтовые двигатели), а на участках, требующих стабилизации зенитного и азимутального углов, следует использовать роторный вращательный или ударно-вращательный способ.

Контрольные вопросы к разделу 5:

1. Каким образом искривляют скважину в желаемом направлении при роторном бурении?
2. Что из себя представляет клин?
3. В чем заключается основная технологическая особенность вращательного бурения с применением забойных двигателей?
4. Как забойные двигатели применяются при направленном бурении скважин?
5. Какие преимущества имеют винтовые двигатели перед турбобурами?
6. В каких условиях при сооружении нефтяных скважин следует рекомендовать ударно-вращательный способ бурения?
7. Сущность шароструйного бурения.
8. При каких условиях следует рекомендовать при направленном бурении применение забойных двигателей, а в каких – роторный способ?

6. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

Для искусственного искривления скважин или удержания их в требуемом направлении используются различные технические средства. К ним относятся отклонители и компоновки низа бурильной колонны (КНБК).

6.1. Отклонители

Отклоняющий инструмент – это устройство в составе бурильного инструмента для бурения под углом к траектории созданной части ствола. Отклонители заставляют долото бурить в желаемом направлении.

Имеется много отклоняющих инструментов, начиная от примитивного уипстока и кончая современным забойным двигателем.

Выбор инструмента зависит от степени необходимого отклонения, твердости пород, глубины ствола, температуры. Наиболее важные факторы – геологические, т. к. они не управляются человеком.

Отклоняющие инструменты заставляют долото бурить в предпочтительном направлении, находясь в составе бурильной колонны. Ложок (лицо) инструмента указывает направление, в котором долото имеет тенденцию бурить. Оно обычно маркируется прочерченной линией – рисккой. Ложок инструмента должен быть ориентирован, т. е. повернут так, чтобы отклонять ствол в требуемом направлении. Важно помнить, что ориентация направляющего инструмента не обязательно совпадает с намеченным направлением ствола.

Клин (Уипсток). Первым отклоняющим инструментом была заостренная плита из дерева, которую устанавливали на забое скважины, чтобы создать усилие, отклоняющее долото в сторону. Типичный современный уипсток, показанный на рис. 6.1. изготавливают из стали. Он имеет клиновидный вогнутый ложок, чтобы отклонять вращающееся долото и бурильную колонну. Такой инструмент искривляет ствол на 2–3° на длину 1,5–3,5 м.

Для искривления скважин уипсток применяется при роторном способе бурения.

Ряд клиньев применяют для специальных целей. Незвлекаемый уипсток, например, может использоваться с целью обхода предмета, упущенного в скважину. Он оставляется на месте в скважине после того, как отклонение выполнено. Извлекаемый уипсток поднимается на поверхность вместе с долотом. Циркуляционный уипсток направляет жидкость к забою ствола, чтобы вымыть шлам и обеспечить чистое место для инструмента.

Один из недостатков уипстока состоит в том, что приходится бурить скважину уменьшенного диаметра, а это требует отдельных операций по расширению ствола (рис. 6.2). В результате увеличиваются затраты времени. Уипсток может провернуться в стволе и перекрыть его часть; поэтому могут потребоваться операции по его правильной ориентации.

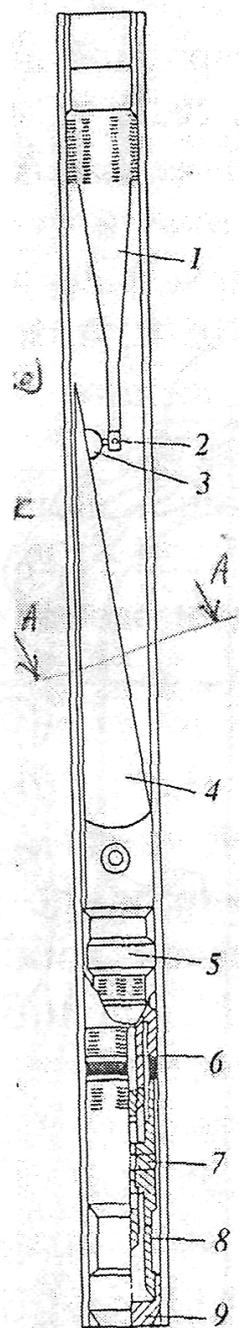


Рис. 6.1. Клин (уипсток):

1 – пусковое устройство; 2 – срезаемая шпилька; 3 – износостойкая "подушка" выступ; 4 – клин (уипсток); 5 – якорь; 6 – пакер; 7 – центрирующий ключ; 8 – 1,5–2,5-м патрубок; 9 – опорная заглушка

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

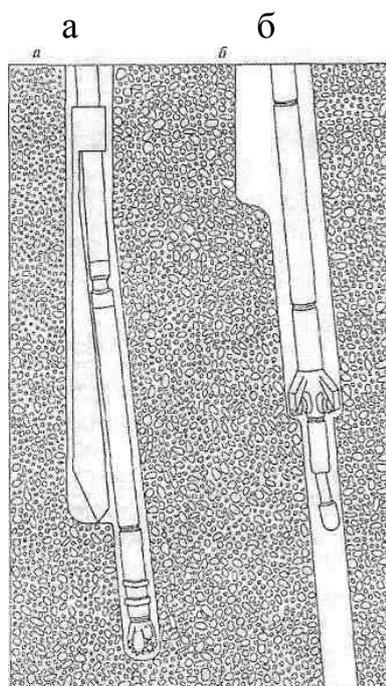


Рис. 6.2. Операции по отклонению ствола скважины уипстоком:
а – забуривание в сторону; б – расширение ствола до требуемого диаметра

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. Сторону долота с насадкой увеличенного диаметра ориентируют в необходимом направлении, включают насосы и бурильной колонне придают возвратно-поступательное перемещение в интервале 3 м от забоя. Это приводит к одностороннему вымыванию породы в направлении искривления скважины (рис. 6.3). При вращении и создании осевой нагрузки долото будет направляться по пути наименьшего сопротивления, т. е. – в размытую область. При высоких нагрузках бурильный инструмент продолжит изгибаться, и процесс ведут до тех пор, пока не будет достигнут нужный угол искривления ствола.

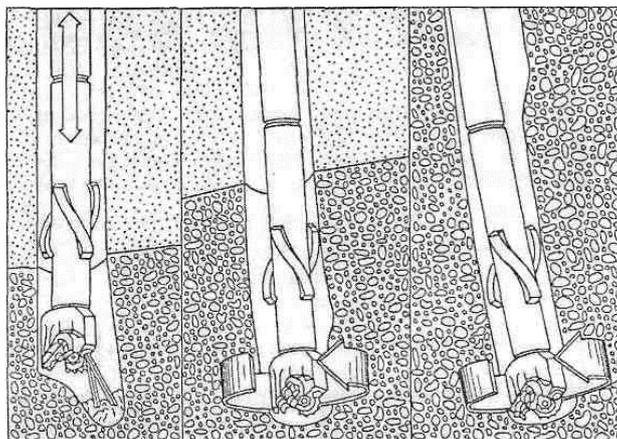


Рис. 6.3. Отклонение ствола скважины гидромониторным долотом с эксцентричной насадкой

Забойные двигатели. Наиболее часто в качестве отклонителей используют забойные двигатели, которые имеют преимущества перед более сложными типами отклоняющих инструментов при роторном бурении. Основное преимущество их применения состоит в том, что бурильная колонна не вращается в процессе искривления. Отсюда следует, что забойный двигатель бурит скважину заданным диаметром, так что ни ее последующее расширение, ни ее калибровка. Его можно использовать для многократных отклонений без извлечения из скважины, а также исправить курс после начала искривления, бурить под мосты и очищать забой от выбуренного шлама перед началом отклонения.

Забойный двигатель также бурит эффективно при высоких частотах вращения (300–500 об/мин), сравнимой с обычной скоростью роторного бурения (50–150 об/мин).

Винтовой двигатель – один из типов гидравлического двигателя, который приводится в действие потоком промывочной жидкости (бурового раствора, воды), подаваемой через бурильную колонну. Его основными частями являются неподвижный статор и вращающийся ротор. Нагнетаемая буровая жидкость протекает между резиновым спиральным статором (корпусом) и винтообразным ротором, вынуждая передавать мощность жидкостного потока долоту.

В винтовом двигателе вращающий момент пропорционален потере давления в нем, т. е. чем выше перепад давления, тем больше вращающий момент. И, наоборот, по мере увеличения нагрузки на долото циркуляционное давление повышается, в результате чего при чрезмерных нагрузках на долото двигатель может остановиться. Поэтому соотношение между давлением нагнетания и нагрузкой на долото должно быть определенным. Бурильная колонна не должна вращаться, пока бурится отклоняемый участок. Допускается медленное вращение, когда проходится прямой участок скважины.

Другой тип гидравлического двигателя по принципу действия – турбобур, функционирующий также с жидкими промывочными агентами. Забойный турбинный двигатель включает набор лопаточных роторов и статоров. Статоры неподвижно закреплены на корпусе, а роторы – на вращающемся валу. Каждая пара ротор-статор называется ступенью. Типичный двигатель имеет 75 ступеней или более. Статоры направляют поток бурового раствора на лопаточные роторы, принуждая ротор с долотом вращаться.

Собственно стандартный забойный двигатель не является отклоняющим инструментом. Чтобы отклонить скважину, устанавливают между бурильной колонной и двигателем кривой переводник. Последний представляет собой короткий отрезок трубы с внутренней и внешней замковой резьбой, оси которых пересекаются под углом 1–2,5° (рис. 6.4, *a*). "Лицом" забойного инструмента в сборе с двигателем является направление искривления переводника, которое обычно маркируется риской для точной установки. Вместо кривого переводника иногда используют искривленную в определенном месте толстостенную бурильную трубу.

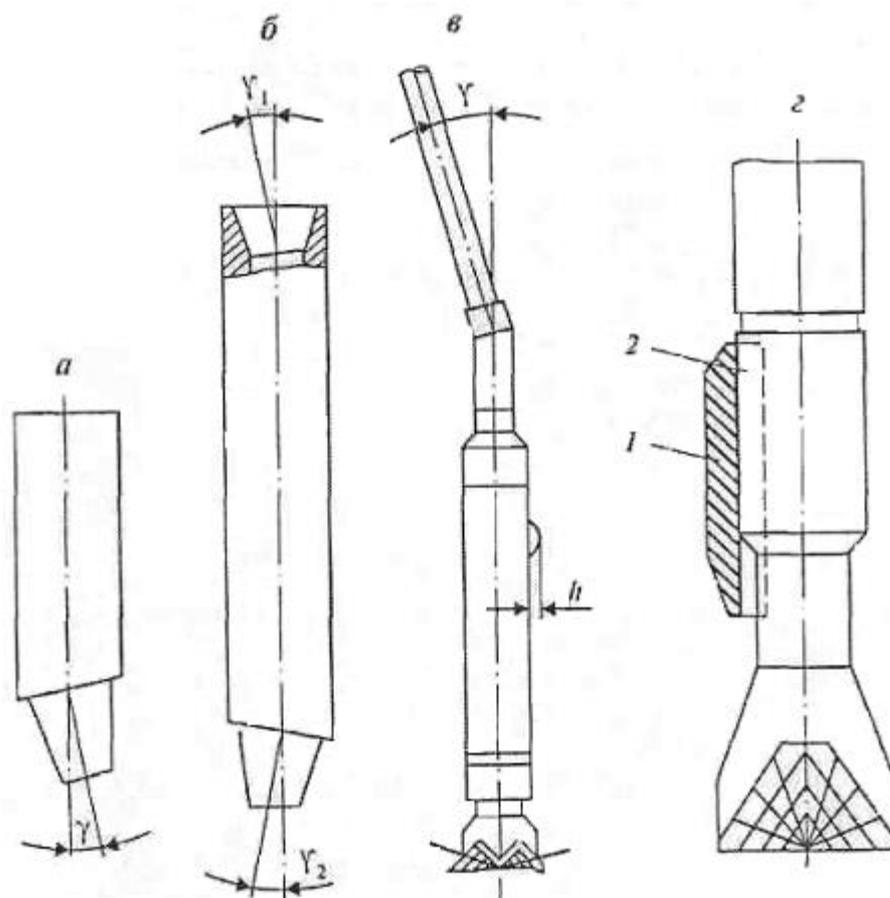


Рис. 6.4. Устройства для отклонения скважины:
а – кривой переводник; *б* – отклонитель Р-1; *в* – комбинированный отклонитель, включающий турбобур с накладкой и кривой переводник; *1* – отклонитель с кривой трубой; *2* – эксцентричный nipple

Отклонитель Р-1 (рис. 6.4, 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 $2-2^\circ30'$. Отклонитель устанавливают между забойным двигателем и УБТ. Он позволяет набрать кривизну до 90° .

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. 6.4, в).

Эксцентричный nipple представляет собой отклонитель, выполненный в виде металлической опоры, приваренной к nipple турбобура 2 (рис. 6.4, г).

Применяют этот отклонитель при бурении в устойчивых породах, когда отсутствует опасность прихвата бурильной колонны.

Упругий отклонитель (рис. 6.5, а) состоит из специальной накладки и резиновой рессоры. Накладка приварена к nipple 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 секций турбобура друг с другом под углом до 2° . Это обеспечивает несоосную передачу вращающего момента и осевой нагрузки от верхней секции к нижней.

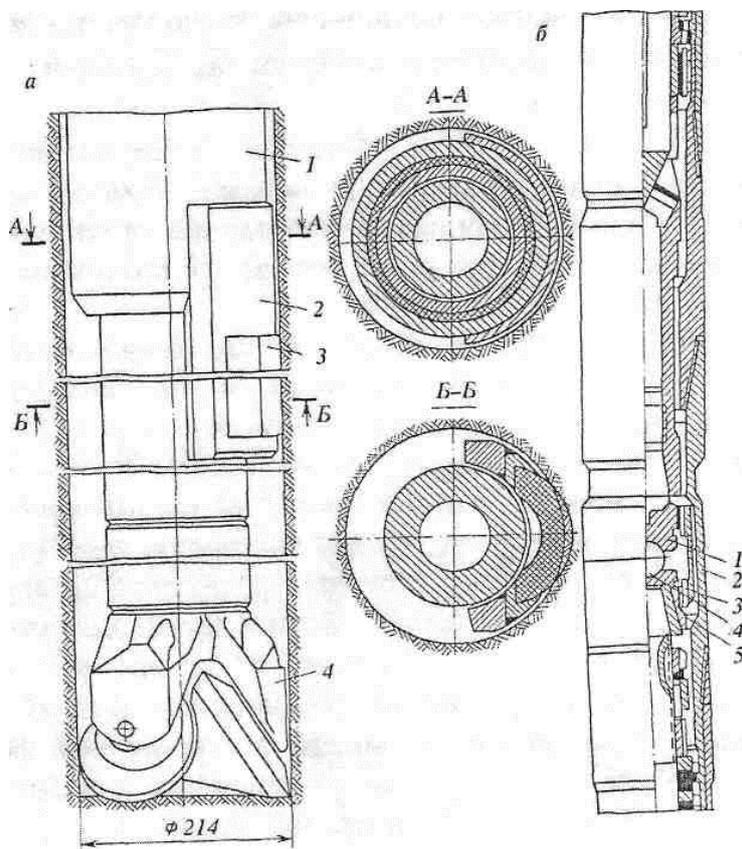


Рис. 6.5 Отклонители для турбобуров:

а – упругий отклонитель; 1 – турбобур; 2 – отклонитель; 3 – резиновая рессора; 4 – долото; *б* – кривой элемент; 1 – соединительная муфта; 2 – наставка; 3 – венец муфты, 4 – стальной шар; 5 – нижняя муфта

В качестве соединительного элемента корпусов используют кривой переводник, а валы турбобуров соединяют при помощи муфты (рис. 6.5, б). Отклонитель турбинный ОТ (рис. 6.6) отличается от турбобура тем, что в его состав входит искривленный переводник, установленный между верхней и нижней секциями турбобура.

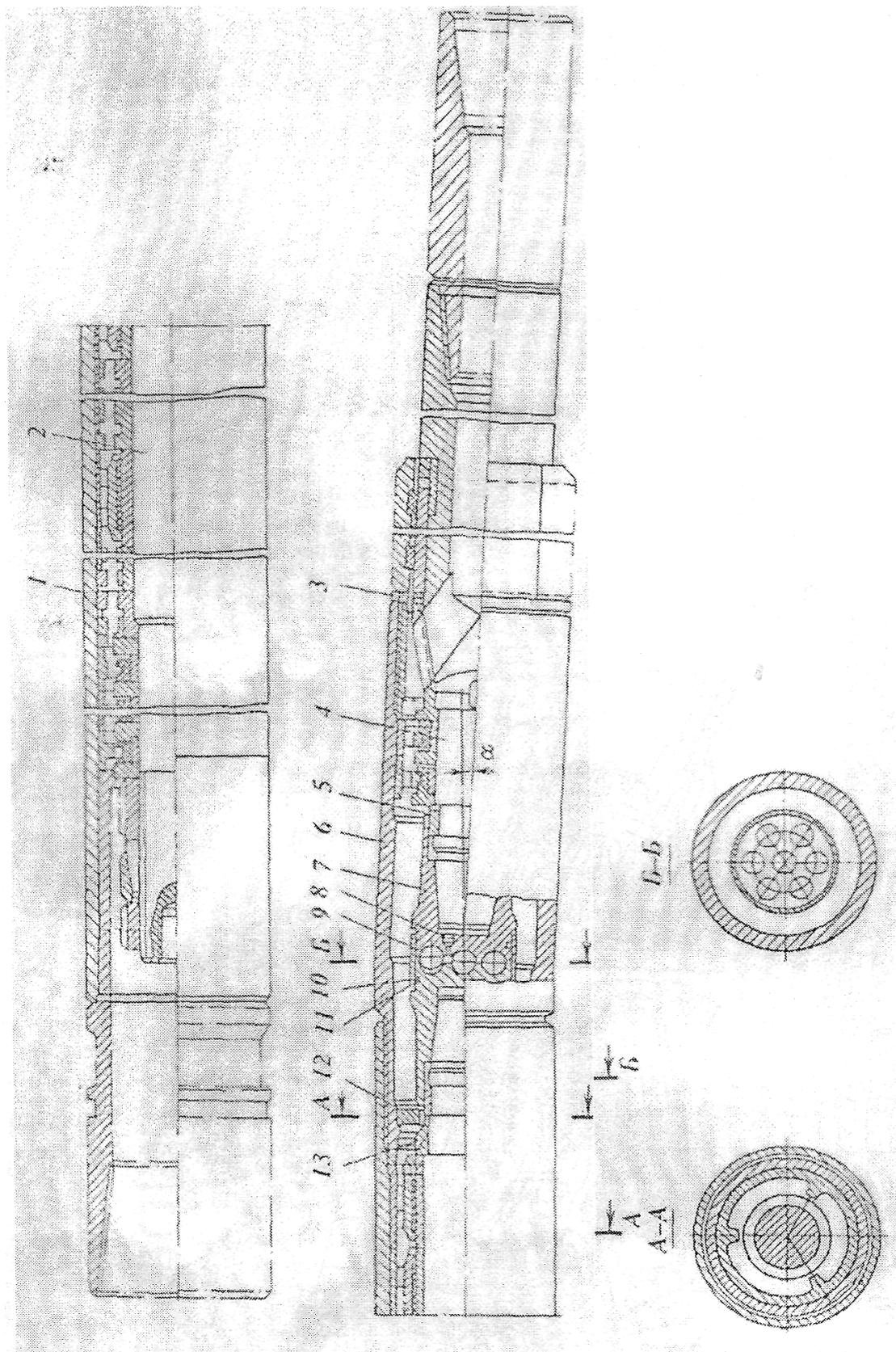


Рис. 6.6. Отклонитель турбинный ОТ:

1 – корпус; 2, 4 – вал соответственно верхней и нижней секции; 3 – регулировочное кольцо; 5 – полукольцо; 6 – переводник; 7 – опора; 8 – пробка; 9 – шарик; 10, 12, 13 – уплотнительное, специальное и упорное кольцо соответственно; 11 – втулка

Отклонитель-стабилизатор представляет собой управляемый механизм с опорой-центратором, предназначенный для изменения направления бурения скважин любого профиля, набора угла наклона направленной скважины и его стабилизации в процессе проходки. Схема отклонителя-стабилизатора изображена на рис. 6.7. Схемы компоновок бурильной колонны с использованием отклонителя-стабилизатора изображены на рис. 6.8.

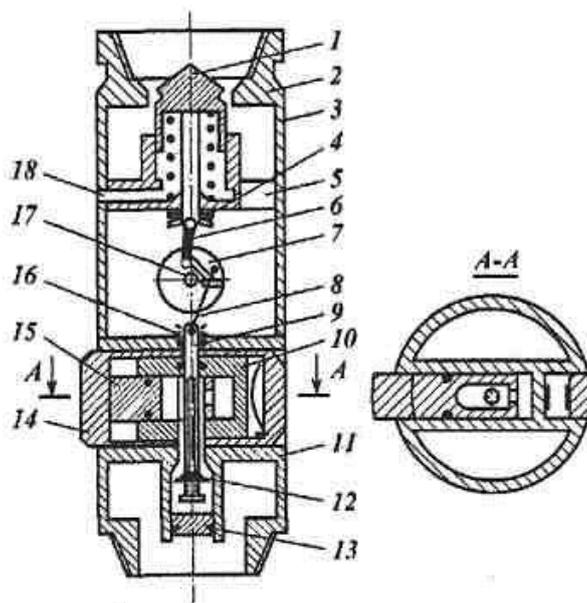


Рис. 6.7. Схема отклонителя-стабилизатора:

1 – подпружинный поршень; 2 – сопло; 3 – корпус; 4 – фиксатор; 5 – управляющий узел (корпус); 6 – вилка; 7 – кулиса; 8 – шатун; 9 – шток; 10 – рессора; 11 – отклоняющий узел (корпус); 12 – подпружинный клапан; 13 – разделитель сред; 14 – опора-центратор; 15 – поперечный поршень; 16 – пружина; 17 – переключающий узел; 18 – отверстие

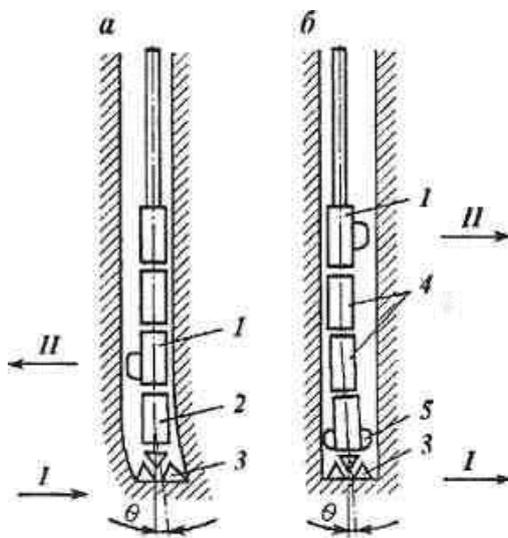


Рис. 6.8. Схема установки отклонителя-стабилизатора в КНБК:

а – над коротким двигателем без центратора; б – над турбобуром с центратором над долотом; I, II – направление соответственно отклонителя и опоры центратора;
1 – отклонитель; 2 – укороченный забойный двигатель; 3 – долото; 4 – турбобур;
5 – центратор

Отклонитель-стабилизатор изготавливается под шифром ОТУ195 и ОТУ125. Технические характеристики отклонителей типов ОТУ195 и ОТУ125 приведены в табл. 6.1.

Отклонитель позволяет осуществлять искривление скважины без извлечения устройства на поверхность для смены КНБК, оперативно управлять параметрами траекторией при совместном использовании устройств обратной связи типа телесистемы, телесигнализаторов или инклинометров.

Таблица 6.1

Технические характеристики отклонителей-стабилизаторов типа ОТУ конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатель	ОТУ125	ОТУ195
Диаметр корпуса, мм	125	195
Длина, мм	1140	2320
Диаметр скважины, мм	139,7 – 165,1	215,9 – 224,5
Отклоняющее усилие на опоре, кН	10 – 30	50 – 250
Масса, кг	95	260

В зависимости от типа приводного управляющего модуля команда задается импульсом давления трапецеидальной или синусоидальной формы или сбрасываемыми внутрь колонны шарами.

Ведутся работы над конструкциями с меньшими габаритами.

Отклонитель многопозиционный управляемый (ОМУ) предназначен для искривления ствола в процессе бурения по команде сверху. Позволяет осуществлять корректировку траектории наклонно направленной скважины без извлечения устройства на поверхность. Устройство имеет несколько фиксированных углов искривления (например 0; 1,5; 3,0°), каждому из которых соответствует своя команда.

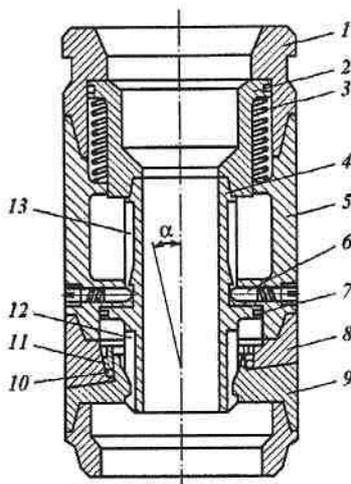


Рис. 6.9. Схема конструкции отклонителя типа ОМУ:

1,8 – переводник; 2 – кольцевой поршень; 3 – пружина; 4 – полый вал; 5 – корпус;
6 – подпружиненный палец; 7 – поршневое кольцо; 8 – втулка; 9 – нижний переводник;
10 – шары; 11 – кольцо; 12 – шлицевые пазы; 13 – зигзагообразная канавка

Схема конструкции отклонителя типа ОМУ изображена на рис. 6.9, а установки и рабочего положения – на рис. 6.10. В зависимости от типа приводного модуля команда задается импульсом давления или сбрасыванием шара внутрь колонны труб.

Технические характеристики отклонителей диаметром 240, 195 и 172 мм приведены в табл. 6.2.

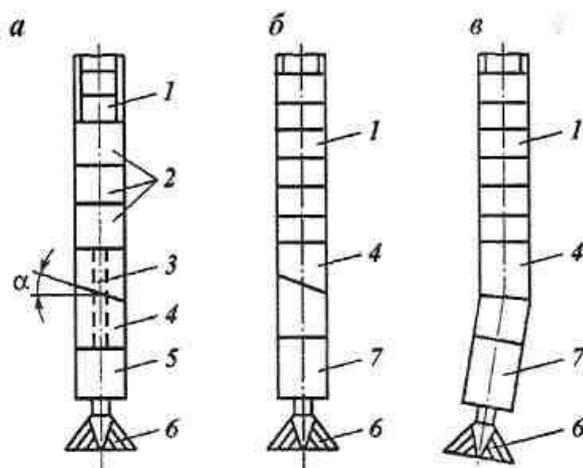


Рис. 6.10. Схема установки отклонителя типа ОМУ в КНБК:
а – в компоновку с турбобуром; б – с коротким двигателем; в – рабочее положение отклонителя в КНБК; 1 – УБТ; 2 – турбобур; 3 – торсионный вал; 4 – отклонитель; 5 – шпindelная секция турбобура; 6 – долото; 7 – двигатель

Таблица 6.2

Технические характеристики отклонителей типа ОМУ конструкции ОАО НПО «Буровая техника»

Показатели	ОМУ172	ОМУ195	ОМУ240
Диаметр корпуса, мм			
наружный	172	195	240
внутренний	50–60	60	70
Длина, мм	2150	2220	2380
Диаметр шара, мм	36–48	47,6	50,8
Присоединительная резьба по ГОСТ Р 50864–96	3–121	3–147	3–171
Масса, кг	150	290	460

Малогабаритный отклонитель типа МО предназначен для включения в состав малогабаритных компоновок низа с использованием винтового забойного двигателя (ВЗД) при бурении горизонтальных участков диаметром до 140 мм из бездействующих скважин с небольшим радиусом искривления (10–15 м). Отклонитель в зависимости от регулирования обеспечивает искривление в широком диапазоне радиуса искривления – от малого до большого. Отклонитель с наружным диаметром 125 и 105 мм имеет длину 1250 мм. Управление отклонителем осуществляется путем плавного изменения перепада давления. Соответственно изменяется угол искривления в отклонителе.

Компоновка низа включает в себя укороченный винтовой забойный двигатель диаметром 125 или 105 мм и гибкие соединительные звенья, передающие рабочий крутящий момент и осевую нагрузку. Схема расположения отклонителя в скважине изображена на рис. 6.11.

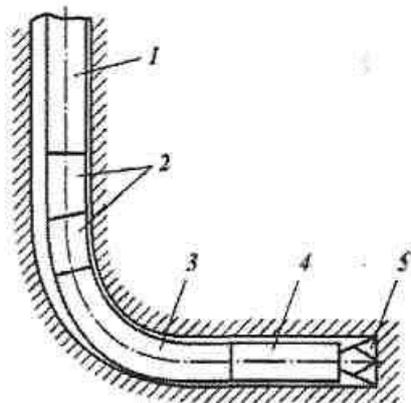


Рис. 6.11. Схема расположения в компоновке низа малогабаритного отклонителя конструкции ОАО НПО «Буровая техника»:

1 – колонна буровых труб; 2 – гибкие соединительные звенья; 3 – малогабаритный управляемый отклонитель; 4 – двигатель забойный укороченный; 5 – долото

Механизм искривления двигателя (МИ) является неотъемлемым узлом ВЗД, предназначенного для бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин. Он предназначен для перекоса осей секций или секции и шпинделя забойного двигателя. МИ может устанавливаться над двигателем. В качестве МИ используются искривленные (кривые) переводники и корпусные шарниры.

Искривленные переводники. Наиболее распространенным искривленным переводником с фиксированным углом перекоса осей является жесткий искривленный переводник. Он представляет собой корпусный переводник с ниппельной резьбой по концам, оси которых смещены на определенный угол – от 1 до 6°.

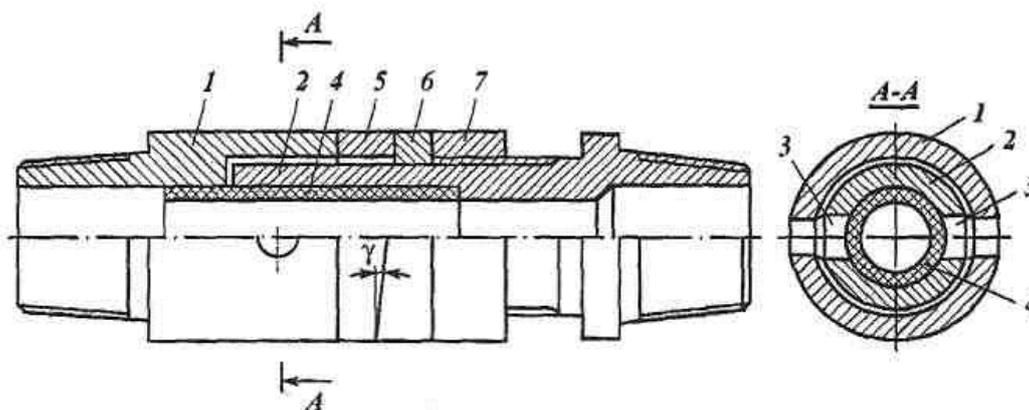


Рис. 6.12. Переводник искривленный регулируемый:

1 – переводник верхний; 2 – переводник нижний; 3 – палец; 4 – труба эластичная; 5, 6 – кольца; 7 – гайка

Двигатели оснащаются комплектом таких переводников с различными углами перекоса. МИ в этом исполнении применяются при наборе кривизны по большому и среднему радиусам.

Регулируемые на поверхности искривленные переводники под названием ПИР (рис. 6.12), действующие по принципу поворота двух сопряженных осей, разработаны ВНИИБТ и используются в конструкциях современных ВЗД.

Корпусные шарниры. Корпусные шарнирные соединения используются в компоновках ВЗД, как правило, при бурении горизонтальных скважин по малому и среднему радиусам искривления.

Разработаны шарниры с двумя и одной степенью свободы.

Шарниры первого типа устанавливаются над забойными двигателями в основном с целью снижения сил сопротивления при перемещении КНБК по стволу скважины. Шарниры с одной степенью свободы обеспечивают поворот корпуса вокруг оси шарнира на заданный угол только в одной плоскости. Угол перекоса этого шарнира рассчитывается как для искривленного переводника, и поэтому корпусной шарнир должен включать конструктивные элементы, ограничивающие угол перекоса. Для совмещения центра шарниров с осью скважины на их наружной поверхности устанавливают центрирующие элементы или расположенные в нижней части опоры. Этот прием позволяет уменьшить радиус искривления скважины при использовании отклоняющей компоновки. Один из вариантов конструкции корпусного шарнира изображен на рис. 6.13.

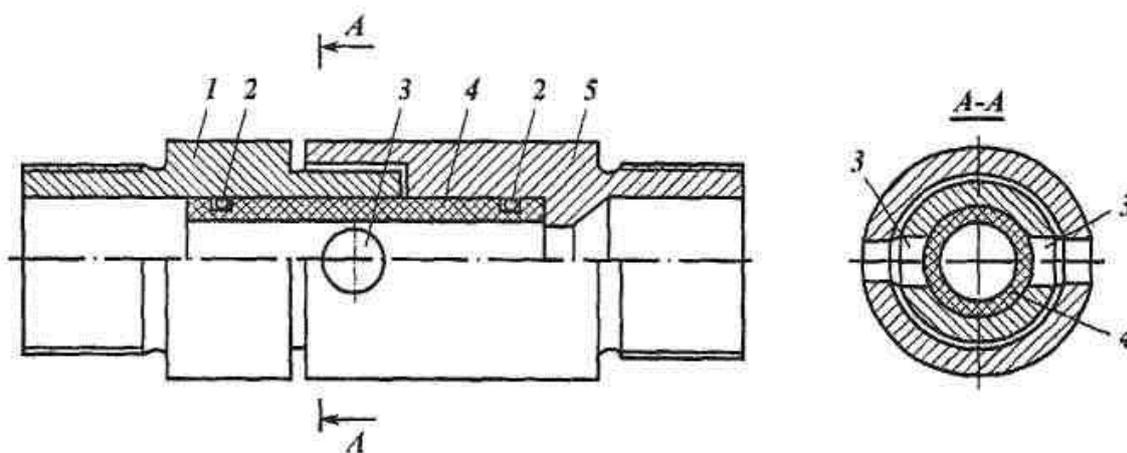


Рис. 6.13. Шарнир корпусной двигателя типа ДГ-108:

*1 – переводник верхний; 2 – уплотнение; 3 – палец; 4 – труба эластичная;
5 – переводник нижний*

Основные технические характеристики верхних (с двумя степенями свободы) и нижних (с одной степенью свободы) корпусных шарниров, разработанных ВНИИБТ, приведены в табл. 6.3.

Технические характеристики корпусных шарниров ВЗД типа ДГ

Показатели	ДГ-95	ДГ-108	ДГ-155
Верхние шарниры			
Длина, мм	500	550	800
Диаметр, мм	100	112	172
Масса, кг	25	32	80
Максимальная нагрузка на растяжение, кН	100	250	400
Присоединительная резьба по ГОСТ Р 50864–96	3–76	3–88	3–133
Корпусные шарниры			
Длина, мм	300	330	400
Диаметр, мм	100	112	172
Масса, кг	10	12	40
Максимальная нагрузка на растяжение, кН	80	200	300
Присоединительная резьба	МК	МК	МК
	84×4×1:16	97,5×4×1:16	140×6×1:16

6.2. Компоновки низа бурильной колонны и их расчет

Помимо отклонителей, в направленном бурении нашли широкое применение компоновки низа бурильной колонны (КНБК). В состав КНБК входит долото, утяжеленные бурильные трубы (УБТ), забойный двигатель, калибраторы различных конструкций (рис. 6.14, 6.15), центраторы (рис. 6.16), стабилизаторы (рис. 6.17) и нижняя часть бурильных труб.

Выделяют два основных типа компоновок – жесткие и отвесные. Основная задача при использовании жестких компоновок – получение минимальной интенсивности искривления ствола скважины при рациональном режиме бурения. Это достигается за счет применения в составе компоновки УБТ максимально возможного наружного диаметра и жесткости, а также рациональным размещением опорно-центрирующих элементов по длине компоновки, ограничивающих ее поперечное перемещение. Жесткие компоновки характеризуются совпадением своей оси с осью скважины благодаря установке над долотом и между УБТ опорно-центрирующих элементов, препятствующих прогибу труб и увеличивающих их жесткость.

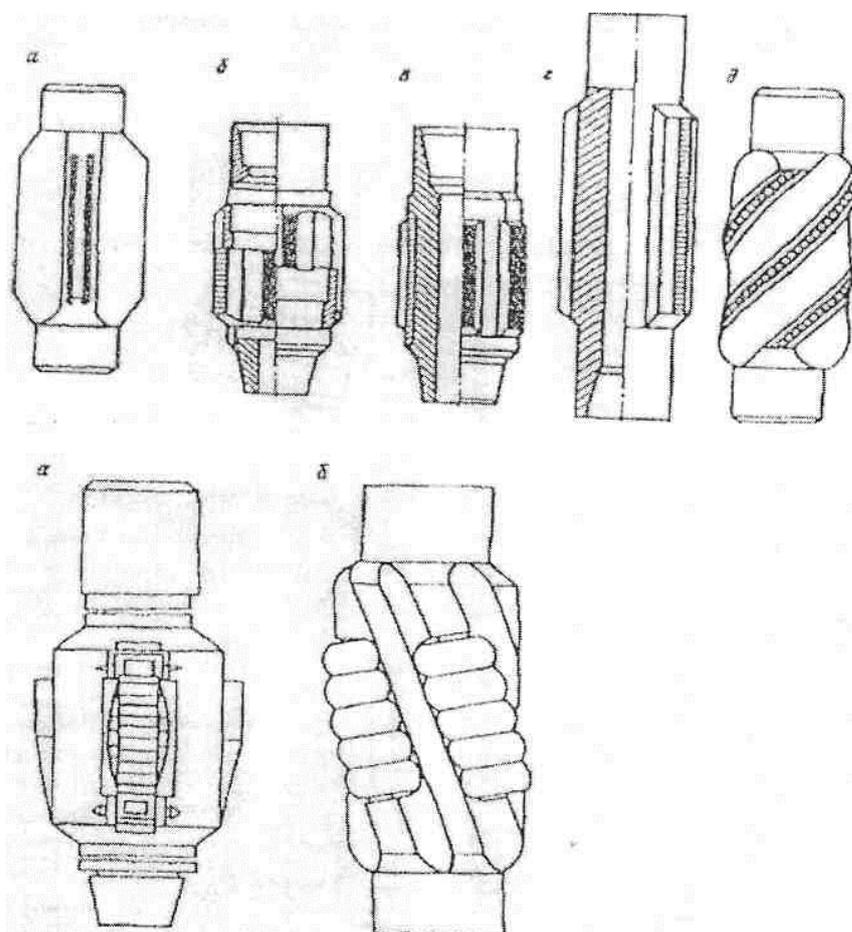


Рис. 6.14. Калибраторы типа КЛ:

а – трехгранный ТРС; б, в – состоящий из корпуса с шестигранной муфтой соответственно на эксцентричной и кулачковой посадке; г – четырехплащечный со съемными рабочими гранями; д – типа КЛС со спирально-винтовыми канавками; а – с продольным расположением шарошек (тип КЛ); б – со спиральным расположением шарошек (тип КЛС)

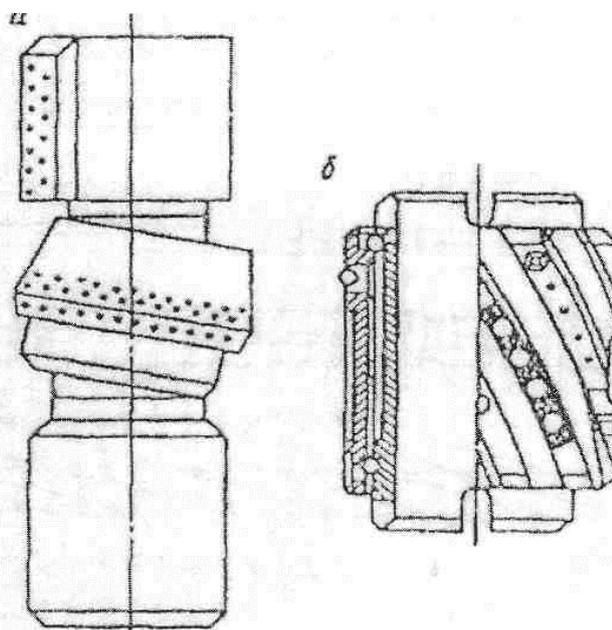


Рис. 6.15. Калибраторы:

а – РОП (тип КО); б – с подвижными штырями УРП (тип KB3)

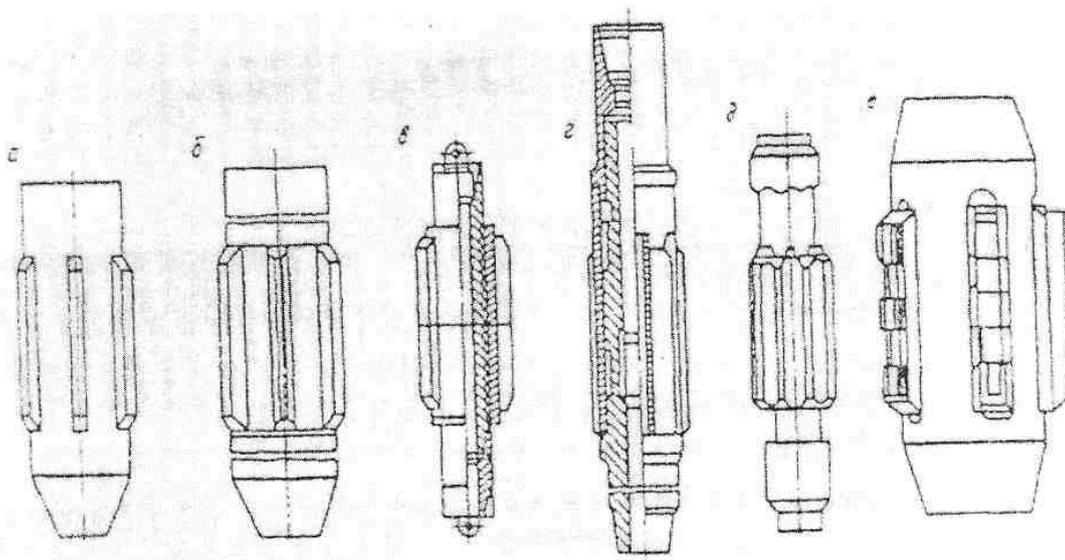


Рис. 6.16. Центраторы:

*а – металлический лопастной (тип ЦМ); б – резиновый каркасный (тип ЦРК);
в – с обрезиненным стволом и металлической муфтой (тип ЦР); г – шарнирный
(тип ЦШ); д – с плавающим валом турбобура (тип ЦВТ);
е – межсекционный (тип ЦС)*

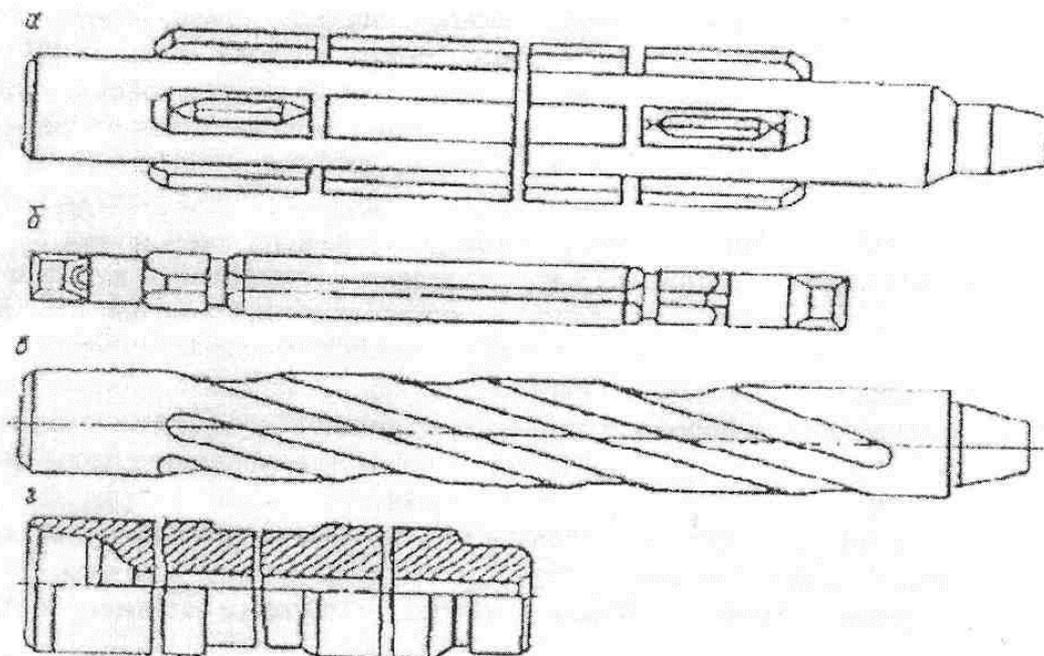


Рис. 6.17. Стабилизаторы:

*а – крестообразный роторный СКР (тип СК); б – УБТ квадратного сечения КУБТ
(тип СК); в – УБТ спирального сечения (тип СС); г – маховик М (тип СЦ)*

Принцип действия отвесных компоновок основан на эффекте отвеса или маятниковом эффекте и отличается тем, что ось компоновки почти по всей своей длине не совпадает с осью скважины. Эффект отвеса возрастает с увеличением зенитного угла скважины. Отвесные компоновки применяются

при бурении в неустойчивых породах, а также в устойчивых, когда с использованием жесткой компоновки набран максимально допустимый зенитный угол. Схемы жестких и отвесных компоновок показаны на рис. 6.18.

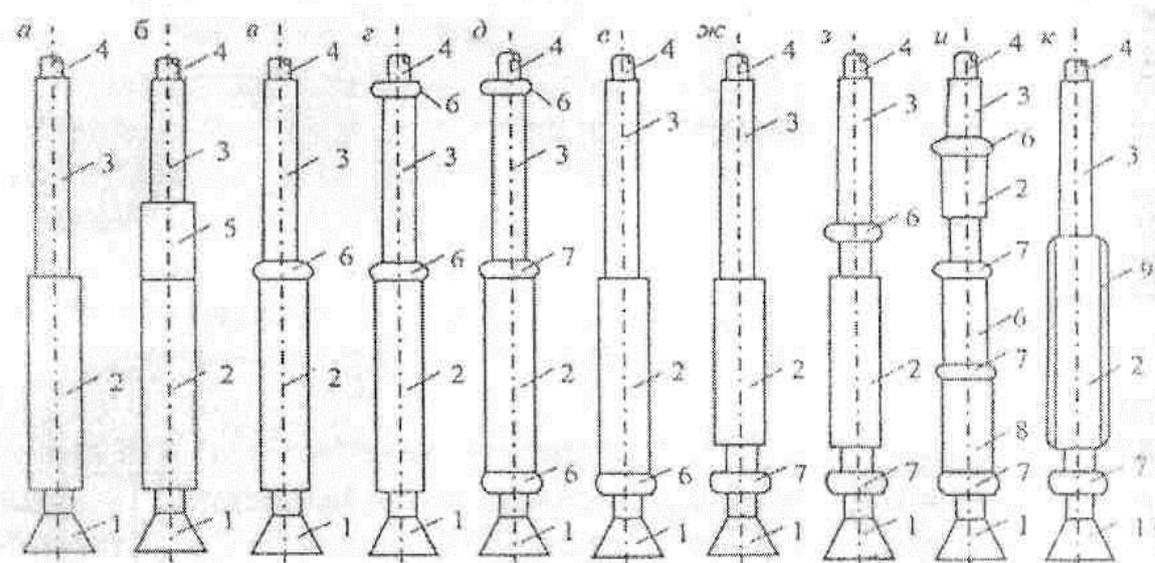


Рис. 6.18. Схемы применяемых компоновок нижней части бурильной колонны:
а-г – отвесные компоновки; д-к - жесткие компоновки; 1 – долото; 2 – забойный двигатель или жесткая наддолотная часть УБТ (при роторном бурении); 3 – УБТ; 4 – бурильные трубы; 5 – укороченные УБТ; 6 – центратор; 7 – калибратор; 8 – маховик; 9 – стабилизатор

Наиболее эффективный метод предупреждения естественного искривления скважин и формирования качественного ствола – применение жестких компоновок нижней части бурильной колонны, которые должны применяться в устойчивых породах, когда диаметр скважины близок к диаметру долота.

Применение жестких компоновок с калибрующим элементами позволяет хорошо сохранять ствол скважины по диаметру, устранять зависание инструмента и вести спуск обсадных колонн без осложнений.

В процессе разработки компоновок нижней части бурильной колонны исходят из следующих условий:

- в компоновке должен быть жесткий наддолотный участок; диаметр этих УБТ является максимальным из всех секций и находится по табл. 6.4; наличие этого участка обеспечивает предупреждение искривления скважины;

- нагрузка на долото должна создаваться весом УБТ жесткой наддолотной и сжатой частей компоновки, а для обеспечения прямолинейности оси УБТ в сжатой части компоновки необходимо устанавливать опорно-центрирующие элементы (центраторы) различных конструкций (рис. 6.16);

- растянутая часть УБТ, входящих в состав КНБК, служит для плавного перехода жесткости сечений этих УБТ к жесткости сечения бурильной колонны.

В качестве критерия оптимальности длины жесткой наддолотной части КНБК принимается минимум общего угла поворота нижнего конца компоновки:

$$\theta_{\text{общ}} = \theta_{\text{пер}} + \theta_{\text{пр}}, \quad (6.1)$$

где $\theta_{\text{пер}}$ – угол, образующийся за счет зазора между опорно-центрирующими элементами и стенкой скважины; $\theta_{\text{пр}}$ – угол, обусловленный потерей прямолинейной формы наддолотной части компоновки.

Расчет жесткой КНБК

При выборе диаметра УБТ, входящих в состав КНБК, исходят из соображений обеспечения наибольшей жесткости сечения EJ в заданных условиях бурения (E – модуль упругости материала УБТ; J – момент инерции сечения УБТ). Отношение диаметра УБТ к диаметру скважины (долота) должно составлять 0,75–0,85 для долот диаметром до 295,3 мм и 0,65–0,75 – для долот диаметром более 295,3 мм. Необходимо, чтобы жесткость наддолотного участка УБТ была не меньше жесткости обсадной колонны, под которую ведется бурение.

Количество секций УБТ назначается из условий плавного перехода от диаметра УБТ к диаметру бурильных труб. Отношение диаметра бурильных труб, расположенных над УБТ, к диаметру УБТ должно быть не менее 0,75. Отношение жесткостей двух рядом расположенных секций УБТ должно быть не менее 1,6–1,7. Исходя из этих соображений, необходимо выбирать количество секций УБТ в зависимости от диаметра долота в соответствии с табл. 6.4.

Например, при бурении долотом диаметром 393,7 мм (табл. 6.4) необходимо применять УБТ, состоящие из шести секций диаметром до 299 мм. Утяжеленные трубы максимального диаметра располагаются над долотом и образуют жесткую наддолотную часть.

Таблица 6.4

Количество секций УБТ в зависимости от диаметра долота

Показатели	Диаметр долота, мм				
	151–139,7	165,1–158,7	190,5	215,9	215,9
Диаметр УБТ, мм	121 108	133 121	159 146	178 159	178 159
Диаметр бурильных труб, мм	89	102	146	168	178
Диаметр обсадной колонны, под которую ведется бурения, мм	114	127	146	168	178

Продолжение табл. 6.4

Показатели	Диаметр долота, мм					
	244,5	269,9	295,3	349,3	393,7	393,7
Диаметр УБТ, мм	203			273 254	299	299
			254	229 203	273	273
	178	229	229	178	254	254
		203	203		229	229
	178	178		203	203	178
Диаметр бурильных труб, мм	140	140	140	140	140	140
Диаметр обсадной колонны, под которую ведется бурение, мм	194	219	245	273	199	324

Оптимальную длину жесткой наддолотной части следует находить по номограмме (рис. 6.19) в приведенной ниже последовательности:

а) находят значение изгибающего момента в нижней части компоновки (в верхней части жесткой наддолотной части) в зависимости от диаметра УБТ по табл. 6.5. Зависимость коэффициента момента от нагрузки на долото P_d и критической нагрузки $P_{кр}$ следующая:

- нагрузка на долото P_d $1,2 P_{кр}$ $1,4 P_{кр}$ $1,6 P_{кр}$ $1,8 P_{кр}$
- коэффициент момента i 0,87 0,96 1,03 1,1 1,15

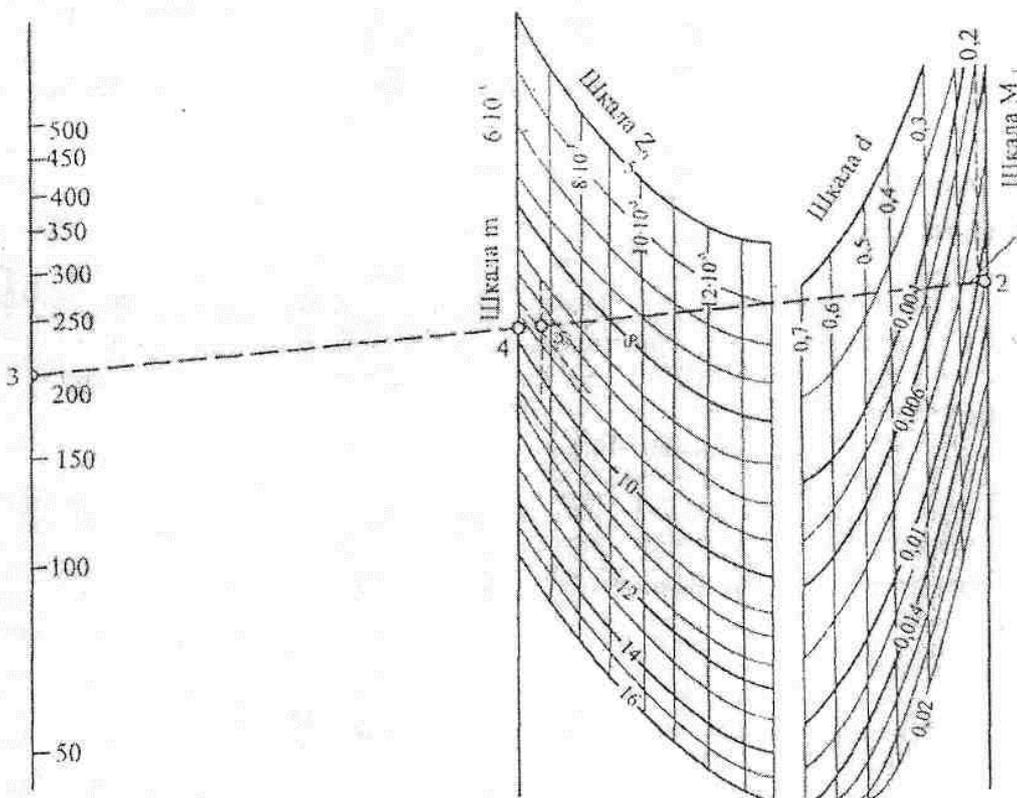


Рис. 6.19. Номограмма для определения оптимальной длины жесткой наддолотной части компоновки низа бурильной колонны

Таблица 6.5

Изгибающий момент в нижней части КНБК

Коэффициент момента	Изгибающий момент на нижнем конце бурильной колонны (тем) при различном отношении наружного диаметра УБТ к диаметру долота								
	146	178	178	203	203	203	229	229	254
203	146	178	178	203	203	203	229	229	254
215,9	190,5	190,5	215,9	215,9	269,9	295,3	269,9	295,3	295,3
0,87	0,03	0,0144	0,0549	0,0184	0,1108	0,1544	0,1009	0,1664	0,1373
0,96	0,0330	0,0158	0,0606	0,0204	0,1222	0,1704	0,1113	0,1836	0,1514
1,03	0,0355	0,017	0,065	0,0218	0,1311	0,1828	0,1195	0,1970	0,1626
1Д	0,0379	0,018	0,06940	0,0233	0,140	0,1952	0,1276	0,2104	0,1736
1,15	0,0397	0,019	0,07260	0,0244	0,1464	0,2041	0,1334	0,2200	0,1816

Значение критической нагрузки для различных УБТ находят по табл. 6.6. Затем находят отношение и определяют из этого отношения нагрузку на долото $P_d = l P_{кр}$.

Таблица 6.6

Критическая нагрузка $P_{кр}$ для УБТ различного диаметра

Условное обозначение трубы	Наружный диаметр, мм	Резьба	Внутренний диаметр, мм	Диаметр проточки под элеватор, мм	Теоретическая масса 1 м трубы q , кг	Критическая нагрузка $P_{кр} = 2\sqrt{EJq^2}$, КН
УБТ-95	95	3-76	32	-	49,0	11,6
УБТ-108	108	3-88	38	-	63,0	16,3
УБТ-146	146	3-121	75	-	97,0	32,0
УБТ-159	159	3-133	80	-	116,0	40,5
УБТ-178	178	3-147	80	-	156,0	57,8
УБТ-203	203	3-171	100	-	192,0	78,6
УБТС-120	120	3-101	64	102	63,5	18,5
УБТС-133	133	3-108	64	115	83,0	25,6
УБТС-146	146	3-121	68	136	103,0	33,5
УБТС-178	178	3-147	80	168	156,0	57,8
УБТС-203	203	3-161	80	190	214,6	85,6
УБТС-219	219	3-171	110	1-90	221,0	95,4
УБТС-229	229	3-171	90	195	273,4	118,2
УБТС-245	245	3-201	135	220	258,0	121,5
УБТС-254	254	3-201	100	220	336,0	155,8
УБТС-273	273	3-201	100	220	397,1	192,1
УБТС-299	299	3-201	100	245	489,5	249,8

В табл. 6.6 $J = 0,1D^4(1-\alpha^4)$; $\alpha = D_{вн}/D_{нсп}$; $E = 2 \cdot 10^6$ дкн/см² = $2 \cdot 10^{11}$ Н/м².

б) по номограмме (рис. 6.19) оптимальную длину наддолотной части компоновки находят следующим образом:

зная M_l и EI_l , определяют параметр m

$$m = \sqrt{M_1/EJ}, \quad (6.2)$$

и наносят его значение на соответствующую шкалу (левая часть номограммы).

Затем на правой части номограммы находят точку пересечения соответствующей шкалы M_1 и кривой d (зазор между опорно-центрирующим элементом и стенкой скважины). Полученную точку пересечения сносят на нулевую шкалу M_1 ; эту точку соединяют с точкой на шкале P_d (осевая нагрузка на долото). Точку пересечения этой прямой со шкалой значений параметра $m=610^{-3}$ сносят по горизонтали до пересечения со шкалой m , соответствующей найденному ранее одноименному значению этого параметра. Найденная точка пересечения путем интерполирования между кривыми линиями значений шкалы l_1 даст искомую величину оптимальной длины жесткой наддолотной части компоновки – l_1 .

Зазор d определяют из соотношения диаметров долота и центратора:

- диаметр долота, мм	394	295	216	190	161
- диаметр центратора,	380	280	206	180	155 мм

в) определяют число промежуточных опор в сжатой части компоновки

$$t = (P_d - G_1) / q_{y6m} l_0 - 1, \quad (6.3)$$

где G_1 – вес жесткой наддолотной части компоновки; q_{y6m} – вес 1 м УБТ в сжатой части компоновки; l_0 – расстояние между опорно-центрирующими элементами (табл. 6.7);

Таблица 6.7
Расстояние между опорно-центрирующими элементами КНБК

Диаметр УБТ, мм	Расстояние между опорами (м)			
	при частоте вращения УБТ, мин ⁻¹			
	50	90	120	150
108-114	20,0	16,0	13,5	12,0
121	22,2	16,5	14,0	13,0
133	23,5	17,5	15,0	13,5
146	25,0	18,5	16,5	14,5
159	31,0	21,5	18,5	17,0
178	33,0	23,5	21,0	19,0
203	36,0	27,0	23,0	20,5

г) определяют суммарную длину расчетной части компоновки низа бурильной колонны по формуле:

для роторного бурения

$$L_3 = 0,25 P_d / q_{y6m3}, \quad (6.4)$$

для турбинного бурения

$$L_3 = 0,25 (P_d - G) / q_{y6m3}, \quad (6.5)$$

где $q_{убтз}$ – вес 1 м УБТ в растянутой части, МН.

Если в растянутой части будут находиться несколько секций УБТ разных диаметров, то вес этих УБТ ($0,25P_d$) необходимо равномерно распределить между всеми секциями в растянутой части.

В итоге длина отвесной компоновки (в м) будет составлять:
для роторного бурения

$$L=l_1+P_d-q_{убт1}/q_{убт1}+0,25 P_d/q_{убт}, \quad (6.6)$$

для турбинного бурения

$$L=l_1+(P_d-G)-l_1 q_{убт}/q_{убт2}+ 0,25(P_d-G)/P_{убтз}. \quad (6.7)$$

Пример. Рассчитать компоновку нижней части бурильной колонны для бурения под обсадную колонну диаметром 219 мм; способ бурения – роторный: $n=120$ об/мин; нагрузка на долото диаметром 269,9 мм $P_d=0,21$ МН.

Решение. 1. По табл. 6.7 находим, что для обеспечения необходимой жесткости компоновка нижней части бурильной колонны должна состоять из УБТ трех ступеней диаметром 229, 203 и 178 мм.

2. По табл. 6.6 находим вес 1 м УБТ каждой степени:

$$q_{УБТ(229)} = 273,4 \cdot 9,81 = 2682 \text{ кН};$$

$$q_{УБТ(203)} = 214,6 \cdot 9,81 = 2105 \text{ кН};$$

$$q_{УБТ(178)} = 156,0 \cdot 9,81 = 1530 \text{ кН}.$$

3. Для жесткой наддолотной части компоновки (УБТ диаметром 229 мм) выбираем УБТС-229, для которых по табл. 6.6 критическая нагрузка составляет:

$$P_{к}=118,2 \text{ кН}=0,118 \text{ МН}.$$

Находим отношение: $P_d/P_{к}=0,21/0,118 = 1,8$, откуда $P_d = 1,8P_{к}$.
Этому значению P соответствует (см. выше) коэффициент момента $i=1,15$.

4. При $i = 1,15$ для УБТ диаметром 229 мм и долота диаметром 269,9 мм по табл. 6.5 находим, что изгибающий момент на нижнем конце компоновки $M_1=0,1334$ тс·м.

5. Находим, что при $M_1=0,1334$ тс·м и жесткости сечения УБТ-229

$$EI = 2,1 \cdot 10^{11} \cdot \frac{3,14}{64} \cdot (0,229^4 - 0,09^4) = 2,76 \cdot 10^7 \text{ Н} \cdot \text{м}^2,$$

параметр $m = \sqrt{\frac{M_1}{EI}} = \sqrt{\frac{0,1334}{2,76 \cdot 10^7}} = 6,9 \cdot 10^{-3}$.

Далее по номограмме (см. рис. 6.12) откладываем $M_I=0,1334$ тс·м при $d=0,01$ мм (точка 1), сносим точку 1 на первую шкалу M_I (точка 2). Далее точку 2 соединяем с точкой 3 ($P_D=0,21$ МН), получаем на шкале m точку 4, которую сносим по горизонтали до пересечения с $m = 6,9 \cdot 10^{-3}$ (точка 5). По точке 5 находим, что оптимальной длина жесткой наддолотной части $l_I=9,4$ м.

6. Находим число промежуточных опор в сжатой части компоновки по формуле (6.3):

$$t = \frac{0,21 - 9,4 \cdot 0,00268}{0,00211 \cdot 23} - 1 = 3,8.$$

Принимаем $t=4$ опоры.

Предварительно для расчета по этой формуле находим расстояние между опорами $l_0=23$ м (по табл. 6.6).

7. Находим суммарную длину компоновки, беря в основу формулу (6.6)

$$L = 9,4 + \frac{0,21 - 9,4 \cdot 0,002688}{0,0021} + \frac{0,25 \cdot 0,21}{0,00153} = 9,4 + 87,6 + 34,3 = 131,3 \text{ м.}$$

Следовательно, суммарная длина компоновки низа бурильной колонны для заданных условий будет равна 131,3 м.

Далее необходимо выбрать опорно-центрирующие элементы и привести схему КНБК с указанием ее основных размеров.

Упрощенный вариант жесткой компоновки для турбинного бурения

УБТ для турбинного бурения выбираются, исходя из вышеизложенных рекомендаций.

Если нагрузка на долото больше критической ($P_D > P_{кр}$), то для ограничения прогибов и площади контакта УБТ со стенками скважины рекомендуется устанавливать промежуточные опоры профильного сечения (квадратные, спиральные и т. п.).

Основные параметры УБТ и расстояния между промежуточными опорами приведены в табл. 6.7.

Значение критической нагрузки $P_{кр}$ для УБТ принимаются в соответствии с данными, приведенными в табл. 6.6.

Расстояние между промежуточными опорами для турбинного бурения принимается при частоте вращения 50 мин^{-1} (табл. 6.7).

Роль жесткой наддолотной части КНБК в этом случае выполняет маховик или в случае его отсутствия корпус турбобура.

Промежуточные опоры должны устанавливаться в первой, непосредственно над турбобуром, секции УБТ. Количество опор в этом случае определяется из выражения

$$T=l_{y\delta m l}/a, \quad (6.8)$$

где $l_{y\delta m l}$ – длина УБТ первой секции; a – расстояние между промежуточными опорами.

Диаметр бурильных труб выбирается в соответствии с приведенными выше соотношениями с УБТ и составит 102 мм (табл. 6.8).

Таблица 6.8

Диаметры обсадных и бурильных колонн

Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурильной колонны, мм, при бурении	
	забойными двигателями	роторный способ
114	-	60 (64)
127	-	60 (64)
140	-	73
146	-	73
168	-	73
178	89; 102; (90); (103)	89; 102; (90); (103)
194	102; (103); 114	102; (103); 114
219	114; 127(129)	102; (103); 114
245	127; 140; (129); (147)	114; 127(129)
273	140; (147)	127; 140; (129); (147)
299	140; (147)	140; (147)
324	140; (147)	140; (147)
340	140; (147)	140; (147)
377	140; (147)	140; (147)
406	140; (H7)	140; (147)
>406	168; (170)	

Примечание. Цифры в скобках – размеры бурильных труб старых сортиментов

Пример. Выполнить расчет КНБК для следующих условий: интервал бурения 500–2000 м под эксплуатационную колонну диаметром 168 мм; диаметр обсадной колонны перед бурением данного интервала (кондуктор) 245 мм, способ бурения – турбинный, турбобур двухсекционный, вес $G=25\ 000$ Н= $0,025\cdot 10^3$ МН, длина 14 м, диаметр долота $D_D=215,9$ мм, осевая нагрузка $P_\delta=79$ кН= $0,079$ МН.

Решение 1. Выбираем тип и диаметр, а также число ступеней УБТ.

В соответствии с табл. 6.4 для бурения 215,9 мм долотом в предыдущей обсадной колонне диаметром 245 мм под обсадную колонну диаметром 168 мм компоновка должна включать в себя две ступени УБТ диаметром 178 и 159 мм.

2. В соответствии с табл. 6.6 вес 1 м УБТ диаметром 178 мм составляет 1559 Н = $1,559\cdot 10^3$ МН, а вес 1 м УБТ диаметром 159 мм составляет 1164 Н = $1,164\cdot 10^3$ МН.

3. Поскольку мы выбираем двухступенчатую КНБК, сжатую часть размещаем в УБТ диаметром 178 мм (первая секция) непосредственно выше турбобуров. В этом случае длина сжатой части УБТ (по формуле 6.5):

$$l_{\text{óáò}(1)} = \frac{1,25 \cdot (P_{\bar{A}} - G)}{q_{\text{óáò}(1)}} = \frac{1,25 \cdot (0,079 - 0,025)}{1,559 \cdot 10^{-3}} = 43,3 \text{ м.}$$

4. Находим длину второй секции, расположенной в растянутой части КНБК и составленной из УБТ диаметром 159 мм:

$$l_{\text{óáò}(2)} = \frac{0,25 \cdot D_{\bar{m}}}{q_{\text{óáò}(2)}} = \frac{0,25 \cdot 0,079}{1,164 \cdot 10^{-3}} = 16,97 \text{ м.}$$

5. Определяем общую длину КНБК

$$L_{\text{КНБК}} = \ell_{\tau} + \ell_1 + \ell_2 = 14,00 + 43,3 + 16,97 = 74,27 \text{ м.}$$

6. Общий вес КНБК

$$Q_{\text{КНБК}} = G + \ell_{\text{УБТ}(1)} \cdot q_{\text{УБТ}(1)} + \ell_{\text{УБТ}(2)} \cdot q_{\text{УБТ}(2)} = 0,025 \cdot 10^{-3} + 43,3 \cdot 10^{-3} + 16,96 \cdot 1,164 \cdot 10^{-3} = 87,27 \cdot 10^{-3} \text{ МН.}$$

7. Определяем число промежуточных опор, расположенных в сжатой части КНБК, составленной из УБТ диаметром 178 мм и длиной 43,3 м, т. к. по табл. 6.7 $P_{\text{кр}} = 57,8 \text{ кН} = 0,0578 \cdot 10^{-3} \text{ МН}$.

Так как $P_{\text{д}} > P_{\text{кр}}$ ($0,079 \cdot 10^{-3} > 0,0578 \cdot 10^{-3}$), следовательно, необходимо устанавливать промежуточные опоры.

В соответствии с табл. 6.7 расстояние между опорами составляет $a = 33,0 \text{ м}$ (для частоты вращения $n = 50 \text{ мин}^{-1}$). Тогда число опор составит: $t = 43,3 / 33 \approx 2$.

Следовательно, для указанных выше условий необходимо применять КНБК, в состав которой входят следующие элементы:

- долото диаметром 215,9 мм;
- турбобур длиной 14 м, весом $0,025 \cdot 10^{-3} \text{ МН}$;
- 1-я секция УБТ (сжатая часть) - длиной 43,3 м, весом $67,5 \cdot 10^{-3} \text{ МН}$;
- 2-я секция УБТ (растянутая часть) – длиной 16,97 м, весом $19,8 \cdot 10^{-3} \text{ МН}$;
- общая длина КНБК – $74,27 \cdot 10^{-3} \text{ МН}$, общий вес КНБК – $87,27 \cdot 10^{-3} \text{ МН}$.

Расчет отвесной КНБК

Принцип действия отвесных компоновок основан на эффекте отвеса или маятниковом эффекте. Последний заключается в том, что ось компоновок почти по всей длине не совпадает с осью скважины, а эффект отвеса возрастает с увеличением зенитного угла скважины. Отвесные компоновки применяются при бурении неустойчивых пород, а также устойчивых при условии, что с использованием жесткой компоновки набран максимально допустимый зенитный угол.

Первоначально необходимо определить число ступеней КНБК в зависимости от диаметров долота и обсадной колонны, под которую будет

вестись бурение (см. табл. 6.4).

Длина УБТ (в м) рассчитывается по следующим упрощенным формулам:
для роторного бурения

$$l_{убт} = 1,25 P_d / q_{убт}, \quad (6.9)$$

для турбинного бурения

$$l_{убт} = 1,25(P_d - G) / q_{убт}, \quad (6.10)$$

где P_d – нагрузка на долото, МН; $q_{убт}$ – вес 1 м УБТ, МН; G – вес турбобура, МН.

Если УБТ состоит из нескольких секций различных диаметров, то в КНБК выделяют следующие части: жесткая, наддолотная, сжатая, растянутая.

Длина жесткого наддолотного участка определяется из условия обеспечения минимума угла поворота этого участка под действием осевой нагрузки. Значения оптимальной длины l_1 жесткой наддолотной части в зависимости от диаметра УБТ приведены ниже.

Диаметр УБТ, мм	114	121	133	159	178	203	229	254	273	299;
длина жесткого наддолотного участка компоновки l , м:	8,7	9,1	9,7	11,0	12,0	13,3	14,6	15,9	16,6	18,2

После определения длины жесткой наддолотной части необходимо найти длину (в м) сжатой части УБТ, входящей в компоновку:

$$l_1 = (P_d - l_1 q_{убт2}) / q_{убт2}, \quad (6.11)$$

где $q_{убт2}$ – вес 1 м УБТ жесткой наддолотной и сжатой частей соответственно, МН.

При бурении забойными двигателями в числителе формулы (6.11) вычитается G_m (вес турбобура).

После определения длины сжатой части УБТ необходимо найти осевую критическую нагрузку (табл. 6.6).

Если осевая нагрузка на долото будет больше чем критическая ($P_d > P_{кр}$), то необходимо в интервалах, где будет наблюдаться искривление ствола скважины, осевую нагрузку уменьшить до значения критической.

Длина растянутой части КНБК вычисляется по формулам 6.4–6.7.

6.3. Проектирование отклоняющих компоновок для направленного бурения

Для искривления ствола на отдельных участках наклонно направленных

скважин следует составить проект на отклоняющую компоновку. Проектирование отклоняющих компоновок заключается в выборе компоновки, расчете ее геометрических размеров, проверочном расчете на прочность и проходимость отклоняющих компоновок через обсадные колонны и на запуск забойных двигателей.

При решении ряда технологических задач, связанных с проектированием отклоняющих компоновок, запуском забойных двигателей с отклонителем, оценкой моментоемкости долот и энергетических параметров двигателей возникает необходимость определить отклоняющую силу на долоте, предельные (критические) значения этой силы и основные размеры отклоняющих компоновок.

Отклоняющие компоновки выбирают в зависимости от геологического разреза, ожидаемого состояния ствола скважины и требуемой интенсивности его искривления.

Отклоняющие компоновки с кривым переводником и турбинным отклонителем рекомендуется применять при бурении скважин в устойчивых геологических разрезах, в которых не ожидается значительного увеличения диаметра ствола. При этом следует учесть особенности этих компоновок. Отклоняющие компоновки с кривым переводником отличаются простотой сборки и эксплуатации, а компоновки с турбинными отклонителями благодаря меньшей длине нижнего от отклонителя участка и возможности применения в секционном исполнении позволяют повысить интенсивность искривления ствола и показатели работы долот.

Компоновки с турбинным отклонителем и кривым переводником над ним, а также компоновки с отклонителем Р-1 следует применять в тех случаях, когда ожидается значительное искривление ствола.

Компоновки с накладкой на корпусе забойного двигателя и кривым у переводником над ним, а также компоновки с эксцентричным ниппелем применяют в тех случаях, когда требуется малая интенсивность искривления ствола (не более 1° на 10 м проходки).

В наклонно направленных скважинах с зенитным углом более 5° , искривленных в проектном азимуте, дальнейшее малоинтенсивное увеличение зенитного угла проводят безориентируемыми компоновками с центраторами, диаметр которых несколько больше их диаметра для стабилизации этого угла.

Расчет геометрических размеров отклоняющих компоновок

Геометрические размеры отклоняющих компоновок рассчитывают в зависимости от заданной интенсивности искривления скважины. Последняя не должна превышать интенсивность искривления ствола, которая может быть достигнута данной системой долото–забойный двигатель, определяемой по формулам, приведенным в подразделе 4.2.

При бурении турбинным отклонителем геометрические размеры компоновки по заданному радиусу искривления ствола K с достаточной для

практики точною могут быть определены по формуле

$$R = \frac{L_1 - L_2}{2 \sin(\alpha_n - \beta)}, \quad (6.12)$$

где L_1 – длина нижнего плеча отклонителя (от торца долота до места искривления переводника отклонителя), м; L_2 – длина верхнего плеча отклонителя (от места искривления переводника отклонителя до верхнего торца переводника с ножами), м; α_n – угол перекоса валов турбинного отклонителя, градус; β – угол наклона нижнего плеча отклонителя к оси скважины, градус.

Угол β определяют по формуле

$$\beta = \arctg \frac{D - d_T}{2L_1}, \quad (6.13)$$

где D, d_T – диаметры соответственно долота и отклонителя, м.

Радиус искривления R и интенсивность искривления ствола на 10 м проходки $\Delta\theta_{10}$ связаны зависимостью

$$\Delta\theta_{10} = \frac{10 \cdot 180}{R\pi}. \quad (6.14)$$

Тогда формула для определения геометрических параметров турбинного отклонителя через величину интенсивности искривления ствола на 10 м проходки примет вид

$$\Delta\theta_{10} = 20 \frac{\sin(\alpha_n - \beta) 180}{L_1 + L_2 \pi}. \quad (6.15)$$

Определение геометрических размеров турбинного отклонителя по заданной величине радиуса искривления R или интенсивности искривления ствола на 10 м проходки $\Delta\theta_{10}$ может быть осуществлено по трем вариантам:

- по углу α_n и длине L_1 рассчитывают необходимую длину L_2 ;
- по углу α_n и длине L_2 , необходимую длину L_1 ; по длинам L_1 и L_2 – необходимый угол α_n .

При бурении отклоняющей компоновкой с кривым переводником над забойным двигателем ее геометрические размеры по заданной величине R или $\Delta\theta_{10}$ с достаточной для практики точною могут быть определены по формуле

$$R = \frac{L_T + L_Y}{2 \sin(\alpha_n - \beta + \beta_1)} \quad (6.16)$$

или

$$\Delta\theta_{10} = 20 \frac{\sin(\alpha_n - \beta + \beta_1) 180}{L_T + L_Y \pi}, \quad (6.17)$$

где L_T – длина забойного двигателя с долотом, м; L_y – длина установленных над кривым переводником УБТ, м; β_1 – угол наклона УБТ к оси скважины, градус.

В данном случае углы β и β_1 определяют по формулам

$$\beta = \operatorname{arctg} \frac{D - d}{2L_0}; \quad (6.18)$$

$$\beta_1 = \operatorname{arctg} \frac{d_1 - d}{2L_0}, \quad (6.19)$$

где d – диаметр УБТ, м, d_1 – диаметр забойного отклонителя, м.

Геометрические размеры отклоняющих компоновок с кривым переводником по заданным величинам R или $\Delta\theta_{10}$ определяют по двум вариантам: по длине L_T и углу α_n рассчитывают необходимую длину L_y ; по длинам L_T и L_y – необходимый угол α_n . При этом предварительно устанавливают возможность достижения заданной интенсивности искривления ствола при данной длине L_T и диаметре долота D . Если требуемая интенсивность искривления ствола не обеспечивается, то, решая как обратную задачу, по указанным формулам определяют необходимую длину L_T .

При искривлении ствола отклонителем Р-1 геометрические размеры отклоняющей компоновки рассчитывают по формуле

$$R = \frac{L_T + L_y}{2 \sin(\alpha_n - \beta - \beta_D - \beta_1)} \quad (6.20)$$

или

$$\Delta\theta_{10} = 20 \frac{\sin(\alpha_n - \beta - \beta_A + \beta_1)}{L_0 - L_0} \frac{180}{\pi}, \quad (6.21)$$

где α_n – угол перекоса нижней резьбы отклонителя, градус; β_D – угловая деформация удлинителя, градус; β_1 – угол перекоса удлинителя, градус.

Угловая деформация удлинителя от действия изгибающего момента M , равномерно распределенная нагрузка $q_0 \sin\theta$ и сжимающее усилие N определяются по формуле

$$\beta_A = \operatorname{arctg} \frac{4f_1}{(1 - \lambda)L_0} \quad (6.22)$$

$$f_1 = \frac{1}{16} \frac{ML_y^2}{EL} - \frac{5}{384} \frac{q_0 L_y^4}{EL} \sin\theta; \quad (6.23)$$

$$M = \frac{Q_r L_r}{2} \sin\theta + P_{or} L_r; \quad (6.24)$$

$$\lambda = \frac{NL_0^2}{\pi^2 EI_0}, \quad (6.25)$$

где f_l – стрела прогиба удлинителя, м; EL_y – жесткость на изгиб удлинителя, $H \cdot м^2$; q_0 – вес 1 м удлинителя в буровом растворе, Н/м; θ – зенитный угол ствола, градус; Q_T – вес забойного двигателя с долотом, Н; P_{om} – отклоняющая сила на долоте, Н.

При бурении искривленного ствола с использованием эксцентричного ниппеля или отклонителя с накладкой геометрические размеры компоновки рассчитывают по формуле

$$R = \frac{L_r}{2 \sin(\alpha' + \alpha'')} \quad (6.26)$$

или

$$\Delta\alpha = 20 \frac{\sin(\alpha' + \alpha'')}{L_0} \frac{180}{\pi} \quad (6.27)$$

где $\alpha' = \arcsin h / L_2$; $\alpha'' = \arcsin \frac{d_r + 2h - D}{2L_1}$,

где h – высота накладки, м; D , d_T – диаметры соответственно долота и турбобура, м; L_1 – расстояние от торца долота до наибольшего сечения накладки, м; L_2 – расстояние от накладки до верхнего переводника турбобура, м.

Интенсивность искривления ствола указанным отклонителем находится в зависимости от толщины накладки h . Ее максимальная допустимая величина h_{max} ограничивается условием беспрепятственного прохождения компоновки по скважине. Значение h_{max} вычисляют по формуле

$$h_{max} = [(2D_c - 1) - d_r] \frac{L_r - L_1}{2L_r}. \quad (6.28)$$

На рис. 6.20 представлена номограмма для определения высоты накладки.

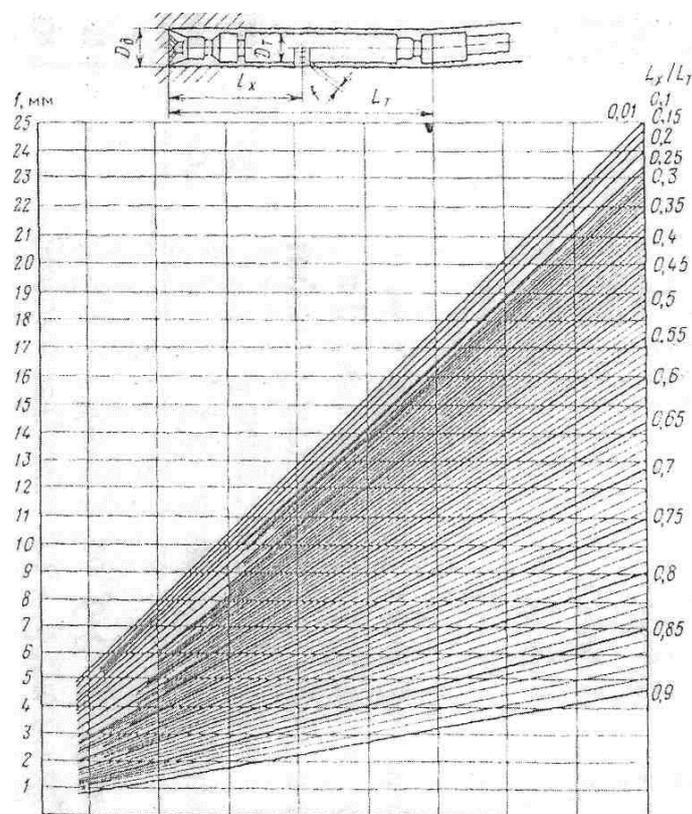


Рис. 6.20. Номограмма для определения высоты накладки

При необходимости увеличения интенсивности искривления ствола толщину накладки можно повысить по сравнению с h_{max} , вычисленной по формуле 6.28, но при этом необходимо предварительно расширить ствол скважины или перейти на бурение долотом меньшего диаметра.

Методика определения толщины эксцентричного ниппеля применима также для определения толщины центраторов безориентируемых компоновок с целью малоинтенсивного набора зенитного угла.

Определение отклоняющей силы на долоте при бурении с отклонителем

В стволе скважины малых поперечных размеров элементы отклоняющей компоновки (забойный двигатель, отклонитель, бурильные или утяжеленные бурильные трубы) испытывают упругую деформацию, вследствие чего в сечении изгиба отклонителя возникает момент упругих сил. В результате этого, долото с определенной силой прижимается к стенке скважины. Благодаря наличию отклоняющей силы, направленной перпендикулярно к оси долота, под действием этой силы в процессе бурения наряду с разрушением забоя также фрезеруются стенки скважины и искривляется ствол в заданном направлении более интенсивно при соблюдении следующих трех условий:

- отклоняющая сила больше сопротивляемости пород разрушению;
- долото обладает боковой фрезерующей способностью;
- упругая деформация направляющего участка отклоняющей компоновки (от долота до первой точки касания компоновки с лежащей стенкой ствола) не

превышает критической величины, при которой она теряет способность искривлять ствол скважины в заданном направлении.

Отклоняющая сила наряду с увеличением интенсивности искривления ствола оказывает также существенное влияние на работу долота, забойного двигателя, режим и показатели бурения наклонно направленных скважин. Поэтому, зная зависимость этой силы от действующих на нее факторов, можно обоснованно проектировать отклоняющие КНБК, отвечающие предъявляемым к ним требованиям.

Отклоняющая сила зависит от геометрических размеров долота, забойного двигателя, отклонителя, УБТ или бурильных труб, жесткости и веса этих элементов, угла смещения осей резьбы отклонителя, диаметра и зенитного угла ствола, характера проходимых пород.

Отклоняющая сила при применении кривого переводника определяется по формуле М.П. Гулизаде

$$P_{от} = P - Q_T L_u \sin \theta / L_T, \quad (6.29)$$

где P – упругая отклоняющая сила в вертикальном стволе, Н; G_m – вес забойного двигателя и долота в буровом растворе, Н; L_u – расстояние от центра тяжести забойного двигателя до сечения изгиба отклонителя, м; θ – зенитный угол ствола, градус; L_T – расстояние от торца долота до сечения изгиба отклонителя, м.

Для определения силы P различными авторами предложены другие, отличающиеся друг от друга формулы.

Сила P , исходя из условия возникновения в сечении изгиба отклонителя максимального момента упругих сил M_v , равного произведению момента сопротивления сечения отклонителя W на предел текучести его материала σ_T , определяется по формуле Р.А. Иоаннесяна

$$P = \frac{M_v}{L_\delta} = \frac{W\sigma_\delta}{L_\delta}. \quad (6.30)$$

Формула (6.30) справедлива при абсолютной жесткости забойного двигателя и стенок ствола.

С учетом жесткости забойного двигателя сила P определяется по формуле Н.А. Григоряна (см. формулу 7.6)

Отклоняющая сила уменьшается при увеличении осевой нагрузки на долото и зенитного угла ствола, интенсивности искривления скважины (рис. 6.21), а также соотношения диаметров скважины и долота (рис. 6.22). Графики на рис. 6.21 и 6.22 построены для отклоняющей компоновки, состоящей из долота диаметром 215,9 мм, турбобура АБШ (одна секция) кривого переводника диаметром 146 мм с углом $\alpha_n = 2^\circ$, и плотности бурового раствора 1250 кг/м³).

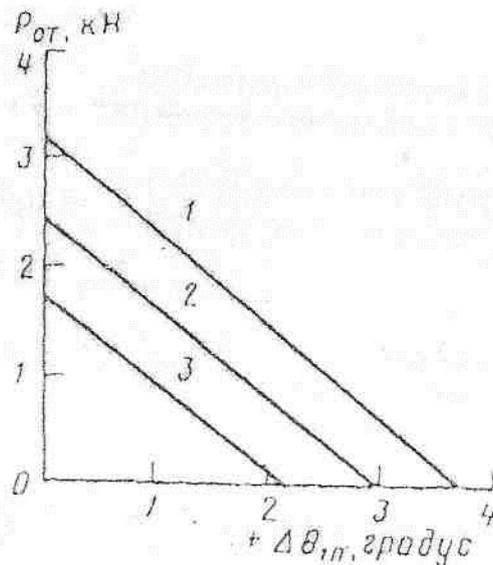


Рис. 6.21. Зависимость отклоняющей силы от приращения угла искривления ствола $\Delta\theta$: 1–0; 2–10°; 3–20°

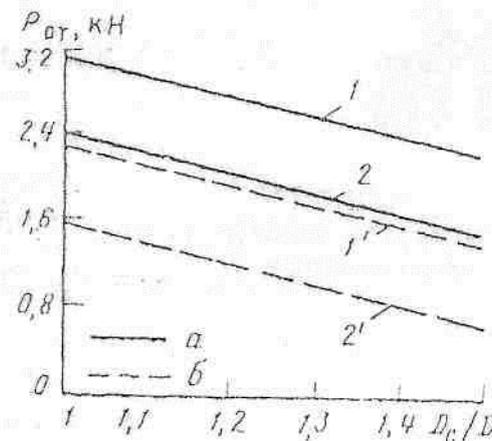


Рис. 6.22. Зависимость отклоняющей силы от соотношения диаметров скважины и долота: 1,1' – $\theta_0 = 0$; 2,2' – $\theta_0 = 10^\circ$; а – $\Delta\theta = 0$; б – $\Delta\theta = 1^\circ/10 \text{ м}$

Критические значения отклоняющей силы и основных размеров отклоняющих компоновок

Отклоняющая сила на долоте – режимный параметр искривления ствола скважины. Как и любой параметр, она не может быть беспредельно увеличена и имеет вполне определенное критическое значение.

Величина отклоняющей силы на долоте должна быть достаточной, чтобы обеспечивалось требуемое интенсивное фрезерование стенки ствола и искривление скважины в заданном направлении. Вместе с тем, она не должна превышать определенные критические значения, при которых стрела прогиба, системы «долото–забойный двигатель–отклонитель предельной величины. При этом корпус забойного двигателя, изгибаясь, препятствует искривлению ствола

в заданном направлении. В этих случаях забойный двигатель из ограничивающего фактора интенсивности искривления ствола превращается в препятствующий фактор искривления скважины в требуемом направлении.

Стрела прогиба f системы «долото–забойный двигатель–отклонитель» в зависимости от действия момента упругих сил, нормальной составляющей собственного веса и осевой нагрузки на долото определяется по формуле

$$f = \frac{0,0625M_y L_T^2 - 0,013Q_T L_T^3 \sin \theta}{EL_T} \frac{1}{1 - G/P_g}, \quad (6.31)$$

$$P_g = \frac{\pi^2 EJ_T}{(\mu L_T)^2};$$

P_g – эйлерова сила, Н; μ – коэффициент приведения длины.

Коэффициент μ зависит от типа, расположения и вида закрепления опор, а также от характера нагрузки и изменяется от 0,7 до 2.

Критическое значение стрелы прогиба забойного двигателя f_k при котором прекращается искривление ствола в заданном направлении, определяется по формуле

$$f_k = 0,43D_c + 0,3D - 0,73d_T, \quad (6.32)$$

а момент упругих сил M_k в сечении изгиба отклонителя будет равен

При $f=f_k$ и совместном решении уравнений (6.34) и (6.35), получим следующую формулу для M_k

$$M_k = \frac{16EL_T(1 - G/P_g)(0,43D_c + 0,3D - 0,73d_T)}{L_T^2} + 0,21Q_T L_T \sin \theta. \quad (6.33)$$

Формула (6.33) характеризует критическую величину M_k , при котором стрела прогиба забойного двигателя достигает минимального значения, и прекращается искривление ствола. Отклоняющая компоновка сможет искривлять скважину в заданном направлении, если возникающий в сечении изгиба отклонителя момент упругих сил будет меньше величины M_k .

Из выражения (6.33) вытекают следующие выводы:

а) критический момент упругих сил минимален для вертикального ствола; с увеличением зенитного угла он возрастает, следовательно, при работе упругодеформированной отклоняющей КНБК наиболее трудно забурить наклонный ствол при $\theta=0$;

б) критический момент упругих сил может быть увеличен при повышении жесткости забойного двигателя и разности между диаметрами ствола, долота и забойного двигателя; снижении осевой нагрузки на долото и, что наиболее эффективно, уменьшении длины направляющего участка L_y .

Критическое значение отклоняющей силы для условий забуривания

наклонного ствола, исходя из выражения $M_y = PL_T$, определяется по формуле

$$P_{om.k} = \frac{16EL_T(0,43D_c + 0,3D - 0,73d_T)(1 - G/P_3)}{L_T^3} \quad (6.34)$$

С увеличением разности между D_c , D , d_T и уменьшением L_T критическое значение отклоняющей силы возрастает (рис. 6.23). Наибольшее влияние на $P_{om.k}$ оказывает уменьшение длины L_T . При этом $P_{om.k}$ возрастает не пропорционально L_T^3 , а в большей степени вследствие того, что L_T входит также в значение эйлеровой силы в квадрате. Так, при уменьшении длины L_T в 2 раза (от 10 м до 5 м) $P_{om.k}$ возрастает в 10,8 раза (от 1,2 до 13 кН). В этой связи при использовании в качестве направляющего участка КНБК винтового забойного двигателя, отличающегося малой длиной (2–2,5 м) отклоняющая сила на долоте многократно возрастает.

Для определения критических значений основных размеров отклоняющей компоновки необходимо в уравнение (6.34) подставить значение силы P . При использовании формулы (7.6) уравнение (6.34) после преобразований примет вид

$$0,5L_T \sin(\alpha_n - \alpha_1) - \frac{8}{3} f_k C - \sqrt{\frac{3EL_T f_k C A_1}{EL}} = 0 \quad (6.35)$$

где

$$C = 1 - G/P_3; \quad A_1 = 2D_c - D - d_T.$$

Из уравнения (6.35) следует, что критические значения угла α_n и длины L_T определяются соответственно по формулам:

$$\alpha_{n.k} = \alpha_1 + \arcsin \frac{2}{L_T} \left(\frac{8}{3} f_k C + \sqrt{\frac{3EL_T f_k C A_1}{EJ}} \right); \quad (6.36)$$

$$L_{T.k} = \frac{2}{\sin(\alpha_n - \alpha_1)} \left(\frac{8}{3} f_k C + \sqrt{\frac{3EL_T f_k C A_1}{EJ}} \right). \quad (6.37)$$

Для случаев бурения отклоняющей компоновкой, состоящей из долота диаметром 215,9 мм, турбобура диаметром 195 мм, при $G=90$ кН и $L_T=8$ м критические углы перекося осей резьбы кривого переводника составляет $2,02^\circ$ и $3,06^\circ$ соответственно при $D_c=D$ и $D_c=1,1D$.

Если же указанную отклоняющую компоновку применять с кривым переводником с $\alpha_n=3,5^\circ$, то искривление ствола в заданном направлении возможно при условии, что $L_T < 4,1$ и $L_T=6,8$ м соответственно при $D_c=D$ и $D_c=1,1D$. При указанных значениях L_T искривление ствола в заданном

направлении может произойти либо при $\alpha_n < 4,5^\circ$, либо соответственно при $D_c < D$ и $D_c > 1,1D$, либо $G < 90$ кН.

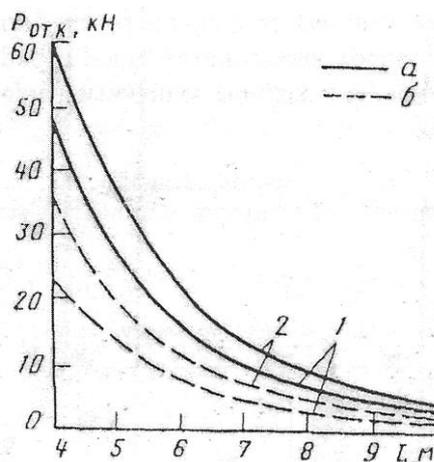


Рис. 6.23. Зависимость критической отклоняющей силы от длины турбобура с долотом при забурировании наклонного ствола ($d_T=172$ мм; $G=100$ кН):
 $a-D=190,5$ мм; $b-D=215,9$ мм; $1-D_c=D$; $2-D_c=1,1D$

Проверочный расчет отклоняющих компоновок

После выбора и определения геометрических размеров отклоняющих компоновок и угла α_n необходимо провести проверочный расчет с целью определения прочностных параметров компоновки, возможности ее прохождения через прямолинейные участки скважины, а также возможности запуска забойного двигателя.

При перемещении отклоняющих компоновок через прямолинейные участки ствола, в частности обсадные колонны, возрастает деформация ее элементов. Поэтому следует установить размеры отклоняющих компоновок, при которых возникающие напряжения изгиба были в пределах упругих деформаций. В случае невыполнения этого условия в компоновке появляются остаточные деформации. Это приводит к снижению эффективности работы отклоняющей компоновки и даже к потере ее прочности и способности искривлять ствол скважины в заданном направлении.

Считается, что прохождение отклоняющих компоновок по обсадным колоннам обеспечивается продвижением их через эти колонны только под действием собственного веса.

При резке нового ствола из прямолинейного участка скважины отклоняющая сила на долоте может быть настолько велика, что вращающий момент на валу забойного двигателя будет недостаточен для его запуска. Поэтому проверочным расчетом следует установить условия запуска забойного двигателя, имея в виду, что моментоемкость долот на отклоняющую силу в 2–3 раза больше его моментоемкости на осевую нагрузку.

Проверочный расчет отклоняющих компоновок с кривым переводником

над забойным двигателем и искривленным секционным турбобуром проводят согласно расчетной схеме, приведенной на рис. 6.24.

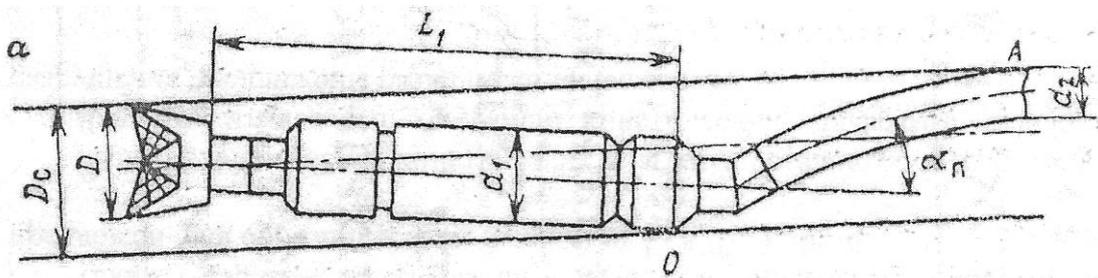


Рис. 6.24. Схема проверочного расчета проходимости через обсадные колонны компоновок

Условие упругих деформаций имеет вид

$$\sigma = \frac{M}{W} < \sigma_T, \quad (6.38)$$

где σ – напряжение изгиба, Па; σ_T – предел текучести, Па; M – изгибающий момент, Н*м; W – момент сопротивления, м³.

Величина σ определяется по формуле

$$\sigma = \frac{3A_1 E d_2}{2l_2} < [\sigma_T] \quad (6.39)$$

$$L = \frac{1}{2a_n \frac{A_2}{L_1}} \left[\frac{3}{2} A_1 + \frac{9}{4} A_1^2 + \frac{3}{2} \left(2a_n - \frac{A_2}{L_1} \right) \sqrt{\frac{A_1 l_2}{2l_1}} \right]; \quad (6.40)$$

$$A_1 = 2D_c - d_1 - d_2; \quad A_2 = 2D_c - D - d_1;$$

в формуле (6.40): l_1 – момент инерции поперечного сечения участка ниже отклонителя, м⁴; l_2 – момент инерции участка выше отклонителя, м⁴; E – модуль упругости, Па; a_n – угол перекоса осей резьбы кривого переводника, градус; D_c, D, d_1, d_2 – диаметры соответственно скважины, долота, забойного двигателя и УБТ, м.

Условие нормальной проходимости отклоняющей компоновки через кондуктор или промежуточные колонны определяется из выражения

$$Q_k > \frac{6\mu A_1 E L_2}{L^3} \left(1 + \frac{L}{L_1} \right), \quad (6.41)$$

Условие запуска турбины турбобура записывается в виде

$$M_r > \frac{3\mu A_1 E l_2}{L^2 L_1} \frac{D}{2}, \quad (6.42)$$

где M_m – тормозной момент турбины, Н*м.

Проверочный расчет для отклоняющей компоновки с турбинным отклонителем и наддолотным калибратором проводится по приведенным выше формулам с упрощением

$$L = \frac{3A_1}{2\alpha_n - A_1 / L_1}. \quad (6.43)$$

Расчетные формулы для других вариантов компоновок приведены в работе [2].

Контрольные вопросы к разделу 6:

1. Какие виды отклонителей используют при направленном бурении?
2. Какие элементы входят в состав КНБК, их назначение?
3. Какие виды КНБК существуют, их целевое назначение?
4. Какие существуют требования при расчете жестких КНБК?
5. Какова исследовательность расчета жестких КНБК?
6. Какова методика расчета отвесной КНБК?
7. Какие геометрические размеры определяются при расчете отклоняющих компоновок?
8. Как определяются отклоняющая сила на долоте при бурении с отклонителем?
9. От каких параметров зависит критическая величина отклоняющей силы на долоте?
10. Сущность проверочных расчетов отклоняющих компоновок.

7. ТЕХНОЛОГИЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

7.1. Ориентирование отклонителей

Ориентирование отклонителей заключается в совмещении направления их действия с направлением необходимого отклонения ствола скважины. Ориентирование производится относительно фиксированной в каком-либо определенном положении плоскости. В наклонных скважинах такой плоскостью чаще всего является апсидальная, т. е. вертикальная плоскость, проходящая через ось скважины, а в вертикальных – плоскость магнитного или истинного меридиана.

Угол между фиксированной плоскостью и плоскостью, в которой происходит искусственное искривление ствола скважины (плоскость отклонения), называется углом установки отклонителя.

Угол установки измеряется от фиксированной плоскости по часовой стрелке и может изменяться от 0 до 360°. Для вертикальных скважин угол установки отклонителя равен азимуту требуемого искривления скважины.

Точное значение угла установки отклонителя при требуемом изменении зенитного угла и азимута может быть определено различными методами: аналитически, графически несколькими способами, по номограммам, предложенным разными авторами, с помощью специальных приборов.

Известные формулы для расчета угла установки отклонителя достаточно громоздки и содержат значение угла пространственного искривления скважины на интервале применения отклонителя, т. е. предварительно необходимо задаться длиной этого интервала. Однако фактическая длина интервала искривления практически никогда не совпадает с предварительно принятой, поэтому в расчете угла установки появляется погрешность.

Наиболее просто и с достаточной степенью точности угол установки отклонителя может быть определен графически. Для этого от направления, условно принятого за северное (рис. 7.1), откладывается фактический α_{ϕ} (на забое скважины) и требуемый α_{mp} (в конце интервала искривления) азимутальные углы скважины. По полученным направлениям в принятом линейном масштабе (например, 1°=1 см) откладываются соответственно фактический Θ_{ϕ} и требуемый Θ_{mp} зенитные углы. Требуемые азимутальный α_{mp} и Θ_{mp} углы определяются из необходимости выведения скважины в заданную проектом точку по ранее приведенной методике.

Полученные точки A и B соединяются; образовавшийся при этом угол CAB равен искомому углу установки ψ . Он измеряется от направления AC по часовой стрелке.

Величина отрезка AB на рис. 7.1 в принятом линейном масштабе равна требуемому углу φ пространственного искривления скважины. Зная из технической характеристики отклонителя интенсивность искривления скважины i при его применении, можно определить длину интервала искусственного искривления L по формуле

$$L = \varphi / i. \quad (7.1)$$

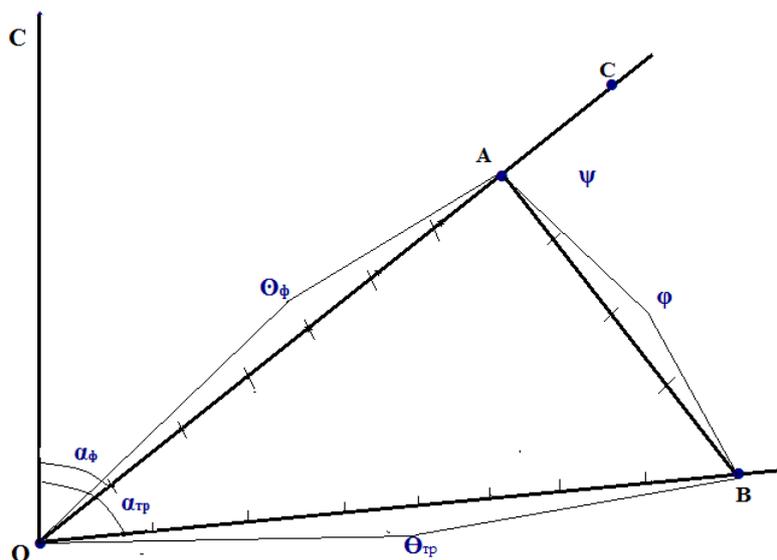


Рис. 7.1. Графический метод определения угла установки отклонителя

Перед ориентированием отклонителя в скважине должно быть определено его фактическое положение относительно либо плоскости магнитного меридиана (в вертикальном стволе), либо по отношению к апсидальной плоскости (в наклонном стволе).

Ориентированный спуск отклонителя

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 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 γ , при котором с достаточной точностью фиксируется положение апсидальной плоскости скважины (обычно $\gamma > 5^\circ$). Забойное ориентирование осуществляется быстрее и проще, поэтому при $\gamma > 5^\circ$ ориентированный спуск бурильной колонны не применяется.

Ориентированный спуск бурильной колонны осуществляется несколькими способами, из которых большое распространение вследствие его простоты и достаточной для практически 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: шаблон с уровнем, предложенный А.М. Григорьяном (рис. 7.2, а), или шаблон ОБШН

(рис. 7.2, б).

Бурильную трубу выкатывают на мостки и на один из замков устанавливают шаблон ОБШН. Перемещая шаблон вокруг оси бурильной трубы, совмещают пузырек уровня с центральными делениями на пробирке и прочерчивают линию на одном замке бурильной трубы.

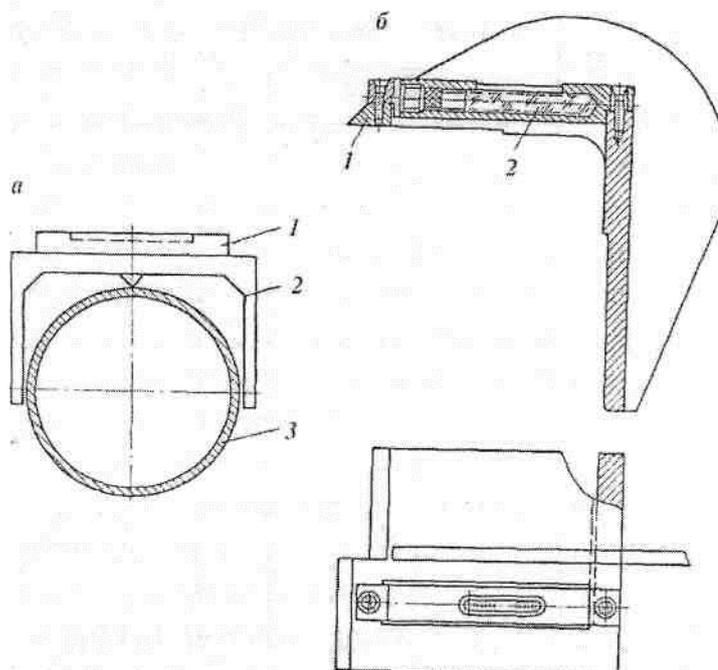


Рис. 7.2. Шаблоны для нанесения меток на бурильные трубы:
а – с уровнем: 1 – уровень; 2 – шаблон; 3 – бурильная труба; *б* – ОБШН:
1 – угол уголок; 2 – уровень

Затем шаблон переносят на другой замок трубы, следя за тем, чтобы положение трубы (в этом случае отметки на замках будут принадлежать одной образующей) было неизменным. Шаблон снова устанавливают с той же стороны от оси трубы и повторяют ту же операцию. Операции с шаблоном Григоряна производят аналогично описанному выше, только линию прочерчивают по среднему острию шаблона. По прочерченным линиям секачом или путем наварки наносят метки. Все другие метки на трубе должны быть ликвидированы.

На буровой нужно иметь столько труб с метками, сколько их требуется для спуска до глубины искривления, и дополнительно 7–8 труб для наращивания в процессе работы.

До начала ориентированного спуска необходимо также двумя реперами (кольшками) 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, забойный двигатель и отклонитель. При забойном двигателе, 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 (рис. 7.3, а) измеряют величину дуги между меткой, находящейся на замке бурильной трубы, и вновь намеченным крестом (в направлении от метки к кресту).

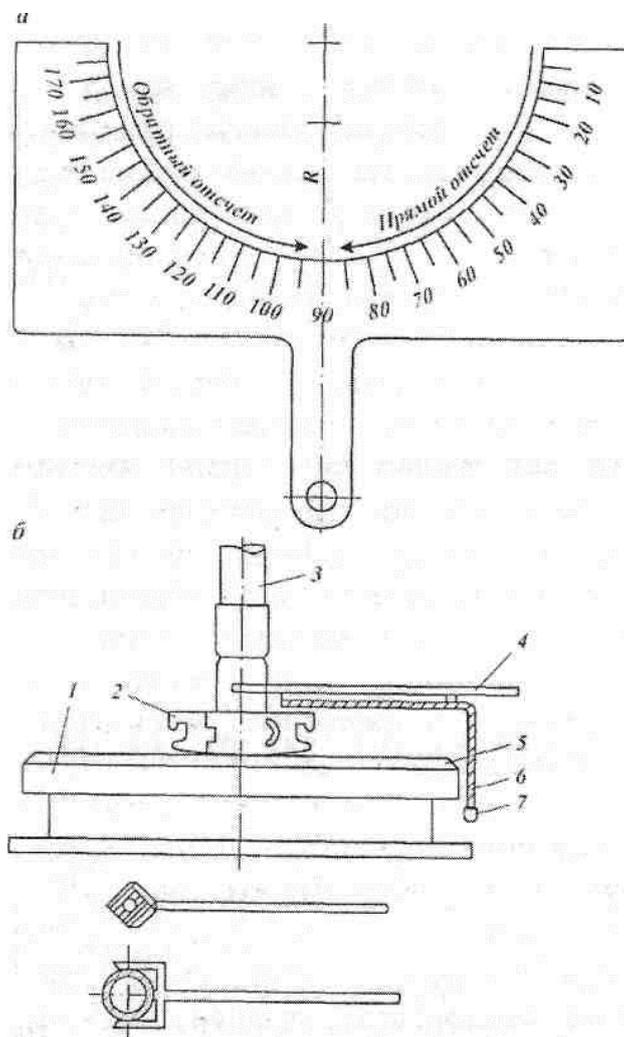


Рис. 7.3. Приспособления для ориентированного спуска бурильной колонны:
 а – угломер; б – шаблон для сноса меток: 1 – ротор; 2 – элеватор; 3 – бурильная труба;
 4 – шаблон с рукояткой; 5 – метка; 6 – шнур; 7 – отвес

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 (рис. 7.3, б) сносят мелом на

неподвижную 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.

Описанный метод может быть использован для всех последующих спусков отклонителя.

Для определения положения отклонителя на забое при втором и последующих спусках при помощи крестовых меток фиксируют, насколько не сходятся ранее нанесенные кресты на замках смежных труб (свечей). Величину расхождения крестов в нарастающем порядке откладывают на полоске бумаги от произвольной отметки "ноль", справа – перевороты, слева – недовороты (рис. 7.4).

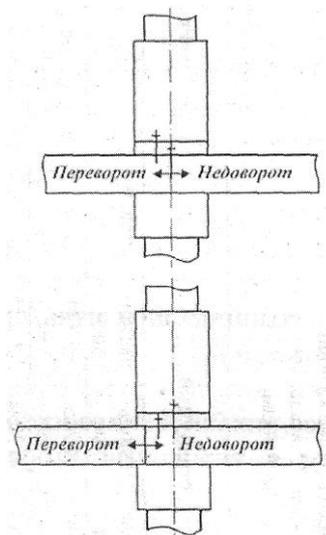


Рис. 7.4. Схема фиксирования недоворотов и переворотов методик через условный ноль

После окончания спуска бурильной колонны по полоске бумаги определяют разность переворотов и недоворотов. Величину этой разности, когда переворотов больше, чем недоворотов, откладывают по дуге от креста замка трубы против хода часовой стрелки и сносят эту отметку на ротор. В случае превышения недоворотов величину разности откладывают по дуге замка по ходу часовой стрелки и сносят эту метку на ротор.

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.

Разновидностью вышеупомянутого метода является метод, описанный ниже. На бумажной ленте длиной чуть более длины окружности замков бурильных труб приблизительно посередине ставится метка "0" (отклонитель). Отклонитель опускается в скважину и на него навинчивается УБТ. Метка "0" на ленте совмещается с меткой на отклонителе, указывающей направление его действия. На бумажную ленту переносится метка с нижнего конца УБТ и ставится цифра 1. Инструмент опускается в скважину, навинчивается ЛБТ (для обеспечения возможности замера параметров искривления скважины магнитным инклинометром без подъема колонны бурильных труб при искусственном искривлении). Метка 1 на ленте совмещается с меткой на верхнем конце УБТ, а метка с нижнего конца ЛБТ переносится на ленту, и ставится цифра 2. Инструмент опускается, навинчивается СБТ, метка 2 на ленте совмещается с меткой на верхнем конце ЛБТ, и на ленту переносится метка 3 с нижнего конца СБТ. В такой последовательности производится спуск всего инструмента. Для повышения точности ориентирования при изменении диаметра труб бумажную ленту необходимо менять. После навинчивания квадрата, метка на последней опущенной трубе совмещается с последней меткой на ленте, а метка "0" с ленты переносится на переводник квадрата. Эта метка указывает направление действия отклонителя, находящегося в скважине. Далее необходимо путем поворота всей колонны бурильных труб (всегда по часовой стрелке) совместить эту метку с проектным направлением скважины.

При этом необходимо учесть угол закручивания инструмента под действием реактивного момента забойного двигателя. Практически эта операция выполняется следующим образом. Из плана-программы на проводку скважины, которая выдается буровой бригаде до начала бурения, берутся значения проектного азимута скважины $\alpha_{пр}$ и азимут приемных мостков буровой установки $\alpha_{м}$, и предварительно определяется значение вспомогательного угла δ по формуле

$$\delta = \alpha_{пр} - \alpha_{м}. \quad (7.2)$$

Угол δ откладывается на неподвижной части ротора от направления мостков по ходу часовой стрелки, если он положительный, и против хода – если отрицательный (рис. 7.5).

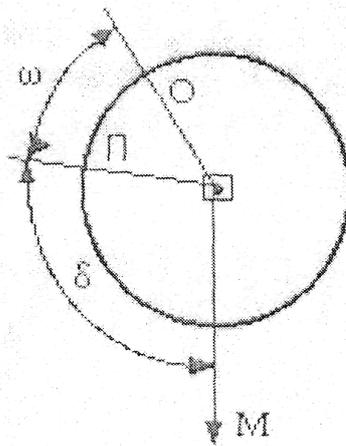


Рис. 7. 5. Ориентирование отклонителя на роторе в вертикальном стволе

На роторе ставится метка "П", указывающая направление на проектную точку. От этой метки "П" всегда по ходу часовой стрелки откладывается угол закручивания инструмента ω под действием реактивного момента забойного двигателя, и на роторе ставится метка "0". Затем вращением колонны бурильных труб совмещаются метки "0" на переводнике квадрата и роторе, последний закрывается, инструмент без вращения опускается на забой и начинается бурение. Для постоянного наблюдения за положением отклонителя в процессе углубки ствола на роторе ставится вспомогательная метка, совмещенная с одним из ребер квадрата.

При наращивании инструмента отворачивается ведущая труба, навинчивается наращиваемая, последняя метка на бумажной ленте совмещается с меткой на последней трубе, находящейся в скважине, и на ленту переносится метка с наращиваемой трубы. Инструмент опускается в скважину, навинчивается квадрат, последняя метка на бумажной ленте совмещается с меткой на наращенной трубе, а метка "0" с ленты переносится на переводник квадрата. Далее процесс ориентирования повторяется и продолжается углубка ствола скважины в заданном направлении.

Точность ориентирования по меткам М сравнительно невелика и может быть определена по формуле:

$$M = 3n^{0.5} \text{ град}, \quad (7.3)$$

где n – число переноса меток.

Угол закручивания инструмента под действием реактивного момента забойного двигателя, откладываемый на неподвижной части ротора от метки "П" по часовой стрелке, зависит от многих факторов. К их числу относится тип забойного двигателя, физико-механические свойства буримых пород, тип долота, осевая нагрузка, расход и качество промывочной жидкости, компоновка колонны бурильных труб, интенсивность искривления скважины и др. Значение угла закручивания может быть определено аналитически или по номограммам. Однако точнее его определяют, исходя из опыта бурения в конкретных условиях.

Забойное ориентирование отклонителя

В наклонном стволе используется косвенный метод ориентирования. 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–Мяникоса 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 специального аппарата.

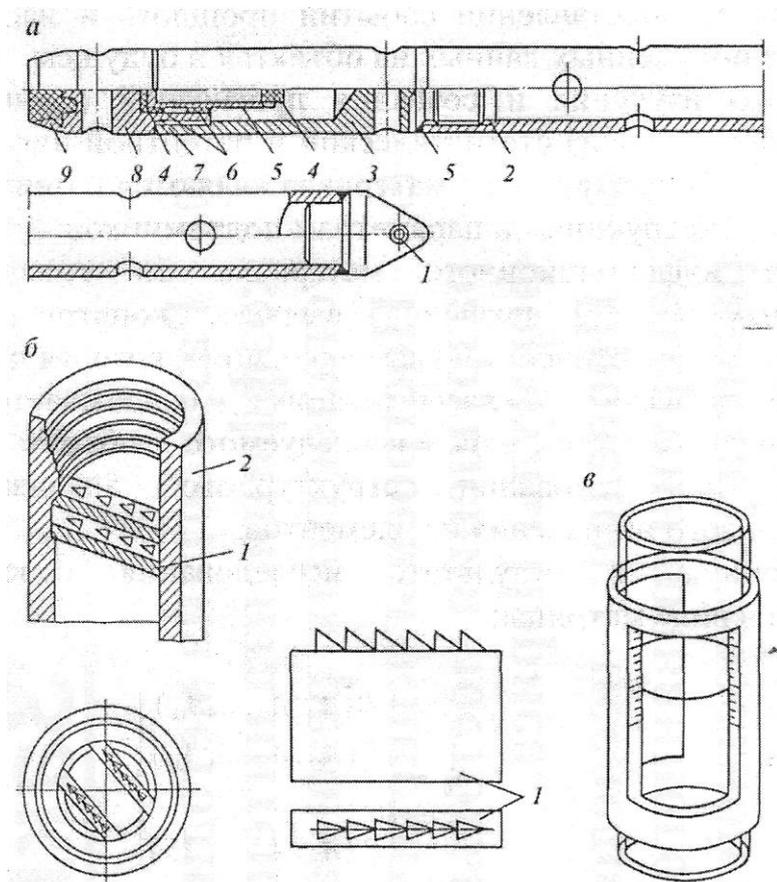


Рис. 7.6. Аппарат Шаньгина–Кулигина и приспособления для работы с ним:
а – аппарат; *б* – замок 2 с сваренными косыми ножами; *в* – шаблон для определения верхней точки следа мениска

Аппарат Шаньгина–Кулигина (рис. 7.6, *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.

Аппарат Шаньгина–Кулигина (рис. 7.6, 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. 7.6, б), с одной стороны имеющие зубья пилообразной формы. Два ножа устанавливаются строго параллельно плоскости действия отклонителя, причем наклонная часть зубьев должна быть обращена 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 на 3–4 м и опускают. 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 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. 7.6, в), с помощью которого определяют положение верхней точки следа мениска плавиковой кислоты на стенке приборки. Стеклянный стаканчик с шаблоном вставляют в корпус аппарата таким образом, чтобы метки, ранее нанесенные на стеклянный стаканчик и корпус аппарата, совпали.

Корпус аппарата Шаньгина–Кулигина вставляют в приспособление для расшифровки (рис. 7.7).

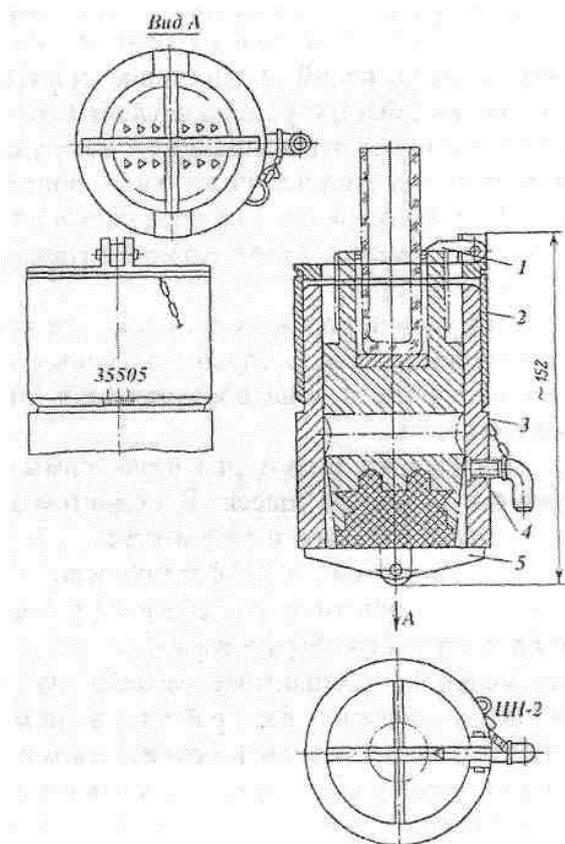


Рис. 7.7. Приспособление для расшифровки показания аппарата Шаньгина–Кулигина

Это приспособление состоит из корпуса 3, представляющего собой металлический стакан с визирным крестом 5 и нониусом 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 винтом 4 закрепляют в приспособлении 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 низкую 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 забойного двигателя и угла установки отклонителя в случае необходимости изменения азимута, подсчитывают по формуле (рис. 7.8):

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

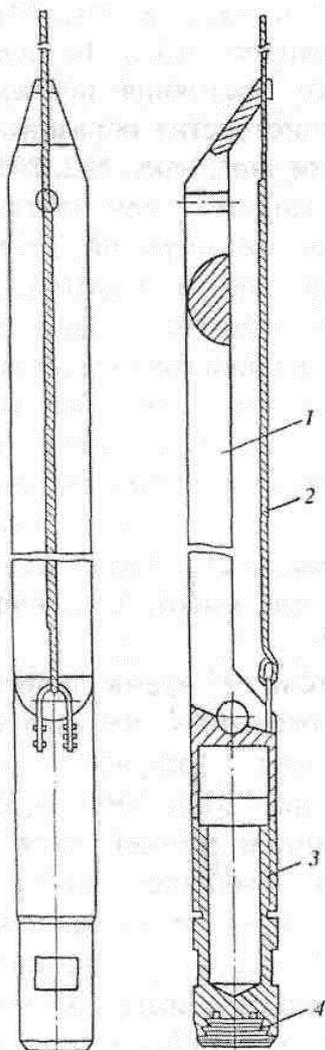


Рис. 7.9. Аппарат Амбарцумова:
1 – эксцентричный груз; 2 – трос; 3 – стакан; 4 – печать

Ориентирование по способу Амбарцумова отличается от способа Шаньгина–Кулигина только конструкцией аппарата. Он представляет собой эксцентричный груз (рис. 7.9). 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. 7.7). 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 при известном азимуте и фактическом направлении траектории скважины.

Непрерывные измерение забойного положения отклонителя

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 снаряд 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, 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 займет правильное положение для бурения в нужном направлении.

Забойные отклоняющие устройства часто используют в комбинации с управляющим инструментом (рис. 7.10).

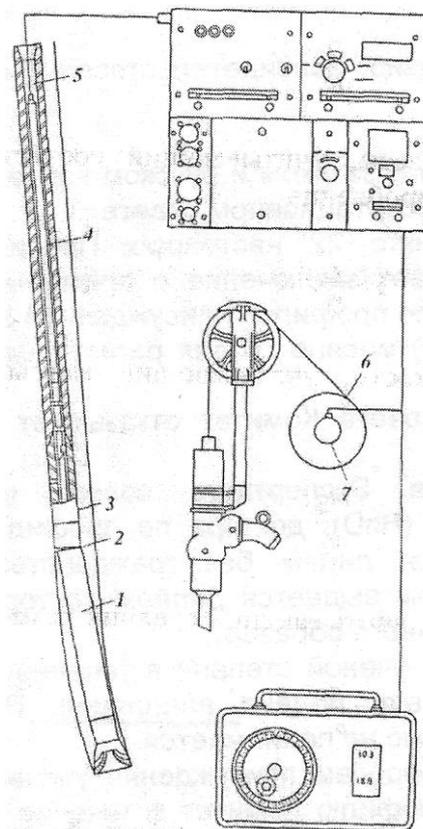


Рис. 7.10. Общая схема взаимодействия элементов управляемого направленного бурения:

7 – забойный двигатель; 2 – кривой переводник; 3 – специальный ориентирующий переводник; 4 – сервисный инструмент управления; 5 – кабель к поверхностным приборам; 6 – кабельный барабан; 7 – коллектор

Инструмент спускается внутрь немагнитной бурильной сборки на кабеле. На поверхности кабель пропускается через промывочную головку, пока колонна бурильных труб не вращается и ее можно использовать 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 пропускается через этот переводник на внешнюю поверхность бурильной колонны, где он не подвергается воздействию при наращивании бурильных труб и не может в этом случае быть поврежден и порван.

Однако при отвинчивании рабочей трубы с использованием клиньев надо остерегаться закручивания или порыва кабеля.

Сенсоры погружного инструмента передают данные непрерывно по кабелю на поверхностный монитор. Оператор может непрерывно считывать информацию об ориентации направляющего инструмента так же, как азимут и

зенитный угол ствола скважины. Он может компенсировать реактивную силу, сохранить направление ствола и при необходимости изменить курс без извлечения буровой колонны или перерыва в бурении.

К прямому ориентированию относят все методы, при использовании которых определяют угол наклона и направление скважины в момент фиксации направления "лица" инструмента. Так, в зарубежной практике специальный переводник (сборка) (рис. 7.11) устанавливают как можно ближе к долоту: при использовании забойного двигателя, эту сборку 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 с ориентирующим ключом, выступающим из втулки. Скошенная кромка специального устройства поворачивает инструментальную сборку так, что она правильно совмещается с ключом и входит внутрь дорожки ключа.

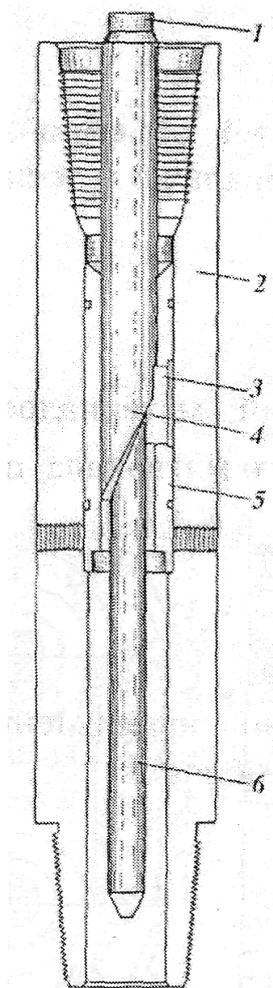


Рис. 7.11. Ориентирующая сборка:
1 – инструментальная цилиндрическая
сборка; 2 – ориентирующий переводник;
3 – ориентирующий ключ;
4 – устройство с косым срезом; 5 – втулка;
6 – стингер

Ориентирующая линия автоматически соответствует искривлению. Когда сэкспонирован фотографический диск, он записывает не только угол наклона и направление ствола скважины, но также направление отклонителя (рис. 7.12).

Если отклоняющий инструмент ориентирован неправильно, он должен быть приподнят над забоем, повернут и снова посажен вниз. Процесс повторяется до тех пор, пока инструмент не займет необходимое положение, при котором его «лицо» направлено в требуемом направлении.

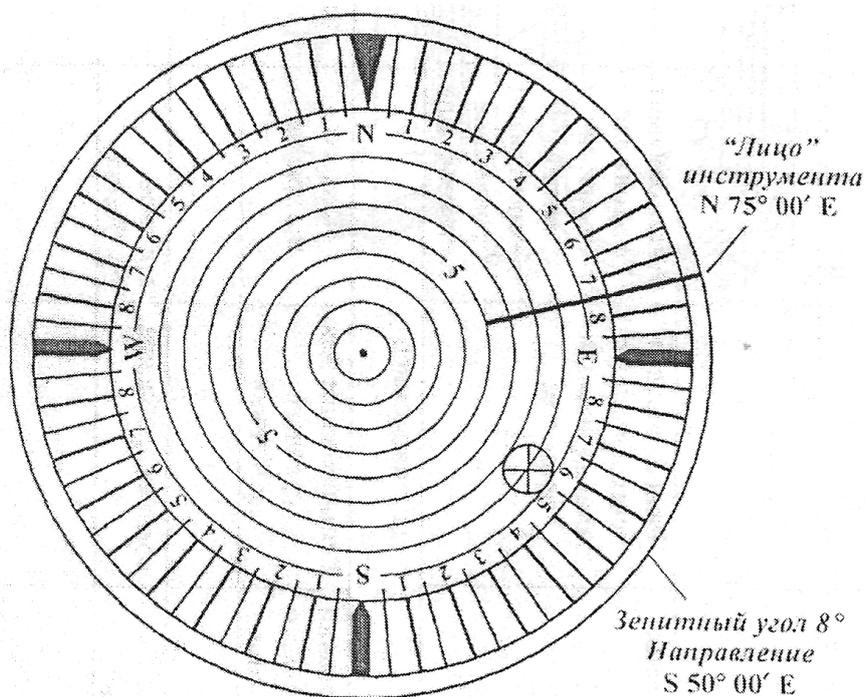


Рис. 7.12. Прямой метод ориентирования путем одноразового магнитного измерения в скважине

Управляющие инструменты экономят время, т. к. позволяют ориентировать отклоняющий инструмент, не прерывая процесс бурения. Постоянная информация на поверхности сообщает не только зенитный угол и азимут ствола скважины, но также ориентацию направления отклонителя. Углубление осуществляют при помощи забойных двигателей. Бурильщик следит за передающимися на поверхность данными и регулирует ориентацию инструмента посредством поворота стола ротора на требуемое количество градусов влево или вправо.

При косвенном методе ориентации отклоняющий инструмент ориентируют по отношению к лежащей стенке скважины, которая определена измерением направления перед спуском инструмента. Ствол должен быть искривлен минимально на $2-3^\circ$ (в зависимости от используемого инструмента) для точного ориентирования. В косвенном методе ориентирования инструмент приводят в соответствие с направлением отклонения при помощи специальной сборки. Когда отклоняющее устройство примет на забое правильное положение и фотографический диск сэкспонирован и проявлен, он покажет направление

отклонения относительно направления скважины.

Аналитическое определение угла установки отклонителя зенитного угла и азимутального направления бурения довольно громоздко. Проще могут быть определены **графическим путем** (рис. 7.33). От некоторой точки O откладывают отрезок OA , равный в принятом масштабе численной величине угла θ_1 . Из точки O , как из центра, проводят окружность с радиусом, равным в принятом масштабе численной величине угла θ_2 в конце рейса. Из точки A под углом $\Delta\alpha$ (изменение азимута ствола за рейс), на которой необходимо изменить азимут скважины, проводят прямую линию до пересечения с окружностью в точках B и C . Тогда угол NOB будет характеризовать угол установки отклонителя α_{y1} , обеспечивающий заданное изменение азимута скважины $\Delta\alpha$ при одновременном увеличении зенитного угла до θ_3 , численно равного длине отрезка AC .

Угол NOB будет характеризовать угол установки отклонителя, обеспечивающий такое же изменение азимута ствола $\Delta\alpha$ при одновременном снижении зенитного угла до θ_3 , численно равный длине отрезка AB .

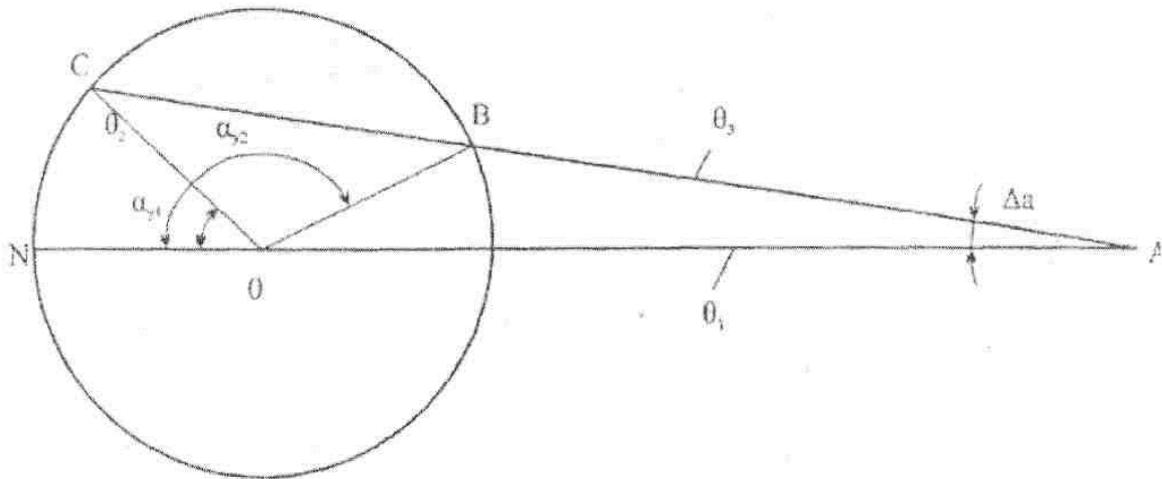


Рис. 7.13. Графический метод определения измерения азимута скважин

Типовые схемы ориентирования отклонителей с помощью телеметрической аппаратуры СТЭ и СТТ представлены на рис. 7.14. Из рисунка видно, что расчет угла установки отклонителя возможен в двух вариантах: суммирование углов смещения нулевых отметок у отклонителя и глубинного измерительного устройства УГИ.

При необходимости ориентирования отклонителя в вертикальной скважине угол установки определяется следующим образом. Рассчитывают сумму углов смещения нулевых отметок γ и заданного проектного азимута скважины $\alpha_{пр}$:
 $\Sigma_1 = \gamma + \alpha_{пр}$.

Затем после спуска системы на забой снимают показание по приборам «азимут» и «отклонитель» и суммируют их: $\Sigma_2 = \alpha_{аз} + \varphi_{от}$.

Угол довинчивания β определяют как разность суммарных углов:
 $\beta = \Sigma_1 + \Sigma_2$.

Если разность углов окажется отрицательной, то $\beta = 360 - (\Sigma_1 + \Sigma_2)$.

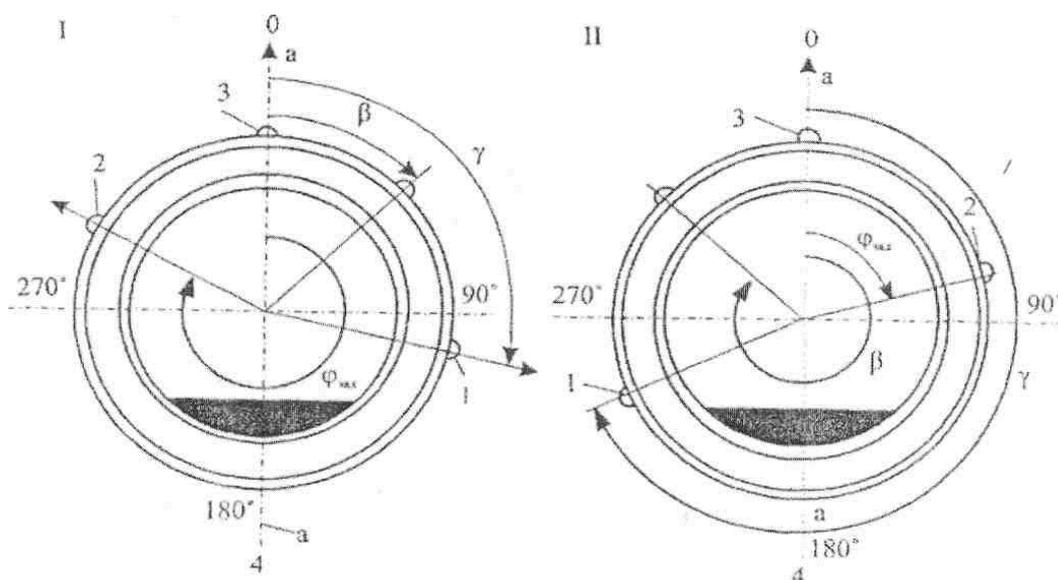


Рис. 7.14. Определение угла установки отклонителя:
 I – при $\Sigma > 360^\circ$; II – при $\Sigma < 360^\circ$; 1 – метка «0» УГИ; 2 – заданное направление;
 3 – метка отклонителя; 4 – апсидальная плоскость

После того, как колонна бурильных труб будет довинчена на угол β , стрелки приборов «отклонитель» и «азимут» должны быть установлены на делениях, сумма которых равна Σ_1 и отличается от нее на 360° . Если из-за угла закручивания колонны суммы углов не совпадут, то необходимо расхаживанием и вращением колонны добиться равенства.

Телеметрическая система для ориентирования отклоняющей компоновки при бурении дополнительных стволов из эксплуатационных колонн (ЭТО-2)

Для контроля процесса набора зенитного угла в заданном направлении при бурении дополнительных наклонных и горизонтальных стволов из эксплуатационных колонн во ВНИИБТ разработаны малогабаритные телеметрические системы с электропроводным каналом связи – ЭТО-1 и ЭТО-2. Телесистема предназначена для измерения угла закручивания бурильной колонны и контроля угла установки отклонителя в процессе бурения.

Телесистема ЭТО-2 позволяет также проводить измерения зенитного угла ствола скважины в процессе бурения. Телесистема состоит из спускаемого на трехжильном геофизическом бронированном кабеле измерительного зонда 5 (рис. 7.15), имеющего на нижнем конце направляющую планку 6, и наземного измерительного устройства 1.

Применение ее предусматривается с использованием специального переводника 9 для пропуска кабеля 2 внутрь бурильной колонны, а также установочного переводника 7 типа "Зенит", который размещается над отклонителем и имеет специальный, ориентированный с меткой отклонителя паз, служащий для фиксации измерительного зонда 5 через планку 6.

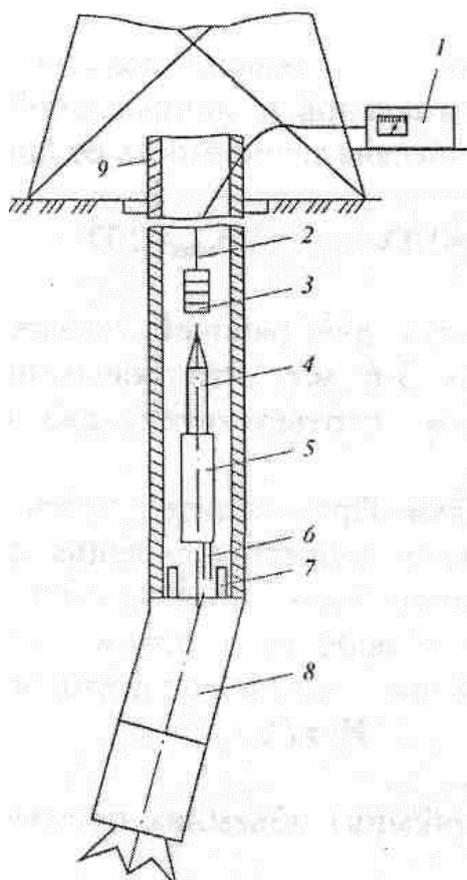


Рис. 7.15. Схема установки ЭТО-2 в буровом инструменте

Телесистема используется в комплексе с предохранительными переводниками для крепления и предохранения наружной части кабеля от повреждений при спуске переводника 9 внутрь кондуктора и съемными грузами 3, устанавливаемыми над измерительным зондом 5. Число их определяется необходимой скоростью спуска зонда на забой.

Техническая характеристика ЭТО-2

Глубина спуска (в зависимости от длины кабеля), м.....	0–3000
Начальный угол наклона скважины, градус.....	5
Максимальный зенитный угол скважины, градус.....	180
Диапазон измеряемого зенитного угла, градус.....	5–89
Диапазон угла закручивания, число оборотов:	
влево.....	5
вправо.....	5
Относительная погрешность измерения угла закручивания в пределах одного оборота, градус.....	2,0
Температура окружающей среды, °С, вокруг:	
забойного зонда.....	100
наземного блока.....	50

Габариты, мм:	
забойного зонда:	
наружный диаметр.....	36
длина (без направляющей планки).....	500
наземной части.....	255x180x90
Масса, кг:	
забойной части (без грузов, направляющих планок и кабельного ввода)	2,5
наземной части:	
с источником питания.....	2,2
Напряжение электропитания, В:	
от батарей.....	36
от сети.....	220+10
Потребляемая мощность, Вт.....	0,1

Принцип работы с телесистемой заключается в следующем. Перед началом ее использования проводят инклинометрию нижнего участка ствола скважины для определения его зенитного угла и азимута и дальнейшего применения полученных данных для фиксации реперных точек забойного зонда 5 и отклонителя 8 через установочный переводник 7 (рис. 7.15).

КНБК собирается с отклонителем, затем устанавливается переводник "Зенит" и ориентируется его паз в соответствии с "лицом" отклонителя. Колонну спускают на забой. На верхний конец бурильной колонны (до ведущей трубы) устанавливается кабельный переводник 9. На нижний конец измерительного зонда 5 укрепляется направляющая планка 6, которая ориентирована с меткой первичного преобразователя зонда. На верхний конец подсоединяется разъем 4 геофизического кабеля 2, сматываемого через направляющие ролики с барабана лебедки. С другой стороны кабель подключается к наземной аппаратуре. Работоспособность системы проверяют на поверхности путем поворота зонда на 360°. Зонд 5 с грузами 3 пропускается в кабельный переводник 9 и спускается до стыковки его с пазом переводника 7. Момент контакта с переводником 7 контролируется измерением длины кабеля и ослаблением его натяжения, а фиксация – в процессе предварительного ориентирования.

В процессе предварительного ориентирования путем переключения на лицевой панели наземного измерительного прибора замеряют положение забойного первичного преобразователя по шкале индикатора и регулятором устанавливают значение сигнала, равное нулю. Медленно поворачивая колонну ротором вправо (один оборот), убеждаются, что показания прибора линейно увеличиваются от нуля до полного отклонения стрелки (т. е. до отметки 360°). Снова устанавливают "ноль" на шкале прибора, затем проводят ориентирование отклонителя в нужном направлении путем поворота колонны ротором на расчетный угол и снова устанавливают ноль. Далее осуществляется герметизация кабеля в кабельном переводнике с помощью сальникового уплотнения. После этого навинчивается ведущая труба, с помощью предохранительного хомута укрепляется кабель, и начинается бурение. В

зависимости от режима работы нижняя часть колонны с отклонителем поворачивается на некоторый угол, величина которого считывается по стрелочному прибору. Так можно измерять угол закручивания КНБК. Для установления отклонителя в заданное направление необходимо повернуть колонну до значения "0" на шкале прибора. В процессе бурения "0" на шкале прибора поддерживается поворотами ротора влево и вправо.

7.2. Особенности технологии проводки наклонно направленных скважин

Технология проводки вертикального участка скважины

Многолетний опыт разработки нефтяных месторождений позволил выработать типовую технологию проводки наклонных скважин современными буровыми установками. Практика показывает, что для бурения верхнего участка скважины целесообразно иметь на буровом станке средства создания осевой нагрузки на долото. Однако ввиду сложности имеющихся систем нагружения долота бурение обычно осуществляют под действием веса бурильной колонны. Кроме того, отсутствие систем подачи бурильного инструмента не позволяет верхний участок скважины бурить с определенным, наперед заданным зенитным углом.

Длина вертикального участка скважины зависит от многих факторов, основной из которых общая глубина скважины. Обычно с увеличением глубины бурения длина вертикального участка также возрастает. На практике часто длину верхнего вертикального участка наклонной скважины выбирают соответственно глубине спуска кондуктора. Скважина при этом искривляется «из-под кондуктора».

В последние годы используется метод предварительного отклонения скважины при бурении под кондуктор. В этом случае упрощается процесс отклонения скважины, и время на набор зенитного угла сокращается.

Верхняя часть наклонной скважины должна быть пробурена с минимальным отклонением ствола от вертикали. С целью снижения вероятности зенитного искривления скважины обычно применяют специальные забойные компоновки, подробно рассмотренные в разделе 6. Однако на вертикальность ствола при бурении, особенно верхнего участка скважины, оказывают влияние технические условия, возникающие в ходе технологического процесса проводки скважины. Технические причины искривления скважин рассмотрены в разделе 2.

Использование УБТ при бурении вертикального участка скважины необходимо для достижения заданной осевой нагрузки на долото. Поэтому при выборе размеров и количества утяжеленных труб исходят из требования необходимости снизить диаметральный зазор и увеличить жесткость забойной компоновки. Снижение зазора между колонной и стенками скважины при бурении в твердых породах позволяет обеспечить значительное увеличение осевой нагрузки при сохранении темпа искривления скважины в допустимых

пределах.

В мягких породах снижение диаметрального зазора может привести к сальникообразованию и возникновению прихватов. Поэтому в этих условиях необходимо для промывки скважины использовать высококачественные буровые растворы с малой водоотдачей и оптимальной вязкостью.

Установка центратора в нижней части колонны позволяет в ряде случаев значительно увеличить расстояние от долота до первой точки касания компоновки со стенкой скважины. В результате уменьшается деформация продольного изгиба нижней части бурильной колонны. Оптимальное расстояние центратора от долота определяется расчетным путем и проверяется практикой. Для регулирования положения центратора относительно долота в процессе бурения необходимо на буровой иметь не менее четырех патрубков УБТ различной длины. Установка в нижней части колонны нескольких центраторов позволяет не только стабилизировать направление скважины, но и повысить надежность работы забойной компоновки.

В процессе бурения вертикального участка скважины с применением забойных двигателей рекомендуется систематически проворачивать бурильную колонну. Более рационально вести бурение с непрерывным вращением колонны со скоростью 10–20 об/мин.

Технология искусственного отклонения скважины

Искривление скважины на заданном интервале проводят с помощью отклоняющего инструмента. В ходе бурения интервала набора зенитного угла необходимо контролировать положение плоскости искривления компоновкой. Даже незначительное изменение положения плоскости действия отклонителя приводит к отклонению скважины от заданного направления и вызывает необходимость дополнительных корректировочных рейсов долота.

Участок искривления нарезают с естественного забоя скважин, в аварийных случаях новый ствол скважины нарезают с цементного моста. В ходе первого рейса необходимо набрать зенитный угол 5–6° на интервале 30–50 м, т. к. при больших интервалах бурения затрудняется исправление азимута при ошибочном ориентировании забойной компоновки. После первого рейса долота проводят тщательное инклинометрическое исследование интервала искривления. В случае совпадения фактического направления с проектным приступают к дальнейшему набору зенитного угла. Наличие достоверных инклинометрических данных позволяет использовать забойное ориентирование отклонителя при зенитном угле скважины свыше 5–6°. Успешное отклонение скважины от вертикали на всем интервале искривления достигается при обеспечении проектного темпа набора зенитного угла. Участок искривления необходимо выбирать в устойчивой части геологического разреза.

В процессе бурения участка набора зенитного угла необходимо стремиться к тому, чтобы компоновка низа бурильной колонны оставалась неизменной. Геометрические размеры компоновки необходимо изменить, если фактическая интенсивность искривления больше расчетной на 1,5°/10 м и

более. Если интенсивность набора угла меньше проектной в 1,8–2 раза, рекомендуется провести контрольный расчет отклоняющей компоновки. При этом следует увеличить отклоняющую силу на долоте.

Эффективность проводки скважины по заданному профилю определяется интенсивностью набора зенитного угла на проектном интервале. Поэтому в ходе бурения участка искривления необходимо систематически контролировать фактическую интенсивность для конкретно применяемой компоновки. При втором рейсе бурильную колонну с отклонителем спускают с учетом результатов предыдущего рейса. Угол установки отклонителя определяют, исходя из конкретных условий.

Режим бурения в процессе набора зенитного угла должен соответствовать геолого-техническому наряду. Окончание бурения участка набора зенитного угла определяют по данным инклинометрических замеров, проведенных в конце участка искривления.

Искривление скважины турбинными отклонителями

Большее распространение при искусственном искривлении скважин получили забойные гидравлические секции. В качестве специального инструмента для регулирования направления бурения промышленностью серийно выпускаются турбинные отклонители и шпиндели-отклонители. Техническая характеристика некоторых из них приведена в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Технические характеристики турбобуров-отклонителей типа ТО2 для бурения наклонно направленных скважин и зарезки вторых стволов из аварийных скважин

Показатель	ТО-172	ТО2-195	ТО2-240
Диаметр корпуса, мм	172	195	240
Длина в сборе, мм	9715	10 110	10 170
Масса, кг	1363	1774	2506
Число ступеней в турбобуре	106	105	93
Расход рабочей жидкости, л/с	25–28	30	45
Частота вращения вала турбобура, с ⁻¹	10,4–11,7	8,7	7,0
Перепад давления, МПа	2,9–3,9	3,5	2,9
Момент силы на валу, Н·м	637–785	853	1343
Диаметр рекомендуемых долот, мм	190,5	215–244,5	269,9–295,3
Присоединительная резьба:			
к бурильным трубам	3-147	3-147	3-147
к долоту	3-117	3-117	3-152
Присоединительный размер к шпинделю, мм	320±2	310±2	285±2

В ряде случаев для отклонения скважины используют серийные турбобуры, опускаемые в скважину на кривом переводнике. Техническая

характеристика таких турбобуров приведена в табл. 7.2. Отклоняющая способность таких инструментов определяется жесткостью бурильных труб, размещенных выше кривого переводника, и боковой фрезерующей способностью шарошечного долота. Отклоняющая сила также зависит от геометрических размеров забойного двигателя. При использовании шпинделей-отклонителей, в которых перекося осей достигается в узле сочленения турбинной секции со шпинделем, отклоняющая способность определяется теми же факторами. Опыт показывает, что отклоняющая сила в этом случае ввиду большей жесткости турбинной секции будет несколько выше.

Таблица 7.2

Технические характеристики выпускаемых турбобуров

Показатель	T12M3E-172	T12M3B-195	T12M3B-240	T12PT-240	ТВШ-240	ТНК-240	ТУ240К	2ТУ240К	ТС4А-104,5
Наружный диаметр корпуса, мм	172	195	240	240	240	240	240	240	104,5
Длина, мм	7940	8060	8180	8210	8210	8500	8400	15800	12775
Масса, кг, не более	1057	1440	2030	2017	2017	2200	2470	-	630
Общее число секций	1	1	1	1	1	1	1	2	3
В том числе:									
турбинных	1	1	1	1	-	-	1	2	3
решетками гидродинамического торможения шпиндельных	-	-	-	-	1	1	-	-	-
Число ступеней в турбобуре:									
турбин	106	105	104	104	89	100	107	243	212
Решеток гидродинамического торможения	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Число осевых опор:									
в турбинной секции	13	18	18	12	12	12	-	-	20
в шпиндельной секции	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Число радиальных опор:									
в турбинной секции	2	2	2	2	3	-	-	-	3/1/3
в шпиндельной секции	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Присоединительная резьба (ГОСТ 5286):									

Продолжение табл. 7.2									
к бурильной колонне	3-147	3-147	3-171	3-189	3-189	3-189	3-171	3-171	3-76
не к долоту	3-117	3-117	3-152	3-171	3-171	3-171	3-152	3-152	3-76
Расход жидкости (воды, л/с)	25–28	30–45	50–55	50–55	50	44	45–55	35–45	8–9
Момент силы на выходном валу, Н·м:									
на тормозном режиме	1100–1373	1700–2120	4000–4800	4000–5100	3280	4240	3360–5020	4530–7500	300–400
на рабочем режиме	550–687	850–1060	2000–2400	2000–2550	1650	2120	1680–2510	2270–3750	150–200
Частота вращения выходного вала, об/мин:									
в режиме холостого хода	1250–1400	1200–1320	1320–1450	1320–1530	1330	1070	1130–1380	875–1130	1740–1960
в рабочем режиме	625–700	580–660	660–725	660–760	665	370	565–690	440–565	870–980
Перепад давления, Мпа:									
в режиме холостого хода	2,75	2,1	4,0	3,8	-	-	4,1	4,8	4,5
в рабочем режиме	3,5	2,9	4,5	5,4	3,5	4,1	6,1	7,9	5,5
КПД, %, не менее	50	50	-	69	69	-	63	-	-

Искривление скважин с применением объемных винтовых двигателей

Весьма благоприятные перспективы имеют искривление скважин забойным инструментом на базе винтового двигателя (ВЗД). Последний представляет собой обращенный винтовой насос, состоящий из винтового ротора, вращающегося в резиновом статоре. Число зубьев винтовых заходов последнего на один больше, чем у ротора. Ротор располагается в статоре наклонно и полностью разделяет входную и выходную полости двигателя.

По принципу действия ВЗД является объемной (гидростатической) машиной, многозаходные рабочие органы которой представляют собой планетарно-роторный механизм с внутренним косозубым зацеплением.

Буровой раствор, поступающий под давлением в замкнутый объем, давит на боковую поверхность ротора и заставляет его обкатываться по боковой поверхности статора, совершая планетарное движение. Последнее преобразуется во вращательное движение ротора с долотом.

ВЗД эксплуатируются при использовании буровых растворов плотностью не более 2000 кг/м³, включая аэрированные растворы (и пены при капитальном ремонте скважин), с содержанием песка не более 1 % по весу, максимальным

размером твердых частиц не более 1 мм, при забойной температуре не выше 373 °К.

Техническая характеристика винтовых двигателей, выпускаемых в России, приведена в табл. 7.3.

Таблица 7.3

Технические характеристики серийных винтовых забойных двигателей

Показатель	Д1-54	Д1-88	Д1-127	Д2-172	Д1-195	Д1-240
Рекомендуемый диаметр долота, мм	59-76	98-120	140-159	190-216	216-245	270-295
Расход бурового раствора, л/с	1,0-2,5	4,5-7	15-20	25-35	25-35	30-50
Частота вращения, об/мин	180-370	160-300	130-170	90-115	90-115	70-130
Вращающий момент, Н*м	70-110	530-610	2200-3000	5200-7200	5200-7200	10 000-14 000
Перепад давления, МПа	4,5-5,5	5,8-7	6,5-8,7	4,3-6,7	4,3-6,7	6-8
Максимальный диаметр, мм	54	88	127	195	195	240
Длина, мм	1890	3240	5545	6535	6535	7570
Кинематическое отношение	5:6	5:6	9:10	9:10	9:8	7:8

Односекционные ВЗД типа Д включают двигательную и шпиндельную секции и переливной клапан, корпуса которых соединяются между собой с помощью конических резьб.

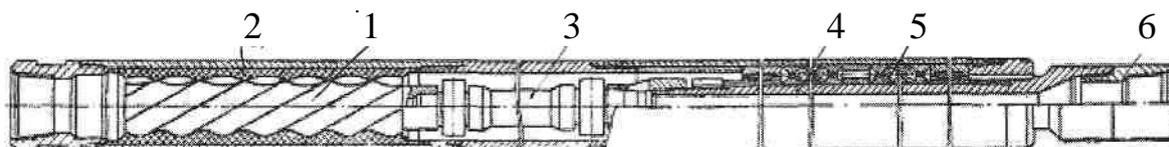


Рис. 7.16. Винтовой забойный двигатель

Рабочими органами двигательной секции (рис. 7.16) являются многозаходные винтовой ротор 1 и статор 2. Внутри стального статора привулканизирована резиновая обкладка с винтовыми зубьями левого направления. На наружной поверхности стального ротора нарезаны зубья того же направления. Число зубьев ротора на единицу меньше числа зубьев статора, а отношение шагов винтовых линий пропорционально числу зубьев.

Узел соединения ротора и выходного вала 3 шпинделя 4, который может быть выполнен в виде двухшарнирного карданного соединения или гибкого вала, предназначен для преобразования планетарного движения ротора в соосное вращение вала шпинделя и передачи осевой гидравлической силы с ротора на подшипник шпинделя.

С целью уменьшения угла перекоса шарниры разнесены по длине и соединены между собой по конусным поверхностям посредством промежуточной (соединительной) трубы. Присоединение карданного вала к

ротору и валу шпинделя достигается с помощью конусно-шлицевых соединений. Благодаря такой конструкции на выходной вал двигателя передается высокий момент силы при низкой его частоте вращения, а также обеспечивается высокая долговечность и надежность работы двигателя, что позволяет эффективно использовать его в сочетании с современными высокопроизводительными долотами с герметизированными маслonaполненными опорами при сравнительно высоких осевых нагрузках.

Шпиндельная секция ВЗД различных типоразмеров имеет отличительные особенности и в общем виде включает корпус, выходной вал, осевую опору 5 – многорядный упорно-радиальный подшипник качения и радиальные резинометаллические опоры.

На нижнем конце выходного вала установлен наддолотный переводник 6 для соединения вала с долотом.

Для применения гидромониторных долот с целью снижения утечек бурового раствора в опорном узле двигателя монтируется уплотнение (сальниковое устройство торцевого типа с твердосплавными уплотняющими элементами), обеспечивающее бурение при перепадах давления на долоте до $8\div 10$ МПа.

Переливной клапан служит для сообщения внутренней полости бурильной колонны с затрубным пространством в процессе проведения спуско-подъемных операций в скважине с целью снижения гидродинамического воздействия на проходимые породы при спуске и подъеме бурильной колонны, исключения холостого вращения вала двигателя и потерь бурового раствора при указанных операциях.

Объем бурения с применением винтовых забойных двигателей (ВЗД) постоянно растет. Достаточно сказать, что при бурении Кольской сверхглубокой скважины СГ-3 ВЗД применялись в интервале глубин от 4332 до 9040 м. ВЗД вполне удовлетворительно работают на любых типах буровых растворов плотностью до 2 г/см^3 .

Особенностью характеристики ВЗД, в отличие от характеристики турбобура, является независимость вращающего момента от теоретической частоты вращения его ротора, которая пропорциональна расходу бурового расхода.

Практически вследствие значительного трения в двигателе и утечек раствора вращающий момент не прямо пропорционален перепаду давления, а частота вращения несколько уменьшается по мере роста вращающего момента, но гораздо в меньшей степени по сравнению с турбобуром.

В винтовом двигателе энергия теряется на преодоление гидравлических сопротивлений, трения ротора о статор, трения в шпинделе, деформирования резины статора. Особенно велики потери энергии на деформирование резиновой обкладки статора, поскольку для надежной герметизации полостей ротор входит в статор с определенным натягом (не менее $0,15 \text{ мм}$). Поэтому максимальный КПД ВЗД невысок – $30\text{--}35 \%$, а срок службы статора составлял до недавнего времени $40\text{--}50$ ч. По мере износа статора натяг уменьшается и

появляется зазор между ротором и статором, что приводит к резкому снижению (почти в 2 раза) вращающего момента. В качестве борьбы с этим крайне нежелательным явлением разработаны двухсекционные ВЗД, которые по аналогии с секционным турбобуром содержат две двигательные и общую шпиндельную секции. Валы двигательных секций соединяются либо шарниром, либо гибким валом. Секционирование позволяет сохранять требуемую моментную характеристику ВЗД по мере износа статоров и значительно увеличить срок их службы до 200–250 часов.

При бурении с применением винтовых забойных двигателей в твердых породах проходка на долото увеличивается более чем в 2 раза, а в мягких – на 20–50 % по сравнению с турбобуром, механическая же скорость бурения в обоих случаях ниже на 20–50 %. Тем не менее, при глубине скважины свыше 1500–2000 м ВЗД выгодны, ибо обеспечивают более высокую рейсовую скорость, которая является интегральным показателем эффективности механического бурения.

ВЗД находит все более широкое применение во многих районах для бурения горных пород различных по твердости, пластичности и абразивности. Он проще по конструкции, имеет значительно меньшую длину и массу по сравнению с турбобуром. Небольшая длина двигателя (табл. 7.4) очень выгодна при бурении наклонных и особенно горизонтальных скважин, поскольку можно до минимума снизить радиус искривления ствола и соответственно его длину. Поэтому в последние годы в ОАО НПО «Буровая техника» (Россия) разработано и налажено опытное производство серии ВЗД для горизонтального бурения и ремонта скважин (табл. 7.4).

Таблица 7.4

ВЗД для горизонтального бурения и ремонта скважин

Показатель	Тип двигателя						
	ДГ-60	ДГ-95	ДГ1-95	Д-108	ДГ-108	ДГ-155	ДГ172
Диаметр, мм	60	95	95	108	108	155	172
Длина, мм:							
общая	2300	2640	2270	2900	2565	4330	5700
верхней секции	950	2110	1310	-	1970	2730	2900
нижней секции	1350	530	500	-	620	1600	2800
Угол перекоса, градус	1,5	4	7	-	4	3,5	5
Диаметр долота, мм	76	120	120	120– 151	140– 151	190– 216	190– 216
Кинематическое отношение	5:6	6:7	6:7	7:8	7:8	7:8	9:10
Расход бурового раствора, л/с	2	6–10	6–10	6–12	6–12	24–30	25–35
Частота вращения вала, об/мин	350	120– 200	170– 280	80– 160	80– 160	130– 160	80– 110
Вращающий момента, Н*м	80	600– 900	550– 750	800– 1300	800– 1300	3500– 4000	4500– 6000
Перепад давления, МПа	3,5	4,5–6,0	4,5–6,0	3,5–3,5	3,5–5,5	6,5–7,5	4,5–7,0

Максимальное снижение диаметра и длины двигателя при сохранении приемлемых энергетических параметров позволило значительно увеличить проходимость компоновки при большом угле перекоса и обеспечить радиус искривления ствола скважины до 10 м.

При бурении ВЗД имеется возможность контролировать отработку долота по давлению в циркуляционной системе (на стояке), поскольку перепад давления на двигателе пропорционален вращающему моменту, потребляемому долотом. ВЗД весьма перспективны для бурения долотами ИСМ, РСД с крупными резцами из алмазосодержащих композиционных материалов, шарошечными долотами с маслonaполненными герметизированными опорами скольжения.

Однако для этого необходимо существенно увеличить ресурс ВЗД, прежде всего, за счет увеличения срока службы статора. В настоящее время интенсивно ведутся поиски подходящих полимерных материалов для изготовления обкладки статора. В то же время продолжается совершенствование ВЗД в целом. Разрабатываются многофункциональные двигатели ДК-108, комплектуемые взаимозаменяемыми винтовыми парами различных параметров, позволяющими изменять частоту вращения от 20 до 230 об/мин. Они предназначены для выполнения самых разных специальных работ в бурящихся и ремонтирующихся скважинах. Разрабатывается также малогабаритный двигатель типа Д-48 для работ внутри НКТ на гибких непрерывных трубах диаметром 38–42 мм. Таким образом, ВЗД являются на сегодня весьма перспективными.

При искривлении скважин с применением ВЗД для расчета отклоняющей силы на долоте и момента трения об стенку скважины правомерно использовать формулы (7.6) и (7.12).

Искривление скважин турбинно-винтовыми двигателями (ТВЗД)

Турбинно-винтовые двигатели типа ТВД, разработанные ОАО НПО «Буровая техника», являются новой концепцией привода породоразрушающего инструмента.

Двигатели типа ТВД предназначены для бурения глубоких и наклонно направленных скважин различного назначения. Они могут выполнять также функции забойного привода керноотборных устройств при бурении с отбором керна и двигателя-отклонителя (при замене обычного шпинделя на шпиндель-отклонитель).

Эти двигатели выпускаются с наружным диаметром 195 и 240 мм и применяются при бурении скважин в сочетании с шарошечными (всех типов и серий), лопастными и алмазными, в т. ч. армированными алмазно-твердосплавными пластинами типа АТП, долотами и бурильными головками соответствующих диаметров, обеспечивающий минимальный технологически обоснованный зазор между корпусом двигателя и стенками скважины.

Турбинно-винтовой двигатель типа ТВД (рис. 7.17) представляет собой

универсальный двигатель, содержащий три основных узла: одну, две или три турбинных секции 2, один винтовой модуль 3 и шпindelь 1 с осевой опорой (при необходимости – шпindelь-отклонитель).

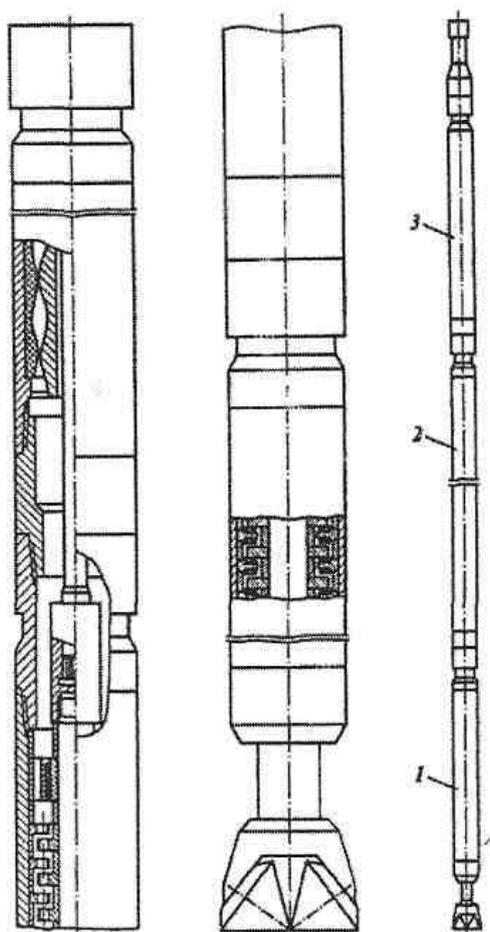


Рис. 7.17. Турбинно-винтовой двигатель типа ТВД:
1 – шпindelь; 2 – турбинная секция; 3 – винтовой модуль

Конструктивно предусмотрены различные варианты агрегирования указанных узлов в условиях как специализированного цеха по ремонту забойных двигателей, так и в условиях буровой на строящейся скважине, благодаря чему бурение верхних интервалов скважин может осуществлять при относительно высокой частоте вращения – 380 об/мин (без использования винтового модуля), а нижних интервалов при сравнительно низкой частоте вращения долота – 75 об/мин (с применением винтового модуля).

Учитывая различные технологические требования, предъявляемые в конкретных горно-географических условиях месторождения, турбинно-винтовые двигатели могут быть агрегированы в единую компоновку в соответствии с приведенными данными в табл. 7.5.

Двигатель типа ТВД-195 выполнен с учетом максимального использования унифицированных узлов серийно выпускаемых турбобуров, высокомоментных турбобуров типа А7ПЗ и серийных винтовых пар. Так компоновка двигателя обеспечивает высокие значения момента силы на

выходном валу при относительно низкой частоте его вращения. При этом предусмотрена разгрузка винтового модуля на номинальном режиме работы двигателя: модуль либо повышает, либо поглощает момент силы только при отделении пика момента на долоте или его перегрузке, что предопределяет значительное увеличение безотказной наработки винтовой пары.

Таблица 7.5

Компоновка турбинно-винтовых двигателей

Технологические требования	Компоновка двигателя
Минимальный осевой габарит забойного двигателя	Шпиндель + винтовой модуль
Надежность, повышенная частота вращения, «мягкая» характеристика M/n	Шпиндель + турбинная секция (одна, две или три)
Надежность, независимая от нагрузки частота вращения, высокий момент силы на валу	Шпиндель + турбинная секция (одна, две или три) + винтовой модуль

По сравнению с известными в практике бурения турбобурами винтовыми забойными двигателями турбинно-винтовой забойный двигатель типа ТВД обладает рядом принципиально важных достоинств. Он органично сочетает стабильность во времени энергетической характеристики, свойственную турбинному приводу, а также высокое соотношение параметров M/n и высокую жесткость линии моментов, свойственную объемным гидромашинам.

Этот двигатель избавлен от недостатков турбобура (относительно низкий момент силы на валу и «мягкость» линии моментов) и от недостатков винтового забойного двигателя (низкий срок службы винтовой пары и отрицательное воздействие на долото поперечных колебаний, генерируемых близко расположенной к нему винтовой рабочей парой).

Высокая надежность двигателя обеспечена применением в его конструкции ряда оригинальных технических решений, обеспечивающих высокие эксплуатационные показатели. К этим решениям относятся: узлы соединения торсиона с винтовым ротором и валом турбинной секции; система, устраняющая негативное влияние силы, вызванной вращением неуравновешенной массы торсиона и винтового ротора, а также перекашивающего момента, действующего на последний. Часть этих технических решений запатентовано в США, Франции, Германии, Канаде, Бразилии.

Условиями, ограничивающими применение двигателей типа ТВД, являются температура бурового раствора более 120 °С; плотность бурового раствора более 1700 кг/м³; содержание в буровом растворе углеводородных соединений более 5 %.

Ввиду того, что современные долота обладают стойкостью, превышающую 100 ч, должна быть обеспечена и работоспособность двигателя, гарантирующая отработку не менее трех таких долот. Такая гарантия обеспечивается при использовании турбинно-винтового двигателя, конструкция которого в целом и его узлов относительно отработаны.

Основные параметры и энергетические характеристики двигателей типа

ТВД приведены в табл. 7.6.

Таблица 7.6

Технические параметры турбинно-винтовых двигателей

Показатели	ТВД-195	ТВД-240	ТПС-172У	ТПС-195У	2ТУ240КД
Расход бурового раствора, л/с	20 – 28	30 – 40	25	28	30 – 40***
Частота вращения выходного вала, об/мин	75, 120, 150	180, 215, 270	500*, 250, 140	325*, 240, 135	130 – 175
Момент силы на валу, кН·м	3 – 6,5	6 – 11	1,7*; 2,2; 2,2	1,8*; 2,3; 2,3	3,2 – 5,6
Перепад давления, МПа	6,5 – 8,2	6,2 – 7,8	7*; 8,5	3,8*; 5,5	5,7; 10,1
Длина, м	13,5**; 20,8**	13,5**; 20,8**	18,28; 22,86; 22,86	26,85*; 30,35; 30,35	23,4
Масса, кг	2580**; 3980**	3910**; 6030**	2220*; 2710	4200*; 4690	–
Рекомендуемые диаметры долот, мм	215,9 – 244,5	269,9 – 393,7	190,6 – 215,9	215,9 – 269,9	269,9 – 393,7
*Турбобур без преобразователя частоты вращения.					
**Длина и масса двигателя включают соответственно одну и две турбинные секции.					
***Параметры приведены для расхода воды 40 л/с.					

Универсальные турбинно-винтовые двигатели типа ТПС-У с преобразователями чистоты вращения вала (ТПС-172У и ТПС-195У) предназначены для бурения глубоких вертикальных и наклонно направленных скважин различного назначения с использованием буровых растворов плотностью до 1800 кг/м³ при температуре не более 90 °С (при использовании современных полимерных материалов – до 120 °С).

Турбинно-винтовые двигатели типа ТПС-У выпускаются с наружными диаметрами 172 и 195 мм и применяются при бурении скважин шарошечными и безопорными долотами различных типоразмеров и серий, обеспечивающих минимальный технологически необходимый зазор между корпусом двигателя и стенками скважины в конкретных горно-геологических условиях разрезов месторождений.

Турбинно-винтовые забойные двигатели типа ТПС-У (рис. 7.18) состоят из взаимозаменяемых двух или трех турбинных секций, шпindelной секции с осевой опорой и преобразователя частоты вращения выходного вала. В комплект поставки двигателя типа ТПС-У входят секции турбобура, в которых устанавливается 190 ступеней турбины, четыре радиальных опоры с втулками и восемь дисков. Конструкции двигателей типа ТПС-У разработаны на базе оригинальной схемы турбобуров с плавающими статорами типа ТПС, обладающих рядом энергетических и эксплуатационных преимуществ по сравнению с турбобурами, сконструированными по обычной схеме.

Система размещения деталей в корпусе турбинной секции не закреплена путем сжатия осевым усилием и имеет возможность осевого перемещения на 100–150 мм вдоль корпуса вместе с валом секции и закрепленными на нем

детальями. Благодаря этому они отличаются повышенной надежностью и безотказностью в работе.

Двигатели типа ТПС-У обеспечивают при постоянном расходе бурового раствора ступенчатое изменение частоты вращения выходного вала в диапазоне от 80 до 400 об/мин в зависимости от конструктивного исполнения.

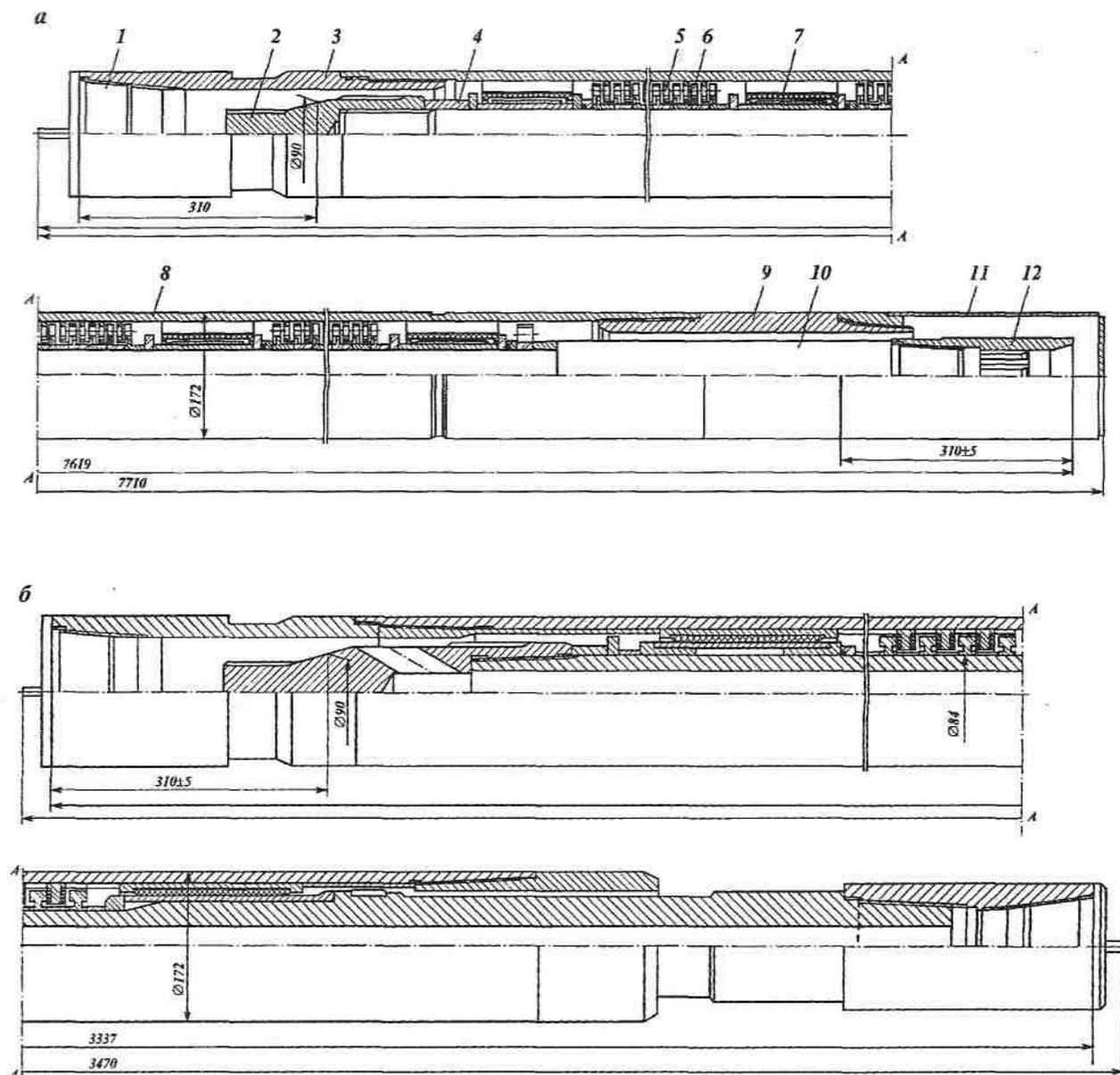


Рис. 7.18. Универсальный турбинно-винтовой двигатель типа ТПС-У:
а – турбинная секция; *б* – шпindelь; 1 – пробка к резьбе верхнего переводника;
 2, 12 – полумуфты; 3, 9 – переводник; 4 – кольцо; 5, 6 – турбина (статор, ротор); 7 – опора
 радиальная; 8 – корпус; 10 – вал; 11 – колпак

Возникающие при бурении турбинными отклонителями силы исследованы в работах Р.А. Иоаннесяна и М.П. Гулизаде. В соответствии с принятой ими силовой схемой исследования отклоняющего инструмента с

кривым переводником (рис. 7.19) отклоняющая сила может быть определена по формуле

$$P_{от} \approx \frac{2EI}{3a_0L_T} \sin^2(\alpha_n - \alpha_T), \quad (7.6)$$

где $P_{от}$ – отклоняющая сила на долоте; EI – жесткость бурильных труб, размещенных над забойным двигателем; a – смещение бурильных труб при их деформации в стволе скважины; L_T – длина турбобура с долотом:

$$\alpha = \alpha_n - \alpha_T,$$

α – угол перекоса; $a' - a_0$ – смещение бурильных труб при их деформации в скважине.

Последняя величина равна

$$a = D \frac{d_T + d_\sigma}{2}, \quad (7.7)$$

где D , d_T , d_σ – диаметры соответственно долота, турбобура и бурильных труб.

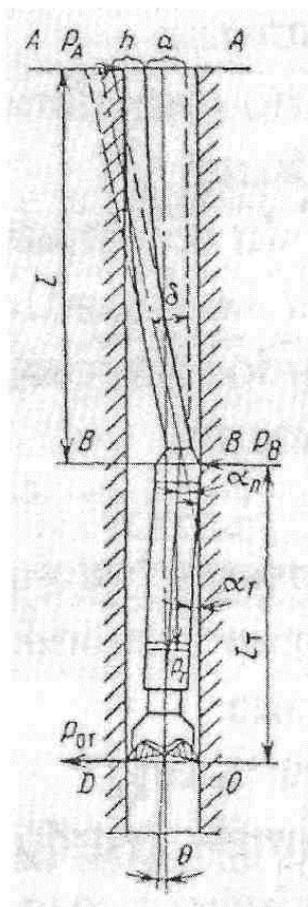


Рис. 7.19. Схема для определения отклоняющего усилия при бурении с кривым переводником

В рассматриваемой схеме (рис. 7.19) угол перекоса α определяется по формуле

$$\alpha = \alpha_n - \alpha_T, \quad (7.8)$$

где α_n – угол перекоса осей резьбы; α_T – угол перекоса забойного двигателя в скважине.

Из формулы (7.6) следует, что для повышения отклоняющей силы нужно увеличить жесткость труб и использовать переходники с большими углами перекоса осей резьбы. Поэтому над турбобуром с кривым переводником устанавливают утяжеленные бурильные трубы. Ниже приведены возникающие отклоняющие усилия в зависимости от диаметра бурильных труб и УБТ и от угла перекоса кривого переводника.

Угол перекоса осей резьбы кривого переводника, градус.....	1; 2; 3;
Отклоняющие силы для труб над турбобуром, кН:	
168 мм бурильных	0,7; 3; 7;
203 мм утяжеленных бурильных.....	4; 10; 40

Спуск в скважину отклоняющих компоновок при использовании кривого переводника с большими углами перекоса затрудняется из-за зависания бурильного инструмента. Поэтому при проектировании компоновок необходимо учитывать фактический диаметр скважины, который определяется физико-механическими свойствами горных пород. Геометрические размеры турбобура также существенно влияют на отклоняющую силу, и, следовательно, на интенсивность отклонения скважины от первоначального положения ствола. Поэтому с целью увеличения действия отклонителя необходимо использовать турбобуры минимальной длины. Однако укороченные турбобуры обладают недостаточными энергетическими параметрами, т. к. при их конструировании ограничивается число рабочих ступеней в турбинной секции. Наиболее перспективно использование шпинделей-отклонителей, т. к. в этом случае число рабочих ступеней в турбинных секциях сохраняется.

Возникновение отклоняющей силы в ходе бурения специальными компоновками часто затрудняет запуск турбобура. Особенно это затруднено при отклонении скважины в крепких породах, так как обычно в таких условиях диаметр скважины минимально отличается от диаметра долота. Запуск турбобура при приподнятом инструменте над забоем возможен при условии

$$M_{эф} - M_n > M_{тр}, \quad (7.9)$$

где $M_{эф}$ – вращающий эффективный момент турбинных секций при устойчивой работе турбобура; M_n – момент сил трения скольжения в осевой опоре (пяте) турбобура; $M_{мп}$ – момент сил трения, возникающих в результате прижатия долота к стенке скважины и препятствующих вращению ротора турбобура.

Момент сил сопротивления в осевой опоре определяется по формуле

$$M_n = P_n r_o \mu_n, \quad (7.10)$$

где P_n – осевое усилие в опоре, обусловленное гидравлическими нагрузками на пяту и силами веса вращающихся деталей турбобура; r_o – средний расчетный радиус трения в осевой опоре; μ_n – коэффициент трения скольжения на трущихся поверхностях осевой опоры.

Коэффициент трения в осевой опоре исследован достаточно подробно и зависит от нагрузки на пяту, количества и качества промывочной жидкости, частоты вращения трущихся поверхностей. Ориентировочно коэффициент трения в резинометаллических опорах может быть определен по графику, представленному на рис. 7.20.

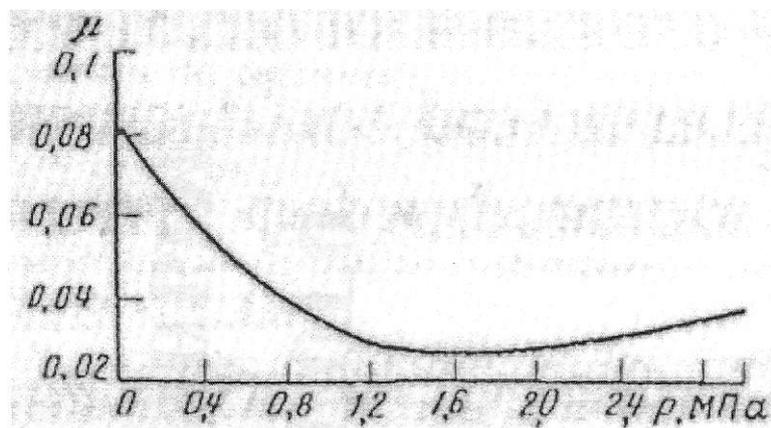


Рис. 7.20. Зависимость коэффициента трения в осевой опоре от нагрузки на пяту

Радиус трения r_o можно рассчитать по формуле

$$r_o = \frac{2 r_H^3 - r_B^3}{3 r_H^2 - r_B^2}; \quad (7.11)$$

где r_H и r_B – наружный и внутренний радиусы резинового кольца подпятника.

Гидравлические нагрузки в каждом конкретном случае требуют индивидуального расчета.

Момент сил трения долота о стенку скважины определяется из зависимости

$$M_{тр} = \frac{P_{от} D_c}{2} \mu_1, \quad (7.12)$$

где $P_{от}$ – отклоняющее усилие, определяемое по формуле (7.6); D_c – диаметр скважины; μ_1 – коэффициент трения вращения на поверхности соприкосновения долота с горной породой стенок скважины.

Допустимое отклоняющее усилие для обеспечения надежного запуска

турбобура, приподнятого над забоем, при использовании отклоняющей компоновки рассчитывается по формуле

$$P_{от} < \frac{2(M_{эф} - M_n)}{D_c \mu_1}. \quad (7.13)$$

Максимальный перекося осей кривого переводника при учете тех же условий определяется из соотношения

$$\alpha_{дон} < \arcsin \sqrt{\frac{3(M_{эф} - M_n)L_1 a}{D_c EI \mu_B}} \quad (7.14)$$

$$\alpha_{дон} = \alpha_n - \alpha_r.$$

Аналогичные зависимости могут быть получены для условий запуска винтового двигателя с долотом, приподнятом над забоем.

Рассмотренные выше условия запуска турбобура характерны для положения, когда вал турбобура не имеет опоры на забой скважины. Условия запуска турбинного отклонителя можно несколько облегчить, если вал турбобура нагрузить осевой нагрузкой на долото. В этом случае ввиду уменьшения нагрузки на диски пяты силы трения в осевой опоре уменьшаются. Для этого случая условие запуска турбобура можно представить в следующем виде:

$$M_{эф} - (P_n - P_d)r_n \mu_n - \frac{P_{от} D_c}{2} \mu_1 - P_d M_{уд} > 0, \quad (7.15)$$

где P_d – нагрузка на долото, соответствующая реакции забоя, передающаяся на осевую опору; $M_{уд}$ – удельный момент на долоте, определяемый физико-механическими свойствами буримых пород.

Для запуска турбинного отклонителя наиболее благоприятен случай, когда момент сопротивления в осевой опоре отсутствует, т. е. $P_{от} = P_d$.

Тогда условия запуска можно получить из соотношения

$$M_{эф} > \frac{P_{от} D_c}{2} \mu_1 + P_d M_{уд}. \quad (7.16)$$

Равенство осевой нагрузки на долото гидравлическим нагрузкам в осевой опоре может вызвать значительное увеличение сил сопротивления на долоте. Поэтому второе условие благоприятного запуска – оптимальное соотношение моментов сил сопротивления вращению долота моментам сил сопротивления в осевой опоре забойного двигателя, т. к. снижение осевой нагрузки ведет к снижению сил сопротивления вращению долота и в то же время – к увеличению моментов сил сопротивления в осевой опоре. Наиболее

рациональным для запуска является расхождение отклоняющего инструмента в осевом направлении в скважине. Вращение отклоняющей компоновки после ориентирования направления действия отклонителя в заданном направлении не допускается.

Условие запуска забойного двигателя улучшается при использовании в шпинделе-отклонителе опор качения. В этом случае снижение коэффициента трения качения, как видно из формулы (7.10), приводит к уменьшению момента сил сопротивления в осевой опоре и, следовательно, увеличивает эффективный вращающий момент на валу, необходимый для преодоления момента сил сопротивления вращению долота. Исходя из этого условия, шпиндели-отклонители рекомендуется оснащать опорами качения.

Искривление скважины электробуром

Основное преимущество проводки наклонных скважин электробуром – наличие канала связи для использования телеметрической системы. Кроме того, интервал искривления скважины с помощью электробура разбуривается с применением специального механизма искривления, устанавливаемого между двигателем и шпинделем электробура. Использование кривых переводников и искривленных труб при электробурении затруднено, т. к. при этом необходимы дополнительные устройства для осуществления токоподвода к электробурю.

Механизмы искривления изготавливают для всего размерного ряда электробуров. Они обеспечивают угол перегиба осей шпинделя и двигателя на 1,0; 1,5 и 2,0°. Перегиб осей корпусов достигается нарезанием ниппельной резьбы на корпусе механизма искривления под заданным углом. Эта резьба соединяется с муфтовой резьбой шпинделя, ось которой совпадает с осью долота.

Компоновки отклоняющего инструмента для бурения интервала искривления скважины должна включать, кроме серийных электробуров, оснащенных механизмом искривления, наддолотные калибраторы, телеметрическую систему и утяжеленные бурильные трубы. Размеры калибраторов и их тип определяются геолого-техническими условиями бурения. Калибраторы необходимы не только для обеспечения плавного набора угла искривления, но и для качественной обработки внутренней поверхности скважины, необходимой для обеспечения беспрепятственного прохождения бурильной колонны с механизмом искривления. Кроме того, калибратор предотвращает самопроизвольное искривление скважины. Диаметр калибратора должен быть равен диаметру долота с отрицательным допуском (до 1 мм). Телеметрическая система электробура осуществляет непрерывный контроль пространственного положения скважины. Допускается поинтервальное применение телеметрической системы для сохранения моторесурса аппаратуры. Показания телеметрической системы легко увязываются по глубине с длиной колонны, т. к. длина бурильных труб при электробурении строго одинакова. Показания приборов телесистемы необходимо записывать регистрирующими устройствами в процессе подъема

каждой свечи.

Ввиду того, что телеметрическая система расположена на расстоянии 15–20 м от забоя, необходимо при корректировке азимута скважины через каждые 15 м проходки ствола уточнять угол установки отклоняющего инструмента. Если необходимо изменить азимут с одновременным снижением зенитного угла, угол установки отклонителя должен быть в пределах $\pm 90^\circ$. Установка отклонителя на угол от 90° до 270° в криволинейном участке скважины с радиусом кривизны 150 м не рекомендуется, т. к. при этом возникают значительные напряжения изгиба в корпусных деталях из-за боковых усилий на долоте и корпусе электробура.

Наличие телеметрической системы при электробурении позволяет регулировать пространственное положение скважины. В этом случае обеспечивается более плавное изменение траектории скважины даже при интенсивном изменении азимутального угла, т. к. систематический контроль позволяет непрерывно корректировать угловые параметры ствола. Опыт бурения скважин электробуром показал, что при использовании механизма искривления в сочетании с телеметрической системой удается получить азимут и угол наклона, близкими к проектным.

Отклоняющее усилие на долоте при бурении электробуром можно определять по методике, рассмотренной в предыдущем параграфе, применительно к турбинному отклонителю.

7.3. Бурение наклонного прямолинейного интервала и участка уменьшения зенитного угла

Наиболее экономичным является профиль, включающий прямолинейный наклонный участок оптимальной длины. Для обеспечения проводки прямолинейно-наклонного участка скважины необходимо стабилизировать ранее набранный зенитный угол и азимут. Стабилизация зенитного угла достигается максимальным снижением фрезерующего эффекта долота. Для этого необходимо добиться возникновения отклоняющего усилия на долоте, направленного перпендикулярно к оси долота в сторону увеличения зенитного угла. В этом случае достигается равенство приращения зенитного угла нулю при равенстве эффектов асимметричного разрушения забоя и фрезерования нижней стенки скважины.

Наклонный интервал скважины стабилизируется с помощью калибраторов, центраторов и стабилизаторов (см. рис. 6.1–6.4). Они входят в состав жестких КНБК и должны отвечать следующим требованиям:

- диаметральные размеры стабилизаторов должны быть близки диаметру долота с отрицательным допуском;
- геометрические размеры (диаметр и длина) стабилизатора должны быть выбраны из условия хорошей проходимости в стволе скважины;
- рабочие органы стабилизатора должны обладать большой износостойкостью и надежностью;
- быстроизнашивающиеся детали стабилизаторов должны быть

быстрорастяжимыми.

Стабилизирующие устройства устанавливают непосредственно над долотом или на корпусе забойного двигателя. Место установки стабилизатора определяют при решении конкретных задач с учетом технико-геологических условий бурения.

Четырехинтервальный профиль наклонной скважины предусматривает бурение четвертого участка с уменьшением зенитного угла. Интенсивность падения зенитного угла можно регулировать с помощью стабилизирующих устройств. В случае необходимости интенсивного снижения зенитного угла используют отклоняющие компоновки. После первого рейса с отклонителем контролируют совпадение фактического темпа снижения зенитного угла с расчетным. В случае отклонения траектории от проектного профиля изменяют геометрические параметры отклоняющего инструмента. При совпадении углов можно продолжать бурение с выбранным отклонителем.

Снижение зенитного угла скважины без отклонителя происходит с меньшей интенсивностью. Интенсивность падения угла зависит от геологических условий бурения, соотношений диаметров долота, турбобура, УБТ и их длины. Разнообразие геолого-технических условий определяет переменный темп снижения зенитного угла.

На интервалах резкого снижения зенитного угла вследствие трения бурильных труб возможно зависание бурильного инструмента. В этом случае нагрузка на долото может оказаться недостаточной. Для повышения эффективности бурения необходимо использовать УБТ повышенной массы.

7.4. Выбор и обоснование режимных параметров при наклонном бурении

Режим бурения скважин определяют, исходя из механических свойств горных пород и технической вооруженности бурового предприятия. В настоящее время наиболее распространено проектирование технологических процессов в соответствии с максимальной механической скоростью при эффективном объемном разрушении горных пород. При этом используются следующие эмпирические зависимости [3]:

- нагрузка на долото

$$P_d = \alpha' p_w F_k, \quad (7.17)$$

где α' – коэффициент, учитывающий влияние забойных условий ($\alpha'=1;2$); p_w – твердость породы по штампу; F_k – площадь контакта долота с горной породой; величина F_k зависит от диаметра шарошечного долота, его типа (для мягких, средней твердости, твердых и крепких пород) и приведена в табл. 7.7 [3]:

- оптимальная скорость бурения

$$v_{opt} = \frac{0,06 \beta h n \gamma z D_{з.п.}}{\pi D_{ср}}, \quad (7.18)$$

где β и γ – эмпирические коэффициенты, учитывающие забойные условия; h – глубина зоны разрушения; n – частота вращения долота, об/мин; z – число зубьев на выбранном венце; $D_{з.р}$ – диаметр зоны разрушения; $D_{ср}$ – средний диаметр венца шарошки;

- механическая скорость бурения:

$$v_m = a P_A^{\alpha_1} n^{\beta_1}, \quad (7.19)$$

где a , α_1 , β_1 – эмпирические коэффициенты, учитывающие ряд факторов, не вошедших в рассматриваемые условия.

Зависимость (7.19) будет линейной при $\alpha=\beta=1$, т. к. в области поверхностного разрушения породы механическая скорость пропорциональна осевой нагрузке на долото и частоте его вращения;

- стойкость долота

$$T_d = \frac{b P_d^{\alpha_2}}{e^{f P_d} n^{\beta_2}}, \quad (7.20)$$

где α_2 и β_2 – эмпирические коэффициенты; f – коэффициент трения;

Таблица 7.7

Контактная площадь шарошечных долот

Диаметр долота, мм Допустимая нагрузка, кН	Тип долота	Контактная площадь F_k , мм ²	Диаметр долота, мм Допустимая нагрузка, кН	Тип долота	Контактная площадь F_k , мм ²
190,5 мм 220 кН	м	270	215,9 мм 260 кН	м	259
	мс	245		мс	270
	с	215		с	245
	ст	190		ст	215
	т	170		т	195
	мз	210		мз	245
	сз	190		сз	215
	тз	175		тз	190
	ткз	160		ткз	175
	к	155		к	165
244,5 мм 300 кН	м	320	269,9 мм 360 кН	м	340
	мс	295		мс	320
	с	270		с	295
	ст	245		ст	270
	т	215		т	245
	мз	270		мз	295
	сз	245		сз	270
	тз	215		тз	245
	ткз	190		ткз	215
	к	175		к	190

Продолжение табл. 7.7

295,3 мм 400 кН	М	393	320,0 мм 400 кН	М	444
	МС	345		МС	395
	С	320		С	345
	СТ	295		СТ	320
	Т	270		Т	295
	МЗ	320		МЗ	345
	СЗ	295		СЗ	320
	ТЗ	270		ТЗ	295
	ТКЗ	245		ТКЗ	270
	К	220		К	245
349,2 мм 400 кН	М	488		М	520
	МС	444		МС	488
	С	393		С	444
	СТ	345		Т	395
	МЗ	393		МЗ	444
	СЗ	345		СЗ	393
	ТЗ	320		ТЗ	345
	ТКЗ	295		ТКЗ	320
	К	270		К	295

- проходка на долото:

$$H_{\dot{A}} = \frac{\tilde{n} E_A^{\alpha_1 + \alpha_2} n^{\beta_1 \beta_2}}{e^{f P_A}}, \quad (7.21)$$

где c – эмпирический коэффициент;

- рейсовая скорость бурения

$$v_p = \frac{H_D}{T_D + T_{сп}}, \quad (7.22)$$

где T_D – время механического бурения; $T_{сп}$ – время спускоподъемных операций, смены долота и подготовительных работ;

- стоимость 1 м проходки

$$C_o = \frac{D + k(T_D + T_{CB})}{H}, \quad (7.23)$$

где D – стоимость долота; k – стоимость 1 ч работы буровой установки.

Если исключить влияние осевой нагрузки на долото, то при объемном разрушении горной породы можно использовать следующие зависимости:

$$v_m = A n^{\beta_1}; \quad T_D = B / n^{\beta_2}; \quad (7.24)$$

$$H = ABn^{\beta_1 - \beta_2} = \frac{AB}{n^{\beta_2 - \beta_1}}; \quad (7.25)$$

при $\beta_2 > \beta_1$

$$v_p = \frac{1}{\frac{1}{An^{\beta_1}} - \frac{T_{сп}}{AB} n^{\beta_2 - \beta_1}}. \quad (7.26)$$

В формулах 7.25 и 7.26 A , B – эмпирические коэффициенты, учитывающие условия работы долота на забое.

Режимы бурения проектируются по двум методикам: на основании статистического анализа промысловых материалов по отработке долот на различных режимах или по общим закономерностям работы долот, подтвержденным достоверными результатами в проектируемых условиях.

На основе анализа данных по отработке долот можно выявить наиболее выгодные сочетания забойных двигателей и долот, а также вариации режима при их эксплуатации в течение одного рейса. Совершенствование конструкции долот, создание новых забойных двигателей предполагает непрерывную обработку промысловой информации и ввод корректив в режимные параметры.

Осевая нагрузка на долото

Основным фактором, определяющим интенсивность разрушения горной породы, является осевая нагрузка. Лабораторными исследованиями установлено, что при малых нагрузках разрушение породы происходит вследствие истирания поверхности (малоэффективное поверхностное разрушение), а при достижении критической величины нагрузки наступает объемное разрушение горной породы, т. е. с увеличением осевой нагрузки механическая скорость возрастает.

На практике эффективные нагрузки в большинстве случаев выбирают по несущей способности опор долота и вооружения шарошек. Известно, что стойкость опор долота с увеличением осевой нагрузки существенно уменьшается. Механическая прочность долот с уменьшением диаметра падает более интенсивно.

Действующими нормами регламентируются допустимые осевые нагрузки на долото. На рис. 7.21 приведены графики, построенные по максимально допустимым нагрузкам на долото в зависимости от его диаметра. Кривая 3 показывает, что для шарошечных долот максимальная удельная нагрузка составляет 13,5 кН/см при диаметре 295 мм и 5 кН/см при диаметре 97 мм. Инструкцией ВНИИБТ по алмазному бурению предлагается осевую нагрузку и интенсивность промывки забоя выбирать по табл. 7.8.

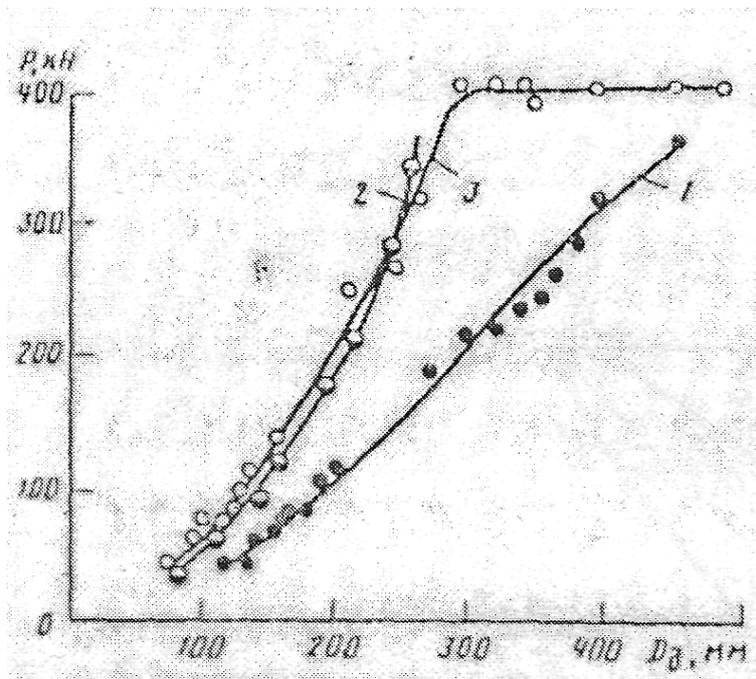


Рис. 7.21. Зависимость допустимой осевой нагрузки на долото от его диаметра:
 1 – трехлопастное долото; 2 – долото режуще-истирающего типа; 3 – шарошечное долото

При алмазном бурении расход агента для лучшего охлаждения долота должен быть повышенным.

Таблица 7.8

Рекомендуемые осевые нагрузки и расходы промывочной жидкости на алмазные долота

Диаметр долота, мм	Осевая нагрузка, кН		Подача промывочной жидкости, $\text{дм}^3/\text{с}$
	минимальная	максимальная	
140	15,0	60	10-18
159	17,5	70	14-22
188	20,0	90	20-30
212	25,0	100	26-40
267	35,0	120	30-80

Частота вращения долота

Механическая скорость бурения определяется не только силовым воздействием на горную породу, но и скоростью взаимодействия вооружения долота с забоем скважины. В ходе перекатывания шарошки по забою частота вращения долота определяет время контакта зуба с горной породой и кинематическое воздействие на частицы разрушенной породы. Эти два фактора, в конечном счете, создают предпосылки для реализации степени интенсивности углубления забоя скважины.

С учетом изложенного частоту вращения n_{∂} долота можно ориентировочно определить по формуле

$$n_g = \frac{60i}{t_k z}, \quad (7.27)$$

где $i = d_{ш}/D_{\partial}$ ($d_{ш}$ – диаметр шарошки, D_{∂} – диаметр долота; t_k – время контакта зубьев периферийного венца шарошки с забоем; z – число зубьев периферийного венца шарошек; величина t_k принимается равной времени достижения разрушающей нагрузки τ , которая зависит от упруго-пластичных свойств разбуриваемых пород и приведена ниже [3]:

- упруго-хрупкие породы $t_k = 0,006-0,008$ с;
- упруго-пластичные породы..... $t_k = 0,005-0,007$ с;
- пластичные, не дающие хрупкого разрушения породы.. $t_k = 0,003-0,006$ с.

Число зубьев z зависит от диаметра долота. Например, для долот диаметром 190 мм $z=20$; для долот диаметрами 215,9, 244,9 и 295 мм $z=19$.

Опыт бурения показывает, что частота вращения долота определяет интенсивность изнашивания как вооружения шарошек, так и опорных элементов долота. Установлено, что при турбинном бурении, где частота вращения долота превышает 600–700 об/мин, стойкость долота на порядок ниже, чем при бурении роторным способом со скоростью 50–100 об/мин. Поэтому при выборе частоты вращения долота необходимо учитывать как эффективность процесса бурения, так и стойкостные качества породоразрушающего инструмента.

В России до настоящего времени турбинный способ бурения является основным. Этот способ оказался чрезвычайно эффективным при разбурировании нефтяных площадей Урало-Поволжья и Западной Сибири, где нефтяные пласты залегают на малых и средних глубинах. В этом случае реализуется преимущество турбинного способа бурения, характеризующееся высокими механическими скоростями при повышенных частотах вращения долота.

В то же время в глубоком бурении турбинный способ не дает желаемой эффективности проводки скважин. Попытки повысить проходку на долото регулированием подачи бурового раствора, а, следовательно, частоты вращения вала турбобура, не дали желаемых результатов. Снижение подачи жидкости приводит к резкому падению момента и, следовательно, восприимчивости двигателя к осевым нагрузкам. В результате осуществление низкооборотного бурения турбинным способом затруднено.

Создание и внедрение низкооборотных забойных двигателей показало, что их применение экономически целесообразно только в ограниченных условиях бурения, определяемых соотношением механической скорости и проходки на долото. Создание долот с герметизированными маслonaполненными опорами расширило область применения низкооборотного бурения, т. к. повышение стойкости долот позволило значительно увеличить длительность рейса. В результате стоимость бурения 1 м скважины была

снижена практически во всех нефтяных районах.

Для выбора рациональной частоты вращения долота следует использовать следующие рекомендации. В очень твердых карбонатных породах, обладающих невысокой абразивностью, при уменьшении частоты вращения от 600 до 60 об/мин проходка за рейс увеличивается в 1,5–2 раза, а механическая скорость падает в 3–4 раза. Следовательно, снижение частоты вращения в подобных условиях приведет к росту стоимости бурения скважин.

В карбонатных малоабразивных породах средней твердости изменение частоты вращения в тех же пределах приводит к росту проходки на долото в 3 раза при таком же снижении механической скорости бурения. В таких случаях изменение проходки за рейс подчиняется гиперболической закономерности, и рекомендуемая частота вращения долот с изменением глубины скважины и продолжительности спуско-подъемных операций может принимать любые значения в зависимости от способа бурения. Так, роторное бурение рекомендуется в нижней части разреза, турбинное и электробурение (до 100 об/мин) – в верхних стратиграфических подразделениях.

В глинистых породах кратное увеличение проходки за рейс при переходе на роторный способ в глубинных интервалах сопровождается незначительным снижением механической скорости проходки. Особенно ярко данная зависимость выявляется при бурении с промывкой утяжеленными растворами при высоких забойных температурах. В этих условиях для улучшения работоспособности опор и вооружения долот эффективны низкооборотные способы бурения, включая роторный.

Алмазные долота позволяют многократно увеличить проходку за рейс. Если охлаждение алмазного долота оптимальное, то рекомендуемые частоты вращения инструмента могут быть доведены до 500 об/мин и выше. С увеличением абразивности горных пород и уменьшением подачи бурового раствора частоту вращения алмазного долота рекомендуется снизить.

Промывка скважин при наклонном бурении

Одним из важных факторов, влияющих на производительность бурения, является очистка забоя от шлама. В наклонных скважинах возможно скопление шлама в нижних частях ствола и забоя под действием гравитационных сил. Поэтому необходимо учитывать то, чтобы призабойная зона была бы максимально охвачена циркулирующими потоками.

Чрезмерная подача жидкости на забой скважины может вызвать нежелательные последствия, например, размыв стенок ствола при бурении рыхлых неустойчивых пород.

Выбуренная порода в наклонном стволе выносится на поверхность вдоль нижней, лежащей части ствола скважины со скоростью меньшей средней скорости циркуляции промывочной жидкости. В верхней же висячей части ствола поднимается чистая, незагрязненная промывочная жидкость. Ее скорость подъема выше средней скорости циркуляции раствора. Это обстоятельство надо учитывать и подавать в наклонную скважину раствор с

большой скоростью, чем на ту же глубину в вертикальной скважине.

Совершенство очистки забоя скважины от шлама определяется расходом жидкости, подаваемой на единицу площади забоя, и скоростью истечения промывочного агента из насадок долота. Опыт бурения роторным способом показал, что с увеличением подачи жидкости до определенного предела механическая скорость проходки возрастает.

Подача насосов должна быть достаточной для очистки забоя и охлаждения долота, выноса шлама на поверхность, эффективной работы гидромониторных долот и гидравлических забойных двигателей. В то же время при выборе подачи насосов должны быть учтены параметры насосной группы (гидравлическая мощность, подача и давление при различных диаметрах цилиндрических втулок), допускаемое давление в обвязке насосов.

При бурении в осложненных условиях (поглощение промывочной жидкости, наличие неустойчивых отложений, пласты с агрессивными флюидами, большая глубина ствола) следует учитывать гидродинамические давления, возникающие при движении восходящего потока в кольцевом пространстве. Суммарное гидродинамическое и гидростатическое давление в таких условиях не должно превышать допустимой величины для соответствующих интервалов.

Из условий обеспечения промывки забоя и охлаждения долота подача насосов может быть определена из зависимости

$$Q_1 = 0,785q_{уд} D_d^2. \quad (7.28)$$

где $q_{уд}$ – расход жидкости на единицу площади забоя

($q_{уд} = 0,50 \div 0,65 \frac{i^3}{\tilde{n}i^2}$); D_d – диаметр долота, см.

При использовании гидромониторных долот подача насосов должна обеспечить скорость гидромониторной струи в пределах 80–130 м/с. Поэтому $Q_2 = (80 \div 130)F_n$, где F_n – суммарная площадь сечения насадок долота, м².

Для обеспечения выноса шлама и предотвращения загрязнения жидкости выбуренной породой подача насосов должна удовлетворять следующему условию:

$$Q_3 = 0,785(k_1 k_2 u + c)(k_3 D^2 - d_H)^2, \quad (7.29)$$

где k_1 – коэффициент, учитывающий реальные условия равновесия твердых частиц в движущемся потоке, $k_1 = 1,1$; k_2 – коэффициент, учитывающий вращение бурильной колонны, $k_2 = 0,79 \div 0,83$; k_3 – коэффициент кавернозности; u – расчетная скорость погружения частиц в жидкости,

$u = k_4 \cdot \sqrt{d_u \frac{\gamma_u - \gamma_{ж}}{\gamma_{ж}}}$ (k_4 – коэффициент формы; для обломков цилиндрической формы $k_4 = 3-4$, для пластичных обломков $k_4 = 2-3$); d_u – средний диаметр

твердой частицы, м; γ_c и $\gamma_{жс}$ – соответственно удельные веса частицы шлама и промывочной жидкости, Н/м³.

Избыточная скорость C , входящая в (7.29) определяется из условия допустимой концентрации шлама в жидкости

$$C = \frac{v_m F_3}{F_k x}, \quad (7.30)$$

где v_m – механическая скорость проходки, м/с; F_3 и F_k – площади соответственно забоя и кольцевого пространства, м²; x – допустимая объемная концентрация шлама в восходящем потоке, равная 0,02.

Для улучшения выноса шлама в наклонно направленных скважинах желательно обеспечить турбулентность восходящего потока. При невращающейся бурильной колонне скорость восходящего потока, при котором он турбулизируется, может быть определена из эмпирической зависимости

$$v_T = (47 \div 54) \sqrt{\tau_o / \gamma_{жс}}, \quad (7.31)$$

где τ_o – динамическое напряжение сдвига, Па;

При бурении с гидравлическими забойными двигателями подача насосов Q_4 должна обеспечить заданный вращающий момент на валу двигателя.

Подача насосов при бурении в осложненных условиях ограничивается потерями давления в кольцевом пространстве, при которых проявляются осложнения. Гидродинамические давления в кольцевом пространстве рассчитывают с учетом параметров промывочной жидкости.

Тип промывочной жидкости выбирают в соответствии с классификацией горных пород и конкретными горно-геологическими условиями.

Для уменьшения взаимоизнашивания бурильных и обсадных колонн в наклонно направленных скважинах, повышения стойкости долот и снижения липкости глинистой корки в промывочную жидкость добавляют смазки.

Смазочные добавки.....	СМАД-1	СГ	Нефть	Графит	Т-66
Содержание добавок, кг, в					
1 м ³ раствора	20–40	20–40	100–120	5–10	50–70

На основании многолетнего опыта установлено, что скорость потока бурового раствора в кольцевом пространстве (в м/с) необходимо устанавливать в следующих пределах в зависимости от свойств горных пород, слагающих стенки скважины:

Устойчивые карбонатные и изверженные породы.....	0,7–1,0
Глинистые породы, песчаники.....	0,9–1,3
Глинистые породы зон тектонических нарушений, склонные к обвалам и осыпям	1,3–1,5

Гидромониторные насадки к буровым долотам способствуют не только улучшению очистки забоя от шлама, но и повышению интенсивности разрушения горной породы. Исследования показали, что наиболее эффективно действует струя жидкости при истечении из насадки со скоростью не менее 70–80 м/с.

В мягких породах с увеличением скорости гидромониторного воздействия струи механическая скорость проходки неуклонно возрастает. При повышении скорости до 100 м/с и более поток жидкости не только разрушает породы, но и повышает качество очистки забоя от шлама, что создаст условия для повышения осевой нагрузки на долото.

Скорость истечения струи из гидромониторной насадки в основном определяется подачей бурового раствора и диаметром отверстия сопла. Последний рассчитывают по разности допустимого давления насоса при известном расходе и суммарных потерь давления в циркуляционной системе.

Гидравлические сопротивления в циркуляционной системе складываются как сумма потерь давления в отдельных ее элементах. Суммарные сопротивления не должны превышать паспортную величину допустимого давления для насоса.

7.5. Взаимодействие бурильной колонны со стенками скважины при наклонном бурении

При бурении наклонных скважин силы сопротивления оказывают отрицательное влияние на технологические процессы, т. к. снижают осевые нагрузки на долото, увеличивают необходимую мощность для вращения колонны при роторном бурении, вызывают образование продольных выработок (желобов) на стенках скважины. До настоящего времени отсутствуют надежные средства и методы управления интенсивностью взаимодействия бурильной колонны со стенками скважины. Смазывающие добавки, вводимые в буровой раствор для снижения сил сопротивления, не всегда дают положительные результаты, т. к. это приводит к обвалам стенок скважины и возникновению сальников при подъеме бурильной колонны.

Силы сопротивления при осевом перемещении колонны в наклонной скважине

Исследованиями установлено, что силы сопротивления в процессе бурения возникают как в сжатой, так и в растянутой частях колонны. В процессе бурения силы сопротивления направлены в сторону, противоположную движению колонны, т. е. снижают осевую нагрузку на долото, поэтому для оценки фактической нагрузки на долото большое значение имеет выявление всех действующих сил.

В работах М.М. Александрова [1] подробно рассмотрены методы определения сил сопротивления при осевом перемещении бурильной колонны в процессе спуско-подъемных операций. Как известно, сила сопротивления на

любом участке скважины равна произведению прижимающей силы на коэффициент сопротивления. В процессе движения колонны вверх силы сопротивления увеличиваются, при движении вниз они уменьшают нагрузку на крюке.

Прижимающие силы при движении бурильной колонны зависят от профиля скважины. Поэтому в дальнейшем при расчетах необходимо учитывать суммарный угол обхвата, определяемый интенсивностью и фермой искривленной оси скважины. В общем случае сопротивление продольному движению колонны в скважине определяют по методу осевых сил.

Силы сопротивления в малоискривленных скважинах для колонны, движущейся вверх

$$T_{BB} = B \left(\frac{e^{\sigma f} - 1}{\sigma f} - 1 \right) + Q(e^{\sigma f} - 1) \quad (7.32)$$

или

$$T_{BB} \approx B_{\sigma f} \left(0,5 + \frac{\sigma f}{6} \right) + Q \sigma f \left(1 + \frac{\sigma f}{2} + \frac{\sigma^2 f^2}{6} \right). \quad (7.33)$$

При движении колонны вниз силы сопротивления определяются по формуле

$$T_{BH} = B \left(1 - \frac{e^{\sigma f} - 1}{\sigma f e^{\sigma f}} \right) + Q \frac{e^{\sigma f} - 1}{e^{\sigma f}} \quad (7.34)$$

или

$$T_{BH} \approx B \left(1 - \frac{e^{\sigma f} - 1}{\sigma f e_{\sigma f}} \right) + Q \frac{e^{\sigma f} - 1}{e^{\sigma f}}. \quad (7.35)$$

В формулах (7.32)–(7.35) приняты следующие обозначения: B – прирост нагрузки от веса колонны на рассматриваемом интервале ($B = ql \cos \theta_c$, где q – вес единицы длины труб в жидкости; l – длина колонны на рассматриваемом искривленном участке скважины; θ_c – средний угол искривления скважины на длине l); Q – нагрузка, приложенная к нижнему концу колонны при ее выходе из интервала искривления или ее выделенной части; σ – сумма приращений искривления на участках ствола скважины (суммарный угол обхвата криволинейного участка скважины бурильной колонной); f – коэффициент сопротивления ($f = \mu + \frac{f_0}{\sigma}$, где μ – коэффициент трения условной скважины; f_0 – адгезионное сопротивление, не зависящее от прижимающих сил).

Силы натяжения бурильных труб, расположенных на участке искривления, определяют в зависимости от вида профиля скважины.

Для нижнего конца колонны нагрузку рассчитывают по формуле

$$Q = Q_H \cos \theta_k, \quad (7.36)$$

где Q_H – вес груза, сосредоточенного на нижнем конце колонны; θ_k – угол искривления в призабойной зоне скважины.

Для части колонны

$$Q = P_H, \quad (7.37)$$

где P_H – осевая сила, передающаяся со стороны части колонны, расположенной ниже участка перегиба ствола скважины.

Сумму приращений искривления на участках ствола скважины находят из выражения

$$\sigma = \sum \Delta \sigma, \quad (7.38)$$

где $\Delta \sigma$ – суммарный угол обхвата криволинейного ствола скважины колонной бурильных труб

$$\Delta_\delta = \sqrt{\Delta \theta^2 + (\Delta \varphi \sin \theta_{cp})^2}, \quad (7.39)$$

где $\Delta \theta$ – разность углов искривления на границах участка длиной Δl ; Δl – длина участка между точками замеров инклинометром; $\Delta \varphi$ – разность азимутов искривления в тех же точках; θ_{cp} – среднеарифметическое углов искривления на верхней θ_0 и нижней θ_n границах участка длиной Δl .

Применительно к трехинтервальному профилю М.М. Александров рекомендует для определения сил сопротивления следующие формулы:

для колонны, движущейся вверх

$$T^B = T_{BB} + T_q e^{\sigma_f}. \quad (7.40)$$

для колонны, движущейся вниз

$$T^H = T_{BH} + T_q \frac{1}{e^{\sigma_f}}. \quad (7.41)$$

Величина T_q – определяется по формуле

$$T_q = f(ql_H + Q_H) \sin \theta_H, \quad (7.42)$$

где l_H – длина той части колонны, которая располагается на наклонном участке скважины; θ_H – угол искривления наклонного интервала скважины.

Силы T_{BH} и T_{HH} вычисляются по формулам (7.32)–(7.35) при $Q = (ql_H + Q_H) \cos \theta_H$.

Определение фактической осевой нагрузки на долото на основании показаний индикатора веса

Нагрузку на долото определяют при следующих условиях:

1. Вес растянутой части колонны в процессе бурения B_p соизмерим с общей нагрузкой от веса бурильных труб B (колонна без УБТ или с УБТ малой длины). Вес B_p определяют по формуле

$$B_p = ql_p \cos \theta_p. \quad (7.43)$$

В этом случае нагрузка на долото составит

$$P_d \approx B_{сж} \frac{e^{\sigma f} - 1}{\sigma f e^{\sigma f}}. \quad (7.44)$$

При этом

$$\sigma f = (\sigma f)_{BH} \left(1 - \frac{I_p}{I} \right). \quad (7.45)$$

где I_p, I – длина растянутой части бурильных труб в процессе бурения и полная их длина соответственно.

$$B_{сж} = G - B_p. \quad (7.46)$$

$$P_d = \lambda \Pi, \quad (7.47)$$

где λ – коэффициент, учитывающий действие осевых сил.

Если колонну труб после создания осевой нагрузки на долото нельзя считать заторможенной, тогда

$$P_d \approx (\Pi - T_{BH}) \frac{\lambda}{2\lambda - 1}. \quad (7.48)$$

Разгрузка талевой системы определяется по показаниям индикатора веса

$$\Pi = Q_0 - Q_\sigma, \quad (7.49)$$

где Q_0 – нагрузка на талевую систему в состоянии покоя; Q_σ – нагрузка на талевую систему в процессе бурения. Если $T_{BB} > T_{BH}$ при этом

$$\frac{Q_{BB} + Q_{BH}}{2Q_0} > 1, \quad (7.50)$$

то

$$\lambda = \frac{Q_0 - G_{т.е.}}{Q_{BB} - G_{т.е.}}, \quad (7.51)$$

где Q_{BB} – нагрузка на талевую систему при движении колонны вверх; Q_{BH} – то же, при движении колонны вниз; $G_{т.е.}$ – вес талевой системы буровой установки.

Для случая, когда $(\sigma f) = (\sigma f)_{BH}$

$$P_A = \frac{\Pi - T_{BH}}{1 - (\sigma f) \left(1 - 0,5 \frac{e^{\sigma f} - 1}{e^{\sigma f}} \right)}; \quad (7.52)$$

$$\frac{e^{\sigma f} - 1}{e^{\sigma f}} = \frac{\sigma f}{1 - \sigma f}. \quad (7.53)$$

7.6. Основные технологические требования к проводке наклонных скважин

Выбираемый забойный двигатель должен отвечать следующим требованиям:

- вращающий момент двигателя при его работе в условиях наибольшей мощности и максимального КПД должен быть достаточен для вращения долота при заданной осевой нагрузке и отклоняющей силе;
- диаметр и жесткость забойного двигателя должны соответствовать требованиям компоновки низа буровой колонны для достижения заданной траектории ствола скважины;
- подача насосов, при которой двигатель работает в оптимальном режиме, должна удовлетворять промывке скважины.

При бурении участка изменения зенитного угла и азимута момент, развиваемый турбинами, расходуется в основном на работу долота при действии осевой нагрузки и отклоняющей силы, трение в осевых и радиальных опорах:

$$M = M_r \left(1 - \frac{n}{n_x} \right) = M_{уд} G_{oc} + (0,5 D f_1 + 2 f_2 r_p) G_{от} + f_3 r_o G_{oo}, \quad (7.54)$$

где M_m – тормозной момент для турбины, $H \cdot м$ ($M_m = 2M_1$, M_1 – вращающий момент на турбинах при наибольшей мощности и КПД турбобура); n и n_x – соответственно текущая частота вращения и частота при отсутствии сопротивления вращению турбин, c^{-1} ; $M_{уд}$ – характеристика моментоемкости долота (удельный момент), $м$; D – диаметр долота, $м$; f_1, f_2, f_3 – коэффициенты трения долота соответственно стенки скважины при их фрезеровании, в радиальных и осевых опорах; r_p и r_o – радиусы трения соответственно в радиальных и осевых опорах, $м$; G_{om} – нагрузка на осевые опоры.

$$G_{oo} = G_{oc} - Q_B, \quad (7.55)$$

где G_{oc} – осевая нагрузка на долото, Н; Q_B – нагрузка на осевые опоры при отсутствии нагрузки на долото (складывается из веса вращающихся деталей и гидродинамической нагрузки на турбины), Н.

При использовании забойных двигателей диаметром 172, 195, 215 и 240 мм нагрузка на радиальные опоры превышает отклоняющую силу на долоте в 1,8–2,2 раза.

В табл. 7.9 приведены данные о моментоемкости долот различных типов и коэффициенте трения при фрезеровании стенок скважины, а в табл. 7.10 – данные о параметрах турбобуров для расчета потерь на трение в их опорах при плотности промывочной жидкости 1200 кг/м^3 .

Таблица 7.9

Моментоемкость долот и коэффициент трения

Типоразмер долота	$M_{уд}, 10^{-3}(\text{кН}\cdot\text{м})/\text{кН}$	f_l	Диаметр долота, м	$M_{уд}, 10^{-3}(\text{кН}\cdot\text{м})/\text{кН}$	f_l
Трехшарошечные			Фрезерные		
М	13–16	0,45	188–214	24–28	0,50
МС	11–14	0,35	267–292	30–36	0,50
С	8–11	0,30	Алмазные		
Т	6–7	0,23	188–214	20–24	0,42
К, ОК	5–6	0,18	267–292	28–32	0,42

Таблица 7.10

Параметры турбобуров для расчета потерь на трение в их опорах

Тип турбобура	Число секций	Расход жидкости $Q, \text{ дм}^3/\text{с}$	Вращающий момент $M, \text{ кН}\cdot\text{м}$	Перепад давления $\Delta p, \text{ МПа}$	Осевая нагрузка на опоры $Q_B, \text{ кН}$	$r_o, \text{ м}$	$r_p, \text{ м}$
ЗТСШ-240	3	34	2,8	5,5	170	0,085	0,088
ТСШ-240	2	45	3,3	6,5	184	0,085	0,088
А9Ш	2	45	3,0	7,0	188	0,085	0,088
ЗТСШ-215	3	30	2,1	5,0	131	0,077	0,077
ТСШ-215	2	42	2,8	6,6	157	0,077	0,077
ЗТСШ1-195	3	35	1,8	5,0	115	0,076	0,067
ТСШ1-195	2	40	1,6	4,4	97	0,076	0,067
АТШ	2	30	1,9	8,0	164	0,076	0,067
Т12МЗБ-195	1	35	1,2	4,5	92	0,055	0,072
ЗТСШ1-172	3	20	1,0	6,0	111	0,062	0,060
ТСБЕ-172	2	22	1,0	5,0	98	0,055	0,065
Т12МЗЕ-172	1	28	0,8	4,0	67	0,055	0,065

Коэффициенты трения в радиальных и осевых опорах f_2 и f_3 принимаются в пределах $f_2 = 0,01 \div 0,10$ и $f_3 = 0,05 \div 0,07$ для резинометаллических поверхностей, $f_2 = 0,02 \div 0,03$ и $f_3 = 0,01 \div 0,02$ для шариковых опор.

Число секций турбобура определяют, исходя из необходимого вращающего момента, вычисляемого по формуле (7.54). Момент, развиваемый турбинами всех секций при работе в условиях наибольшего КПД, должен соответствовать требуемому моменту.

Если проектируемая подача насосов отличается от указанной в характеристике забойного двигателя, то параметры двигателя следует пересчитать по формулам

$$M = M_{\text{табл}} \left(\frac{Q}{Q_{\text{табл}}} \right)^2 \quad (7.56)$$

и

$$\Delta p = \Delta p_{\text{табл}} \left(\frac{Q}{Q_{\text{табл}}} \right)^2 \quad (7.57)$$

Здесь $M_{\text{табл}}$, $\Delta p_{\text{табл}}$, $Q_{\text{табл}}$ – табличные значения вращающего момента, перепада давления и подачи насосов; M , Δp без индекса – соответствующие параметры при заданной подаче Q .

Для обеспечения необходимого вращающего момента M в условиях, когда вращающий момент при табличной подаче недостаточен для бурения при заданном режиме, подача насосов увеличивается до

$$Q = Q_{\text{табл}} \sqrt{M / M_{\text{табл}}} \quad (7.58)$$

В табл. 7.11 приведены расчетные параметры винтовых двигателей.

Таблица 7.11

Расчетные параметры винтовых двигателей

Параметры	Двигатель				
	Д1-195	Д2-172М	Д-127	Д-85	Д1-54
Вращающий момент, кН·м	5,0–6,1	2,9–4,2	1,0–1,2	0,27–0,34	0,06–0,08
частота вращения, с ⁻¹	1,4–2,1	1,9–3,7	3,3–4,1	3,8–4,8	3,0–8,0
Расход жидкости, м ³ /с	0,030– 0,040	0,023– 0,036	0,012– 0,015	0,05– 0,007	0,001– 0,002
Перепад давления, МПа	5,0–6,0	4,5–6,0	3,5–4,5	2,7–3,0	3,8–4,2
Нагрузка на ротор Q_b , кН	120–140	115–135	32–38	16–20	5–6
Длина, м	6,2	6,9	4,4	3,2	2,0

При бурении наклонно направленных скважин нагрузку на долото выбирают исходя из условий эффективного разрушения горных пород и

соблюдения заданного напряженного состояния низа бурильной колонны.

При заданном типоразмере турбобура и подаче насосов нагрузка на долото, при которой двигатель работает в условиях наибольшей мощности и КПД, может быть определена из зависимости

$$G_{oc} = 0,9M_{vd}^{-1} [M - (0,5f_1D + 2f_2r_p)G_{от} - f_3r_oG_{oo}] \quad (7.59)$$

Искривление наклонно направленной скважины не должно препятствовать технологическим процессам при ее бурении и эксплуатации. Минимально допустимый радиус искривления выбирают из условий: нормального прохождения по стволу компоновок низа бурильной колонны, в т. ч. забойных двигателей; обеспечения технических условий по допустимому изгибу оси забойных двигателей при их эксплуатации; предотвращения поломок спускаемых в скважину бурильных и обсадных колонн, вызванных превышением допустимых напряжений; обеспечения спуска обсадных колонн в искривленный ствол до проектной глубины; предотвращения локализации взаимодействия бурильных труб и штанг с обсадными колоннами с целью снижения их взаимоизнашивания; обеспечения технических условий по спуску и эксплуатации центробежных электронасосов.

Наименьший радиус искривления, соответствующий условиям прохождения по стволу частей компоновки с наибольшим диаметром d , может быть определен из формулы

$$R = \frac{0,123L^2}{0,74(D_d - d) - k + f}, \quad (7.60)$$

где L – длина части компоновки с диаметром d (забойного двигателя, маховика, УБТ большого диаметра), м; D_d – диаметр долота, м; k – технологический зазор между компоновкой и стенками скважин $k = (4 \div 6) \cdot 10^{-2}$ м в устойчивых отложениях и $k = (6 \div 8) \cdot 10^{-2}$ м в неустойчивых и перемежающихся породах; f – допустимый прогиб компоновки по длине L , м.

Для спуска компоновки без деформации ее полномерной части принимается $f = 0$. При спуске компоновки с деформацией прогиб определяется из зависимости

$$f = \frac{\sigma_m L^2}{m_1 E d}, \quad (7.61)$$

где σ_m – предел текучести материала компоновки, Па; m_1 – коэффициент запаса прочности, для забойных двигателей $m_1 \geq 4 \div 6$, для УБТ, маховиков, стабилизаторов $m_1 \geq 1,35$; E – модуль упругости, Па.

Наименьший радиус искривления, при котором осевые напряжения в трубах не превышают допустимого, определяется из зависимости

$$R = \frac{Ed_H}{2\left[\frac{\sum Lq(1 - \rho_{ж} / \rho_T)}{F} - \frac{\delta T}{m_2}\right]} \quad (7.62)$$

где d_H – наружный диаметр труб, м; $\sum Lq$ – суммарный вес колонны, расположенной ниже начала искривленного участка, Н; F – площадь сечения тела трубы на искривленном участке, м²; $\rho_{ж}$ и ρ_m – соответственно плотности промывочной жидкости и материала труб; m_2 – коэффициент запаса прочности, для бурильных труб $m_2 \geq 1,35 \div 1,50$, для обсадных $m_2 \geq 1,3$.

Радиус кривизны эксплуатационных скважин при использовании в них погружных центробежных электронасосов не должен быть меньше 286 м (допускаемая интенсивность искривления $i \leq 0,2$ град/м).

При пространственном искривлении истинный радиус кривизны меньше его проекции на вертикальную плоскость. Поэтому проекция радиуса кривизны R_{min} на вертикальную плоскость с учетом пространственного искривления не должна быть меньше

$$R_{min} \leq \frac{57,3R_{дон}\sqrt{2(1 - \sin \theta_1 \sin \theta_2 \cos \Delta\alpha - \cos Q_1 \cos Q_2)}}{(\theta_2 - \theta_1)}, \quad (7.63)$$

где $R_{дон}$ – наименьший допустимый радиус кривизны, определяемый по формулам (7.60) и (7.62), м; θ_2, θ_1 – зенитные углы в конце и в начале участка изменения азимута скважины, градус; $\Delta\alpha$ – изменение азимута, градус.

Итоговый радиус кривизны как при плоской, так и при пространственной траектории ствола скважины не должен быть меньше $1,1R$, где R_{min} – наименьший радиус кривизны.

При бурении наклонно направленной скважины комбинированным способом набор зенитного угла необходимо проводить компоновкой с отклонителем на базе забойного двигателя, а проводку вертикального и наклонно прямолинейного участков – роторным способом.

До начала бурения буровые бригады должны освоить все приемы работ и технологию бурения наклонно направленных скважин. На каждой буровой, где применяют отклонители, необходимо иметь дежурную инклинометрическую партию или лебедку для спуска и подъема аппарата забойного визирования и контроля направления оси скважины.

Искривление ствола скважины проводят специальными отклоняющими устройствами. Тип и размер отклонителя, а также компоновку нижней части бурильного инструмента выбирают в соответствии с необходимой интенсивностью искривления скважины.

Перед первым спуском отклонителя по окончании рейса скважину необходимо тщательно промыть. Забуривание наклонного ствола из-под башмака обсадной колонны следует проводить с отклоняющей компоновкой при наличии открытого ствола не менее 30 м.

Спускать отклоняющие устройства через необсаженный ствол скважины

нужно так, чтобы не допускать посадок инструмента более 60–80 кН. Если при спуске отклоняющих устройств происходят большие посадки, то инструмент необходимо извлечь и ствол скважины проработать.

Ствол скважины следует прорабатывать инструментом без отклоняющих устройств. В виде исключения по согласованию с техническим руководством бурового предприятия в присутствии бурового мастера допускается проработка ствола компоновкой, включающей отклоняющее устройство, без извлечения инструмента из скважины.

Интервалы затяжек и посадок инструмента следует фиксировать в буровом журнале.

При подъеме отклонителя отвинчивать свечи вращением ротора воспрещается. При длительной остановке буровой после подъема инструмента вопрос о спуске отклонителя в скважину согласовывается с руководством бурового предприятия. По окончании спуска отклоняющее устройство устанавливают в заданном направлении.

При проходке искривленного участка режим бурения должен быть таким же, как и при бурении вертикальных скважин в этом же интервале. В процессе бурения наклонной скважины необходимо учитывать то, что фактическая нагрузка на долото может значительно отличаться от фиксируемой индикатором веса и зависит от конфигурации ствола и коэффициента трения. При бурении искривленного участка необходимо стремиться к тому, чтобы компоновка низа бурильной колонны оставалась неизменной. Компоновка низа бурильной колонны может быть изменена, если фактическая интенсивность искривления настолько отличается от проектной, что возможно превышение максимально допустимой интенсивности искривления, или оно значительно меньше проектной и не обеспечивает выполнения поставленной задачи.

Бурение наклонных прямолинейных участков забойными двигателями и роторным способом проводить жесткими компоновками, обеспечивающими стабилизацию зенитного угла и азимута.

Чтобы уменьшить влияние сил трения на передачу нагрузок на долото, рекомендуется добавлять в промывочную жидкость антифрикционные добавки (нефть, графит, СМАД-1 и т. д.).

При бурении со стабилизаторами следует проворачивать инструмент через 3–5 м проходки в соответствии с механической скоростью.

При регулировании азимута скважины нужно принять во внимание следующее: изменение азимута скважины зависит от зенитного угла скважины: с увеличением его темп изменения азимута скважины уменьшается; при больших зенитных углах (15–30° и более) азимут скважины почти не изменяется; при проводке наклонно направленных скважин необходимо стремиться к тому, чтобы работы по принудительному изменению азимута заканчивались при зенитных углах скважины меньше 20°.

7.7. Совершенствование технико-технологических средств направленного бурения

При освоении нефтегазовых месторождений шельфа применяется эффективный метод разработки пробуренными с суши наклонными скважинами с горизонтальным окончанием, что обеспечивает высокую продуктивность скважин и существенно упрощает и удешевляет их последующую эксплуатацию. Скважины отличаются сверхдальними отходами забоев (более 4500 м) от вертикали и большими зенитными углами, что обуславливает сложную конструкцию скважин, низкую механическую скорость бурения, трудность обеспечения устойчивости ствола скважины и очистки ее от шлама.

В качестве примера можно привести бурение скважин на месторождении Одолту-море (Сахалин), где в качестве породоразрушающих инструментов использовались шарошечные долота фирмы Security DBS, предназначенными для бурения мягких абразивных пород. Основные сведения о работе этих долот приведены в табл. 7.12 (скобках указаны коды долот по классификации IADC).

Таблица 7.12

Режим и показатели работы долот в интервале 4005÷5589 м по стволу

Долото	Режим работы			Показатели работы		
	Нагрузка, кН	Частота вращения, об/мин	Промывка, л/с	Проходка на долото, м	Механическая скорость, м/ч	Проходка за 1 оборот, мм
S80F(417)	50–100	85	30	60	1,02	0,20
S82FL(437)	50–120	110	20–30	175	3,62	0,55
S83FL(447)	120–140	110	20	155	3,86	0,58

Из табл. 7.12 видно, что механические скорости проходки весьма низкие (1÷4 м/ч). Для сравнения эти интервалы в вертикальных скважинах проходятся шарошечными долотами с механической скоростью 10÷40 м/ч. Основными причинами таких низких скоростей являются: во-первых, низкие осевые нагрузки на долото; во-вторых, рейкообразование на забое и зависание долот на выступах рейки. Низкие нагрузки на долото применялись из-за высокого сопротивления вращению бурильного инструмента в наклонной скважине, которое обусловлено трением о стенки скважины за счет веса лежащего на стенке инструмента и за счет усилия распора отклоняющей компоновки в скважине. Для управления кривизной использовался забойный отклонитель на базе винтового двигателя, постоянно включенный в компоновку, а это значит, что бурильный инструмент и долото нагружены дополнительной радиальной силой, прижимающей их к стенке скважины (силой распора). Задача по снижению момента сопротивления вращению инструментов должна решаться комплексно: необходимо обеспечить высокую смазывающую способность бурового раствора и эффективность работы периферийного вооружения долот.

Низкая интенсивность разрушения горной породы создает благоприятные условия для рейкообразования на забое. Такие режимы разрушения требуют уменьшенного шага поражения забоя, что достигается групповым координированным размещением зубков в венцах шарошек. Для уменьшения

требуемой радиальной силы, создаваемой отклонителем, необходимо повысить эффективность работы периферийного вооружения шарошек как при разрушении забоя, так и при фрезеровании стенки скважины.

Анализ результатов стендового бурения шарошечными долотами с равномерным распределением вооружения в венцах показал [11], что:

1) один из венцов каждой шарошки работает с минимальным тангенциальным скольжением, близким к «чистому» качению;

2) передаточные отношения шарошек принимают дискретные значения, при которых имеет место работа части вооружения след в след, т. е. с образованием забойной рейки соответствующими венцами;

3) хотя бы две шарошки, а при благоприятных условиях и все три, формируют на периферии забоя общую рейку;

4) даже при благоприятной схеме поражения каждый кольцевой участок забоя разрушается по всей поверхности за 4–6 проходов венца.

Работа вооружения шарошек «след в след» (по рейке) негативно влияет на интенсивность разрушения забоя. При этом существенно возрастают как сжимающая, так и изгибающая нагрузки на элементы вооружения. Поэтому вопросу борьбы с образованием рейки на любых участках забоя и особенно на его периферии уделяется большое внимание.

Элементы вооружения одних венцов шарошки располагаются случайным образом относительно элементов других венцов. Эксперименты показали, что наиболее эффективно работают элементы, расположенные в свету периферийного вооружения со смещением на 0,4–0,6 углового шага соответствующего периферийного венца. Этим требованиям может удовлетворить только групповое координированное размещение элементов вооружения в венцах. В качестве примера на рис. 7.22 приведена схема такого размещения зубьев второго венца шарошки долота типа МС. Пунктиром показаны зубья периферийного венца. Зубья второго венца расположены группами с угловым шагом в группах, равным $24,2^\circ$, и с шагом между группами $34,6^\circ$. При этом зубья смещены относительно зубьев периферийного венца на $4,8^\circ$ – $8,2^\circ$.

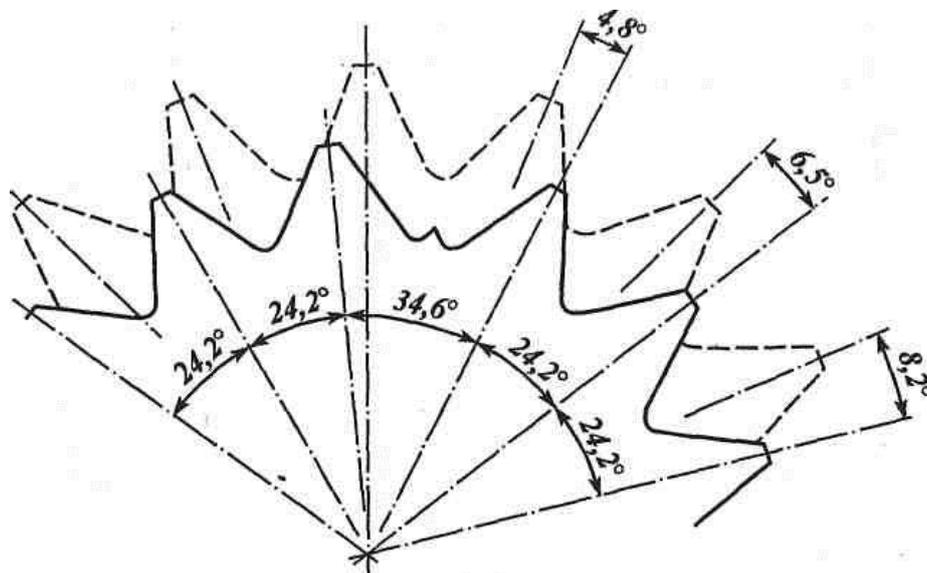


Рис. 7.22. Схема группового координированного размещения зубьев во втором венце долота типа МС относительно зубьев периферийного венца

Существенно большую тенденцию к рейкообразованию имеет вооружение долот второго класса. При разрушении абразивных пластичных горных пород рейкообразование не только снижает эффективность работы долота, но и способствует выпадению зубьев, т. к. выступы рейки не только повышают изгибающие нагрузки на зубки, но и интенсивно изнашивают шарошку вокруг зубков и оголяют их.

Предпериферийный участок забоя разрушается зубками второго ряда двухрядного венца, в котором зубки расположены в шахматном порядке (см. рис. 7.23). Это обуславливает весьма большой шаг поражения забоя зубками предпериферийного ряда 2 и создает условия для образования весьма устойчивой рейки, которая разрушается боковыми поверхностями периферийных зубков 1. Зубки испытывают большие изгибающие нагрузки, что является одной из причин их опережающего разрушения. Для предупреждения этих явлений сотрудниками Уфимского государственного университета [8] предложено принципиально изменить схему двухрядных венцов. Например, в долотах 269,9ТЗ-ГН-R20М периферийные зубки в двухрядных венцах были размещены гругшами, а в предпериферийном ряду часть зубков была расположена попарно, как показано на рис. 7.23. Такое размещение зубков обеспечило практически безреечное разрушение предпериферийной части забоя.

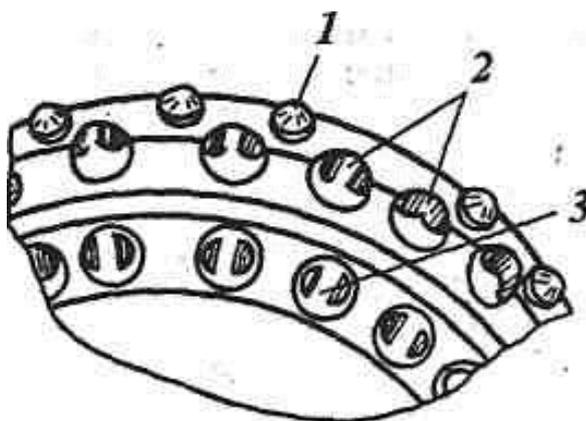


Рис. 7.23. Фрагмент шарошки с попарным размещением зубков во втором ряду периферийного венца: 1 и 2 – зубки первого и второго рядов двухрядного периферийного венца; 3 – зубки второго венца

С целью обеспечения постоянства диаметра скважины разрабатываются новые композиционные материалы для армирования обратных конусов шарошек и для изготовления элементов вооружения более износостойких, чем из традиционного твердого сплава. Например, фирма Smith изготовила долота с периферийным вооружением, включающим зубки с алмазным рабочим слоем.

На рис. 7.24 показано периферийное вооружение шарошек, предложенное фирмой Hughes Christensen. В межзубковых промежутках, а также между фрезерованными зубьями периферийных венцов (на рис. 7.23 не показано), устанавливаются клиновые зубки 1, высота которых существенно

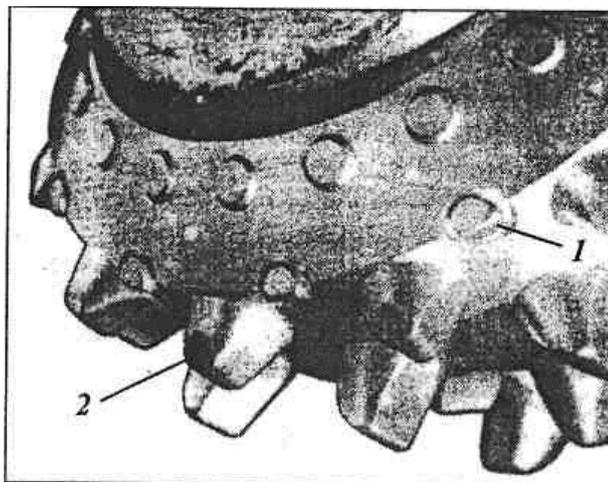


Рис. 7.24. Периферийное вооружение шарошек с дополнительными калибрующими зубками: 1 – дополнительные зубки; 2 – зубки периферийного ряда

меньше высоты основных зубьев 2 периферийного венца, а боковая грань клина параллельна поверхности обратного конуса. Эти зубки воздействуют на забой непосредственно возле стенки скважины и облегчают работу основного вооружения.

Важная роль для повышения эффективности направленного бурения принадлежит применению рациональных рецептур промывочных жидкостей. Большие перспективы использования для этой цели имеют инвертно-эмульсионные растворы (ИЭР). Применительно к бурению скважин со сверхдальними отходами высокое качество ИЭВ может быть обеспечено при:

- максимальном предельном водосодержании $V_{пред}$, соответствующем при такой концентрации дисперсной фазы ИЭР, при которой его термостойкость $T_{пред}$ равна максимальной температуре в скважине;
- минимальном предельном напряжении сдвига (ПНС) в области высоких водосодержаний ИЭР для обеспечения низкого коэффициента трения между колонной и коркой;
- максимальных эффективной вязкости $\eta_{эф}$, показателе несущей способности и коэффициенте температурного разжижения для обеспечения выноса шлама, предотвращения образования сальников и наработки в раствор коллоидной твердой фазы.

В соответствии с этими требованиями нами разработан эмульгатор-стабилизатор ИЭР РЭС-Т [11], действие которого основано на реализации в ИЭР управляемого процесса гидролитической поликонденсации, в котором участвуют алкоксипроизводные глицерина и дисперсная фаза эмульсии (вода). Протекание конечной стадии данного процесса корке обеспечивает последней низкое сопротивление сдвига. Для управления поликонденсационной стадией

процесса используется неионогенный эмульгатор, формирующий на межфазной поверхности эмульсии защитную оболочку, препятствующую поликонденсации продуктов гидролиза. Защитный слой эмульгатора разрушается только при повышении водосодержания и температуры ИЭР в корке, инициируя процесс поликонденсации, что обеспечивает необходимое изменение свойств раствора при переходе из объема скважины в кольматационную корку.

Разработанный реагент в сравнении с применяемыми С-1 и Нефтенолом-НЗ позволяет повысить термостойкость, несущую способность, коэффициент температурного разжижения ИЭР, а также уменьшить его показатель фильтрации ПФ.

Созданный реагент соответствует требованиям как к объемным свойствам ИЭР, так и к свойствам корки, что позволило рекомендовать РЭС-Т для получения ИЭР, применяемого при бурении скважин со сверхдальними отходами. Состав и способ получения РЭС-Т запатентован [11].

Для опытно-промышленных испытаний была предложена рецептура ИЭР на основе дизельного топлива и водного раствора хлористого кальция в объемном соотношении 1:1, концентрация РЭС-Т в котором равна 2,25 %. После эмульгирования воды ИЭР был утяжелен баритом до плотности 1,17 г/см³. Применение разработанного ИЭР на скважинах месторождения Одопту-море сахалинского шельфа позволило уменьшить крутящий момент на бурильной колонне в сравнении с базовым БИЭР в среднем на 8 %, а также обеспечить спуск в скважину второй технической колонны без вращения. В результате применения разработанного ИЭР стоимость метра проходки снизилась на 11,3 %.

Большой вклад в развитие техники и технологии направленного бурения внесли ученые Уфимского государственного нефтяного технического университета (УГНТУ). В частности, работы д.т.н. Лягова А.В. [12] посвящены разработке динамических компоновок для бурения забойными двигателями. Известно, что на участках стабилизации зенитного угла направленной скважины уменьшение интенсивности искривления ствола и величины вибраций являются основными путями повышения долговечности как работы забойного двигателя, так и КНБК в целом. Снижение вибрационного воздействия на турбобур приводит к увеличению наработки на отказ, повышению проходки на долото при различных вариантах изменения механической скорости.

Как правило, виброгасители современных конструкций до недавнего времени выполнялись на основе эластомеров или в виде амортизаторов, диапазон эффективной эксплуатации которых ограничен их релаксационными свойствами и долговечностью.

Ряд исследований, выполненных специалистами ВНИИБТ и УГНТУ, посвящен новому направлению в буровой виброзащитной технике – гидродемпферам, характеризующимся более широким частотным диапазоном виброизоляции их применения и возможностью регулирования демпфирующих свойств в зависимости от параметров вибрации, возникающих на забое скважины. Однако до настоящего времени не было теоретического обоснования

их принципа работы для условий бурения в скважине забойными двигателями, и отсутствовали правила конструирования их гидравлической части.

Для исследования работы КНБК необходимо было установить функцию перемещения корпуса долота, определяемую динамическими процессами, происходящими на забое скважины. В основном эти процессы определяются зубцовыми и грунтовыми колебаниями долота. Если природа возникновения зубцовых колебаний не вызывает сомнений и обуславливается геометрией вооружения шарошки, то возникновение грунтовых колебаний разные авторы связывают с появлением ухабов на забое скважины, объясняя ухабообразование множеством факторов, хотя единого мнения нет.

Известно, что формирование забойной рейки определяется зубцами периферийных венцов шарошек долота, причем шаги зубцов шарошек близки друг к другу и различаются на небольшую величину ε , при этом наибольшей кинетической энергией обладают зубцы венца с максимальным шагом.

При наложении двух, трех и более колебаний с различными частотами, но близкими некоторой величине ω (несущая частота), возможно генерировать квазигармонические колебания с переменной амплитудой (амплитудная модуляция).

В результате аналитических и экспериментальных исследований был обоснован принцип работы забойного двигателя с гидродинамическим виброгасителем, а также выполнены аналитические исследования упруго-напряженного состояния забойного двигателя в наклонно направленной скважине при компоновке с центратором (калибратором) и без него.

Установлено, что одним из перспективных направлений повышения эффективности работы КНБК и забойных двигателей при проводке наклонно направленных скважин по проектному профилю является управление колебательными процессами, возникающими при работе бурильного инструмента, путем включения в состав компоновок виброгасящих устройств. На основе принципов проектирования антивибрационных компоновок для бурения наклонных скважин и виброгасящих технологических элементов повышенной надежности были разработаны и запатентованы гидромеханические и гидравлические демпферы, характеризующиеся более широким частотным диапазоном их применения и возможностью регулирования их демпфирующих свойств в зависимости от параметров вибрации, которые возникают в забойной компоновке. Разработаны виброгасители-центраторы и виброгасители-калибраторы, позволяющие не только снижать интенсивность бокового фрезерования долота, но и уменьшать поперечные колебания направляющего участка бурильного инструмента, которые отрицательно влияют на формирование траектории скважины по проектному профилю.

Разработана усовершенствованная конструкция многоступенчатого демпфера типа ДГМ-240М повышенной надежности с регулируемой гидравлической характеристикой, которая расширила область применения демпферов для различных геолого-технических условий. Регулирование характеристики демпфера производилось в процессе бурения изменением подачи промывочной жидкости, а между долблениями – за счет изменения

геометрических параметров насадки струйного насоса.

Полученные характеристики демпферов были использованы при конструировании гидродинамических устройств подавления вибраций.

Внедрение опытных образцов производилось при бурении вертикальных и наклонно направленных скважин на площадях нефтяных месторождениях Башкортостана и Татарстана. При внедрении виброгасителей пробурено более 40 скважин.

Анализ отработки буровых долот после испытаний показал, что износ их опор был средний, как правило, все шарошки вращались, люфты выше нормальных, но опасности выпадения тел качения не наблюдалось. Проходка на долото в интервале бурения (400–2000 м) увеличилась до 50 % при увеличении механической скорости бурения до 30 %. Нарботка на отказ забойных двигателей увеличилась в 1,3–1,5 раза, аварий с двигателями не наблюдалось. Применение гидравлических центраторов и демпферов с вращающимися центраторами типа позволило добиться стабилизации зенитного и азимутального углов скважины.

Рост объема кустового наклонно направленного и горизонтального бурения скважин объективно потребовал сконцентрировать внимание на причинах азимутального искривления.

Анализ известных работ позволил установить, что одним из перспективных направлений осуществления регулирования азимута скважины является использование гироскопического эффекта, преднамеренно создаваемого в КНБК в процессе бурения.

Для обоснования использования гироскопического эффекта при регулировании азимута скважины, рассматривалась компоновка нижней части бурильной колонны, включающая забойный двигатель, на валу которого размещается устройство гироскопического типа с автономно вращающейся массой.

На основании проведенных аналитических исследований зависимости гироскопического эффекта на регулирование азимута установлено, что для осуществления поставленной задачи посредством применения забойного силового гироскопического аппарата необходимо, чтобы последний обладал автономностью вращения своей массы с частотой, кратно превышающей частоту вращения долота: $n_z=3000\div 8000 \text{ мин}^{-1}$. данное заключение и было положено в основу разработки гироскопического регуляторов азимута. В качестве движителей в конструкциях типа СА использовались радиальная турбина – сегнерово колесо ($n_z=3000 \text{ мин}^{-1}$) – многоступенчатая осевая турбина, обеспечивающая частоту вращения $n_z=8000 \text{ мин}^{-1}$.

Анализ данных инклинометрических замеров, полученных в результате опытного бурения, позволил констатировать, что при бурении компоновкой: долото, регулятор азимута типа СА-I, электробур Э-190/8РВ с системой телеметрии СТЭ, утяжеленные бурильные трубы диаметром 178 мм – 25 м, стальные бурильные трубы диаметром 127x9 мм, – при нагрузке на долото 80÷100 кН с увеличением среднего значения зенитного угла в интервале бурения интенсивность падения последнего возрастает, а интенсивность

изменения азимутального угла уменьшается.

Результаты проведенных промысловых испытаний гироскопических регуляторов азимута типа СА-I и СА-IM подтверждают правомерность полученных аналитических выводов о возможности использования специального забойного устройства, создающего гироскопический момент на валу забойного двигателя для регулирования азимута. Также подтверждена зависимость направления действия добавочной отклоняющей силы на долоте в азимутальной плоскости от направления вращения гироскопической массы регулятора азимута и направления ее прецессии.

Новым этапом в развитии бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин (ГС) является колтюбинговое бурение, причем оборудованное и технологией, разработанными отечественными компаниями. В 50-х годах прошлого столетия Н. В. Богдановым было предложено использование колонны гибких труб для спуска в скважину электропогружного центробежного насоса.

В 60-х годах были разработаны и доведены до практического внедрения конструкции буровых установок с непрерывной колонной гибких труб – шлангокабеля (бурение скважин осуществлялось в Урало-Поволжской нефтяной провинции).

Промышленное применение гибких безмуфтовых длинномерных труб в бурении началось в 90-е годы, а уже к настоящему времени в мире находятся в эксплуатации около 1000 колтюбинговых комплексов.

В 2002 г. по техническому заданию АНК «Башнефть» рядом компаний, в т. ч. УГНТУ, был создан первый российский колтюбинговый буровой комплекс на базе установки КМ4001.

В зависимости от типа телесистемы были разработаны две модели гидромеханических ориентаторов типа ОР-95, позволяющих дискретно ориентировать положение отклонителя винтового забойного двигателя ДР-95К (ПФ ВНИИБТ) при размещении телесистемы «Надир» (НПФ «Геофизика») ниже ориентатора и выше ориентатора, при использовании забойной телеметрической системы ЗТС-ННКТ (ВНИИГИС) с наддолотным электромагнитным модулем НДМ-ЭМ.

В состав КНБК вместе с ориентатором включается вспомогательный блок БВ-95 (УГНТУ, Фирма «НСЛ»), состоящий из аварийного разъединителя, обратного клапана и выравнивающего переводника. Блок БВ-95 устанавливается между ориентатором и двигателем для выполнения специальных технологических операций.

Ориентатор состоит из нескольких цилиндрических корпусов 1, свинченных по резьбе, внутри которых расположен механизм, преобразующий поступательное движение поршня 2 во вращательное движение шпинделя 11 (рис. 7.25). Под давлением рабочей среды поршень 2 перемещается вниз. На штоке поршня имеются шлицы прямоугольного сечения 3, взаимодействующие с аналогичными шлицами на корпусе 1 и препятствующие повороту поршня 2 в цилиндре. Ниже на штоке поршня имеются винтовые шлицы 4, взаимодействующие с подвижным храповиком 5. При ходе поршня 2 вниз

храповик 5 вращается вокруг оси и своими подпружиненными собачками приводит во вращение шпindelь 11 ориентатора. При снижении давления рабочей среды поршень 2 возвращается в исходное положение под действием пружины 6. Собачки подвижного храповика 5 проскакивают по зубьям шпинделя 11, в корпусе установлен неподвижный храповик 7, аналогичный по конструкции подвижному.

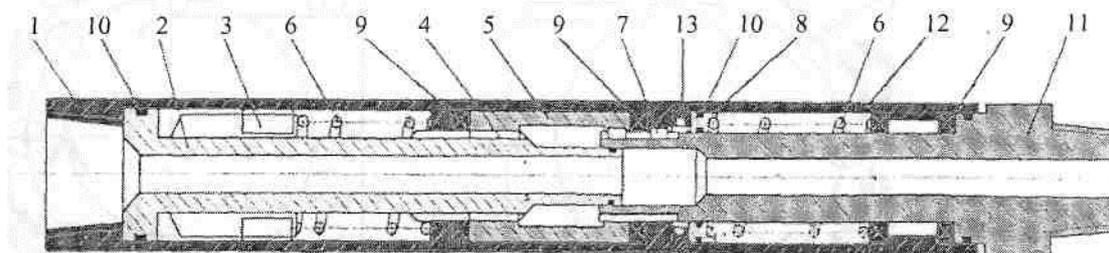


Рис. 7.25. Ориентатор ОР 95.01

Ориентатор и вспомогательный блок прошли промысловые испытания в Нефтекамском УБР. С помощью ориентатора удалось многократно осуществить поворот КНБК на 440° в процессе бурения в нужном направлении.

Контрольные вопросы к разделу 7:

1. Какова сущность графического метода определения угла установок отклонителя?
2. Какова сущность ориентировочного спуска бурильной колонны с отклонителем по “методу меток”?
3. Чем отличается разновидность метода ориентировочного спуска бурильной колонны с применением бумажной ленты от традиционного метода?
4. Сущность метода забойного ориентирования отклонителя с помощью аппарата Шангина–Кулигина.
5. Как проводится забойное ориентирование отклонителя с помощью инклинометра в сочетании с немагнитными трубами?
6. Состав аппаратуры и методика ее использования для непрерывного измерения забойного положения отклонителя.
7. Сущность прямого метода забойного ориентирования с помощью специальной сборки.
8. Сущность косвенного метода забойного ориентирования с помощью специальной сборки.
9. Состав телеметрической аппаратуры СТ для ориентирования отклоняющего инструмента.
10. Методика забойного ориентирования отклонителя с помощью аппаратуры СТ.

11. Каковы особенности технологии искусственного отклонения скважины?

12. Достоинства и недостатки технологии искусственного искривления скважин с применением забойных винтовых двигателей.

13. Как определяются параметры технологического режима бурения при проходке искривленного участка скважины?

14. Каковы основные технологические требования к проводке наклонных скважин?

8. БУРЕНИЕ МНОГОЗАБОЙНЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНО РАЗВЕТВЛЕННЫХ СКВАЖИН

8.1. Цели и задачи бурения многозабойных и горизонтально разветвленных скважин

Многозабойными считаются скважины, из которых пробурены ответвляющиеся стволы для решения различных технико-геологических задач. Любая многозабойная скважина является наклонно направленной, т. к. для бурения нового ответвления требуется отклонить ствол от первоначального направления. Горизонтально разветвленные скважины – разновидность многозабойных, т. к. их проводят аналогичными способами, но в конечном интервале бурения зенитный угол доводят до 90°. Многозабойные и разветвлено-горизонтальные скважины проектируют и бурят также с целью совершенствования разработки нефтяных месторождений. Бурение таких скважин позволяет в десятки раз увеличить полезную площадь вскрытия пласта скважиной, в результате чего ее дебит возрастает в 8–12 раз при значительном увеличении нефтеотдачи пласта.

Многозабойные скважины экономически эффективно бурить при разведке и эксплуатации небольших месторождений, имеющих сложную конфигурацию продуктивной залежи.

В ходе ликвидации открытых фонтанов с помощью наклонно направленных скважин возникает необходимость их разветвления в интервале встречи стволов.

Для увеличения поглотительной способности и снижения давления закачки загрязненных промышленных вод используют многозабойные скважины, пробуренные в глубокозалегающих поглощающих пластах.

С помощью горизонтально разветвленных скважин строят подземные нефтегазохранилища в пластах каменной соли малой мощности.

Горизонтально разветвленные и многозабойные скважины бурят для интенсификации водопонизительных работ при строительстве шахт и при открытых работах.

Область применения многозабойных и горизонтально-разветвленных скважин может быть расширена по мере совершенствования техники и технологии бурения наклонно направленных скважин. Переход к широкому промышленному применению многозабойных и горизонтально-разветвленных скважин может способствовать значительному повышению нефтеотдачи пластов в любых горно-геологических условиях разработки месторождений нефти.

8.2. Выбор и обоснование профиля многозабойных и горизонтальных скважин

В массивных известняковых коллекторах эффективны многозабойные скважины с возможно большим числом ответвлений, ориентированных по всем направлениям. При разработке месторождений нефти с маломощными пластами наиболее целесообразны горизонтально разветвленные скважины, ориентированные вдоль залегания пласта.

Многозабойными скважинами также эффективно вскрывать месторождения, представленные неравномерно проницаемыми известняками (рис. 8.1). При этом нефть извлекают из одного, наиболее близкорасположенного к вертикали основного ствола, а ответвления служат дополнительными дренажными каналами, по которым нефть поступает в основной ствол из отдельных участков нефтеносного пласта, а также из вскрытых стволом высокопродуктивных линз, трещин или кавернозных пород, остающихся между вертикальными добычными скважинами.

На выбор формы многозабойной скважины оказывает влияние не только геологические, но и технические факторы. Число и длина ответвлений, а также число скважин и расстояние между ними на месторождении предварительно проектируются с учетом технической оснащенности бурового предприятия. Форма скважин может быть разнообразной: стволы могут ответвляться на различной высоте от подошвы продуктивного пласта или на различных расстояниях друг от друга (рис. 8.2).

В конкретном случае, например, при вскрытии пласта известняка или песчаника, необходимо чтобы статический уровень находился выше первого ответвления дополнительного ствола. При статическом уровне 100 м от поверхности необходимо выбирать для ответвления расположенные ниже устойчивые породы, не имеющие водоносных или поглощающих горизонтов, во избежание необходимости изоляции обсадными колоннами и цементирования возможных водоперетоков. Как видно из рис. 8.2, в данном случае ответвления забуривают выше кровли продуктивного пласта, а устойчивость всего разреза должна обеспечить сохранность как мест ответвления, так и самих стволов в процессе длительной эксплуатации скважины. При этой форме многозабойной скважины основной ствол крепят эксплуатационной колонной, которая не доходит до места первого ответвления. Нижние интервалы дополнительных стволов при необходимости могут быть закреплены заранее перфорированными колоннами-хвостовиками с воронками на верхних концах для облегчения ввода в них труб при подземном или капитальном ремонте скважины. Крепление заранее перфорированными трубами целесообразно применять только тогда, когда в разрезе имеются прослойки, которые могут осыпаться и создавать «пробки» в процессе их эксплуатации.

В ходе проектирования многозабойной скважины необходимо учитывать, что для пластов с частым чередованием прослоев, имеющих различную проницаемость, а, следовательно, и продуктивность, проводка горизонтального ствола параллельно напластованию может не решить поставленной задачи, т. к.

он может пройти по одному из непродуктивных прослоев. В этом случае следует использовать профили *б* и *г* на горизонтальном участке скважины (см. рис. 4.6).

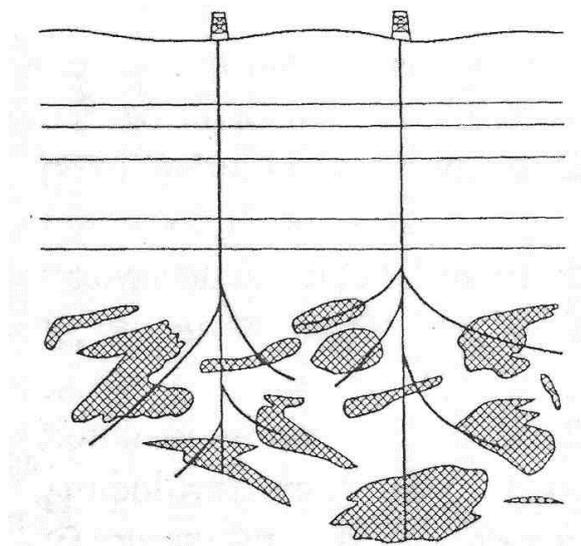


Рис. 8.1. Схема вскрытия многозабойными скважинами неравномерно проницаемых известняков

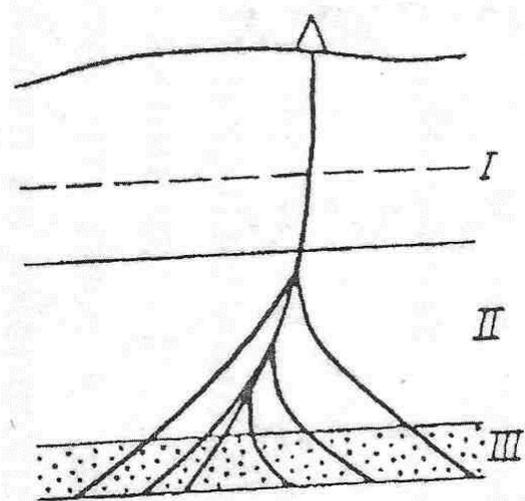


Рис. 8.2. Схема разветвления скважин над продуктивным пластом:
I – статический уровень; *II* – устойчивые породы; *III* – продуктивный пласт

Кроме того, следует иметь в виду, что точность имеющихся приборов для измерения геометрических параметров позволяет вписывать ствол в пласт, мощность которого не менее 5 м при глубине залегания до 800 м и не менее 10 м при глубине залегания до 2000 м. Поэтому перемежающиеся песчаники необходимо пересекать под небольшим углом к направлению напластования.

В сложных геологических условиях, когда продуктивные песчаники небольшой мощности имеют сравнительно высокое пластовое давление, а непосредственно над пластом залегают неустойчивые породы, затрудняющие проходку искривленных стволов, или водоносные, газоносные и поглощающие пласты, необходимо каждый ответвленный ствол перекрывать обсадной колонной с цементированием. На рис. 8.3 изображена многозабойная скважина, разветвленная в устойчивом интервале разреза с одновременным креплением дополнительных стволов в интервалах возможных осложнений.

Многозабойное бурение имеет большое значение для возрождения старых нефтяных месторождений.

Этот технологический процесс обеспечивается бурением нескольких многозабойных скважин со значительными ответвлениями в призабойную зону старых скважин. Дополнительные стволы будут питать нефтью истощенные пористые массивы, имеющиеся в призабойной зоне ранее эксплуатировавшихся скважин, и тем самым увеличат их дебит. При освоении скважин следует проводить гидрокислотные обработки забоев старых и новых скважин для достижения надежной гидравлической связи между ними.

На месторождениях, где продуктивный пласт представлен чередованием тонкослоистых рыхлых песчаников и песков с мягкими и неустойчивыми глинами вышележащего разреза, нельзя оставлять места ответвления открытыми. Для предотвращения обрушения ствола скважины требуется обязательное крепление всего разреза обсадными трубами с цементированием. Ввиду резкой фациальной изменчивости продуктивного пласта вертикальными скважинами удастся извлечь очень небольшое количество нефти в из пород, расположенных в непосредственной близости от скважины. Получение высокого коэффициента нефтеотдачи связано с необходимостью бурения скважин по густой сетке, что экономически не всегда оправдано. Для залежей такого типа целесообразно периодически перебуривать нижний интервал скважины с образованием окна в обсадной колонне. В таких случаях ствол необходимо ликвидировать заливкой цементным раствором. Скважины такого типа можно использовать при доработке неравномерно обводняющихся пластов из-за подтягивания линзы воды. Путем отклонения скважины в пределах среднесеточного расстояния (100–200 м) можно забой преждевременно обводнившейся скважины отклонить в заданном направлении.

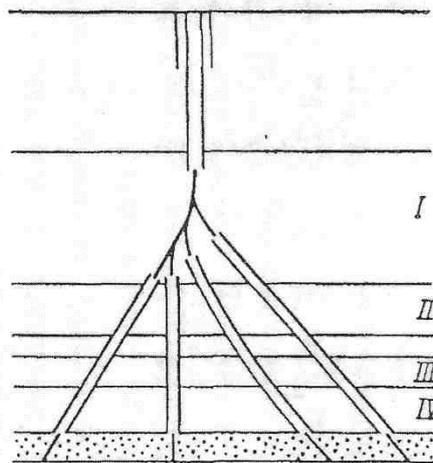


Рис. 8.3. Схема разветвления скважины в сложном геологическом разрезе:
I – плотные устойчивые породы; II, III – зоны поглощения и водопроявления;
IV – неустойчивые породы

Горизонтально разветвленные скважины целесообразно использовать для возрождения месторождений нефти, представляющих собой пласты известняка (доломита) значительной мощности с преимущественно вертикальной трещиноватостью. Эффективность бурения горизонтальной скважины возрастает в случаях, когда залежь подпирается высоконапорной агрессивной водой.

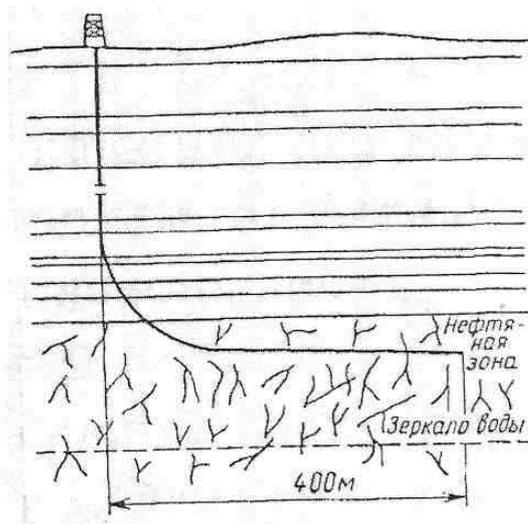


Рис. 8.4. Схема бурения горизонтального ствола в известняковом пласте с вертикальной трещиноватостью

На рис. 8.4 зеркало воды обозначено пунктирной линией. В подобных случаях необходимо оканчивать скважину одним пологим стволом в верхней части пласта на достаточном расстоянии от водонефтяного контакта. Такой ствол пересекает большое число вертикальных трещин, способствуя повышению нефтеотдачи пласта. При многократно расширенной зоне дренирования даже в условиях малых депрессий скважины дают большие

дебиты нефти.

Горизонтально разветвленные скважины эффективны также при разбуривании переслаивающихся песчаников, имеющих большие размеры по площади. В случае бессистемного переслаивания пропластков горизонтальная часть скважины должна быть представлена волнообразным стволом большой протяженности.

Проектирование проводки многозабойных скважин начинается с определения геометрических параметров основной скважины и всех ответвлений. В ходе расчетов определяют форму и конфигурацию дополнительных стволов с учетом коллекторских свойств продуктивного горизонта. Как правило, проектирование начинается с нижней части основной скважины.

Порядок проектирования включает ряд следующих типовых операций:

- исходя из геолого-эксплуатационных условий, обосновывают выбор типа профиля скважины, число ответвлений и их конфигурацию;
- на основе технических возможностей определяют конструкцию основной скважины и диаметр дополнительных стволов;
- по заданной интенсивности отклонения каждого ответвления определяют геометрические размеры компоновок для отклонения скважин и их проходимость через искривленные участки;
- по допустимой величине изгиба колонны по номограммам или расчетным путем выбирают бурильные и обсадные трубы;
- на основании технических данных проводят проверочный расчет элементов дополнительных стволов (углов наклона, протяженности, глубины по вертикали, зенитных углов и интенсивности искривления).

Проектируют и рассчитывают геометрические размеры многозабойных и горизонтально разветвленных скважин в соответствии с существующими руководящими документами, разработанными для наклонно направленного бурения.

Отличительная особенность проектирования горизонтально разветвленных скважин заключается в необходимости вписывания горизонтального участка в ограниченное пространство. С этой точки зрения в рамках ограниченной мощности нефтяного пласта очень трудно правильно выбирать угол входа в продуктивный горизонт и интенсивность изменения зенитного угла скважины. Методика расчета геометрических параметров бурения горизонтального участка скважины с обоснованным волнообразным построением ствола разработана в Альметьевском УБР ПО «Татнефть» [8].

Основные размеры профиля скважины рассчитывают в следующем порядке. На рис. 8.5 показаны границы пласта по кровле и водонефтяному контакту. В первую очередь необходимо определить смещение А профиля в продуктивном пласте от кровли и подъема В от крайнего нижнего положения.

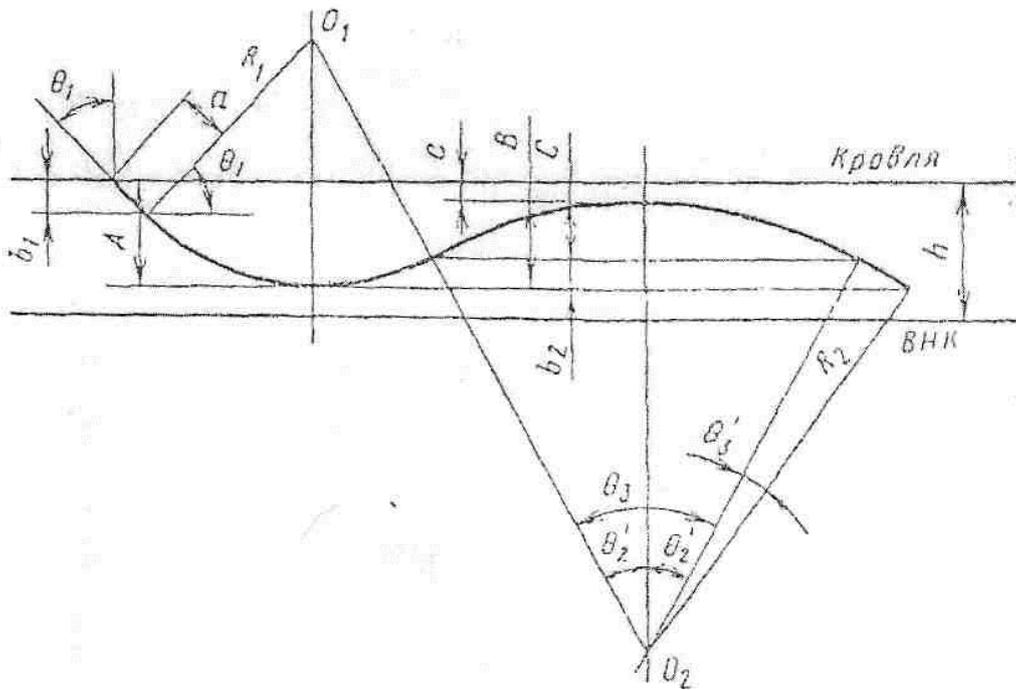


Рис. 8.5. Расчетная схема горизонтального участка профиля скважины

На рис. 8.5 приняты следующие обозначения: h – мощность горизонта от кровли до водонефтяного контакта (ВНК); A – допустимое смещение скважины вниз по вертикали; θ_1 – зенитный угол входа в пласт; α – расстояние по наклону, на котором вскрыт пласт (в конкретном примере 6 м); R_1 – радиус набора зенитного угла; $\Delta\theta_1$ – интенсивность набора зенитного угла; θ_2 – угол набора зенитного угла в продуктивном пласте с интенсивностью $\Delta\theta_1$; R_2 – радиус снижения зенитного угла; $\Delta\theta_2$ – интенсивность снижения зенитного угла; θ_3 – угол снижения зенитного угла.

На первом этапе определяют A . Если $h > A > B$, то водонефтяной контакт и кровля пласта не будут нарушены. Величину A рассчитывают по величине зенитного угла входа скважины в пласт и отклоняющей способности компоновки.

Предварительно определяют радиус набора зенитного угла

$$R_1 = 573 / \Delta\theta_1. \quad (8.1)$$

В соответствии с рис. 8.5 по системе треугольников рассчитывают

$$A = R_1 - (R_1 \sin\theta_1 + \alpha \cos\theta_1). \quad (8.2)$$

Сопоставляя α и h , определяют эффективность выбранной компоновки и допустимую величину входного зенитного угла в пласт. Если $A < h$, можно продолжить решение задачи.

На втором этапе находят проектный зенитный угол $\theta_{пр}$,

обеспечивающий проектное смещение по пласту и допустимую величину подъема профиля В при выбранной компоновке для снижения зенитного угла. Для этого при $B=A-e$ задают $\Delta\theta_2$ – интенсивность снижения зенитного угла на 100 м проходки.

Тогда

$$R_2 = \frac{5730}{\Delta\theta_2}. \quad (8.3)$$

В соответствии с геометрическими построениями на рис. 8.5 угол θ_2

$$\theta'_2 = \theta_2 - (90^\circ - \theta_1) = \theta_2 + \theta_1 - 90^\circ;$$

$$\theta'_2 = \theta_{np} - 90^\circ.$$

Следовательно,

$$\theta_{np} = 90^\circ + \theta'_2. \quad (8.4)$$

На основании ряда преобразований определяют проектный зенитный угол по геометрическим параметрам профиля горизонтального участка скважины

$$\theta_{np} = 90^\circ + \arccos\left(1 - \frac{A-e}{R_1 + R_2}\right). \quad (8.5)$$

Минимально возможный зенитный угол при смещении на величину, меньшую А, рассчитывают по формуле

$$\theta_{\min} = 90^\circ - (\theta_2^i + \theta_3^i). \quad (8.6)$$

Угол θ_3 определяют из выражения

$$\theta_3^i = \arccos\left(1 - \frac{b_2}{R_2}\right). \quad (8.7)$$

Длина участка, пробуренного по нефтяному пласту,

$$L = \theta_1 + \frac{10\theta_2}{\Delta\theta_1} + \frac{20\theta_2^i}{\Delta\theta_2} + \frac{10\theta_3^i}{\Delta\theta_2}. \quad (8.8)$$

На основании этих расчетов можно заранее прогнозировать возможность проводки горизонтального ствола по расчетному профилю с помощью выбранной компоновки низа бурильной колонны.

8.3. Технология и технические средства для проводки многозабойных и горизонтальных скважин

Конструкцию многозабойной скважины выбирают по условию отбуривания дополнительных стволов из интервала, сложенного устойчивыми горными породами, т. к. в ходе забуривания ответвлений ствол скважины должен быть открытым. В этом случае забуривание дополнительного ствола технически упрощается. Однако в неустойчивых породах необходимо предварительное закрепление основного ствола обсадной колонной и цементирование до устойчивого горизонта.

Основные требования к конструкции многозабойной скважины можно сформулировать следующим образом:

- ствол основной скважины должен позволять прохождение к забоям стволов бурящейся скважины отклоняющихся компоновок требуемых геометрических параметров;
- во всех интервалах ствола должна быть возможность искривления скважины с максимальной интенсивностью;
- все участки скважины должны обеспечивать возможность крепления искривленных интервалов стандартными обсадными трубами;
- по возможности ствол скважины должен позволять проведение геофизических исследований.

Многозабойная скважина, которая должна оканчиваться горизонтальным стволом и имеет в области продуктивного горизонта зенитный угол порядка 60–70°, при креплении обсадной колонной рассматривается как резко искривленная. Поэтому для достижения концентричности цементного кольца при спуске обсадной колонны должны быть предусмотрены специальные мероприятия, в частности создание небольших искусственных каверн и местных расширений ствола в нижней части скважины. Фонари для центрирования обсадных колонн в резко искривленных скважинах не всегда эффективны из-за их смятия в процессе спуска.

Многозабойные и горизонтально разветвленные скважины бурят обычными буровыми установками с помощью серийно выпускаемого бурового оборудования. Мощность и грузоподъемность буровой установки необходимо выбирать с учетом дополнительных сил сопротивления, возникающих на участках резкого искривления и горизонтальных участках при взаимодействии бурильной и обсадной колонн со стенками скважины при осевых перемещениях.

Напряжения в бурильных и обсадных колоннах дополнительно возрастают вследствие изгиба труб на участках резкого искривления скважины. Колонны для многозабойного и горизонтального бурения необходимо выбирать по допустимым напряжениям, возникающим в теле трубы при их деформированном положении в скважине.

Опыт эксплуатации показал, что обсадные трубы диаметром 146, 168 и 219 мм могут быть использованы для крепления резко искривленных скважин, причем допустима их предварительная перфорация отверстиями диаметром

8–20 мм с интенсивностью до 20 отверстий на 1 м. В качестве примера можно указать, что трубы диаметром 146 и 168 мм спускали в стволы с кривизной радиусом 50–60 м. Обсадные трубы диаметром 273, 324 и 377 мм могут быть спущены в скважины, пробуренные с радиусом кривизны до 140–250 м при интенсивности искривления до 4° на 10 м проходки.

Сопоставление расчетных данных с практическими результатами показали, что при расчетах обсадных труб, применяемых для крепления дополнительных стволов, коэффициент запаса прочности может быть минимальным, равным 1,25. Для труб, применяемых с последующим цементированием, и для труб, в которых предусматривается прохождение различного инструмента (долот, глубинных насосов и т. п.) с малыми зазорами, коэффициент запаса прочности должен быть не менее 1,5. Для обсадных труб, предназначенных для работы в условиях высоких внутренних или внешних давлений, коэффициент запаса прочности принимается не менее 2.

Предельные радиусы кривизны нефтепромысловых труб при упругих деформациях можно определить по номограмме, приведенной на рис. 8.6.

В ходе бурения горизонтальных ответвлений скважин обычно используют как стандартное, так и нестандартное оборудование, инструмент и приспособления. При наборе зенитного угла могут быть применены турбинные отклонители ГО-240 и ГО-195, ОТ2Ш-172. Последний отклонитель представляет собой забойный двигатель, имеющий в нижней части два искривленных переводника, плоскости искривления которых совпадают. Угол перекоса осей переводников различный: у нижнего $-1^\circ 30'$, отклонитель применяют в комплекте с долотами диаметром 215,9 мм. За счет упругих деформаций корпуса отклонителя обеспечивается необходимое отклоняющее усилие и достигается достаточная интенсивность набора зенитного угла: до 8° на 10 м проходки.

Опыт бурения многозабойных и горизонтально разветвленных скважин с большим смещением забоев показал, что достоверность ориентирования отклонителя в скважине с помощью инклинометра и магнитного переводника при углах наклона 30° и более существенно снижается, а при углах более 45° надежно сориентировать отклонитель не удастся. Это объясняется тем, что при больших углах плоскость вращения стрелки буссоли инклинометра выходит из плоскости действия магнита в переводнике, при этом стрелка буссоли может останавливаться в любом положении. Поэтому при бурении горизонтальных скважин необходимо использовать специальный магнитный переводник с несколькими магнитами, размещенными в вертикальной плоскости, и специальный инклинометр для ориентирования отклонителя при больших зенитных углах. В таком инклинометре рамка зенитного угла фиксируется в определенном положении и не позволяет буссоли выйти из плоскости действия магнитов.

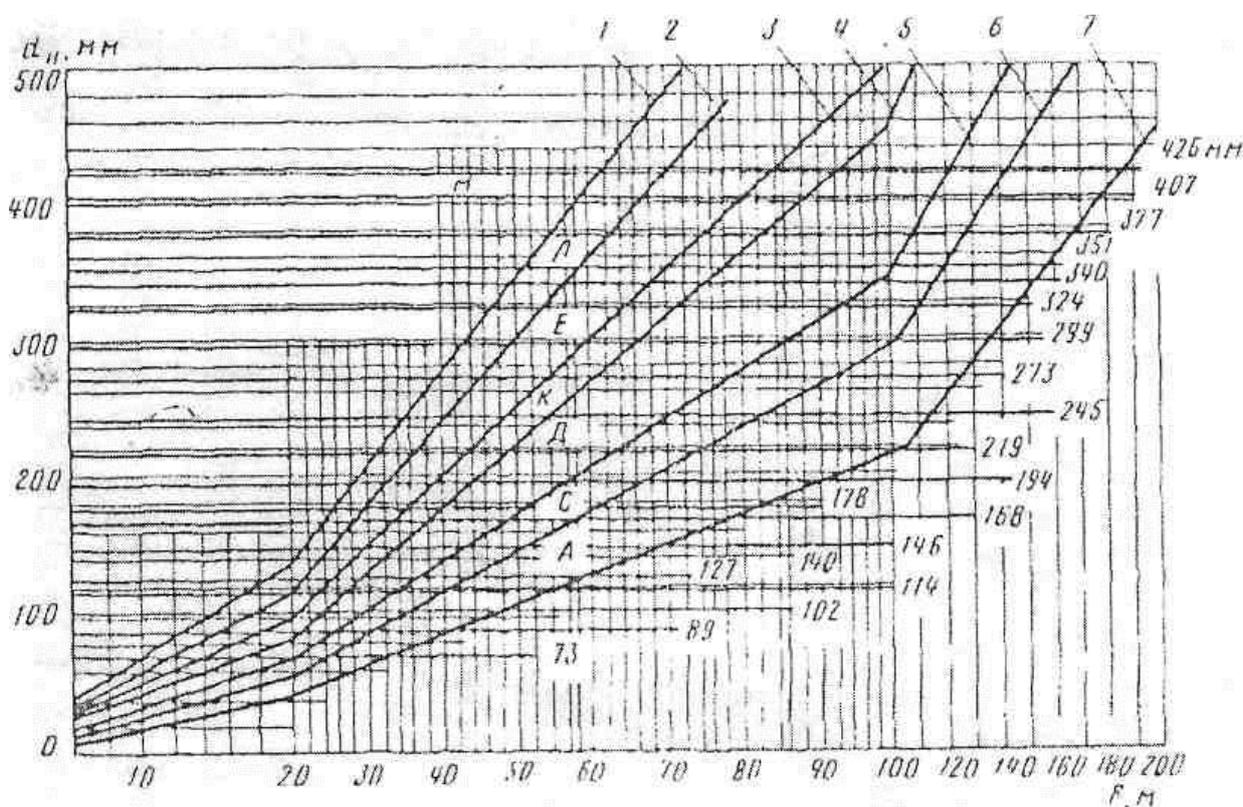


Рис. 8.6. Номограмма для определения предельного радиуса кривизны нефтепромысловых труб. Упругие деформации, Мпа:
 1–750; 2–650; 3–550; 4–500; 5–380; 6–320; 7–250;
 А, С, Д, К, Е, Л, М – группа прочности стали

В многозабойных и горизонтально разветвленных скважинах в процессе их проводки должны проводиться геофизические исследования и инклинометрия. Опыт показывает, что при наличии ряда дополнительных стволов, пройденных в однотипных горно-геологических условиях, в большинстве случаев можно ограничиться проведением всего комплекса геофизических исследований только в одном основном стволе, близком к вертикали. Инклинометрические измерения и кавернометрия должны быть проведены во всех ответвлениях, и на буровой должны быть результаты всех замеров зенитного и азимутального углов, а также глубины скважины по всем дополнительным стволам.

Интервалы резкого искривления скважины рекомендуется измерять через каждые 5 м с перекрытием не менее трех точек предыдущего замера. В случае получения неудовлетворительного совпадения результатов замеров необходимо провести дополнительный контрольный замер углов.

При бурении горизонтального участка скважины затруднение вызывает транспортировка геофизических приборов на забой скважины. С целью транспортирования прибора в скважинах с зенитным углом более 60° , где приборы под действием собственного веса не движутся ни в бурильных трубах, ни в открытом стволе, были сконструированы и применяются приспособления для принудительной доставки их промывочной жидкостью по бурильным

трубам на забое скважины. Для этого в скважину до забоя спускают колонну бурильных труб, нижние 200 м которых состоят из беззамковых ЛБТ 147x10 мм. На нижнюю алюминиевую трубу навинчивают стальной башмак длиной 15 м с упором в нижней части для предотвращения выхода прибора из колонны труб. Стальная труба служит для контроля дохождения инклинометра до забоя в качестве индикатора. Верхнюю часть колонны бурильных труб оборудуют специальной головкой с роликом и сальниковым устройством для спуска и подъема приборов на кабеле. С помощью шланга с быстросъемными соединительными концами головку соединяют с вертлюгом для подачи промывочной жидкости в колонну. На верхней части спускаемых приборов имеется резиновая манжета для транспортировки их потоком жидкости. Зенитный угол и азимут скважины измеряют через 2 м в немагнитных трубах в процессе подъема. Окончательные геофизические работы выполняются также через бурильные трубы с принудительной транспортировкой приборов.

Работы проводят поинтервально через 25 м с выходом приборов из открытого конца бурильной колонны. Схема проведения геофизических работ через бурильную колонну показана на рис. 8.7.

Порядок работы заключается в следующем. Перед началом работ на каротажном кабеле делают специальное разъемное соединение, которое должно находиться на расстоянии, равном протяженности скважины с запасом 10–15 м, считая от каротажного прибора. Затем кабель пропускается через ролики кронблока и блок-баланса, к которому присоединяют геофизический снаряд. В скважину спускают бурильную колонну, имеющую на нижнем конце воронку, предназначенную для облегчения входа прибора в трубы при подъеме прибора после проведения всех исследований. На верхний конец бурильных труб навинчивают корпус уплотняющей головки. Снаряд спускают в трубы до тех пор, пока он движется под действием собственного веса. После остановки прибора кабель герметизируют с помощью уплотнителя, присоединяют к нему шланг, идущий от напорной линии насоса, и начинают продавливать снаряд с кабелем потоком промывочной жидкости.

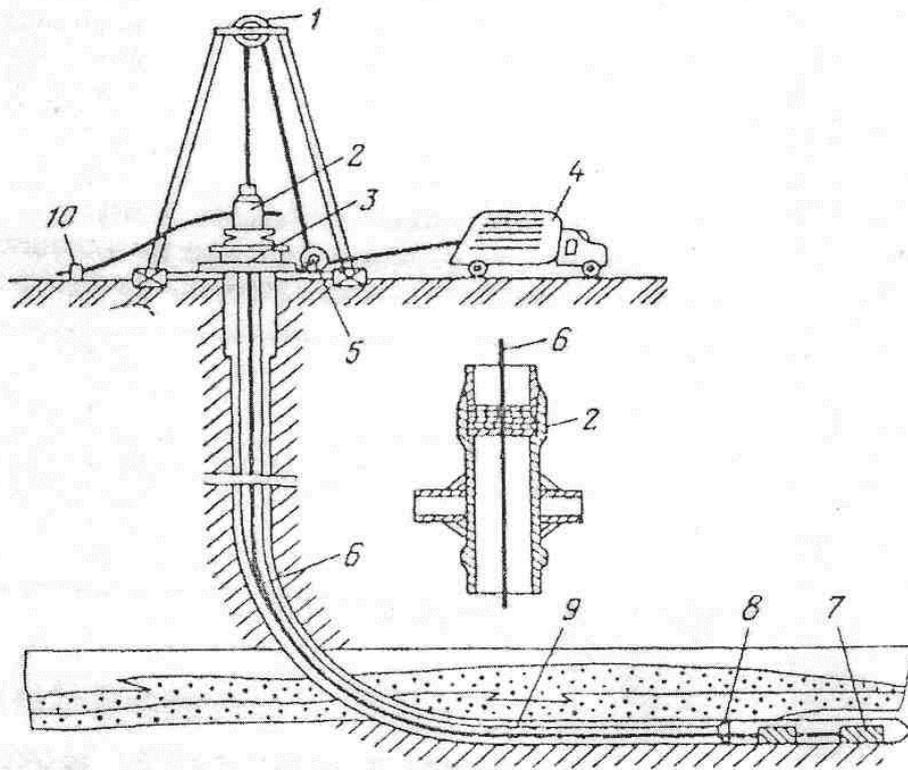


Рис. 8.7. Схема проведения геофизических работ через бурильную колонну:

- 1 – ролик на кронблоке вышки; 2 – уплотнительная головка; 3 – стол ротора; 4 – каротажная станция; 5 – блок-баланс; 6 – кабель;
7 – геофизический прибор; 8 – воронка; 9 – бурильные трубы;
10 – шланг к буровому насосу или вертлюгу

Выход геофизического прибора из бурильных труб определяют по показаниям КИП каротажной станции 4. Если снаряд полностью не вышел из труб, их приподнимают на 4–6 м, и продавливание повторяется.

В результате, как правило, прибор оказывается за пределами бурильной колонны. После выхода прибора из бурильных труб кабель отсоединяют и разбирают уплотнение в головке. При отсоединении кабеля на поверхности остается отрезок длиной порядка 8 м. Отсоединив кабель, бурильную колонну поднимают на длину одной свечи, отвинчивают свечу, и ставят ее за палец. Затем конец кабеля извлекают из свечи снизу. При малой длине кабеля его необходимо временно, перед подъемом каждой свечи, присоединять к кабелю, идущему на лебедку каротажной станции.

После подъема бурильных труб на интервал замера разъем кабеля соединяют и тщательно изолируют, затем производят необходимые геофизические измерения.

Описанный способ проведения геофизических работ в стволе можно использовать в любых скважинах, где из-за осложнений затрудняется дохождение геофизических приборов до забоя.

8.4. Забуривание дополнительного ствола из необсаженной скважины

Перед ответвлением скважины предварительно выбирают интервал для забуривания дополнительного ствола. Наиболее благоприятны для этой цели горизонты, сложенные монолитными устойчивыми породами большой мощности. В перемежающихся геологических разрезах для забуривания ствола выбирают интервалы устойчивых прослоев с таким расчетом, чтобы верхний и нижний края «окна» отстояли не менее чем на 1–2 м от кровли и подошвы пласта.

Частое чередование тонких (менее 0,5 м) устойчивых и неустойчивых пород также создает благоприятные условия для ответвления скважины, т. к. образовавшийся каркас способствует сохранению в целостности входного отверстия в ответвлении.

Для забуривания дополнительного ствола обычно применяют отклоняющие компоновки с максимально возможной интенсивностью искривления. При этом учитывается пропускная способность скважины и проходимость забойной компоновки. Для получения устья ответвления правильной формы и минимальной длины необходимо, чтобы длина нижних элементов отклоняющей компоновки была минимальной.

В процессе забуривания ответвлений после запуска забойного двигателя бурильный инструмент подают вниз на 0,5–0,6 м с постоянной скоростью. Затем поднимают его на 0,5 м выше начального положения, и операция повторяется. После повторения такой процедуры 3–4 раза в этом интервале образуется уступ размером не менее половины диаметра скважины и дальнейшее бурение ведут от этого уступа. После проходки 8–10 м от начала забуривания дополнительный ствол ориентируют в заданном направлении.

В ряде случаев дополнительный ствол забуривают с цементного моста. При забуривании торец долота разрушает цементный камень, а боковые выступы долота фрезеруют горную породу.

Скорость фрезерования породы в начальный момент максимальна, а по мере внедрения долота в породу отклоняющее усилие, а, следовательно, и скорость фрезерования уменьшаются. Так как искривление скважины зависит от соотношения скоростей фрезерования и разрушения цементного камня, процесс забуривания можно ускорить, снизив скорость разрушения цемента при бурении с ограниченной подачей бурильного инструмента. Скорость подачи инструмента необходимо принимать равной 0,3–0,5 от механической скорости при проходке основного ствола.

Для уменьшения интервала забуривания необходимо один и тот же участок длиной 25–50 см прорабатывать несколько раз. В результате в стенке скважины образуется уступ. По мере роста ширины уступа проработку ствола необходимо прекратить и дальнейшее бурение вести с ограниченной нагрузкой.

При наличии в шламе 30–50 % выбуренной породы по отношению к цементу нагрузка на долото увеличивается; при количестве породы в шламе до

80–90 % бурить можно с рациональной осевой нагрузкой на долото. За первый рейс долота при забурировании с цементного моста так же, как и при забурировании с твердого забоя, должен быть набран угол наклона в пределах 5–6°.

8.5. Забурирование дополнительного ствола из обсаженной скважины

Дополнительный ствол из обсаженной скважины забуривают по трем схемам:

- 1) с использованием стационарного клинового отклонителя через щелевидное окно в обсадной колонне;
- 2) с применением стационарного или съемного отклонителя в интервале вырезанного участка обсадной колонны;
- 3) с помощью турбинных отклонителей в интервале вырезанного участка обсадной колонны.

В качестве режущего инструмента при создании щелевидного выреза в обсадной колонне используют райберы различных типов. Наиболее распространены райберы типа ФРС № 1.2 и 3. Основным райбером является первый, служащий для прорезывания отверстия в колонне, затем райбером № 2 отверстие увеличивают на длину скошенной части отклонителя, а райбером № 3 вырез обрабатывают и калибруют.

Райбер с центрирующим направлением (РЦН), разработанный в АзНИПИ нефти, является универсальным, т. к. позволяет за один рейс получить полноразмерный вырез в обсадной колонне. Конструкция райбера РЦН представлена на рис. 8.8.

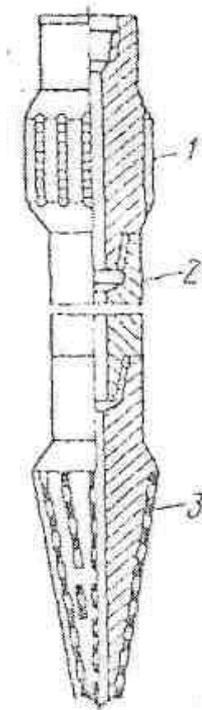


Рис. 8.8. Райбер РЦН конструкции АзНИПИнефти

Райбер состоит из двух рабочих элементов, соединенных между собой

переводником 2. Нижний рабочий райбер 3, имеющий форму усеченного конуса, прорезает колонну, а верхний 1, имеющий цилиндрическую форму, калибрует вырез. Нормальный ряд райберов типа РЦН разработан для обсадных колонн диаметром 141, 146 и 168 мм. Режущие элементы райберов армируются пластинами твердого сплава марок ВК8, Т17К12, Т5К12В.

За рубежом райберы выпускают многие фирмы, изготавливающие бурильный инструмент. Райберы, как правило, армируются осколками карбида вольфрама, что дает возможность после сработки повторно наплавлять рабочие поверхности инструмента. Ряд фирм выпускает для получения выреза в обсадной колонне алмазные фрезы, которые используют и в сочетании с фрезой цилиндрической формы, расположенной выше. Это позволяет сократить число спуско-подъемных операций не менее чем на два рейса для получения одного полноразмерного выреза.

В ряде случаев для забуривания дополнительного ствола из обсаженной скважины удаляют участок колонны на заданном интервале. Для этой цели применяют секционные (интервальные) фрезы, являющиеся разновидностью раздвижных буровых инструментов, которые используют при расширении или калибровке ствола скважины. Универсальное вырезающее устройство (УВУ) предназначенное для фрезерования участков колонн диаметром 168–219 мм, показано на рис. 8.9.

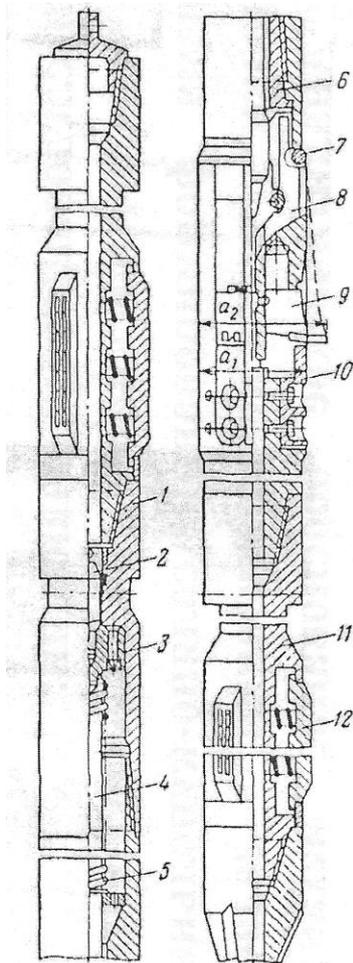


Рис. 8.9. Универсальное вырезающее устройство конструкции ВНИИБТ

Отличительная особенность устройства – безосевой способ крепления резцов в корпусе с помощью опорного кольца. Основные технические данные нормального ряда УВУ приведены в табл. 8.1.

Универсальное вырезающее устройство представляет собой фрезерующий инструмент, резцы которого выдвигаются под действием давления промывочной жидкости. Обсадная колонна фрезеруется при вращении бурильного инструмента.

Вырезающее устройство УВУ состоит из цилиндрического корпуса 1, в котором размещена игла 2, связанная с поршнем 3, толкателем 4 и возвратной пружиной 5.

Для пропуска промывочной жидкости поршень снабжен двумя насадками. В патроне 6 выполнены пазы, в которых размещены три рычага 8 на осях 7 с резцами 9. Три ограничителя 10 препятствуют произвольному выходу рычага 8 из исходного положения. Вырезающее устройство снабжено двумя центраторами, каждый из которых состоит из корпуса 11 с пазами, и тремя подпружиненными направляющими 12.

Вырезающее устройство УВУ работает следующим образом. Инструмент спускают в скважину до интервала, в котором запроектировано удаление участка обсадной колонны. Затем в бурильный инструмент подают промывочную жидкость, которая, протекая через кольцевой зазор между иглой поршня и втулкой цилиндра, а также через насадки поршня, создает перепад давления. Под действием этого перепада поршень с толкателем перемещается и выдвигает рычаги с резцами из пазов патрона. В процессе вращения инструмента с подачей вниз резцы, поворачиваясь на осях 7, прорезают стенку обсадной колонны. Выдвижение происходит до упора рычагов в ограничитель. В момент полного выхода рычагов давление в нагнетательной линии резко снижается, т. к. игла полностью выходит из втулки, и поток раствора идет только на насадки поршня. Скачок давления определяется по показаниям манометра на поверхности.

При прекращении подачи бурового раствора и отрыве резцов от поверхности резания возвратная пружина перемещает поршень с толкателем в исходное положение, и резцы возвращаются в пазы патрона.

Вырезающее устройство центрируется в обсадной колонне направляющими центраторами, размещенными выше и ниже резцов.

Число режущих пластин выбирают исходя из необходимости своевременного удаления стружки с обрабатываемой поверхности.

Для торцевания колонны в обычных условиях применяют резцы со ступенчатым расположением режущих элементов. Глубина резания обеспечивается тремя расположенными друг над другом пластинами из твердого сплава.

В каждом варианте исполнения вырезающего устройства резцы, направляющие и ограничители имеют различные размеры, соответствующие внутреннему и наружному диаметрам обсадной колонны. Остальные детали по размерам одинаковы для обеспечения универсальности вырезающего устройства.

Таблица 8.1

Технические данные вырезающих устройств типа УВУ

Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр, мм			Длина, мм	Масса, кг
	по направляющим	по закрытым резцам	по раскрытым резцам		
168	160	139	200	3830	310
178	170	147	208	3830	320
194	184	163	224	3830	329
219	210	189	250	3830	336

Испытания вырезающего устройства типа УВУ показали, что в среднем на вырезание участка длиной 6–8 м затрачивается от 13 до 26 ч при четырех рейсах инструмента. Для нормальной работы вырезающего устройства подача бурового раствора должна составлять 10–14 л/с, частота вращения инструмента 40–50 об/мин, осевая нагрузка при прорезании 5–10 кН, при торцевании колонны 40 кН. Опыт показывает, что на прорезание колонны затрачивается 0,17–0,25 ч, средняя проходка на комплект прорезных резцов 0,95 м, торцовых 2,12 м, средняя механическая скорость вырезания участка колонны прорезными резцами 0,2 м/ч, средняя проходка на комплект прорезных резцов 0,95 м, торцовых 2,12 м, средняя механическая скорость вырезания участка колонны прорезными резцами 0,2 м/ч, торцовыми резцами 0,9 м/ч.

За рубежом участок обсадной колонны вырезают с помощью секционных фрезеров, являющихся разновидностью раздвижных буровых инструментов, применяемых для расширения и калибровки ствола скважины. Многие американские фирмы в настоящее время изготавливают универсальные раздвижные инструменты, которые при установке соответствующего режущего элемента могут выполнять функции расширителя, фрезы или трубореза. Наиболее простыми являются фрезерные инструменты, предложенные А. Каммерером. В этих фрезах резцы в транспортном положении фиксируются с помощью шпинделя. При переводе резцов из транспортного положения в рабочее шпиндель остается неподвижным, а корпус перемещается, что снижает опасность заклинивания фрезера в скважине.

Один из вариантов секционного фрезера Каммерера, предназначенного для работы на больших глубинах, показан на рис. 8.10. Особенностью этой конструкции является то, что на больших глубинах затруднено создание больших гидравлических перепадов давления промывочной жидкости из-за больших гидравлических сопротивлений. Поэтому для раздвижения лап с резцами используют специальную пружину, создающую дополнительное усилие 7–8 кН.

Колонна прорезается внешними выступами лап, армированными твердым сплавом. После того как колонна прорезана, резцы выдвигаются полностью из корпуса, и фрезерование продолжается до их полной сработки. При подъеме инструмента резцы упираются в торец трубы, а шпиндель движется вверх,

сжимая пружину и утапливая резцы в пазы.

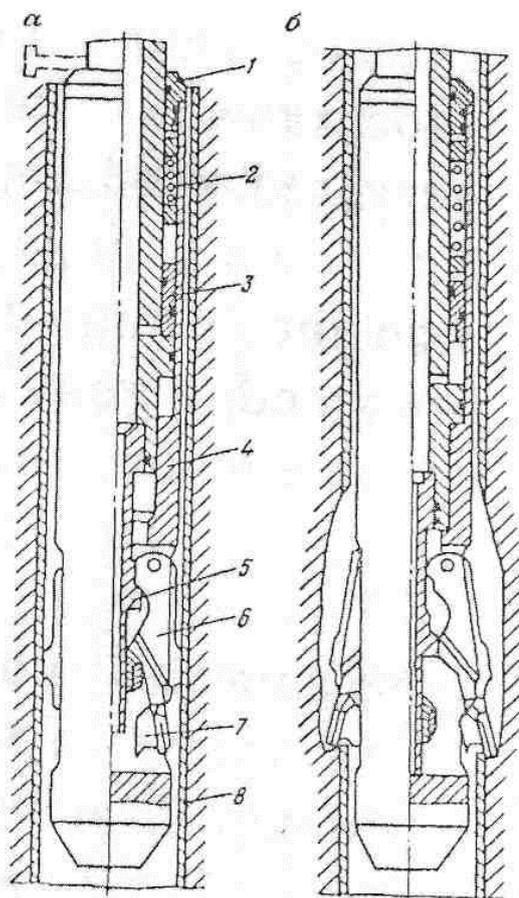


Рис. 8.10. Секционный фрезер Каммерера в транспортном (а) и рабочем (б) положениях: 1 – шпindelь; 2 – пружина; 3 – втулка; 4 – корпус; 5 – клин; 6 – лапа; 7 – резец; 8 – обсадная колонна

Патенты Каммерера были использованы фирмой «Ротари» для выпуска нормального ряда раздвижных универсальных инструментов, предназначенных для вырезания интервалов в обсадных трубах диаметром 114–609 мм.

Забуривание через щелевидный вырез в колонне проводят в три этапа: устанавливают клиновой отклонитель, фрезеруют вырез в колонне и забуривают дополнительный ствол. При создании выреза применяют, как правило, стационарные отклонители. Существует множество конструкций отклонителей, которые отличаются друг от друга формой рабочей части клина и способом их фиксации в колонне. Наибольшее распространение при создании выреза получили стационарные клиновые устройства. Такие отклонители фиксируются в колонне на расчетной глубине путем установки на цементный мост, на металлический забой, созданный специально спущенной колонной насосно-компрессорных труб, или на стыке муфтового соединения обсадной колонны.

В СНГ наибольшее распространение получили отклоняющие клинья с фиксацией корпуса в колонне с помощью плашек, устанавливаемых на цементный забой (рис. 8.11). За рубежом чаще применяют плашечное

закрепленное с установкой отклоняющего клина в месте стыка труб, как более экономичное (рис. 8.12).

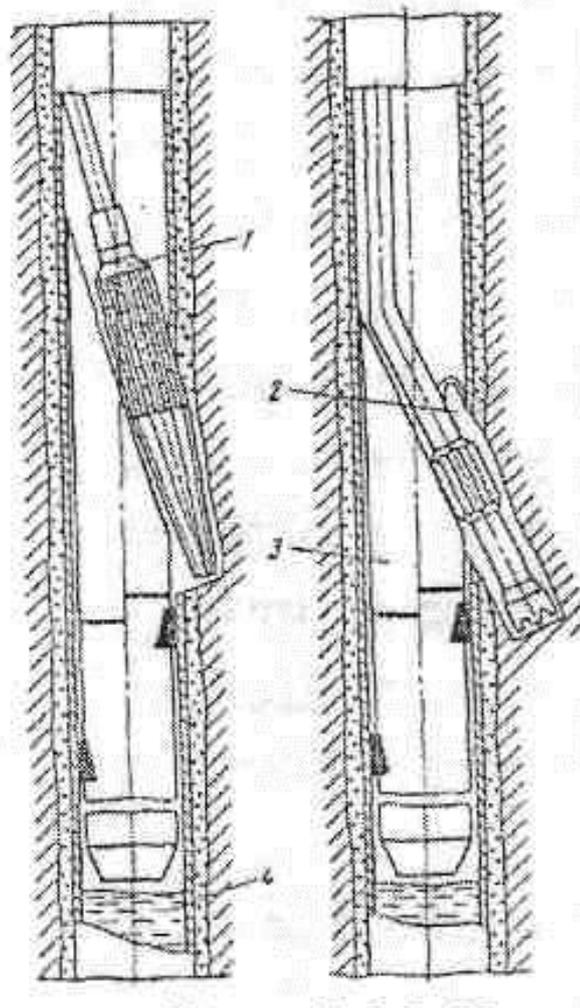


Рис. 8.11. Схема забуривания дополнительного ствола через щелевидный вырез в обсадной колонне:

*1 – райбер; 2 – вырез; 3 – стационарный клиновидный отклонитель;
4 – цементный мост*

Изготовление отклонителей с желобчатым клином типа 603С-168 освоено серийно. Они оснащены фиксаторами для предотвращения расшатывания плашек и поворота отклонителя в процессе формирования дополнительного ствола.

Многообразие конструкций клиновых устройств связано с отсутствием надежного отклоняющего инструмента для забуривания дополнительных стволов в обсаженных скважинах через щелевидные вырезы. Наиболее сложные аварии связаны с поворотами отклоняющего клина вокруг оси скважины или с отходом верхнего козырька клина от стенки обсадной трубы. При забуривании дополнительного ствола из выреза уменьшенной длины бурильная колонна ломается. Сложные аварии обычно ликвидировать не удается. В таких случаях все операции по вырезанию окна в колонне повторяются заново.

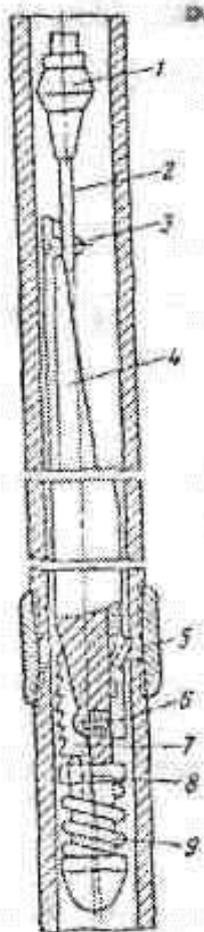


Рис. 8.12. Схема отклонителя висячего типа, устанавливаемого на стыке труб: 1 – райбер; 2 – направление; 3 – болт; 4 – отклонитель; 5 – защелка; 6 – финкатор; 7 – плашка; 8 – шток; 9 – пружина

Образование сплошного выреза в обсадной колонне позволяет упростить забуривание дополнительного ствола. При роторном способе забуривания могут быть использованы отклоняющие клиновые инструменты, устанавливаемые на цементный забой и фиксируемые в нижней части. Процесс отклонения скважины проводят по вышеизложенной методике.

Образование сплошного выреза ослабляет обсадную колонну, поэтому область выреза необходимо дополнительно закреплять цементированием участка скважины, включающего ослабленный интервал. Наличие цементного моста позволяет забуривать дополнительный ствол без применения стационарных клиновых отклонителей. Наибольшее распространение для забуривания дополнительных стволов получили съемные клинья (уипстоки) и шарнирные отклонители, конструкция которых показана на рис. 8.13.

Съемный клин (рис. 8.13, а) устанавливают на забой, предварительно образованный разбуриванием цементного камня. Отклоняющий инструмент в виде уипстока и направляющей трубы с шарошечным долотом уменьшенного диаметра спускают до искусственного забоя и забуривают новый ствол. После рейса долота с отклонителем в скважину спускают инструмент заданного

размера и расширяют ствол. Отклоняющий инструмент повторно спускают ориентированно до тех пор, пока не будет получено проектное направление по зенитному углу и азимуту скважины.

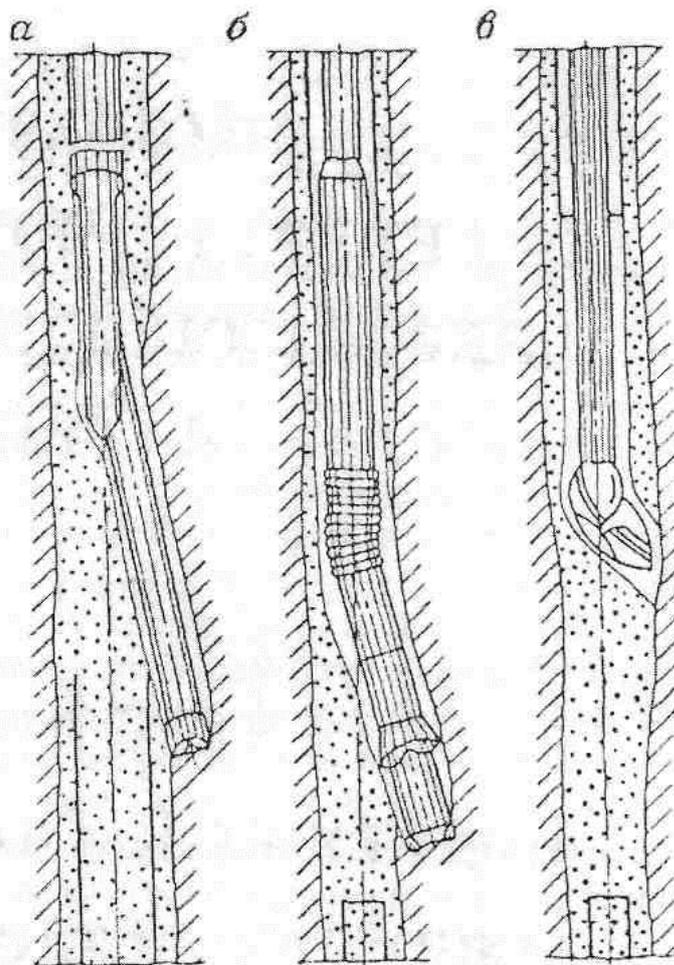


Рис. 8.13. Забуривание дополнительного ствола в интервале вырезанного участка колонны с цементного моста

Шарнирный отклонитель (рис. 8.13, б) используют для забуривания дополнительного ствола с цементного забоя. Для этого осуществляется предварительная подготовка забоя в цементном мосте. Ввиду малой точности ориентирования шарнирный отклонитель чаще всего применяют при забуривании дополнительного ствола в произвольном направлении. После образования нового направления необходимо проработать интервал забуривания расширителем для снятия уступов.

В мягких породах при забуривании дополнительного ствола допускается использование долбящих долот (рис. 8.13, в). Последние имеют скошенные лопасти. При ударах долотом по забюю, а также под действием струи промывочной жидкости в цементном мосте и породе вырабатывается углубление, которое используется в дальнейшем в качестве направляющего участка для обычного долота. В ряде случаев целесообразно дальнейшее бурение с образовавшегося уступа проводить с использованием уипстока или

шарнирного отклонителя. Отклонители ориентируются одноточечными и многоточечными инклинометрами, для чего над ним устанавливают трубу длиной 6–7 м из немагнитной стали.

Наиболее перспективно забуривание дополнительных стволов в интервале сплошного выреза обсадной колонны с помощью отклонителей, оснащенных винтовыми двигателями, вследствие их малых диаметров и длины.

Технология забуривания дополнительного ствола с помощью винтовых или турбинных отклонителей через сплошной вырез в обсадной колонне не имеет особых отличий от известного способа отклонения скважины в заданном направлении, т. к. забуривание производится с цементного моста. Последовательность технологических операций предусматривает проведение следующих работ. После выреза участка обсадной колонны интервал промывают для удаления металлических стружек и цементируют с таким расчетом, чтобы верхняя отметка цементного камня была выше верхней части выреза на 10–15 м. Затем цементный стакан разбуривают до верхней части выреза.

Учитывая необходимость контроля процесса забуривания нового ствола по шламу, буровой раствор полностью заменяют или тщательно очищают. Для забуривания в интервал выреза опускают отклоняющую компоновку и ориентируют в проектном направлении с помощью аппарата Шаньгина-Кулигина или визированием с поверхности при спуске.

В начале забуривания нагрузку на долото выдерживают в пределах 5 кН. Для повторного фрезерования стенок скважины инструмент периодически отрывают от забоя на 0,2–0,5 м в зависимости от твердости цементного камня и породы и вновь подают на забой скважины. Осевая нагрузка постепенно увеличивается и доводится до проектной.

Эффективность забуривания контролируется периодическим отбором шлама и его анализом по составу. Считается, что долото полностью вошло в породу, когда в шламе не будет цементной фракции. После углубления скважины в породу на 8–10 м отклонитель поднимают и замеряют зенитный угол и азимут скважины.

Забуривание считается законченным, если дополнительный ствол получил проектное направление. В случае неудачного забуривания ствола и невозможности исправить направление в том же интервале устанавливают цементный мост и процесс повторяют.

Забуривание дополнительного ствола из обсаженной скважины – трудоемкая и сложная процедура. Для обеспечения надежности и успешности проведения забуривания предварительно рекомендуется выбрать и обосновать геометрические размеры компоновки низа буровой колонны и рассчитать размеры и интервал забуривания дополнительного ствола.

Ниже приведены методы определения основных геометрических параметров процесса забуривания дополнительного ствола. Расчетная схема приведена на рис. 8.14. Минимальная длина вырезанного участка обсадной колонны определяется в первую очередь длиной забуривания. С учетом увеличения интервала забуривания при возможности желобообразования

величину выреза рекомендуется рассчитывать по формуле

$$L = Hk + \frac{D_3}{2 \sin \theta}, \quad (8.9)$$

где H – расчетный интервал забуривания, k – коэффициент запаса интервала забуривания ($k=1,1$); D_3 – диаметр замка бурильной колонны; θ – зенитный угол выхода ствола в интервале забуривания.

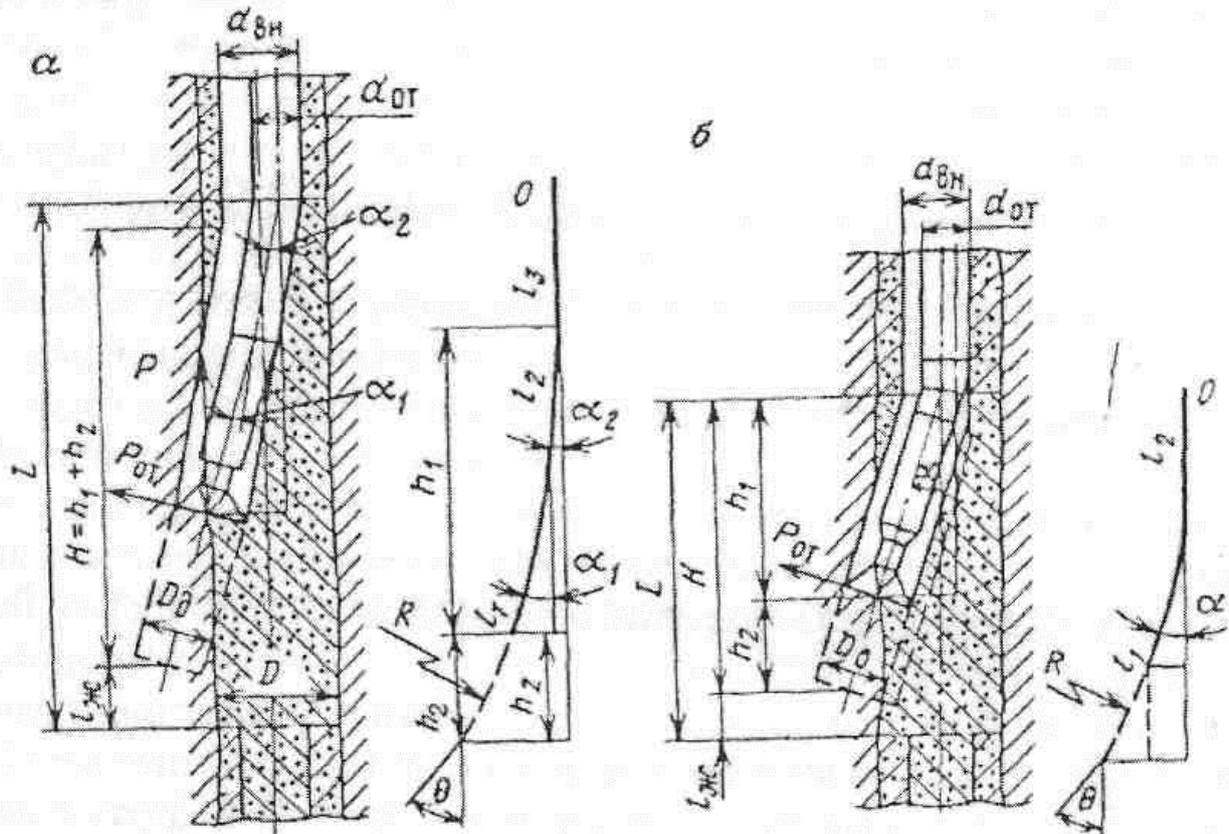


Рис. 8.14. Схема к расчету геометрических параметров забуривания дополнительного ствола отклонителем с двумя перекосами осей (а) и с одним перекосом (б)

Угол выхода долота из скважины, равный зенитному углу дополнительного ствола, определяется выражением

$$\cos \theta = \left(1 - \frac{D_0}{2R} \right). \quad (8.10)$$

где D_0 – диаметр долота; R – радиус дуги окружности образующегося профиля скважины.

Радиус искривления скважины ориентировочно определяется независимо от числа перекоса осей отклонителя по формуле

$$R = \frac{l_1 + l_2}{2 \sin(\alpha + \beta)}, \quad (8.11)$$

где l_1, l_2 – длины нижней и средней секций отклонителя соответственно; α – угол перекоса осей первой и второй секций; β – угол перекоса за счет зазора между долотом и корпусом отклонителя.

Угол перекоса определяется по формуле

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{D_c - d_{OT}}{2l_1}. \quad (8.12)$$

Длину l_1 первой секции от забоя рассчитывают, исходя из вписываемости компоновки в геометрические размеры ствола в интервале забуривания

$$l_1 = \frac{D_c + d_{BH} - d_{OT} + 2l_2 \alpha_1}{2(\alpha_1 + \alpha_2)}, \quad (8.13)$$

где D_c – условный диаметр скважины; d_{BH} – внутренний диаметр обсадной колонны; α_1 и α_2 – углы перекоса осей переводников отклонителя, рад. В случае применения отклонителя с одним углом перекоса

$$l_1 = \frac{D_c + d_{BH} - d_{OT}}{2 \sin \alpha}. \quad (8.14)$$

Диаметр скважины при забуривании в мягких породах принимают равным наружному диаметру обсадной колонны, а при забуривании в твердых породах – диаметру скважины до обсадки. Длину второй секции выбирают из условия минимального значения радиуса искривления и ограничивают длиной 1700–3000 мм.

В соответствии с геометрическими построениями на схемах (см. рис. 8.14) интервал забуривания определяют по формулам: для отклонителя с двумя искривлениями корпуса

$$H = l_1 + l_2 + R\theta; \quad (8.15)$$

для отклонителя с одним искривлением корпуса

$$H = l_1 + R\theta. \quad (8.16)$$

В формулах (8.15) и (8.16) зенитный угол θ выхода дополнительного ствола из основной скважины необходимо брать в радианах.

Методика расчета длины интервала выреза в обсадной колонне была проверена в промысловых условиях. Результаты испытаний свидетельствуют, что относительная ошибка фактического интервала забуривания составляет

10 % при доверительной вероятности 0,99.

Однако на процесс забуривания ствола могут оказать влияние факторы, учесть которые затруднительно. Например, твердость пород в интервале забуривания, наличие и прочность цементного камня, кавернозность в подготовленном стволе могут привести к увеличению интервала забуривания. Интервал забуривания рекомендуется выбирать с таким расчетом, чтобы интенсивность искривления скважины не вызвала ухудшения условий проходимости инструмента, т. к. при этом возрастает вероятность желобообразования.

Интенсивность и постоянство искривления скважины зависят от элементов забойной компоновки. Поэтому наиболее целесообразно в первую очередь при проектировании отклоняющих инструментов правильно выбирать длины верхней и нижней секций отклонителя. Длину секций регулируют с помощью удлинителей и переводников, а углы перекоса – с помощью переводников с различными углами перекоса осей резьб.

Применение гибких колтюбинговых труб при многозабойном бурении

Гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ) эксплуатируются при реализации ряда технологических операций в нефтяных скважинах: соляно-кислотная обработка, тампонажные работы, каротаж, различные варианты бурения (углубление скважины, забуривание новой скважины из основного ствола).

В частности, за рубежом разработаны ГНКТ с наружным диаметром от 19 мм до 89 мм при толщине стенки труб от 2,4 мм до 5,2 мм. Разработаны титановые, композитные и коррозионно-стойкие ГНКТ.

Главной особенностью использования гибких труб является то, что в скважину опускается непрерывная (без резьбовых соединений) колонна ГНКТ для выполнения заданных технологических операций по обслуживанию скважины или бурения новой скважины из основного ствола. После завершения заданных работ осуществляется подъем ГНКТ из скважины и их наматывание на большой барабан (рис. 8.15) для транспортировок к новому месту работ.

С большой эффективностью гибкие колтюбинговые трубы применяются для многозабойного бурения. На рис. 8.16 показана последовательность технологических операций при проходке дополнительного ствола из ствола основной скважины.

Как следует из рисунка, новая технология многозабойного бурения значительно упрощается по сравнению с традиционной методикой сооружения дополнительных стволов скважины.

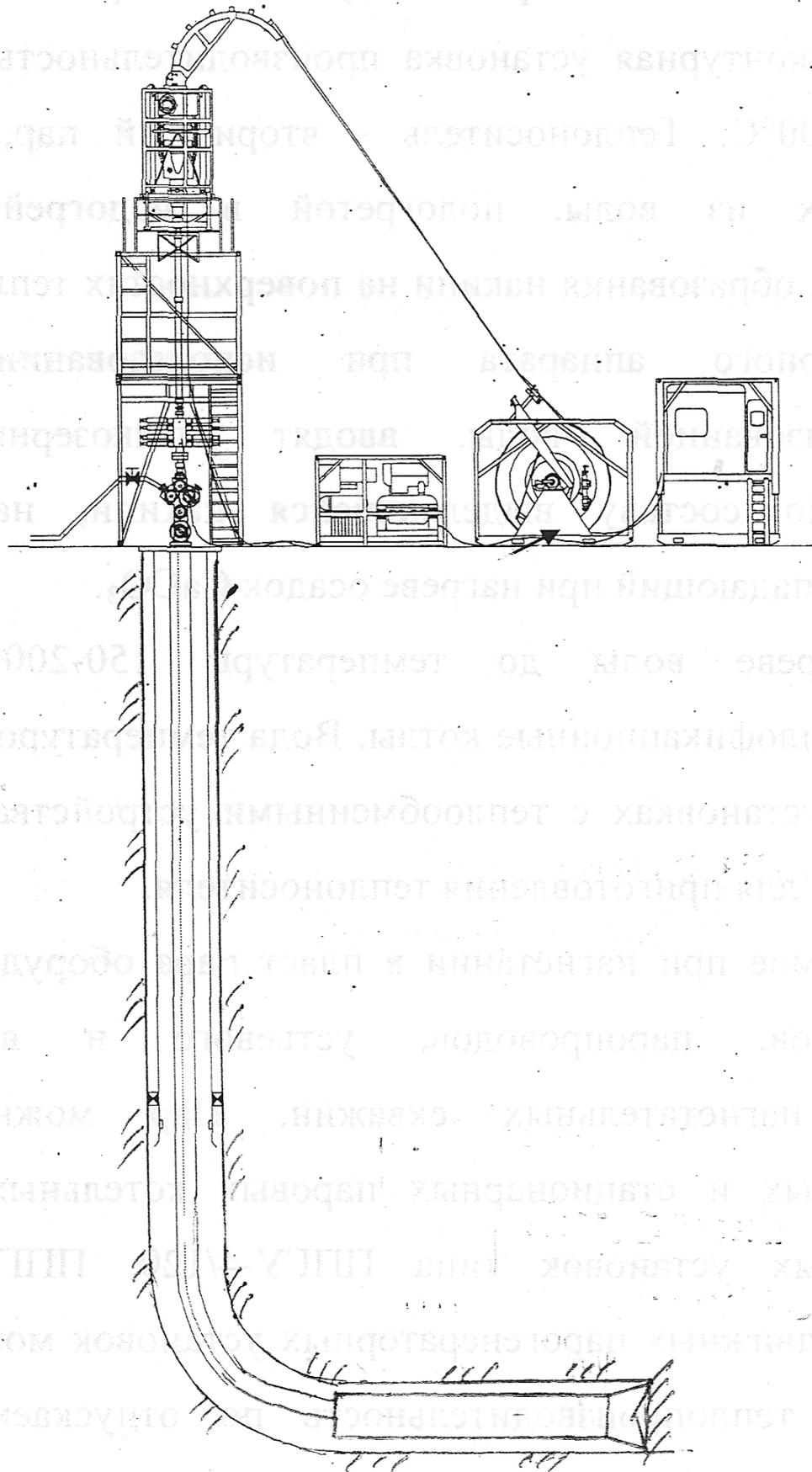


Рис. 8.15. Схема оборудования для направленного бурения с применением гибких колтюбинговых труб

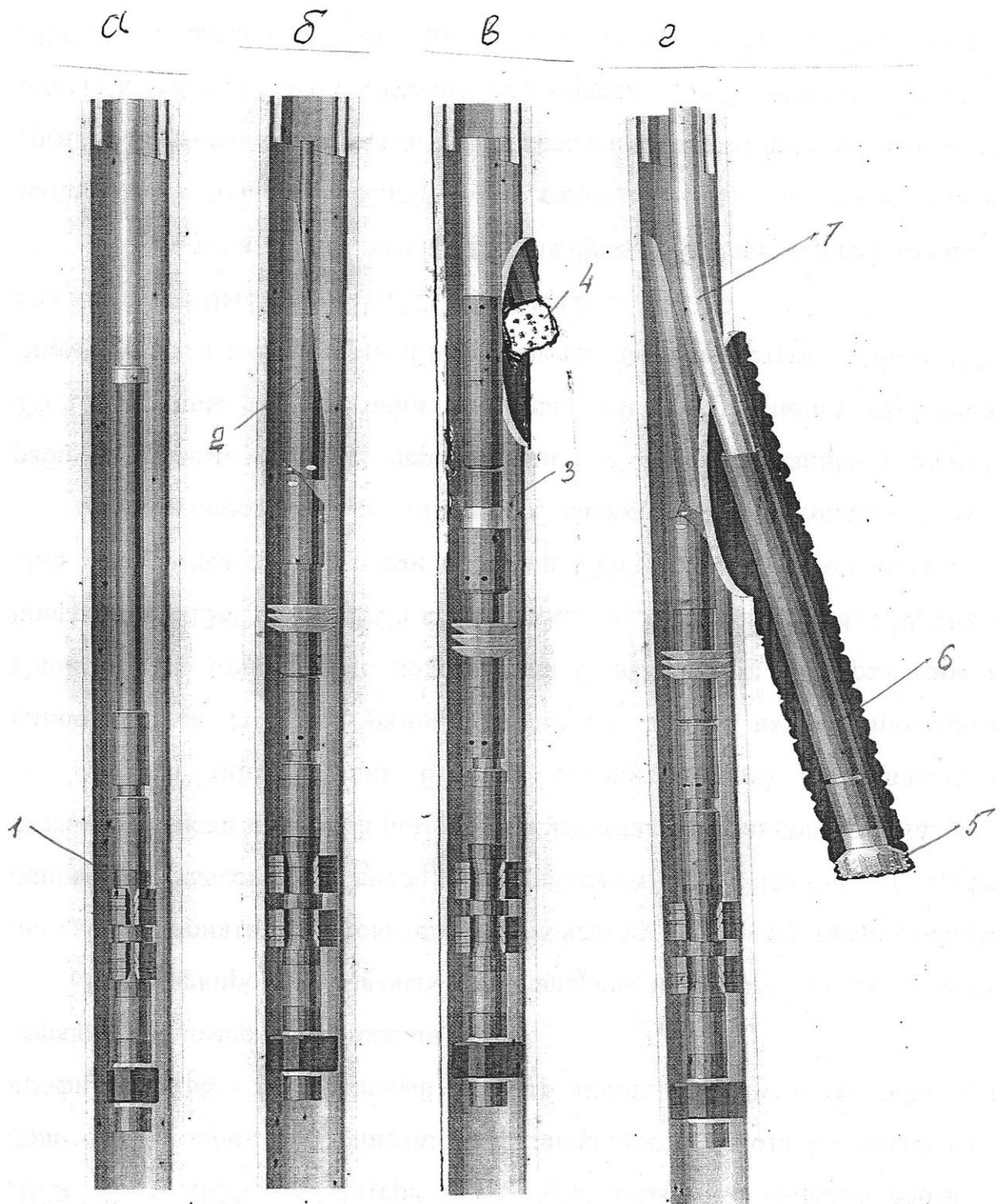


Рис. 8.16. Схема технологических операций бурения дополнительного ствола скважины с применением гибких колтюбинговых труб:
а – спуск и установка искусственного забоя 1; *б* – спуск, ориентирование и установка отклонителя (клина) 2; *в* – фрезерование окна в обсадной колонне 3 фрезой 4; *г* – бурение дополнительного ствола инструментом, содержащим долото 5, винтовой забойный двигатель 6 и колтюбинговую трубу 7

Контрольные вопросы к разделу 8:

1. Какова область рационального применения многозабойных скважин?
2. Какие преимущества имеет горизонтально разветвленное бурение по продуктивным нефтегазоносным пластам?
3. Какие факторы влияют на выбор формы профиля многозабойных и горизонтальных скважин?
4. Какова методика расчета геометрических параметров горизонтального участка скважины с волнообразной формой ствола?
5. Какие основные требования предъявляются к конструкциям многозабойных и горизонтально разветвленных скважин?
6. Как организуется транспортировка геофизических приборов на забой при бурении горизонтального участка скважины?
7. Каковы основные технологические особенности при забурировании дополнительного ствола из необсаженной скважины?
8. Для чего предназначен райбер и его устройство?
9. Каковы технологические особенности забурирования дополнительного ствола из скважин, обсаженной трубами?
10. Принцип работы универсального вырезающего устройства (УВУ)?
11. Принцип работы секционного фрезера Каммерера?
12. Как забуривается дополнительный ствол многозабойной скважины в интервале вырезанного участка обсадной колонны с цементного моста?
13. Как рассчитываются основные геометрические параметры забурирования дополнительного ствола многозабойной скважины?

9. КУСТОВОЕ БУРЕНИЕ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Кустовое бурение применяется при разработке залежей углеводородов. Кустом скважин называется такое их расположение, когда устья находятся вблизи друг от друга на одной технологической площадке, а забои скважин – в узлах сетки разработки залежи (месторождения).

Подсечение продуктивного пласта в заданной точке осуществляется в соответствии с проектной сеткой разработки месторождения. Все скважины в кусте бурят наклонно направленным способом. В качестве площадки для размещения бурового оборудования могут быть использованы морские сооружения, искусственные основания или естественные площадки местности. Число скважины в кусте определяется технико-экономическими условиями наклонно направленного бурения.

В настоящее время практически все эксплуатационные скважины бурятся кустовым способом. Кустовое разбуривание месторождений позволяет значительно сократить размеры площадей, занимаемых бурящимися, а затем эксплуатационными скважинами, дорогами, линиями электропередач, трубопроводами.

Особое значение это преимущество приобретает при строительстве и эксплуатации скважин на плодородных землях, в заповедниках, заказниках, в лесных массивах с ценными породами деревьев, в тундре, где нарушенный поверхностный слой земли восстанавливается очень медленно через несколько десятилетий, на болотистых территориях, затрудняющих и сильно удорожающих строительные и монтажные работы буровых и эксплуатационных объектов. Этими обстоятельствами объясняется почти повсеместное строительство кустов скважин на месторождениях с сильно пересеченным рельефом местности и в условиях, когда требуется вскрыть залежи нефти под промышленными и гражданскими сооружениями, под дном рек и озер, под шельфовой зоной с берега и с эстакад.

Кустовой способ бурения в нашей стране впервые был использован при разработке нефтяных залежей, расположенных под дном Каспийского моря, в 1938 г. Этот метод с различными вариантами строительства оснований и размещения скважин в кусте широко используется на промыслах Азербайджана.

В дальнейшем кустовое бурение было применено в России в Пермском нефтяном районе (1943 г.), при эксплуатации Палазинского месторождения (1950 г.), а с начала 60-тых годов в Волжско-Уральском регионе и в Западной Сибири, где новые нефтяные месторождения осваивают только кустовым способом.

9.1. Требования к сооружению кустов скважин

В ходе кустового освоения нефтяных месторождений буровая установка размещается на ограниченной площади. Практика кустового бурения показала, что наиболее рациональны два метода компоновки оборудования. По

первому методу оборудование разделяют на две части – подвижную и неподвижную (стационарную). В этом случае не все буровое оборудование перемещается с точки на точку. Во втором случае по мере проводки скважин все буровое оборудование перемещают с точки на точку, включая циркуляционную систему, буровые насосы, манифольд и т. д.

Форма и размеры кустовой площадки определяются количеством скважин и расстоянием между ними, т. к. этим определяется общая протяженность рабочей площадки, а также противопожарными нормами и правилами, по которым устанавливается расстояние между отдельными объектами на кустовой площадке.

К основаниям и фундаментам для кустового бурения скважин предъявляются следующие требования:

- фундамент основания по осадкам и деформациям должен обеспечить нормальную работу бурового оборудования как в период бурения скважин, так и в ходе их эксплуатации;

- срок службы основания должен быть не менее срока эксплуатации скважин;

- площадка основания должна обеспечивать перемещение и работу на ней транспортных средств и монтажных кранов.

9.2. Размещение скважин в кусте

Расположение скважин в кусте зависит от условий местности и предполагаемых средств связи куста с базой. Кусты, не связанные постоянными дорогами с базой, считаются локальными. В ряде случаев кусты могут быть базовыми, когда они расположены на транспортных магистралях. На локальных кустах скважины, как правило, располагают в форме веера во все стороны, что позволяет иметь в кусте максимальное число скважин на дренируемом участке. При разбуривании многопластовых месторождений число скважин в кусте значительно увеличивается.

Вспомогательные службы (котельная, склады ГСМ, культбудки, столовая и др.) выносят за пределы производственной площадки, с расчетом того, что расстояние до ближайшей скважины было бы не менее 50 м.

Буровое и вспомогательное оборудование монтируется таким образом, чтобы при движении бурового станка от одной скважины к другой буровые насосы, приемные амбары и часть оборудования для очистки, химической обработки и приготовления буровых растворов оставались стационарными до момента окончания строительства всех (или части) скважин на данном кусте.

Число скважин в кусте может колебаться от 2 до 20–30 и более. Обычно чем больше скважин в кусте, тем больше отклонения забоев от устьев, увеличивается длина стволов, что приводит к росту затрат на проводку скважин. Кроме того, возникает опасность встречи стволов, влекущие за собой тяжелые аварийные ситуации. Часть пробуренных скважин вынужденно консервируют до окончания бурения всех (или части) скважин на данном кусте. Это приводит к снижению темпов разработки месторождений. Для обеспечения

экономической эффективности кустового бурения необходимо определить рациональное число скважин в кусте. Максимально возможное число скважин в кусте на основании данных наклонного бурения определяется из следующего неравенства

$$N_{\max} \leq \frac{\pi \cdot A_{np}^2}{t}, \quad (9.1)$$

где A_{np} – предельное отклонение забоя от вертикали; t – плотность сетки разработки залежи; $t = d \cdot h$ (d – расстояние между скважинами в ряду; h – расстояние между рядами в сетке).

Оптимальное число скважин в кусте N_{opt} определяется в зависимости от технико-экономических показателей наклонного и вертикального бурения на данном месторождении из выражения

$$N_{opt} \leq K_c + \frac{C_1 + C_2}{C_n + C_m} \quad (9.2)$$

где K_c – отношение стоимости подготовительных и монтажных работ для куста из n скважин к стоимости таких же работ для одной вертикальной скважины; C_1 – суммарная стоимость «лишней» проходки наклонных скважин в кусте; C_2 – дополнительная стоимость скважин в кусте, обусловленная наклонным бурением; C_n – стоимость подготовительных работ при строительстве одной вертикальной скважины; C_m – стоимость монтажных работ при строительстве одной вертикальной скважины.

В практике кустового бурения основным критерием определения числа скважин в кусте является суммарный дебит скважин и газовый фактор нефти. Эти показатели определяют пожароопасность скважины при открытом фонтанировании и зависят от технического уровня средств пожаротушения.

Н.С. Тимофеев [8] предложил определять число скважин n в кусте из неравенства:

$$C_o \cdot n \leq C_n + \sum_1^n C_1 + \sum_1^n C_2 \quad (9.3)$$

где C_o – стоимость основания под одну скважину; C_n – стоимость основания под куст из n скважин; $\sum_1^n C_1$ – суммарная стоимость «лишней» проходки наклонных скважин в кусте; $\sum_1^n C_2$ – дополнительные затраты на бурение наклонных скважин.

Зная примерное число скважин в кусте, переходят к построению плана куста.

Планом куста называется схематичное изображение горизонтальных проекций стволов всех скважин, бурящихся с данной кустовой площадки. План

куста включает схему расположения устьев скважин, очередность их бурения, направление движения станка (НДС), проектные азимуты и смещения забоев скважин.

Построение плана куста состоит из следующих этапов:

- 1) построение схемы расположения скважин в кусте;
- 2) определение очередности бурения скважин;
- 3) определение длин вертикальных участков, проектных азимутов и смещений забоев скважин.

При решении упомянутой задачи используются следующие исходные данные:

- 1) схема размещения забоев скважин разбуриваемого участка (сетка разработки) и кустовой площадки;
- 2) требования, устанавливаемые техникой безопасности, условиями монтажа бурового оборудования, эксплуатации и ремонта скважин в расположении устьев скважин;
- 3) конструкция скважин;
- 4) допустимая точность проводки вертикальных и наклонных участков скважины.

Требования к плану куста следующие:

- 1) должна обеспечиваться возможность одновременного бурения, ремонта и эксплуатации скважин куста;
- 2) площадь куста должна быть по возможности минимальной;
- 3) вероятность пересечения стволов соседних скважин должна быть сведена к минимуму;
- 4) пробуренные скважины должны как можно быстрее передаваться в НГДУ (заказчику);
- 5) стоимость строительства скважин в кусте должна быть минимальной.

Минимальное расстояние между устьями соседних скважин в кусте определяется условиями монтажа, требованиями по эксплуатации и ремонту скважин, недопущению пересечения стволов и должно быть не менее 5–6 м. Если число скважин в кусте больше 8–10, то целесообразно разделить их на группы по 4–6 скважин, а расстояния между крайними скважинами в группах должно быть 15–20 м. Это необходимо для проведения одновременно буровых работ в одной группе скважин и ввода в эксплуатацию – в другой.

Для предупреждения пересечения стволов наклонных скважин в кусте необходимо выполнить следующие требования:

- в зоне размещения кустовой площадки не должно быть скважин, пробуренных с соседних кустов;
- до начала разбуривания куста необходимо иметь проектные профили всех скважин;
- в ходе бурения очередной скважины необходимо учитывать горизонтальные проекции скважин, фактически пробуренных с данной кустовой площадки, а также с соседних кустов, имеющих опасную близость к проектным скважинам;
- при построении профилей стволов куста следует учитывать

погрешность показаний используемых инклинометров, строить профили с максимальной точностью;

- при составлении проекта куста наклонных скважин полностью исключается зарезка с одинаковой глубины при последовательном бурении скважин, пересечение плоскостей искривления скважин, бурение с одного куста скважин с одинаковыми азимутами и отклонением;

- начальный интервал до принудительного набора отклонения должен быть строго вертикальным.

Практика кустового бурения показала, что вероятность встречи стволов скважин, обусловленная ошибками зарезки наклонного участка, имеет практическое значение только в том случае, если азимуты зарезок соседних скважин отличаются на $\pm 30^\circ$.

9.3. Очередность бурения скважин в кусте

Очередность бурения скважин в кусте и длины вертикальных участков определяются из следующих соображений. Если кустовая площадка расположена в центре разбуриваемого участка, то задача решается следующим образом. Под углом 60° к НДС (направление движения станка) проводят 4 линии, разбивающие план куста на 4 сектора (рис. 9.1).

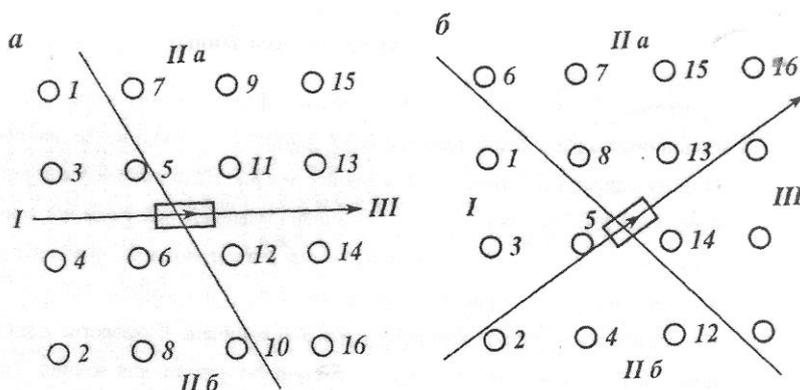


Рис. 9.1. Схема симметричного (а) и асимметричного (б) расположения скважин в кусте

Сначала бурят скважины 1-го сектора, направления которых противоположны НДС, затем расположенные в секторах II а и II б, причем желательно чередовать скважины в этих секторах. В последнюю очередь бурят скважины в секторе III. В секторе I первыми бурят скважины с большими зенитными углами (большими отходами), а затем – с меньшими. Длину вертикального участка первой скважины делают минимальной. Для каждой очередной скважины 1-го сектора длина вертикального участка увеличивается по правилу: расстояние по вертикали между точками зарезки наклонных участков двух скважин одного сектора должно быть не менее 30 м, если разница в азимутах забуривания менее 10° ; 20 м – если разница азимуты 10– 20° ; 10 м – если азимуты отличаются более чем на 20° .

При бурении скважин секторов II а и II б глубины зарезки должны увеличиваться. Однако на практике не всегда этого можно добиться. Поэтому, если разница в азимутах соседних скважин составляет 20° и более, то допускается зарезка соседней скважины с меньшей глубины. Для скважин III сектора очередность обратная: сначала бурят скважины с меньшими отходами и максимальными вертикальными участками, а в последнюю очередь – с максимальными отходами. Глубина вертикальных участков для каждой последующей скважины выбирается меньше, чем предыдущей.

Задача завершается построением схемы куста и таблицы, в которой приводятся проектные азимуты всех скважин, длины вертикальных участков, смещения и другие данные. На предприятиях обычно имеются компьютерные программы построения схемы кустов, содержащие указанные рекомендации с учетом специфики местных условий.

Контрольные вопросы к разделу 9:

1. Какова сущность и область применения кустового бурения скважин?
2. Какие условия предъявляются к работам по сооружению кустов скважин?
3. Какова методика размещения скважин в кусте?
4. Какие факторы влияют на определение оптимального количества скважин в кусте?
5. Что такое план куста?
6. Какова методика построения плана куста скважин?
7. Какие требования следует выполнять для предупреждения пересечения между собой стволов наклонных скважин в кусте?
8. Какова рациональная технология очередности бурения скважин в кусте?

10. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СООРУЖЕНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

10.1. Экономическая эффективность наклонно направленного и кустового бурения

Под экономикой бурения наклонно направленных скважин подразумевается совокупность технических, технологических, природных и организационных факторов, определяющих эффективность использования трудовых и материальных ресурсов в процессе строительства скважин для разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений.

Экономическая эффективность наклонно направленного бурения и строительства скважин кустами определяется технической целесообразностью и возможностью значительного сокращения средств и времени на разбуривание и ввод в промышленную разработку месторождений нефти и газа вследствие залегания продуктивных горизонтов в районах со сложными геолого-географическими и природными условиями, под территориями населенных пунктов и промышленных сооружений, акваториями океанов, морей, озер, рек и заболоченных местностей; необходимостью увеличения поверхности вскрытия продуктивных горизонтов, особенно в пластах с низкой неравномерной проницаемостью; требованиями охраны окружающей среды и более рационального использования земельных участков и лесных массивов; необходимостью ликвидации последствий различного рода осложнений и аварий, проводки скважин для борьбы с сильными выбросами и фонтанами, тушения горящих нефтяных и газовых скважин; с возможностью восстановления бездействующих скважин и т. д.

Бурение наклонно направленных скважин по сравнению с вертикальными требует выполнения ряда дополнительных операций, связанных с применением отклоняющих компоновок для искривления ствола в заданном направлении и с требуемым отклонением забоев от вертикали.

Бурение с отклоняющей компоновкой без центраторов обычно протекает при наличии на долоте отклоняющей силы, что поглощает часть развиваемой забойным двигателем мощности, увеличивает момент сил трения в его опорах и моментомкость долота. В результате этого снижаются межремонтный период забойных двигателей, проходка на долото и механическая скорость проходки. Кроме того, при бурении с отклонителем, особенно при изменении азимута ствола, проходку за рейс часто ограничивают, что не позволяет полностью отработать долото.

Применение отклонителей рациональных размеров дает возможность свести до минимума ухудшение показателей работы долот, а использование центраторов способствует достижению примерно таких же показателей работы долот и межремонтного периода работы забойных двигателей турбобуров, что и при вертикальном бурении.

Продолжительность спуско-подъемных операций при бурении наклонно направленных скважин по сравнению с вертикальными возрастает, т. к.

необходимо докреплять замковые соединения бурильных труб при применении отклонителя, сила трения бурильного инструмента о стенки ствола увеличивается из-за искривленности скважины и повышения возможности желобообразования. Соответственно возрастают объемы подготовительных и вспомогательных работ.

В наклонно направленном бурении существенно увеличивается объем геофизических работ в результате сокращения интервала замеров и роста числа замеров инклинометром. Это увеличивает продолжительность промывки и подготовки ствола к подъему бурильного инструмента.

Отмеченные специфические особенности проводки наклонно направленных скважин несколько снижают технико-экономические показатели бурения. Однако влияние их на общие показатели и эффективность строительства наклонно направленных скважин сравнительно невелико.

Обычно наклонно направленные скважины бурят кустами, что позволяет: значительно ускорить разбуривание и ввод в промышленную разработку месторождений нефти и газа; резко сократить объем работ на сборку и разборку наземных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования, строительство дорог, трубопроводов и линий электропередачи, а также транспортные расходы; увеличить оборачиваемость буровых установок и снизить простои буровых бригад в ожидании буровых; резко уменьшить капитальные вложения на строительство морских оснований, приэстакадных площадок, дамб, дорог, оснований под буровые, использовать оставшуюся после законченного бурения скважины часть бурового раствора для проходки последующих скважин. Все это способствует достижению значительной экономии средств и времени, ускорению строительства и ввода скважин в эксплуатацию, улучшению их обслуживания.

В морских условиях система разработки многопластовых месторождений «снизу вверх» не всегда может быть рациональной из-за того, что сроки разбуривания и разработки базисного или нижележащего горизонтов могут превышать срок службы гидротехнических сооружений. Ввиду этого многопластовые морские месторождения разбуривают самостоятельной сеткой скважин на каждые один-два объекта. Бурение скважин кустами в таких случаях позволяет более рационально использовать морские нефтепромысловые сооружения.

Строительство наклонно направленных скважин кустами имеет также ряд недостатков: вынужденная консервация в ряде случаев ранее пробуренных скважин; увеличение отклонения забоев скважин от вертикали и удлинения ствола; рост опасности встречи стволов бурящихся и ранее пробуренных скважин; повышение износа эксплуатационных колонн, насосно-компрессорных труб и штанг при эксплуатации наклонно направленных скважин.

Вместе с тем, значимость факторов, увеличивающих эффективность наклонно направленного бурения и строительства скважин кустами, весомо преобладает над факторами, снижающими их эффективность, влияние которых с развитием техники и технологии бурения и эксплуатации скважин может

быть сведено к минимуму.

Приняв за базовый вариант вертикальное бурение, за новый – наклонно направленное бурение и строительство скважин кустами, рассмотрим методику определения их экономической эффективности.

Сравнительный экономический эффект нового технологического процесса и организации производства, как и новой техники, определяется путем сопоставления приведенных затрат по сравниваемым вариантам. Приведенные затраты представляют собой сумму себестоимости и нормативной прибыли и определяются выражением

$$Z = C + E_H K, \quad (10.1)$$

где Z – приведенные затраты единицы продукции тенге; C – себестоимость единицы продукции (работы), тенге, E_H – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; K – удельные капитальные вложения в производственные фонды, тенге.

Для обеспечения адекватного в масштабе всего общественного производства подхода к оценке экономической эффективности новой техники или технологии в ее расчетах используется единый нормативный коэффициент E_H , равный 0,15.

Годовой экономический эффект от применения новой техники или технологии бурения рассчитывается по формуле

$$\mathcal{E} = (Z_1 - Z_2)A_2, \quad (10.2)$$

где Z_1 и Z_2 – приведенные затраты единицы продукции (работы), производимой с помощью базового и нового технологических процессов, тенге; A_2 – годовой объем производства продукции (работы) с помощью новых технологических процессов в расчетном году, натур, ед.

Приведенные затраты Z_1 и Z_2 равны:

$$Z_1 = C_1 + E_H K_1; \quad (10.3)$$

$$Z_2 = C_2 + E_H K_2; \quad (10.4)$$

Тогда

$$\mathcal{E} = [C_1 - C_2 + E_H (K_1 - K_2)]A_2 \quad (10.5)$$

Эксплуатационные затраты на строительство скважин (C) по базовому и новому вариантам исчисляются по следующим статьям расходов сметы:

подготовительные работы к строительству скважины $C_{нс}$, сборка и разборка вышки и наземных сооружений $C_в$, монтаж и демонтаж бурового оборудования $C_{мд}$, подготовительные работы к бурению $C_{нб}$, бурение и крепление скважин $C_б$, испытание скважин C_u , промыслово-геофизические работы $C_{нГ}$, накладные расходы C_n , т. е.

$$C = C_{nc} + C_{в} + C_{мд} + C_{нб} + C_{б} + C_{н} + C_{нл} + C_{н} \quad (10.6)$$

Поскольку в приведенных затратах эксплуатационные расходы фигурируют в виде себестоимости, то плановые накопления не начисляются. Затраты на бурение и крепление скважин $C_{б}$ делятся на две группы:

а) относимые на 1 м проходки (долота, обсадные трубы, цемент, тампонажные работы, износ бурильных труб и транспортные расходы на эти материалы и инструменты); эти затраты определяются с начислением накладных и заготовительно-складских расходов;

б) зависящие от времени и относимые на 1 ч работы буровой установки (зарплата буровой бригады; содержание и амортизация бурового оборудования, материалы, расходуемые в процессе эксплуатации оборудования, содержание забойных двигателей и бурильных труб, энергия, специальный транспорт, техническая вода, материалы для буровых растворов и транспортные расходы по ним, транспортные расходы по доставке вахт к месту работы и обратно); в эти затраты включаются накладные расходы, в соответствующих статьях учитываются также наценки снаб и заготовительно-складские расходы.

Для определения эксплуатационных затрат на бурение и крепление скважин $C_{б}$ в зависимости от вида бурения вначале вычисляют затраты, которые зависят от вида бурения: расход долот, механическое бурение, спускоподъемные операции, подготовительно-заключительные и вспомогательные работы, визированный спуск и ориентирование отклонителя, замер кривизны инклинометром.

Исходные данные для определения этих затрат: проходка на долото h и механическая скорость проходки v_m по базовому и новому вариантам, глубина скважины H , коммерческая скорость бурения v_k и себестоимость 1 м проходки C_l по базовому варианту, нормативное время на один спуск-подъем инструмента $t_{сно}$ и подготовительно-заключительные и вспомогательные работы на один рейс $t_{ТЗВ}$.

Затраты времени, изменяющиеся в зависимость от вида бурения, определяется по формулам:

- для вертикального бурения

$$T = H \left[\frac{1}{v_m} + \frac{1}{h} (t_{сно} + t_{нзв}) \right]; \quad (10.7)$$

- для наклонно направленного бурения

$$T' = H \left[\frac{1}{v'_m} + \frac{1}{h'} (t'_{сно} + t'_{нзв}) \right] + T'_{от} + T'_{зам}, \quad (10.8)$$

где $T'_{от}$ – время на визированный спуск инструмента и

ориентирование отклонители, ч; $T_{зам}^*$ – дополнительное время на замер зенитного угла и азимута в наклонной скважине, ч.

Количество долот для вертикального и наклонно направленного бурения соответственно

$$n_{\partial} = H / h; \quad (10.9)$$

$$n'_{\partial} = H/h', \quad (10.10)$$

где h, h' – проходка на долото соответственно при вертикальном и наклонно-направленном бурении.

Коммерческую скорость бурения наклонно направленных скважин определяют, исходя из скорости бурения для базового (вертикального) бурения по формуле

$$v_k = \frac{H'}{\frac{H}{v_k} - \frac{T - T'}{720}}. \quad (10.11)$$

Для определения себестоимости 1 м проходки наклонно направленного бурения вначале рассчитывают затраты, которые изменяют в зависимости от вида бурения

$$C_{cn} = C_{\partial} n_{\partial} + C_{\text{ч}} T; \quad (10.12)$$

$$C'_{cn} = C_{\partial} n'_{\partial} + C'_{\text{ч}} X, \quad (10.13)$$

где C_{∂} – цена долота с учетом наценки снаба и накладных расходов, тенге; $C_{\text{ч}}, C'_{\text{ч}}$ – сметная стоимость 1 ч работы буровой установки по затратам, зависящим от времени, скорректированная на скорость бурения скважин, тенге/ч.

Значения сметной стоимости 1 ч работы буровой установки, зависят от времени для различных нефтегазовых районов страны и способов бурения, вида привода, коммерческой скорости бурения и глубины скважины.

Затраты, не изменяющиеся при использовании новой технологии, вычисляют по формуле

$$C_{н.и} = C_1 H - C_{\text{ч}} T - C_{\partial} n_{\partial}, \quad (10.14)$$

где C_1 – себестоимость 1 м проходки базового варианта бурения, руб/м. Тогда себестоимость 1 м проходки для нового варианта бурения

$$C_2 = \frac{C_1 H - C_{\text{ч}} T + C_{\partial} (n'_{\partial} - n_{\partial}) + C'_{\text{ч}} T'}{H'}. \quad (10.15)$$

Удельные капитальные вложения в сравниваемых вариантах определяются отношением стоимости основных производственных фондов к годовой производительности буровой установки

$$K_{y0} = \frac{C_{\text{бy}} K_{\text{об}} + C_{\text{з.д}} + C_{\text{бm}} K_2}{12v_k}; \quad (10.16)$$

$$K'_{y0} = \frac{C'_{\text{бy}} K'_{\text{об}} + C'_{\text{з.д}} + C'_{\text{бm}} K_3}{12v_k}, \quad (10.17)$$

где $C_{\text{бy}}$ – цена комплектной буровой установки с учетом наценки снаба и заготовительно-складских расходов, тенге; $K_{\text{об}}$, $K'_{\text{об}}$ – коэффициент оборачиваемости бурового оборудования при базовом и новом вариантах бурения; $C_{\text{з.д}}$, $C'_{\text{з.д}}$ – цены комплекта забойных двигателей с учетом наценки снаба и заготовительно-складских расходов для базового и нового вариантов бурения, тенге.; $C_{\text{бm}}$, $C'_{\text{бm}}$ – цены комплекта бурильных труб, УБТ и рабочей штанги с учетом наценки снаба и заготовительно-складских расходов для базового и нового и вариантов бурения, тенге; K_3 – коэффициент запаса бурильных труб, равный 1,4.

Ввиду того, что наклонно направленное бурение оказывает влияние и на другие элементы цикла строительства скважин, годовая производительность буровой установки и удельные капитальные вложения K_{y0n} , K'_{y0} определяются по цикловой скорости строительства

$$K_{y0n} = \frac{C_{\text{бy}} K_{\text{об}} + C_{\text{з.д}} + C_{\text{бm}} K_3}{12v_{\text{ц}}}; \quad (10.18)$$

$$K'_{y0} = \frac{C'_{\text{бy}} K'_{\text{об}} + C'_{\text{з.д}} + C'_{\text{бm}} K_3}{12v'_{\text{ц}}}, \quad (10.19)$$

где $v_{\text{ц}}$, $v'_{\text{ц}}$ – цикловая скорость строительства скважин соответственно по базовому и новому вариантам, м/ст.-мес.

При этом к экономии (перерасходу) по затратам на бурение и крепление скважин прибавляются (вычитаются) экономии затрат на подготовительные работы к строительству и бурению скважин, сборку и разборку вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования.

Цену комплекта бурильных труб находят по формуле

$$C_{\text{бm}} = n \frac{N}{365} C H, \quad (10.20)$$

где n – норма расхода бурильных труб, т/1000 м проходки; N – норма запаса; C – цена 1 т бурильных труб, тенге; H – объем работы, м.

При строительстве скважин кустами при расчете рассматривают два

варианта наклонно направленного бурения:

а) с одной вышки бурят одну наклонно направленную скважину, затем вышку перетаскивают на новую точку;

б) с одной вышки, наклонив ее, последовательно бурят две скважины.

Расчеты показывают, что хотя при строительстве скважин кустами из 2, 4 и 10 скважин средняя их глубина вследствие увеличения горизонтального смещения забоев от вертикали возрастает соответственно на 5, 6 и 14 %, тем не менее при этом для наиболее распространенного последовательного двухствольного бурения увеличивается число законченных строительством скважин в год одной буровой установкой соответственно на 33, 51 и 58 %; сокращаются сроки разбуривания месторождения соответственно на 22, 32 и 37 %; снижается общая стоимость разбуривания месторождения соответственно на 21, 23 и 20 %.

10.2. Экономическая эффективность многозабойного и горизонтального бурения

В деле интенсификации добычи нефти важным резервом является повышение поверхности вскрытия продуктивного пласта и расширения зоны дренирования скважин. Один из путей такого способа интенсификации добычи нефти – создание дополнительных каналов в пласте для значительного увеличения поверхности фильтрации и зоны дренирования. Это достигается разветвлением скважин и созданием дополнительных резко искривленных пологих или горизонтальных стволов, которые расходятся на сотни метров в разные стороны по пласту. Такое вскрытие продуктивного пласта позволяет в десятки раз увеличить полезную протяженность стволов в пласте, многократно повысить производительность скважин и нефтеотдачу пластов [10].

Разветвление скважин и горизонтальное бурение возникли на базе техники и технологии наклонно направленного бурения забойными двигателями и являются по существу их дальнейшим развитием.

Бурение многозабойных и горизонтальных скважин с большим эффектом успешно осуществлено в различных регионах мира. При этом число разветвленных стволов достигало 8–10, протяженность отдельных дополнительных стволов 350 м, а максимальное расстояние между отдаленными забоями – 400 м.

Разветвленные и горизонтальные скважины бурят в сравнительно устойчивых продуктивных разрезах мощностью 20–40 м и выше.

Практика эксплуатации разветвленных скважин показала, что производительность их по сравнению со средней производительностью соседних обычных скважин возрастает в 30–35 раз, а по сравнению с производительностью наиболее высокодебитных скважин – в 5–10 раз. При этом значительно увеличивается общая нефтеотдача залежей.

Проводка многозабойных и горизонтальных скважин характеризуется замедлением темпа углубления ствола и удорожанием буровых работ.

Вследствие увеличения протяженности скважин за счет ответвлений, удлинения стволов в продуктивном пласте, роста накладываемых на технологию проводки скважин ограничений, а также усложнения буровых и геофизических работ стоимость и продолжительность бурения многозабойных и горизонтальных скважин в 1,5–2,5 раза выше, чем у обычных скважин.

Однако ввиду более значительного увеличения производительности скважин и повышения общей нефтеотдачи пласта бурение разветвленных и горизонтальных скважин экономически выгодно с точки зрения конечной цели их строительства.

Разветвление скважин и горизонтальное бурение эффективно также при разведке узких и извилистых структур нефтяных и газовых месторождений, когда одна разветвленная скважина выполняет задачи, возлагаемые на несколько обычных однозабойных скважин; при бурении специальных скважин для ликвидации открытых фонтанов, когда путем перебуривания нижнего интервала исключается получение неудачных скважин и достигается взаимодействие между стволами скважин; для создания подземных нефтегазохранилищ горизонтального типа в пластах каменной соли малой мощности.

Кроме того, разветвление скважин успешно может быть применено для интенсификации водопонижительных работ при строительстве шахт и открытых разработок, а также для улучшения процесса сброса загрязненных промышленных вод в глубокозалегающие пласты.

Экономическая эффективность многозабойного и горизонтального вскрытия продуктивных пластов в основном достигается за счет экономии средств и времени, от сокращения числа скважин. При разработке нефтяных месторождений экономический эффект от применения этого способа вскрытия пластов получается в результате сокращения капитальных затрат на бурение скважин и обустройство промыслов, а в последующем – за счет сокращения эксплуатационных расходов.

Особенно высокая эффективность применения рассматриваемых способов вскрытия пластов достигается при разработке нефтяных залежей, представленных карбонатными коллекторами с крайне неравномерной нефтенасыщенностью и проницаемостью. На таких месторождениях расходы по разработке могут быть сокращены не менее чем в 3–6 раз.

Экономическую эффективность бурения многозабойных и горизонтальных скважин в сравнении с бурением обычных однозабойных оценивают путем сопоставления капитальных затрат на их бурение и обустройство.

Преимущество разработки нефтяных месторождений многозабойными и горизонтальными скважинами достигается в результате получения заданного уровня добычи нефти при значительно меньшем числе скважин по сравнению с вертикальными вследствие многократного увеличения в них поверхности вскрытия пласта и, как следствие, повышения производительности скважин.

Стоимости бурения скважин сравнивают по фактическим данным,

полученным при бурении экспериментальных многозабойных и горизонтальных скважин в различных районах.

Сопоставление динамики изменения стоимости скважин с динамикой роста их дебита показывает, что производительность многозабойных и горизонтальных скважин возрастает более интенсивно, чем их стоимость. Вследствие этого удельные капитальные вложения на 1 т добытой нефти при разработке месторождения горизонтальными и многозабойными скважинами значительно ниже (соответственно в 1,6–2,1 и 1,9–2,5 раза).

Горизонтальное и многозабойное бурение экономически эффективно также при проводке нагнетательных скважин для разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления.

При разработке залежей с неравномерной проницаемостью пластов дебит скважин практически возрастает пропорционально числу ответвлений, что происходит вследствие слабо выраженной интерференции стволов в условиях неравномерной проницаемости. При этом значительно возрастает общий отбор нефти из залежи в результате лучшего вскрытия продуктивного пласта проникновением дополнительных стволов в удаленные и изолированные участки залежи. Поэтому в таких случаях практически могут быть рентабельны многозабойные скважины с большим числом ответвлений. При доразработке старых нефтяных месторождений бурение многозабойных скважин позволяет существенно увеличивать нефтедобычу, при сравнительно небольших затратах за счет извлечения остаточных запасов нефти и залежи.

Контрольные вопросы к разделу 10:

1. Какой существует критерий эффективности применения направленного бурения?
2. Какие факторы влияют на удорожание строительства направленных скважин, а какие – на удешевление?
3. Как рассчитывается экономический эффект от направленного бурения взамен вертикального?
4. Как рассчитывается себестоимость 1 м проходки при наклонно направленном и вертикальном бурении?
5. Какие факторы влияют на экономическую эффективность многозабойного и горизонтального бурения?

11. ПРАКТИКУМ ПО НАПРАВЛЕННОМУ БУРЕНИЮ

Практическая работа № 11.1

Построение инклинограммы и профиля пробуренной скважины

В табл. 11.1.1 приведены варианты исходных данных по измерению глубины замеров зенитных и азимутальных углов. Требуется: по данным замеров построить инклинограмму и профиль скважины.

Таблица 11.1.1

Варианты исходных данных для выполнения работы

Варианты	Интервал измерения зенитного и азимутального углов l_n , м	Величина зенитного угла γ_1 , град	Величина азимутального угла α , град
1	0	0	0
	200	3	180
	400	3	185
	600	5	188
	800	10	190
	1000	15	192
	1200	20	196
	1400	20	197
	1600	21	197
	1800	21	197
	2000	22	198
2	0	0	0
	300	2	90
	600	5	94
	900	7	96
	1200	12	98
	1500	18	97
	1800	20	98
	2100	21	98
	2300	21	100
3	0	0	0
	350	2	95
	700	2	96
	1050	3	97
	1400	7	100
	11750	15	105
	2100	16	109
	2450	20	115
4	0	0	0
	400	3	100
	800	4	105

	1200	8	108
--	------	---	-----

Продолжение табл. 11.1.1

	1600	12	112
	2000	16	115
	2400	22	120
	2800	22	125
	3200	23	128
5	0	0	0
	260	2	270
	520	5	275
	780	7	278
	1040	10	282
	1300	15	288
	1560	22	220
	1820	26	294
	2080	30	299
6	0	0	0
	250	3	95
	500	6	98
	750	10	100
	1000	15	105
	1250	20	ПО
	1500	25	115
	1750	32	118
	2000	31	122
	2250	32	125
7	0	0	0
	320	3	120
	640	5	125
	960	8	130
	1280	12	135
	1600	18	140
	1920	26	145
	2240	32	148
	2560	32	152
8	0	0	0
	350	3	160
	700	6	165
	1050	10	170
	1400	13	175
	1750	18	180
	2100	23	185
	2450	28	190
	2800	35	194
9	0	0	0
	330	3	120
	660	4	125
	990	7	128
	1320	10	135
	1650	15	140

Продолжение табл. 11.1.1

	1980	20	145
	2310	25	150
	2640	30	160
10	0	0	0
	410	3	140
	820	6	145
	1230	10	149
	1640	15	156
	2050	22	160
	2460	23	165

Методические рекомендации для выполнения работы № 11.1.

Для построения инклинограммы используется методика, изложенная в подразделе 3.6 (формулы 3.1–3.6). Вычисляют по данным средних арифметических величин зенитных углов Θ_i приращения ΔX_i горизонтального смещения забоя скважины по интервалам глубин l_i . Затем, используя исходные данные, заполняют табл. 11.1.2.

Таблица 11.1.2.

Расчетные данные для построения инклинограммы скважины

Глубина, м	Расстояние l_i между точками измерений, м	Зенитный угол Θ_i	Азимут Θ_i α_i	Горизонтальное смещение ΔX_i	Смещение забоя от вертикали $X_i = X_{i-1} + \Delta X_i$
l_1	l_1	Θ_1	α_1	ΔX_1	$X_1 + \Delta X$
l_2	$l_2 - l_1$	Θ_2	α_2	ΔX_2	$X_2 = X_1 + \Delta X_2$
l_3	$l_3 - l_2$	Θ_3	α_3	ΔX_3	$X_3 = X_1 + \Delta X_2 + \Delta X_3$
--	-----	----	---	-----	-----
l_i	$l_i - l_{i-1}$	Θ_i	α_i	ΔX_i	$X_i = X_1 + \Delta X_2 + \dots + \Delta X_i$

После этого строят план и профиль скважины (рис. 3.13 и 3.14) по упомянутой методике.

Практическая работа № 11.2

Расчет жесткой компоновки низа бурильной колонны (КНБК)

В табл. 11.2.1 приведены 10 вариантов заданий для расчета жесткой КНБК

Таблица 11.2.1

Варианты заданий для выполнения работы

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Способ бурения	Роторный							Турбинный		
Интервал бурения, м	-	-	-	-	-	-	-	600–2000	700–2200	800–2300
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	219	168	146	140	168	219	146	168	146	140
Диаметр долота, мм	269,9	214	190	190	214	269,9	190	214	190	190
Диаметр предшествующей обсадной колонны, мм	-	-	-	-	-	-	-	245	219	219
Длина турбобура, м	-	-	-	-	-	-	-	14	15	16
Вес турбобура, КН	-	-	-	-	-	-	-	25	30	35
Осевая нагрузка P_d , КН	200	190	180	185	195	210	190	79	85	90
Частота вращения долота n , об/мин	120	110	100	95	90	85	80	-	-	-

Требуется: рассчитать основные параметры жесткой КНБК. Методические рекомендации: для решения задания используется материал, изложенный в разделе 6.2, формулы 6.2–6.8, табл. 6.1 и 6.5, номограмма (рис. 6.19) и примеры расчета (с. 89–92).

Практическая работа № 11.3

Расчет компоновок маятникового типа (отвесных)

В табл. 11.3.1 приведены варианты исходных данных для выполнения работы № 11.3.

Таблица 11.3.1

Варианты заданий для выполнения работы

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Способ бурения	Роторный					турбинный				
Диаметр обсадной колонны, мм	168	146	194	178	168	219	245	219	194	178
Диаметр долота, мм	215,9	190,5	244,5	244,5	215,9	295,3	295,3	269	244,5	244,5
Нагрузка на долото, мН	0,32	0,28	0,34	0,33	0,35	0,42	0,43	0,37	0,28	0,30
Диаметр бурильных труб, мм	168	140	168	168	140	168	140	140	140	140

Требуется: рассчитать основные параметры отвесной КНБК.

Методические рекомендации: для решения задания используются табл. 6.1, 6.2 и формулы 6.9–6.11.

Практическая работа № 11.4

Расчет трехинтервального профиля скважины с участком стабилизации

Исходные данные: глубина скважины по вертикали – H , отход забоя скважины от вертикали – A ; длина вертикального участка скважины – H_6 .

Требуется определить следующие элементы профиля: R_1 ; H_1 ; H_2 ; A_1 ; A_2 ; δl ; $L_{обц}$.

Таблица 11.4.1

Варианты исходных данных для расчета элементов профиля типа А

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
H , м	3000	3200	3400	3600	3800	4000	4200	4400	4600	4800
A , м	100	120	140	150	160	170	180	200	220	240
H_6 , м	300	320	330	340	350	370	380	400	410	420

Методика решения задачи приведена в подразделе 4.3, формулы 4.1–4.6.

Практическая работа № 11.5

Расчет параметров проектного профиля горизонтальных скважин

Задание 11.5.1

Исходные данные: смещение профиля скважины на проектной глубине – A , м; глубина до начала горизонтального участка профиля – H , м; Θ – зенитный угол при входе ствола в продуктивный пласт – Θ , град; протяженность горизонтального участка – S_n , м.

Таблица 11.5.1

Варианты исходных данных к заданию 11.5.1

Исходные данные	Варианты									
	1	2	5	4	5	6	7	8	9	10
1) Глубина направляющей части профиля H , м	1500	1600	1550	1650	1700	1750	1800	1850	1900	1950
A , м	600									
Θ град	90	88	85	86	87	84	83	82	81	80
2) горизонтальный участок профиля S_n , м	400	450	460	480	490	500	510	520	530	540

Требуется определить $H_B:R:H_T:A_z$

Методика расчета направляющей части профиля горизонтальной скважины приведена в разделе 4.4 (формулы 4.11–4.12).

Задание 11.5.2

Исходные данные: направляющая часть профиля типа 3 (рис. 4.8), горизонтальный участок профиля типа В (рис. 4.9).

Направляющая часть профиля – H , м; смещение профиля скважины на проектной глубине – A , м; зенитный угол при входе ствола в пласт – Θ , град; длина горизонтального участка – S_n , м; предельное смещение горизонтального участка в поперечном направлении – T , м; радиус кривизны горизонтального участка – R_l , м.

Требуется определить $H_0, L, H_2, R_2, A_2, \Theta_2, L_2$.

Таблица 11.5.2

Варианты исходных данных к заданию 11.5.2

Исходные данные	Варианты									
	1	2	5	4	5	6	7	8	9	10
1) Направляющая часть профиля H , м	1800	1850	1900	1950	2000	2050	2100	2150	2200	2250
A , м	200	250	300	320	340	360	380	420	440	460
Θ , град	30	32	34	35	36	37	38	39	40	41

Продолжение табл. 11.5.2

горизонтальный участок профиля S_n , м	400	420	430	440	450	460	470	480	490	500
T , м	20	25	22	23	24	26	27	28	29	30
R_l , м	300	310	320	330	340	350	360	370	380	390

Методические рекомендации для выполнения работы 11.5: для расчета направляющей части профиля и горизонтального участка скважины воспользоваться формулами 4.11, 4.12, 4.24–4.28.

Практическая работа № 11.6 Расчет отклоняющих компоновок для бурения наклонно-направленных скважин

Задание 11.6.1

Исходные данные: диаметр долота – D , мм; диаметр забойного двигателя — d , мм; длина забойного двигателя с долотом – L_T , м; длина установленных над кривым переводником УБТ – L_y , м; диаметр УБТ – d_l , м.

Требуется: рассчитать требуемый угол ΔQ_{10} перекоса искривленного переводника и радиус R искривления скважины.

Таблица 11.6.1

Варианты исходных данных к заданию 11.6.1

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
D , мм	215,9	295,3	215,9	190,5	215,9	295,3	190,5	215,9	295,3	190,5
d , мм	172	240	195	172	172	240	172	172	240	172
L_T , м	2,5	5,5	3,2	2,3	2,8	5,7	2,7	2,9	6,2	2,6
L_y , м	3,7	8	4,3	3,2	3,9	7	4Д	4,1	7,8	3,7
d_l , м	159	229	178	159	159	229	146	146	229	146
L_T , м	20	25	30	35	32	28	33	30	45	48

Методические рекомендации: используются формулы (6.16–6.19).

Задание 11.6.2

Исходные данные: задана отклоняющая компоновка с турбинным отклонителем; радиус искривления ствола скважины – R , м; угол перекоса валов отклонителя – α_n , град; длина нижнего звена турбинного отклонителя от торца долота до места искривления переводника отклонителя – L_l , м; диаметр

долота – D , м; диаметр отклонителя – d , м.

Требуется: рассчитать длину L_2 верхнего плеча отклонителя от места искривления переводника отклонителя до верхнего торца переводника с ножами.

Таблица 11.6.3

Варианты исходных данных

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
R , м	320	325	330	335	340	345	350	333	337	342
α , град	1,05	1,1	1,15	1,2	1,25	1,30	1,07	1,12	1,17	1,23
L_1 , м	2,2	2,2	2,6	2,3	2,3	2,7	2,8	2,9	2,4	2,6
D , мм	0,1905	0,2159	0,2699	0,2508	0,2445	0,2223	0,2794	0,2953	0,200	0,2508
d , м	0,172	0,195	0,240	0,195	0,195	0,195	0,240	0,240	0,172	0,195

Методические рекомендации: используются формулы (6.12–6.13).

Практическая работа № 11.7

Ориентирование отклоняющих систем в требуемом направлении

Задание 11.7.1

Исходные данные: величина зенитного угла в начале рейса долота – θ_1 , град; величина зенитного угла в конце рейса долота – θ_2 , град; угол изменения азимута за рейс – $\Delta\alpha$, градус.

Требуется: определить графически угол установки отклонителя, обеспечивающий заданное изменение азимута ствола $\Delta\alpha$ при одновременном снижении зенитного угла.

Таблица 11.7.1

Варианты исходных данных для выполнения задания 11.7.1

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
θ_1 , град	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28
θ_2 , град	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
$\Delta\alpha$, град	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Задание 11.7.2

Исходные данные: ориентирование отклонителей проводится с помощью телеметрической системы СТЭ проектный азимуты скважины α_{np} , град; угол смещения нулевых отметок отклонителя и глубинного измерительного

устройства УГИ – φ , град: После спуска инструмента в скважину показания приборов азимута – $\alpha_{аз}$, град, отклонитель – $\varphi_{от}$, град.

Требуется: определить угол β доворота отклонителя после его спуска на забой скважины.

Таблица 11.7.2

Варианты исходных данных для выполнения задания 11.7.2

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\alpha_{ин}$, град:	203	235	240	220	225	245	255	265	270	275
γ , град	15	20	25	30	35	40	45	42	32	22
$\alpha_{аз}$, град	120	125	130	140	135	145	150	155	160	157
$\varphi_{от}$, град	70	72	69	67	63	53	50	48	55	57

Методические рекомендации: см. стр. 123–124 к заданиям 11.7.1 – 11.7.2.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Калинин А.Г.* Бурение нефтяных и газовых скважин. –М.: Недра, 2007. –480 с.
2. *Нескоромных В.В., Калинин А.Г.* Направленное бурение. Учеб. пособие. –М: Центрмортнефтегаз, 2008.
3. *Калинин А.Г., Ошкордин О.В., Питерский В.М., Соловьев Н.В.* Разведочное бурение. Учебник для горно-геологических вузов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2000.
4. *Калинин А.Г., Радин А.И., Соловьев Н.В и др.* Бурение разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые. Учеб. пособие. –М: РИО РГГРУ, 2007.
5. *Лиманов Е.Л., Страбыкин И.Н., Елизаров М.И.* Направленное бурение разведочных скважин. –М: Недра, 1978.
6. *Сулакшин С.С.* Направленное бурение. Учебник для вузов. –М: Недра, 1987.
7. *Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов В.З.* Бурение наклонных скважин. Справочник. –М: Недра, 1990.
8. *Попов А.Н., Спивак А.И., Акбулатов Т.О. и др.* Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учебник. –М: Недра, 2004.
9. *Булатов А.И., Долгов С.В.* Спутник буровика. В 2 книгах. –М: Недра, 2006.
10. *Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г.* Строительство наклонных и горизонтальных скважин. –М: Недра, 2000.
11. *Валитов Р.А.* Автореф. канд. дис. Разработка технологического обеспечения бурения горизонтальных скважин со сверхдальними отходами. – Уфа: 2004.
12. *Лягов А.В.* Динамические компоновки для бурения забойными двигателями. Автореф. докт. дис. Уфа. 2005.
13. *Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г.* Буровое оборудование. Справочник в 2-х томах. –М.: Недра, 2003.

Сейтжан Арыспекович Заурбеков, Борис Владимирович Федоров

НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН

Учебник

Издание Казахского национального технического университета
имени К.И. Сатпаева

г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

*Подписано в печать 08.01,2015 г. Тираж 100 экз. Формат изд. 60x84/16. Объем
17,5 уел. печ. л. Отпечатано в типографии “ИП Волкова Н.А. ” Райымбека
212/1, оф. 104. Тел.: 330-03-12, 330-03-13*