

В. В. Нескоромных

# БУРЕНИЕ НАКЛОННЫХ, ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН

Учебное пособие

Институт нефти и газа



СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
SIBERIAN FEDERAL UNIVERSITY

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Сибирский федеральный университет

В. В. Нескоромных

# **БУРЕНИЕ НАКЛОННЫХ, ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН**

Учебное пособие

Красноярск  
СФУ  
2016



УДК 622.243.2(07)  
ББК 33.131.121я73  
Н552

**Рецензенты:**

*К. И. Борисов*, доктор технических наук, доцент Томского национального исследовательского политехнического университета;

*П. С. Пушмин*, кандидат технических наук, доцент кафедры «Нефтегазовое дело» Иркутского национального исследовательского технического университета

### **Нескоромных, В. В.**

Н552

Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин : учеб. пособие / В. В. Нескоромных. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016. – 322 с.

ISBN 978-5-7-7638-3476-5

Рассмотрены основные вопросы теории, техника и технологии направленного бурения применительно к бурению скважин на нефть и газ. Приведены сведения о причинах и закономерностях искривления скважин, средствах и технологиях бурения скважин по заданным траекториям, технологиях и технических средствах искривления скважин, о бурении многоствольных скважин. Представлены примеры расчетов и основная терминология.

Для студентов вузов, обучающихся по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки 21.03.01.01 «Бурение нефтяных и газовых скважин» (ФГОС ВПО – 2015); по специальности 21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии», специализация «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» (ФГОС ВПО – 2014).

**Электронный вариант издания см.:**  
<http://catalog.sfu-kras.ru>

**УДК 622.243.2(07)**  
**ББК 33.131.121я73**

ISBN 978-5-7638-3476-5

© Сибирский федеральный университет, 2016

# ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение .....	6
<b>1. Общие сведения о направленном бурении. Проектирование профилей стволов скважин .....</b>	<b>8</b>
1.1. Сведения об истории развития направленного бурения.....	9
1.2. Положение стволов скважин в пространстве, понятие об их искривлении .....	15
1.3. Классификация трасс скважин .....	22
1.4. Проектирование профилей наклонно направленных и горизонтальных скважин .....	28
Контрольные вопросы и задания.....	38
<b>2. Причины и закономерности естественного искривления скважин .....</b>	<b>39</b>
2.1. Организационно-технические причины искривления скважин.....	39
2.2. Технологические причины искривления скважин .....	39
2.2.1. Влияние на искривление скважин осевого усилия и устойчивости буровых компоновок .....	40
2.2.2. Влияние на искривление скважин характера вращения деформированной буровой компоновки.....	47
2.2.3. Влияние на искривление скважин типа и конструкции породоразрушающего инструмента .....	51
2.2.4. Механизм искривления скважин при вращательном роторном бурении.....	57
2.3. Геологические причины естественного искривления скважин .....	63
2.3.1. Характеристика горных пород по влиянию на процесс искривления скважин .....	63
2.3.2. Влияние анизотропии горных пород на процесс искривления скважин .....	67
2.3.3. Влияние перемежаемости горных пород по твердости на процесс искривления скважин .....	99
2.4. Закономерности естественного искривления скважин.....	105
2.4.1. Закономерности естественного искривления скважин в анизотропных горных породах .....	105
2.4.2. Закономерности естественного искривления в перемежающихся по твердости горных породах.....	106
2.5. Методика выявления закономерностей искривления скважин .....	107
Контрольные вопросы и задания.....	111

<b>3. Технические средства измерения и контроля искривления скважин .....</b>	<b>113</b>
3.1. Приборы, использующие принцип горизонтального уровня жидкости для определения зенитного угла скважины.....	116
3.2. Инклинометры.....	117
3.2.1. Инклинометры для одного или нескольких измерений углов, характеризующих положение скважины в пространстве.....	118
3.2.2. Инклинометры, позволяющие многократно производить измерения зенитного и азимутального углов .....	120
3.2.3. Инклинометры для производства работ в условиях, характеризующихся влиянием магнитного поля .....	123
3.2.4. Технические средства контроля над искривлением ствола в процессе бурения .....	124
3.2.5. Телеметрические системы.....	126
Контрольные вопросы и задания .....	164
<b>4. Технические средства направленного бурения.....</b>	<b>166</b>
4.1. Технические средства для стабилизации заданного направления скважин .....	167
4.2. Технические средства для искусственного искривления скважин в любом заданном направлении .....	192
4.2.1. Стационарные клиновые отклонители .....	194
4.2.2. Извлекаемые (съёмные) клиновые отклонители .....	197
4.2.3. Отклонители непрерывного действия (ОНД) .....	199
4.2.4. Отклонители непрерывного действия на базе забойных двигателей .....	209
4.2.5. Роторные управляемые системы .....	220
4.3. Основные факторы, влияющие на точность искривления скважины отклонителями. Угол закручивания бурильной колонны .....	244
4.4. Породоразрушающий инструмент и его возможности при реализации искривления ОНД .....	248
Контрольные вопросы и задания.....	257
<b>5. Методы и технологии направленного бурения.....</b>	<b>259</b>
5.1. Способы и средства ориентирования отклонителей, расчет угла установки отклонителя.....	259
5.2. Ориентаторы и приемы работы с ними .....	269
5.3. Определение параметров искусственного искривления скважин ....	276
5.4. Определение допустимых значений кривизны ствола скважины по условиям вписываемости буровых компоновок, прочности обсадных и бурильных труб .....	278

---

5.4.1. Анализ вписываемости буровых компоновок в искривленный ствол скважины.....	278
5.4.2. Определение допустимых значений кривизны ствола скважины по условиям прочности обсадных и бурильных труб .....	281
5.5. Способы и технологии забуривания дополнительных стволов .....	283
5.5.1. Основные способы забуривания дополнительных стволов ...	283
5.5.2. Забуривание бокового ствола из необсаженной скважины....	285
5.5.3. Забуривание бокового ствола скважины из обсаженной скважины .....	293
Контрольные вопросы и задания.....	317
<b>Заключение.....</b>	<b>319</b>
<b>Библиографический список.....</b>	<b>320</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Современное бурение при освоении нефтегазовых и газоконденсатных месторождений невозможно без использования методов направленного бурения, поскольку в настоящее время основным типом эксплуатационных скважин являются вертикально-горизонтальные, разветвленные сложнопрофильные стволы с расположением горизонтальных и сложнопрофильных участков в пределах нефтегазоносных коллекторов для повышения их нефтегазоотдачи и дебита.

Именно поэтому в настоящее время существенный объем специальных работ при сооружении скважины занимают работы по обеспечению сложной траектории скважины при трансформации ствола от вертикального к наклонному и горизонтальному с последующим постоянным корректированием направления в пределах углеводородного пласта с помощью средств и технологий *телеметрии* и *геонавигации*.

Без проходки сложно-профильных скважин невозможно освоение месторождений на шельфе, когда проходка скважин осуществляется с буровых платформ в виде кустов скважин с протяженными наклонными и горизонтальными участками стволов.

В процессе бурения все скважины в большей или меньшей степени искривляются. В ряде случаев искривление скважин не оказывает существенного влияния на результаты бурения, поэтому фактическое положение ствола скважины и координаты забоя не определяются. При бурении глубоких скважин вопросы проведения скважин по проектным траекториям приобретают первостепенное значение и для их решения затрачиваются значительные средства.

Если искривление скважин не измеряется и не учитывается, это может привести к большим погрешностям в оценке перспектив месторождения, качества его вскрытия, серьезным техническим проблемам при креплении скважин обсадными колоннами и, соответственно, к значительным экономическим потерям.

Важнейшим направлением реализации направленного бурения являются технологии забуривания новых направлений скважины из ранее пробуренных стволов, как обсаженных стальными колоннами, так и имеющих обсадных колонн. Подобные технологии позволяют запустить в эксплуатацию ранее пробуренные вертикальные эксплуатационные скважины, которые уже не обеспечивают достаточного объема извлечения углеводородов путем проходки горизонтальных стволов, или создать разветвленную «корневую» систему, способную значительно, порой в десятки раз, увеличить дебит и *коэффициент извлечения нефти (КИН)* из пласта.

*Направленное бурение* – техническая система бурения скважин, включающая комплексы методов, технологий, электронных и технических средств, компьютерных программ и призванная решать проблему бурения скважин в заданном направлении, часто по определенно-выверенной траектории, а забой приводить в заданную проектом точку с учетом возможных допустимых отклонений.

Квалифицированно реализованные методы направленного бурения способны существенно повысить качество и снизить затраты на геолого-разведочные работы, увеличить многократно эффективность эксплуатации месторождений углеводородного сырья, решить многие сложнейшие технические задачи при освоении месторождений.

# **1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О НАПРАВЛЕННОМ БУРЕНИИ. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОФИЛЕЙ СТВОЛОВ СКВАЖИН**

Опыт бурения скважин различного назначения позволяет сформулировать основные задачи, решаемые с применением методов, технологий и технических средств направленного бурения. Учитывая прогрессивность технологий направленного бурения, приведем перечень основных задач, которые решаются в настоящий момент методами направленного бурения в различных сферах производственной деятельности, имеющих отношение к нефтегазовой отрасли.

Работы по направленному бурению могут производиться для решения следующих нижеперечисленных задач.

Для повышения объема и качества геологической информации производят:

- уточнение формы геологических структур путем бурения дополнительных стволов различной протяженности (от первых метров до нескольких сотен метров);
- определение и уточнение элементов залегания горных пород методами направленного бурения и кернометрии;
- управление траекториями стволов скважин при любой их пространственной ориентации (вертикальные, горизонтальные, восстающие), в том числе для пересечения пластов с заданным углом встречи.

Для сокращения затрат на выполнение запроектированных работ применяют кустовое бурение скважин в случаях значительных затруднений по сооружению отдельных буровых площадок и коммуникаций (болотистая или горная местность, бурение под акваторию шельфа, бурение скважин с буровых платформ и судов).

В целях борьбы с осложнениями при бурении скважин осуществляют:

- вывод скважины в заданный проектом интервал при её значительном естественном искривлении путем корректировки траектории скважины отклонителями;
- обход мест сложных аварий в скважине (оставленный в скважине инструмент) дополнительным стволом.

Для облегчения условий бурения скважин:

- снижают интенсивность естественного искривления скважин путем применения технических средств и технологий стабилизации направления скважины;
- выводят скважины в проектную точку путем анализа, обработки и использования на этапе проектирования скважин данных о закономерности

стях естественного искривления скважин на месторождении или участке месторождения.

Бурение технических скважин следующего вида и назначения:

- бурение вертикальных скважин с подсечением горной выработки для прокладки коммуникаций, вентиляции шахт, доставки в горные выработки материалов крепи, осуществление спасательных работ при авариях и обрушениях на шахте и др.;

- бурение вертикально-горизонтальных скважин в угольные пласты с целью их дегазации;

- бурение боковых наклонных скважин для ликвидации выбросов и пожаров в скважинах, буримых с целью разведки или эксплуатации месторождений углеводородного сырья.

Бурение вертикально-горизонтальных, разветвленных сложнопрофильных эксплуатационных скважин с расположением горизонтальных и сложнопрофильных участков ствола осуществляется в пределах нефтегазоносных коллекторов для повышения нефтегазоотдачи и дебита.

Наклонно-горизонтальные скважины под природными и техногенными объектами выполняются для прокладки трубопроводов, электро- и телекоммуникаций.

## **1.1. Сведения об истории развития направленного бурения**

Первые сведения о применении направленного бурения относятся еще к XVII в., но интенсивное развитие направленного бурения связано с общим развитием промышленности и самого бурового дела со второй половины XIX в. В это время были изобретены алмазные коронки и созданы первые станки для алмазного бурения, что позволило бурить не только вертикальные, но и наклонные и горизонтальные стволы.

В 1864 г. алмазным инструментом были пробурены первые горизонтальные скважины при строительстве железнодорожного тоннеля в Альпах.

В России впервые наклонная скважина была пробурена в 1894 г. ударным способом, работами руководил горный инженер С. Г. Войслав.

Первые публикации об искривлении скважин относятся к 1883 г. В 1907 г. Дж. Китчин опубликовал представительные данные об искривлении глубоких (до 1 000 м) скважин в Южной Африке. В России первые публикации об измерении искривления нефтяных скважин на Апшероне относятся к 1900 г. К этому времени в США, Швеции и России уже появились первые приборы на основе плавиковой кислоты, магнитной стрелки и желатина (прибор Мааса) для контроля положения ствола скважины



в пространстве. Подобные приборы в России были изготовлены и использованы инженерами А. Шимановским и В. К. Згленицким в 1893 г.

В 1890 г. инженером К. Г. Симченко была предложена идея гидравлического двигателя – турбобура.

В конце XIX – начале XX в. на рудниках Урала, Дзержказгана, Алтая, Забайкалья уже было известно заложение скважин с учетом залегания рудного тела, а горизонтальное бурение применялось при строительстве тоннелей при сооружении Кругобайкальской железной дороги Трансиба. Работы выполнялись в основном зарубежными мастерами.

В 1902 г. появляется первый патент, в котором предложено техническое средство, обеспечивающее отклонение вращающейся компоновки низа бурильной колонны от оси скважины.

В 1906 г. инженером П. Н. Потоцким был разработан проект бурения с берега Каспийского моря на шельф с целью разработки нефтяного месторождения.

В 1912 г. на юге Африки впервые для искривления скважины алмазного бурения был использован клин.

Начиная с 1910–1920 гг. В России появляются работы по теории искривления скважин – И. С. Васильев в 1916 г. издал работу, в которой привел данные об искривлении скважин на Урале, где утверждал, что это явление происходит в основном под влиянием геологических особенностей буримых горных пород.

Академик А. Н. Динник (1920 г.), будучи механиком и крупным специалистом по теории сопротивления материалов, занимался исследованием устойчивости бурильной колонны и отмечал в своих работах, что искривление скважин – в основном результат деформации бурильной колонны.

Несколько позже проблемой искривления скважин в СССР занимались Н. В. Бобков, Ч. Л. Мочульский, Т. В. Ключанский. Они выделяли ряд причин искривления скважин, среди которых называли прогиб буровых штанг, неправильное центрирование снаряда, частую смену твердых и мягких слоев горных пород, их слоистость, сланцеватость и трещиноватость. На основании проведенного анализа давались рекомендации по технологии бурения и использованию центровочных фонарей, центрированных буровых компоновок при бурении дробью и коронками с вооружением из «суррогатного» твердого сплава – «победита».

Рост объемов геолого-разведочных работ после революции в России вызвал необходимость развития направленного бурения. Оно в те годы было связано с именами профессоров В. М. Крейтера и Ф. А. Шамшева. В 1930–1940 гг. большой вклад в разработку приборов для измерения искривления скважин внес Н. О. Якоби, а в теорию искривления скважин –

Е. В. Боровский. Эти работы в 1934 г. способствовали решению задачи смещения забоя вертикальной скважины в заданном направлении.

В США и других странах с высокоразвитой промышленностью методы направленного бурения начали применять с 30-х гг. прошлого столетия, чему способствовало создание инструментов и приборов, позволяющих точно определять азимут и угол наклона скважин, а также возможность ориентирования отклонителей в скважине. При этом в США получили распространение отклонители клинового типа, так как преимущественно применяли роторное бурение.

В 1930 г. на Хантингтонском пляже в Калифорнии было осуществлено бурение первой зарегистрированной направленной скважины с берега под морское дно. Этот опыт стал развиваться и использоваться, в частности, для бурения скважины под запретные зоны. Например, под чужие участки месторождения, что вызвало проблемы юридического плана.

В 1934 г. для глушения открытого выброса из скважины близ каньона Дикого потока в США была пробурена разгрузочная направленная скважина, забой которой был подведен близко к фонтанирующей скважине. Посредством нагнетания бурового раствора в направленную скважину под высоким давлением были созданы каналы в направлении фонтанирующей скважины, что позволило заглушить фонтан. С этих пор бурение наклонных скважин стали использовать для ликвидации аварийных фонтанирующих скважин.

В 1923 г. инженер М. А. Капелюшников изобрел одноступенчатый турбобур с редуктором.

В 1935 г. по предложению М. А. Геймана турбобур с редуктором М. А. Капелюшникова и с установленной над ним «кривой» трубой стал использоваться для искусственного искривления скважин, но только после усовершенствования турбинного редуктора в 1941 г. отклонитель на базе забойного гидродвигателя получил развитие в промышленности.

Начиная с этого момента развитие технологий направленного бурения становится более интенсивным, так как производительность работ по искусственному искривлению скважин резко возросла, повысились качество и надежность этих работ.

В США с 1950 г. при колонковом бурении начали применять стационарный отклоняющий клин Холл-Роу, съемный клин и устройство фирмы «Томсон», а также различные конструкции электрических, гироскопических и фотоинклинометров. Эти разработки стали широко известны в СССР из книги Дж. Камминга, посвященной технологии алмазного бурения, развитие которого стало приоритетным в 50–60 гг. XX в.

Значительный вклад в развитие теории направленного бурения глубоких скважин в 50–60 гг. прошлого века внесли американские специали-

сты А. Лубинский и Г. Вудс, Д. Brentли, работы которых получили широкое признание и дали импульс развития техники и технологии направленного бурения и в СССР. В этот период А. Лубинским и Г. Вудсом были предложены теория «маятниковых» компоновок и методика их применения для проходки вертикальных и наклонных стволов в анизотропных горных породах, вызывающих значительное искривление скважин.

В СССР наряду с турбобурами с кривым переводником в это время стали использовать электробуры с кривым переводником, а в последующем и специализированные турбинные отклонители типа ТО.

Активное совершенствование и развитие отклоняющих систем происходит в 70–80-е гг. прошлого столетия с использованием для бурения созданных винтовых забойных двигателей (ВЗД). В этот период развиваются теория и методика применения компоновок нижней части бурильной колонны (КНБК) для снижения интенсивности естественного искривления вертикальных и наклонных стволов, для управления направлением скважин малого диаметра в анизотропных породах. Наряду с маятниковыми компоновками, которые оказались эффективны только при бурении скважин большого диаметра (не менее 200 мм), были разработаны разнообразные жесткие компоновки, наддолотные стабилизирующие устройства, специальные УБТ, в том числе УБТ-стабилизаторы, такие как квадратные УБТ, УБТ увеличенного диаметра со спиральными канавками, а также компоновки динамической стабилизации – эллиптические УБТ (УБТЭ), созданные в СевКазНИПИнефть для роторного бурения.

Развитие техники и технологии направленного бурения, применение отклонителей на базе турбобуров позволили решать сложные задачи по бурению скважин с протяженными интервалами набора кривизны и проходкой длинных наклонных и горизонтальных участков ствола.

Развитием техники и технологии направленного бурения скважин на нефть и газ в СССР активно занималась лаборатория направленного бурения ВНИИБТ, отраслевые институты СевКазНИПИнефть, ЗапСибНИПИнефть и др. Разработки этих институтов широко использовались и используются при производстве буровых работ на площадях Каспия, Башкирии, Западной и Восточной Сибири, Сахалина, они послужили основой создания новых технологий интенсификации добычи нефти и газа вертикально-горизонтальными скважинами, получившими широкое развитие в мире за последние два десятилетия (первая работа в этом направлении – монография А. М. Григоряна «Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами», 1969), помогли пробурить самую глубокую скважину в мире – СГ-3 на Кольском полуострове, которая является многоствольной (4 дополнительных ствола, один из которых (ствол № III) достиг максимальной глубины – 12 262 м).

Первая вертикально-горизонтальная скважина на нефтяном месторождении пробурена в СССР в 1953 г. в Башкирии (скважина 66/45). В 1968 г. на Марковском месторождении (Иркутская область) пробурена скважина с рекордной для того времени протяженностью горизонтального ствола 632 м.

За рубежом активное начало промышленного бурения горизонтальных скважин начато в 70-х гг. XX в. Лидером бурения горизонтальных скважин стали Французский институт нефти и фирма «Эльф-Атикен». За короткие сроки за рубежом были сконструированы, прошли промышленные испытания и появились на рынке новые забойные двигатели, долота, телеметрические системы, системы геофизических исследований в горизонтальных стволах и другое оборудование, позволяющее достигнуть высоких технико-экономических показателей при бурении горизонтальных скважин.

К сожалению, в СССР из-за того, что резко увеличилась добыча относительно дешевой нефти в Западной Сибири, снизился интерес к бурению разветвленно-горизонтальных и горизонтальных скважин.

Активное развитие технологии бурения вертикально-горизонтальных скважин происходит в 80-е гг. прошлого столетия в связи с открывающейся возможностью резкого повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) и возможностью извлечения нефти из истощившихся месторождений и месторождений с тяжелой нефтью. Начиная с 80-х гг. резко возрос интерес к бурению горизонтальных скважин в США. Горизонтальные скважины бурятся на месторождении Прадхо-Бей (Аляска), сложенного низкопроницаемыми известняками. Резко возросли объемы бурения горизонтальных скважин в шельфовой зоне Северного моря.

Проходка вертикально-горизонтальных стволов позволила:

- получать начальные дебиты в 20 раз выше, чем дебиты обычных скважин, при повышении стоимости бурения только в 2–3 раза;
- обеспечить накопленную добычу за 10–15 лет эксплуатации в 10 раз выше при себестоимости добытой нефти в 3–5 раз ниже, чем по обычным соседним скважинам;
- на 20–30 % увеличить общую нефтеотдачу из продуктивных пластов;
- повысить эффективность разработки высоковязкой нефти, процессов заводнения, прогрева пластов и др.

В настоящее время развитие технологии и технических средств направленного бурения вертикально-горизонтальных скважин позволило осуществлять добычу трудно извлекаемых так называемых сланцевых газа и нефти. В данном случае добыча углеводородов возможна только за счет сгущения сети буримых горизонтальных стволов с последующим гидро-разрывом непроницаемого или слабопроницаемого пласта-коллектора.

Значительное развитие технология и техника направленного бурения получили в процессе освоения методов бурения вертикально-горизонтальных скважин. Это прежде всего развитие забойных телеметрических систем (ЗТС), включающих средства дистанционного контроля положения забоя скважины и управления направлением скважин. В качестве датчиков положения скважины в пространстве недр стали использоваться электронные средства: акселерометры, магнитометры и гироскопы, а в качестве средств дистанционного контроля параметров беспроводные – гидравлические, электромагнитные, кабельные и другие системы связи.

Забойные телеметрические системы, имея автономный источник энергии (гидрогенератор или аккумуляторы), позволяют определять зенитный и азимутальный углы, углы установки отклонителя, свойства горных пород, в том числе степень их анизотропии и ориентации направлений анизотропии пород, слагающих стенки скважины, на поверхность посредством различных каналов связи (акустический каротаж). ЗТС управляются с поверхности посредством передачи управляющих сигналов, что позволяет ориентировать отклоняющие системы в соответствии с текущими задачами по корректировке направления скважины.

В настоящее время созданы интеллектуальные роторные ЗТС, которые запрограммированы на автономную работу по бурению ствола скважины с использованием алгоритмов управления траекторией скважины.

При этом если на начальном этапе развития ЗТС использовались отклонители на базе винтовых забойных двигателей с дистанционно управляемыми кривыми переводниками, то в настоящее время активно развиваются *rotary steerable system (RSS)* – роторные управляемые системы (РУС), в которых разрушение горной породы осуществляется вращением долота с бурильной колонной верхним приводом буровой установки, а также отклоняющие системы, сочетающие применение винтовых забойных гидродвигателей и РУС, позволяющие осуществлять бурение существенно более протяженных горизонтально ориентированных стволов – более 10 км.

Системы *RSS* созданы такими компаниями, как *Halliburton*, *Baker Hughes*, *Nobl Drilling*, *Schlumberger*, и др. Разработанные ведущими компаниями отклоняющие системы отличаются по конструкции, но основным их принципом является использование вращающейся вместе с колонной труб телеметрической системы, на которой установлены внешние или внутренние отклоняющие элементы. Отклоняющие элементы управляются электроникой, синхронизируются с вращением бурильной колонны и находятся в постоянном контакте со стенкой скважины, скользя по ней в процессе проходки. Разрабатываются РУС, обеспечивающие изменение угла перекоса долота в процессе проходки, что позволяет вести непрерывное управление траекторией ствола скважины.

Системы *RSS* позволяют бурить пологие и горизонтальные скважины с более плавным профилем из-за отсутствия перегибов ствола (обычных при использовании забойных двигателей) с большей протяженностью за счет снижения сил трения и лучшей очисткой ствола от шлама. Более высокая проходка с постоянным вращением бурильной колонны предотвращает вероятность прихватов бурильного инструмента, сокращает время на очистку ствола от выбуренной породы и дает ряд дополнительных преимуществ по качеству вскрытия продуктивного горизонта.

В 2010 г. в Чили применение буровых технологий, а именно проходка технической скважины, направленной в заваленную породой при обрушении горную выработку на глубине 700 м, позволило спасти 33 горняка, которые были извлечены на поверхность через скважину. Этот опыт применения направленного бурения достоин особой оценки и позволяет отметить новые возможности технологий направленного бурения.

Примером проходки протяженных горизонтальных участков вертикально-горизонтальных скважин служит ствол, пробуренный в Южной Англии на месторождении Вич Фармс с применением роторно-управляемых систем. Длина горизонтального участка составила 10 км.

В 2010 г. на шельфе Сахалина *Exxon Neftegas Limited (ENL)* пробурена самая протяженная скважина в мире – суммарная длина стволов вертикально-горизонтальной эксплуатационной скважины на месторождении газа составила 12 345 м. Бурение самой протяженной скважины осуществлено за 60 дней. В 2013 г. в рамках данного проекта пробурена скважина протяженностью более 13 км.

## 1.2. Положение стволов скважин в пространстве, понятие об их искривлении

Положение устья скважины, т. е. точка её заложения, всегда может определяться координатами  $x_0, y_0, z_0$ , полученными путем топографической или маркшейдерской съемки. При известных значениях координат устья скважины положение оси (её координаты) прямолинейной скважины определяется начальными зенитным –  $\theta$  и азимутальным углами –  $\alpha$ .

*Зенитный угол*  $\theta$  (зенит – фр. *zenith* – точка небесной сферы) – угол между вертикалью и осью скважины в заданной точке. Замеряется зенитный угол строго в *апсидальной плоскости*, поэтому при проецировании траектории ствола на любую другую вертикальную плоскость зенитный угол отображается с отклонением от истинного значения. При искривлении скважины возможно увеличение (*выполаживание*) или уменьшение (*выкручивание*) зенитного угла.

Азимутальный угол  $\alpha$  (азимут – араб. *as-simūt* – путь) – угол, определяющий направление ствола наклонной скважины относительно стран света и измеряемый по часовой стрелке между направлением на север (на схемах обозначено Nord) и осью скважины (апсидальной плоскостью) в заданной точке. Возможно определение  $\alpha$  на проекции ствола скважины на горизонтальную плоскость между линиями, определяющими направление на север и проекцию ствола скважины на горизонтальную плоскость. При искривлении скважины азимутальный угол может уменьшаться (*искривление влево*) или увеличиваться (*искривление вправо*).

В геологической документации скважины изображаются в виде проекции её оси на вертикальные (изображение на геологическом разрезе – *профиль скважины*) и горизонтальную (на геологической карте – инклинограмма или *план скважины*) плоскости (рис. 1.1).

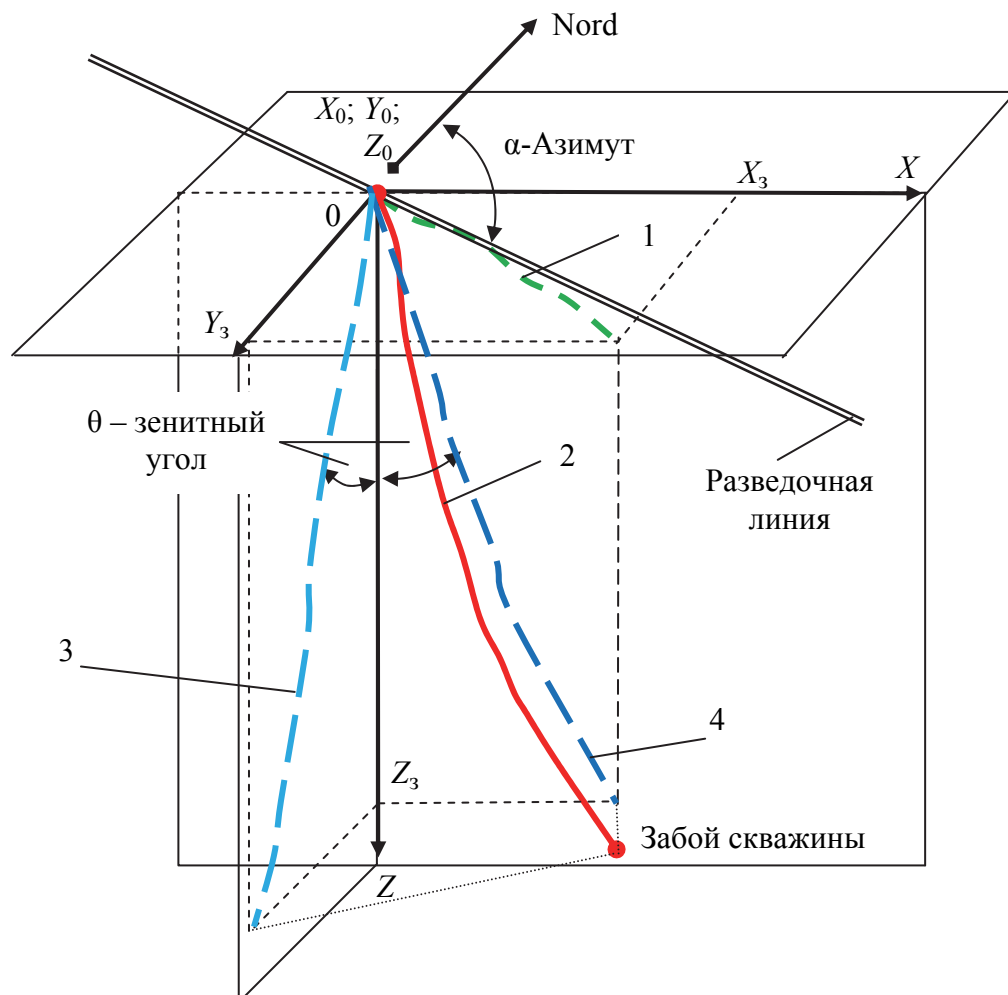


Рис. 1.1. Графическое изображение скважины в декартовой системе координат: 1 – инклинограмма (план скважины); 2 – ось скважины (пространственная траектория); 3 – профиль скважины на плоскости YOZ; 4 – профиль скважины на плоскости XOZ

Координаты любой точки оси ствола прямолинейной скважины (в декартовой системе координат) можно определить по формулам

$$\begin{cases} x_a = x_0 + L_a \sin \theta_0 \cos \alpha_0; \\ y_a = y_0 + L_a \sin \theta_0 \sin \alpha_0; \\ z_a = z_0 + L_a \cos \theta_0. \end{cases} \quad (1.1)$$

Положение траекторий скважин определяют по данным инклинометрических замеров, проводимых в стволе через интервалы определенной длины (обычно 5, 10, 20, 40 или 50 м). В каждой точке на определенной глубине измеряют зенитный –  $\theta$  и азимутальный углы –  $\alpha$ .

Практика буровых работ показала, что все скважины в процессе бурения искривляются в той или иной мере. Если искривление скважины происходит самопроизвольно, то такое искривление называется *естественным*, если осуществляется преднамеренно, с целью решения какой-либо технической задачи, то *искусственным*.

Если в процессе искривления происходит изменение только зенитного или азимутального угла, то такое искривление называется *плоским*.

Если скважина при изменении азимута сохраняет свой зенитный угол, то её трасса получает вид спирали, а при постоянной интенсивности азимутального искривления – вид винтовой линии.

Изменение угла искривления (зенитного или азимутального) на определенном интервале  $l$  называется приращением искривления на интервале  $l$  ( $\Delta\alpha$  или  $\Delta\theta$ ).

Отношение приращения зенитного или азимутального искривления на интервале к длине этого интервала называется *интенсивностью искривления* по зенитному или азимутальному углам.

Согласно схеме (рис. 1.2) интенсивность искривления на участке  $AB$  составит следующее значение:

$$i_\theta = \frac{\Delta\theta}{l}, \quad (1.2)$$

$$i_\alpha = \frac{\Delta\alpha \sin \theta}{l}, \quad (1.3)$$

$$i = \frac{\Delta\theta}{\Delta L} = \frac{\theta_2 - \theta_1}{\Delta L}. \quad (1.4)$$

Общий угол искривления скважины, определяемый в соответствии со схемой (рис. 1.2), будет равен сумме углов  $\theta_0 + \theta_1 + \theta_2$ .

*Интенсивность искривления (кривизна скважины)  $i$*  – однонаправленное изменение пространственного угла искривления скважины на определенном интервале ствола.



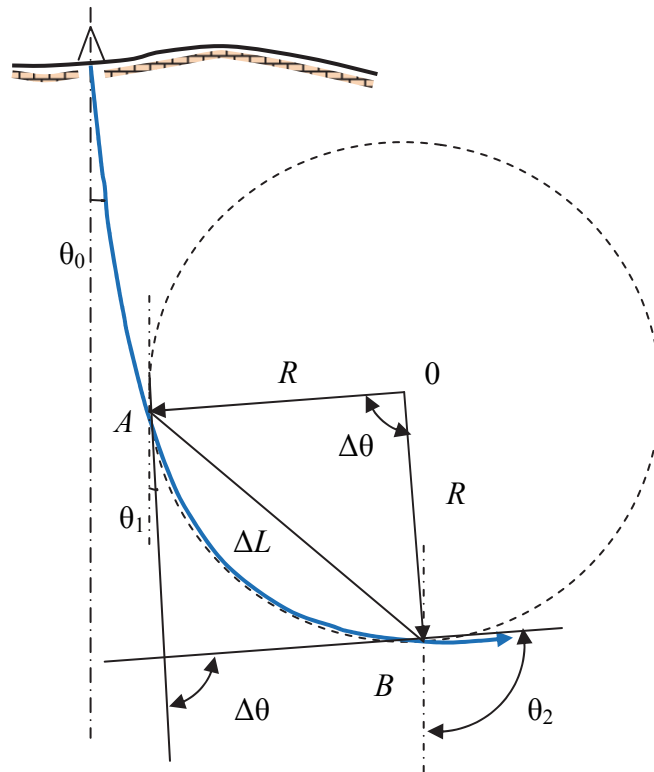


Рис. 1.2. Схема определения зенитного искривления и кривизны скважины

Интенсивность искривления идентична понятию «кривизна», используемому в математике.

Кривизна линии определяется отношением угла  $\Delta\theta$  поворота касательной, приходящейся на единицу пути, пройденной касательной из точки  $A$  в точку  $B$  (рис. 1.2), к длине этой дуги  $\Delta L$ . Таким образом, кривизна дуги  $AB$

$$K = \lim \frac{\Delta\theta}{\Delta L}. \quad (1.4)$$

В направленном бурении для определения интенсивности искривления используется кривизна дуги окружности, например, радиуса  $R$  (рис. 1.2).

Кривизна дуги окружности и радиус кривизны дуги окружности – взаимнообразные величины:

$$K = \frac{1}{R}. \quad (1.5)$$

*Радиус кривизны скважины* – величина, обратная кривизне или интенсивности искривления скважины и определяемая как радиус дуги окружности, кривизна которой тождественна кривизне участка ствола скважины.

При расчете интенсивности искривления возможны следующие варианты:

- изменяется только зенитный угол;
- изменяется только азимутальный угол;
- изменяются одновременно и зенитный, и азимутальный углы.

В первом случае интенсивность искривления можно определить по формуле (1.2), во втором – по формуле (1.3). В третьем случае для расчета интенсивности искривления первоначально определяют приращение пространственного угла искривления на интервале ствола скважины, используя формулу А. Лубинского:

$$\Delta\gamma = 2\arcsin\sqrt{\sin^2\frac{\theta_{i+1}-\theta_i}{2} + \sin^2\frac{\alpha_{i+1}-\alpha_i}{2}\sin\theta_{\text{н}}\sin\theta_{\text{к}}}, \quad (1.6)$$

где  $\theta_i, \theta_{i+1}, \alpha_i, \alpha_{i+1}$  – значения зенитных и азимутальных углов в начале и конце рассматриваемого интервала скважины, град;  $\theta_{\text{н}}, \theta_{\text{к}}$  – зенитные углы соответственно в начале и в конце рассматриваемого интервала скважины, град.

Найдя приращение полного угла искривления, можно определить среднюю интенсивность искривления на интервале

$$i_{\text{ср}} = \frac{\Delta\gamma}{l}, \quad (1.7)$$

а затем величину среднего радиуса кривизны, используя аналитическую связь кривизны и радиуса кривизны скважины:

$$R = \frac{57,3}{i_{\text{ср}}}. \quad (1.8)$$

Определение отхода забоя скважины или любой другой точки на оси скважины от вертикали или от проектной трассы на какой-то определенной глубине производят по формуле

$$S = \sqrt{(X_3 - X_{\text{пр}})^2 + (Y_3 - Y_{\text{пр}})^2 + (Z_3 - Z_{\text{пр}})^2}, \quad (1.9)$$

где  $X_3, Y_3, Z_3$  – координаты забоя или иной точки на оси скважины, м;  $X_{\text{пр}}, Y_{\text{пр}}, Z_{\text{пр}}$  – координаты пересечения проектной трассы скважины (вертикали) с выбранной плоскостью, которой может являться либо плоскость рудного тела, либо горизонтальная плоскость, м.

Для определения координат забоя скважины рекомендуется использовать следующие формулы:

$$\Delta X_i = X_0 + l \sin \frac{\theta_i + \theta_{i+1}}{2} \cos \frac{\alpha_i + \alpha_{i+1}}{2}; \quad (1.10)$$

$$\Delta Y_i = Y_0 + l \sin \frac{\theta_i + \theta_{i+1}}{2} \sin \frac{\alpha_i + \alpha_{i+1}}{2}; \quad (1.11)$$

$$\Delta Z_i = Z_0 + l \cos \frac{\theta_i + \theta_{i+1}}{2}, \quad (1.12)$$

где  $X_0, Y_0, Z_0$  – координаты устья скважины, м;  $l$  – шаг инклинометрических замеров, м;  $\theta_i, \alpha_i$  – зенитный и азимутальный углы, замеренные на  $i$ -м интервале ствола скважины, град.

Шаг инклинометрических замеров при бурении нефтяных и газовых скважин может составлять 20–30 м при искривлении скважин отклонителями, например, для исправления угла наклона или азимута и 200–300 м при стабилизации направления ствола скважины для оценки степени естественного искривления ствола.

Координаты забоя определяются путем суммирования полученных значений координат  $X, Y$  и  $Z$ :

$$X_3 = \sum_{i=0}^{n-1} \Delta X_i; \quad (1.13)$$

$$Y_3 = \sum_{i=0}^{n-1} \Delta Y_i; \quad (1.14)$$

$$Z_3 = \sum_{i=0}^{n-1} \Delta Z_i. \quad (1.15)$$

Интенсивность искривления и радиус кривизны рассчитывают на одном интервале ствола скважины, имеющего искривление одного направления.

По полученным значениям координат ствола скважины строят профиль (рис. 1.3, а) и инклинограмму скважины (рис. 1.3, б).

Для определения параметров пространственной ориентации ствола скважины важным является знание положения апсидальной плоскости.

*Апсидальная плоскость* (греч. *hapsis* – свод) – вертикальная плоскость, проходящая через заданную точку на оси ствола наклонной скважины и при этом касательная к ней в том случае, если ось ствола скважины имеет кривизну. Если участок ствола скважины прямолинеен, апсидальная плоскость пересекает ось скважины (рис. 1.4).

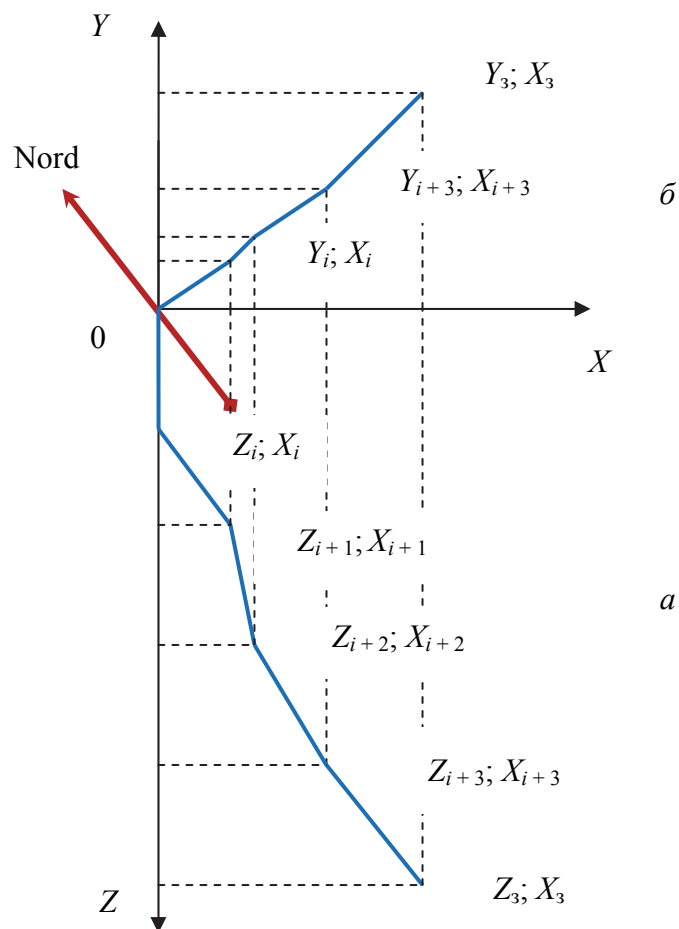


Рис. 1.3. Профиль и инклинограмма (план) скважины

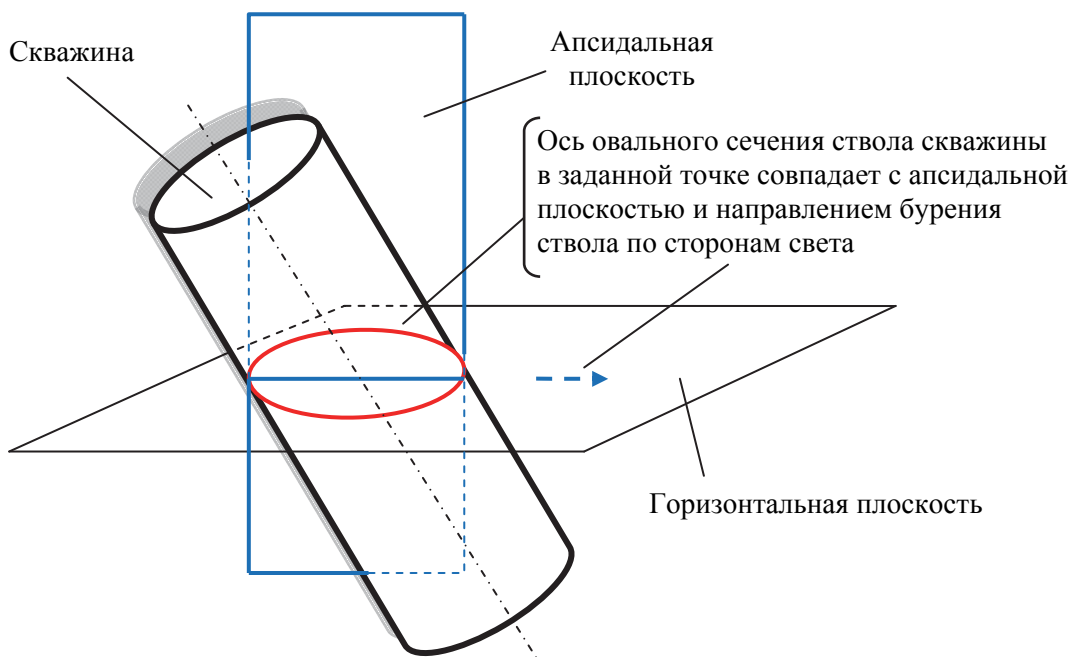


Рис. 1.4. Графическое определение апсидальной плоскости

Апсидальная плоскость совпадает с направлением бурения скважины в заданной точке, а поэтому азимутальный угол замеряется между направлением на север и апсидальной плоскостью в заданной точке по направлению движения часовой стрелки.

Важным дополнением к определению апсидальной плоскости является то, что любой отвес, помещенный в заданную точку на оси ствола скважины, будет занимать положение строго в апсидальной плоскости, что практически используется в приборах (*инклинометрах*) при измерении параметров, характеризующих положение скважины в пространстве (*инклинометрические замеры*), а также в механизмах и приборах (*ориентаторы, телеметрические системы*) для *ориентирования отклонителей*. При измерениях искривления и ориентировании отклонителей апсидальная плоскость выполняет функцию *репера* (франц. *repere* – знак, исходная точка, используется в геодезии) – плоскости, относительно которой начинают отсчет углов установки отклонителя, определяют азимут скважины как угол между направлением на Nord и апсидальной плоскостью в точке измерения, отсчитываемый по часовой стрелке.

### 1.3. Классификация трасс скважин

По углу заложения скважины [4, 5] можно разделить:

- на вертикальные (рис. 1.5, *а*);
- вертикально-наклонные (рис. 1.5, *б*), вертикально-наклонные S-образные (рис. 1.5, *в*) и вертикально-наклонные J-образные с коротким горизонтальным участком или вовсе без него (рис. 1.5, *г*);
- вертикально-горизонтальные (рис. 1.5, *з*, 1.6);
- вертикально-наклонно-горизонтальные (рис. 1.5, *д*);
- вертикально-горизонтальные сложнопрофильные (рис. 1.6, 1.7).

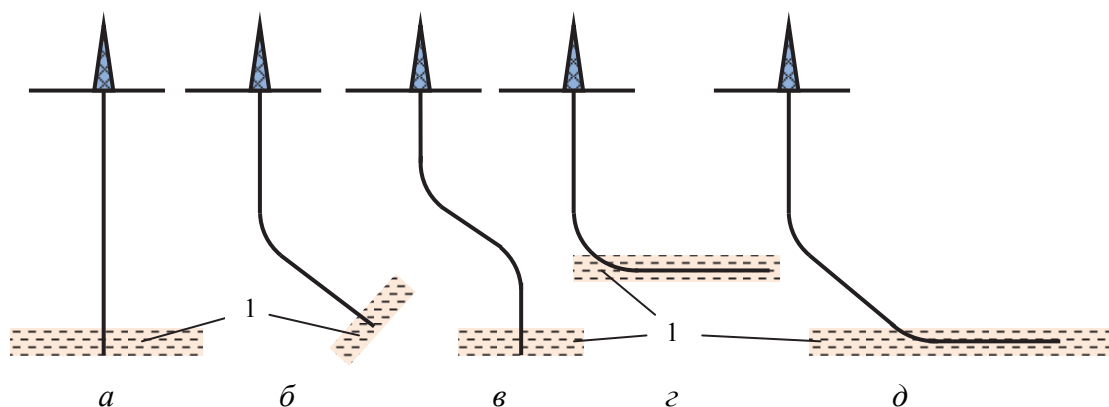


Рис. 1.5. Типовые профили нефтегазовых скважин: 1 – нефтегазовый пласт

Первый тип скважин (рис. 1.5, *а*) можно считать одним из основных в нефтегазовой промышленности до начала использования вертикально-горизонтальных скважин. Его применение оправдано при бурении глубокой скважины и горизонтальном залегании полезного ископаемого, при бурении разведочных и параметрических скважин.

Второй тип скважин (рис. 1.5, *б*) отклоняют 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 обсадные колонны. В более глубокой скважине, когда требуется большое смещение забоя, промежуточная обсадная колонна может быть установлена через интервал криволинейного ствола или выше этого интервала, а необсаженный ствол бурят под неизменным углом наклона до проектной глубины. Данный профиль обеспечивает максимальное отклонение ствола скважины от вертикали при минимальном зенитном угле, поэтому его предпочитают применять в случае кустового бурения или подсечения нефтегазового пласта, положение которого не горизонтально.

Тип скважин (рис. 1.5, *в*) предусматривает после бурения вертикального участка ствола отклонение забоя до некоторого зенитного угла, по достижении которого скважину бурят при постоянном угле наклона, а затем отклонение уменьшают до полного восстановления вертикального положения ствола. Промежуточная колонна может быть установлена в интервале второго отклонения, после чего скважину добуривают вертикальным стволом. *S*-образный профиль используют там, где наличие газовых зон, соленой воды и других геологических факторов требует использования промежуточных обсадных колонн. Этот тип иногда используют для бурения скважины с целью глушения другой, фонтанирующей, скважины. Его применение рационально, когда необходимо развести забои скважин при бурении их с одной платформы (например, при бурении в открытом море).

Тип скважин с *J*-образным профилем (рис. 1.5, *г*) предполагает отклонение забоя от вертикали на значительно больших глубинах, чем позволяют вышерассмотренные профили. Угол наклона ствола постоянно увеличивают на заданной глубине до тех пор, пока не будет 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 этому типу можно отнести также и вертикально-горизонтальные скважины.

Профиль, сочетающий как наклонный участок (рис. 1.5, *г, д*), так и горизонтальный интервал, может применяться для осуществления значи-

тельного отхода и вскрытия нефтегазоносного пласта горизонтальным участком значительной протяженности.

*По характеру кривизны скважины* разделяются на относительно прямолинейные; плоско искривленные; пространственно искривленные.

Прямолинейная наклонная и плоско искривленная скважины в плане (проекция на горизонтальную плоскость) имеют вид прямых линий, вытянутых в направлении заданного при заложении скважины азимута, а пространственно искривленные скважины при проецировании их оси на горизонтальную плоскость имеют вид криволинейной линии, отклоняющейся вправо при увеличении азимутального угла скважины и влево при его уменьшении. Графическое изображение положения наклонной скважины может отображаться на вертикальной и горизонтальной плоскостях в виде профиля и инклинограммы (см. рис. 1.3).

Анализ траекторий скважин, вид которых определяется закономерностями искривления, позволяет выделить основные типы профилей скважин.

*Многозабойные скважины* – бурение двух или более скважин одной буровой установкой последовательным спуском снаряда и углублением того или иного ствола. Каждый ствол скважины имеет устье и забой.

*Куст скважин* – две и более скважины, пробуренные последовательно с одной буровой площадки, буровой платформы или судна, как правило, с существенным смещением забоя по горизонтали от точки забуривания.

*Многоствольная скважина* – скважина, имеющая основной ствол и два или более дополнительных, являющихся продолжением основного.

Многоствольная скважина имеет одно устье, а количество забоев равняется числу дополнительных стволов.

Новые технологии, основанные на горизонтальном бурении, произвели настоящую техническую революцию в практике и теории нефтегазодобычи. Значительно возросли дебиты скважин, имеющих горизонтальные окончания большой протяженности, возрос коэффициент извлечения нефти (КИН), требуется меньшее количество эксплуатационных скважин, изменились категории запасов, считавшиеся ранее неизвлекаемыми, повысилась эффективность методов воздействия на пласт при их использовании в сочетании с методами горизонтального бурения.

Известно, что в горной породе нефть при её добыче фильтруется десятки лет на сотни метров сквозь мельчайшие поры коллектора от периферии к забоям скважин, преодолевая многие естественные преграды. Эти преграды либо естественные – литологические или тектонические экраны, либо застойные зоны с низкими давлениями, либо пластовые воды, прорвавшиеся в нефтяное поле, и т. п. являются основной причиной потерь огромных запасов нефти в пластах.

Вследствие конкуренции на нефтяном и газовом рынке в настоящее время требуется резко снизить себестоимость добываемых углеводородов путем коренного усовершенствования дренажных способностей коллекторов. Этому требованию удовлетворяет разветвленно-горизонтальное бурение, которое позволяет извлекать природный газ из малопроницаемых или даже практически непроницаемых глинистых сланцев. Пример решения проблемы «сланцевого газа и сланцевой нефти» известен на опыте работы компаний в США.

Одним из основных направлений разветвленно-горизонтального бурения в России должно стать возрождение старых нефтяных месторождений и извлечение из них оставшихся запасов нефти (60–80 % от начальных запасов).

В настоящее время бурение горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин успешно применяется в большинстве нефтегазодобывающих стран, пробурены десятки тысяч скважин на различных месторождениях мира и в самых разнообразных горно-геологических условиях. При строительстве горизонтальных скважин достигнуты высокие результаты в технике и технологии бурения, особенно в телеметрическом контроле над траекторией ствола скважины. При этом если максимальная длина горизонтального участка скважины составляла сотни метров, то в Калифорнии горизонтальный участок достиг почти 4 000 м, а в настоящее время (в Южной Англии, на Сахалине) удалось пробурить скважины с горизонтальным окончанием порядка 10 км.

Профиль горизонтальной скважины состоит из двух частей: направляющей и горизонтальной. Под направляющей частью скважины понимается часть ствола от устья до точки с заданными координатами на кровле и в самом продуктивном пласте. Направляющая часть ствола является началом горизонтального участка под заданным углом. По радиусу кривизны ствола различают три типа профиля горизонтальной скважины:

- большим радиусом ( $>190$  м), интенсивность искривления до 0,3 град/м;
- средним радиусом (60–190 м), интенсивность искривления до 1,0 град/м;
- малым радиусом кривизны (10–30 м), интенсивность искривления – более 2,0 град/м.

Горизонтальные скважины с большим радиусом кривизны могут быть реализованы при кустовом бурении, а также при бурении отдельных скважин с большими отклонениями от вертикали при длине горизонтального участка более 600–1 000 м. При строительстве таких скважин используется обычная техника и технологии наклонно-направленного бурения,



позволяющие получать максимальную интенсивность искривления в пределах 0,7–3,0 град/ 10 м проходки.

Горизонтальные скважины со средним радиусом кривизны применяются при бурении как одиночных скважин, так и для восстановления продуктивности эксплуатационных скважин. При этом максимальная интенсивность искривления скважины находится в пределах 3–10 град/10 м при длине горизонтального участка 450–900 м.

Горизонтальные скважины с малым радиусом кривизны используются на месторождениях, находящихся на поздней стадии эксплуатации, а также для бурения ствола скважины из вырезанного участка эксплуатационной колонны. Интенсивность искривления при бурении криволинейного интервала составляет 1,1–2,5 град/м при длине горизонтального участка 90–250 м.

С уменьшением радиуса кривизны ухудшаются условия работы бурильных труб, снижается вероятность прохождения в ствол скважины забойных двигателей, геофизических приборов и обсадных труб. Поэтому даже при бурении по среднему радиусу кривизны в компоновку бурильной колонны включают специальные трубы и укороченный гидродвигатель. Проходка скважин с малым радиусом кривизны невозможна без специальных бурильных труб и инструмента.

При проектировании горизонтальных скважин возможны несколько вариантов их исполнения.

В продуктивных пластах небольшой мощности (до 10–15 м) целесообразно бурение горизонтального участка в середине пласта параллельно кровле и подошве (рис. 1.6).

Аналогично располагается горизонтальный участок в том случае, если коллектор имеет вертикальную трещиноватость.

Если продуктивный пласт имеет небольшую мощность и неоднородную структуру, то такие пласты целесообразно вскрывать волнообразным стволом (рис. 1.6).

В настоящее время широко используются не только горизонтальные стволы, но и многозабойные разветвленные скважины.

Многозабойные скважины чаще всего применяют для разработки нефтяных месторождений с низким пластовым давлением, для доразработки выработанных в значительной степени залежей, для разработки залежей с высоковязкими нефтями, для разработки слоистых продуктивных пластов и т. д. Профили многозабойных скважин разделяются на следующие типы:

- с горизонтальными и полого наклонными стволами, пробуренными из основного ствола;
- многоярусные скважины;
- радиальные, в которых из одного горизонтального ствола бурится система (до 100 и более) радиальных стволов (рис. 1.7).

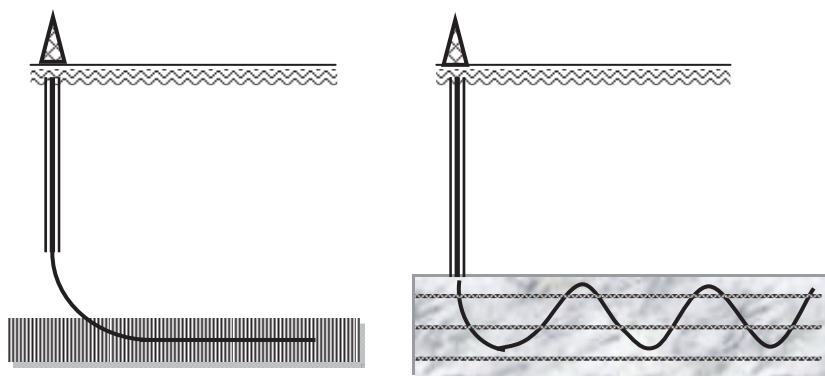


Рис. 1.6. Варианты вскрытия коллекторов горизонтальным и волнообразным стволами

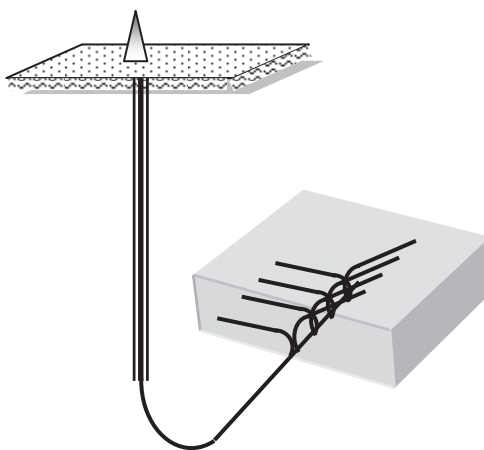


Рис. 1.7. Схема радиально-горизонтальной скважины с системой восстающих стволов

Вертикально-горизонтальные стволы используются не только для добычи нефти и газа из коллекторов. Подобные скважины бурятся с целью интенсификации притоков при добыче углеводородного сырья, например битумов. В этом случае бурятся две параллельные скважины, по одной из которых подается в пласт пар, а по другой извлекается разжиженный битум.

Конфигурация ствола скважины сложного профиля независимо от её формы и назначения должна обеспечить:

- высокое качество скважины как эксплуатационного объекта;
- минимальные нагрузки на буровое оборудование при выполнении спускоподъемных операций;
- свободное прохождение по стволу скважины приборов и устройств;
- надежную работу внутрискважинного оборудования;

- возможность применения методов эксплуатации нескольких горизонтов в многопластовых залежах;
- минимальные затраты на сооружение скважины.

Проектирование конфигураций направленных скважин заключается в выборе типа и вида профиля, в определении необходимых параметров: глубины и отклонения ствола скважины от вертикали; длины вертикального участка; значения предельных радиусов кривизны и зенитных углов скважины в интервале установки внутрискважинного оборудования.

#### **1.4. Проектирование профилей наклонно направленных и горизонтальных скважин**

Расчет профилей скважин сводится к определению максимального зенитного угла, длины горизонтальной и вертикальной проекций участков, а также общей длины ствола [4, 5].

Исходные данные для расчета профилей включают геологический разрез, глубину залегания продуктивного горизонта и его геометрию, угол залегания, проектный азимут наклонного участка скважины, конструкцию скважины. При этом, как правило, угол заложения скважины соответствует вертикальному направлению.

Профиль рассчитывается по участкам сверху вниз.

Сначала устанавливают длину первого вертикального участка ствола, который чаще всего не бывает меньше глубины спуска кондуктора, которым перекрываются зоны неустойчивых горных пород.

Для расчета второго участка – участка отклонения скважины от вертикального положения и набора зенитного угла – необходимо выбрать требуемый радиус искривления (допустимую по условиям эксплуатации бурильных и обсадных колонн, инструмента и оборудования интенсивность искривления). Выбранный радиус искривления ствола следует увеличить, а интенсивность искривления соответственно уменьшить на 5–10 % для учета неточностей исполнения набора кривизны из-за различных несовершенств и возможных ошибок.

Определив радиус искривления ствола, рассчитывают максимальный зенитный угол скважины, при котором может быть достигнуто проектное отклонение забоя от вертикали. При выборе максимального зенитного угла ствола следует иметь в виду, что при больших его значениях работы по проводке скважин сопряжены с определенными трудностями. При зенитных углах ствола 50–60 град продвижение геофизических снарядов по стволу под действием силы тяжести прекращается, что вызывает необходимость применения специальных устройств.

При проектировании профилей глубоких наклонно направленных скважин и скважин с большими отклонениями забоев от вертикали необходимо также провести проверочный расчет нагрузки на крюке при подъеме буровой колонны и усилия, передаваемого на долото.

Профили скважин в соответствии с известными методиками [4] подразделяются на несколько типов.

Расчет профиля первого типа (рис. 1.8) производится на основании простых формул, приведенных в табл. 1.1.

Профиль строят в любом удобном масштабе.

Расстояние  $a_3$  определяют из зависимости  $a_3 = A - a_2$ , расстояние  $h_3 = H_1 - h_2$ , где  $H_1 = H - h_1$ ;  $A$  – проектное отклонение ствола от вертикали, м;  $a_2, a_3$  – горизонтальные проекции соответственно второго и третьего участков ствола, м;  $H$  – глубина скважины по вертикали, м;  $h_1, h_2, h_3$  – длина вертикальных проекций первого, второго и третьего участков ствола, м.

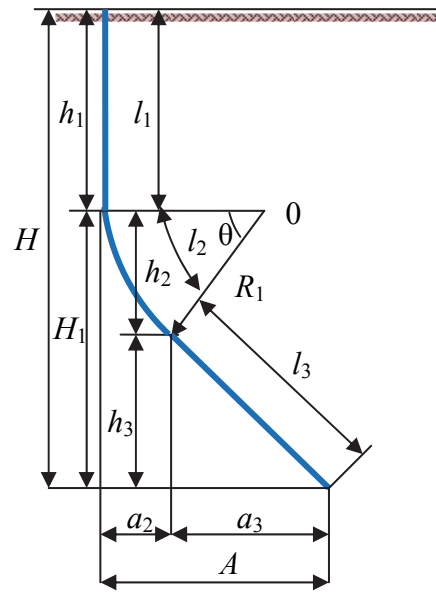


Рис. 1.8. Расчетная схема профиля I типа

Таблица 1.1

Формулы для расчета профиля ствола скважины I типа

Участок ствола (рис. 1.8)	Длина ствола, м	Горизонтальная проекция, м	Вертикальная проекция, м
Вертикальный	$l_1 = h_1$		$h_1$
С набором зенитного угла	$l_2 = 0,01745R \theta$	$a_2 = R_1(1 - \cos \theta)$	$h_2 = R_1 \sin \theta$
Наклонно прямолинейный	$l_3 = h_3 / \cos \theta$	$a_3 = h_3 \operatorname{tg} \theta$	$h_3 = H - h_1 - h_2$
Суммарная длина	$L = l_1 + l_2 + l_3$	$A = a_2 + a_3$	$H = h_1 + h_2 + h_3$

Горизонтальные проекции второго  $a_2$  и третьего  $a_3$  участков ствола и вертикальную проекцию  $h_2$  определяют по выражениям, приведенным в табл. 1.1.

Зенитный угол для профиля I типа определяют по формуле

$$\cos \theta = \frac{R_1(R - A) + H_1 \sqrt{H_1^2 - A(2R_1 - A)}}{(R_1 - A)^2 + H_1^2}. \quad (1.16)$$

По величине угла  $\theta$  и по формулам, представленным в табл. 1.1, рассчитывают вертикальные и горизонтальные проекции отдельных участков и общую длину ствола скважины.

Расчет профиля второго типа (рис. 1.9, а) целесообразно начинать с построения его вертикальной проекции. Для этого сначала определяют длину первого вертикального участка  $h_1$ , радиус искривления второго участка  $R_1$  и радиус искривления третьего участка  $R_2$ .

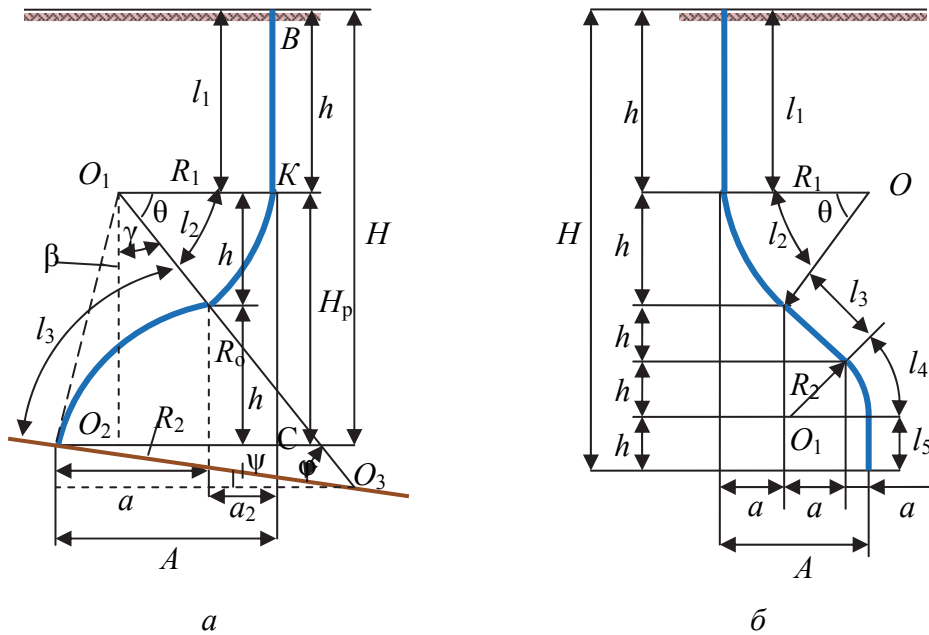


Рис. 1.9. Расчетные схемы профилей: а – II типа; б – III типа

Профиль строят в любом удобном масштабе.

На вертикальной прямой откладывают отрезок  $BC$ , равный в принятом масштабе глубине скважины по вертикали  $H$ , и отрезок  $BK$ , соответствующий длине первого вертикального участка  $h$ . Из точек  $K$  и  $C$  проводят горизонтальные прямые, перпендикулярные к прямой  $BC$ , на которых откладывают отрезки  $KO_1$  и  $CO_2$ , соответственно равные величине радиуса  $R_1$  и отклонению забоя от вертикали  $A$ .

Из точки  $O_2$  радиусом  $R_2$  и из точки  $O_1$  радиусом  $R_0 = (R_1 + R_2)$  проводят линию и получают центр  $O_3$  окружности, по которой будет происходить искривление на третьем участке ствола скважины. Углы  $\theta$  и  $\phi$  можно определить в таком случае непосредственно на чертеже.

Углы, указанные на схеме (рис. 1.9, а), определяются по формулам

$$\theta = 90 - \gamma + \beta; \quad (1.17)$$

$$\beta = \operatorname{arctg} \frac{A - R_1}{H - h_1}; \quad (1.18)$$

$$\gamma = \arccos 0,5 \left[ \frac{(A - R_1)^2 + H_p^2 + R_1(R_0 + R_1)}{R_0 \sqrt{(A - R_1)^2 + H_p^2}} \right], \quad (1.19)$$

где  $R_0 = R_1 + R_2$ ;  $H_p = H - h_1$ .

Угол входа ствола в пласт

$$\varphi = \arcsin \frac{R_0 \sin \theta - H_p}{R_2}, \quad (1.20)$$

а угол наклона пласта  $\Psi = \theta - \varphi$ .

Для определения длины участков профиля, их горизонтальных и вертикальных проекций применяют формулы, приведенные в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Формулы для расчета профиля ствола скважины II типа

Участок ствола (рис. 1.9, а)	Длина ствола, м	Горизонтальная проекция, м	Вертикальная проекция, м
Вертикальный	$l_1 = h_1$		$h_1$
С набором зенитного угла	$l_2 = 0,01745 R_1 \theta$	$a_2 = R_1(1 - \cos \theta)$	$h_2 = R_1 \sin \theta$
Со снижением зенит- ного угла	$l_2 = 0,01745 R_1 \Psi$	$a_3 = R_2(\cos \varphi - \cos \theta)$	$h_3 = R_2(\sin \theta - \sin \varphi)$
Суммарная длина	$L = l_1 + l_2 + l_3$	$A = a_2 + a_3$	$H = h_1 + h_2 + h_3$

*Расчет профиля третьего типа* (рис. 1.9, б). При расчете этого профиля прежде всего необходимо установить длину пятого вертикального участка  $h_5$ . Если бурение наклонно направленной скважины проводится на многопластовом месторождении нефти и газа, то минимальная длина этого участка должна быть равна расстоянию между кровлей верхнего и подошвой нижнего продуктивных горизонтов.

Радиусы искривлений второго  $R_1$  и четвертого  $R_2$  участков определяют так же, как радиусы искривления второго и третьего участков профиля II типа.

Максимальный зенитный угол ствола определяется по зависимостям  $A = a_2 + a_3 + a_4$ ;  $h_3 = H_0 - h_2 - h_4$ , где  $H_0 = H - h_1 - h_5$  (рис. 1.9, б).

Формулы расчета горизонтальных и вертикальных проекций приведены в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Формулы для расчета профиля ствола скважины III типа

Участок ствола (рис.1.9, б)	Длина ствола, м	Горизонтальная проекция, м	Вертикальная проекция, м
Вертикальный	$l_1 = h_1$		$h_1$
С набором зенитного угла	$l_2 = 0,01745R_1 \theta$	$a_2 = R_1(1 - \cos \theta)$	$h_2 = R_1 \sin \theta$
Наклонно прямоли- нейный	$l_3 = h_3 / \cos \theta$	$a_3 = h_3 \operatorname{tg} \theta$	$h_3 = H - h_1 - h_5 -$ $-(R_1 + R_2) \sin \theta$
Со снижением зенит- ного угла	$l_4 = 0,01745R_2 \theta$	$a_4 = R_2(1 - \cos \theta)$	$h_4 = R_2 \sin \theta$
Вертикальный	$l_5 = h_5$		$h_5$
Суммарная длина	$L = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5$	$A = a_2 + a_3 + a_4$	$H = h_1 + h_2 + h_3$

Максимальную величину зенитного угла  $\theta$  определяют по формуле

$$\sin \theta = \frac{R_0 H_0 - (R_0 - A) \sqrt{H_0^2 - A(2R_0 - A)}}{H_0^2 + R_0^2 - A(2R_0 - A)}, \quad (1.21)$$

где  $H_0 = H - h_1 - h_5$ ;  $R_0 = R_1 + R_2$ .

*Расчет профиля четвертого типа (рис. 1.10).*

Расчет профиля ствола IV типа аналогичен расчету профиля III типа без учета наклонно прямолинейного участка.

Зенитный угол в данном случае определяется по формуле

$$\cos \theta = 1 - \frac{A}{R_1 + R_2}. \quad (1.22)$$

Длины участков ствола, их горизонтальные и вертикальные проекции, а также суммарную длину ствола определяют по формулам, приведенным в табл. 1.4.

Таблица 1.4

Формулы для расчета профиля ствола скважины IV типа

Участок ствола (рис. 1.10)	Длина ствола, м	Горизонтальная проекция, м	Вертикальная проекция, м
Вертикальный	$l_1 = h_1$		$h_1$
С набором зенитного угла	$l_2 = 0,01745R_1 \theta$	$a_2 = R_1(1 - \cos \theta)$	$h_2 = R_1 \sin \theta$
Со снижением зенит- ного угла	$l_4 = 0,01745R_2 \theta$	$a_4 = R_2(1 - \cos \theta)$	$h_3 = R_2 \sin \theta$
Вертикальный	$l_4 = H - h_1 - h_2 - h_3$		$h_4 = l_4$
Суммарная длина	$L = l_1 + l_2 + l_3 + l_4$	$A = a_2 + a_3$	$H = h_1 + h_2 + h_3 + h_4$

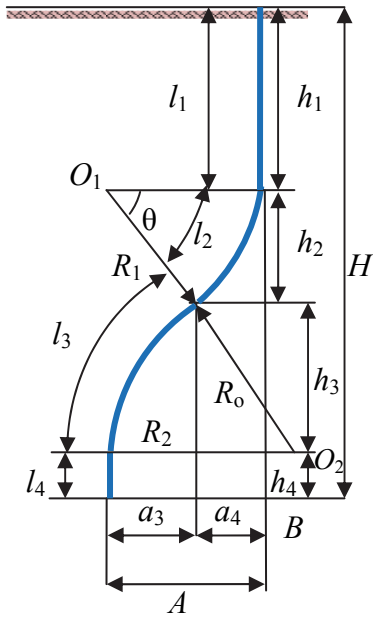


Рис. 1.10. Расчетная схема профиля IV типа

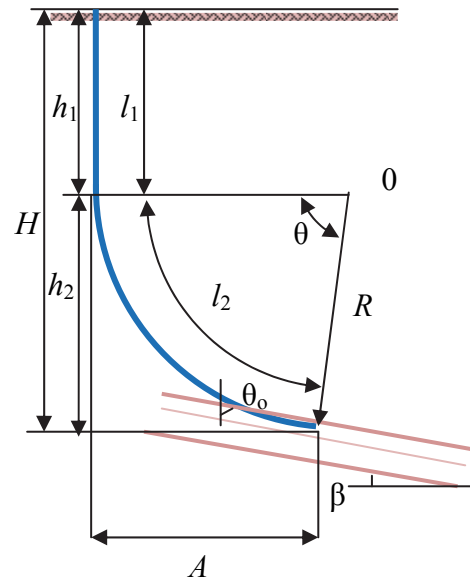


Рис. 1.11. Расчетная схема профиля V типа

Расчет профиля пятого типа (рис. 1.11). При расчете этого профиля по известной глубине скважины по вертикали  $H$ , длине первого вертикального участка  $h_1$  и проектному отклонению забоя от вертикали  $A$  определяют радиус искривления второго участка ствола по формуле

$$R = \frac{(H - h_1)^2 + A^2}{2A}. \quad (1.23)$$

Если кроме указанных величин задан угол входа ствола в пласт  $\gamma$ , т. е. угол между осью скважины и плоскостью напластования, то значение зенитного угла ствола в месте входа в пласт  $\theta_0$  определяют по формуле

$$\theta_0 = 90^\circ - \gamma + \beta, \quad (1.24)$$

где  $\beta$  – угол падения пласта, т. е. угол между плоскостью напластования и горизонтальной плоскостью. В этом случае можно записать

$$\cos \theta = 1 - \frac{A}{R}. \quad (1.25)$$

Вертикальные и горизонтальные проекции профиля V типа рассчитывают по формулам, приведенным в табл. 1.5.

Если полученная по расчету величина вертикального участка  $h_1$  окажется недостаточной и малопримемой, то изменениям можно подвергнуть угол входа в пласт  $\theta_0$ .



Таблица 1.5

Формулы для расчета профиля ствола скважины V типа

Участок ствола (рис. 1.10)	Длина ствола, м	Горизонтальная проекция, м	Вертикальная проекция, м
Вертикальный	$l_1 = h_1$		$h_1$
Набора зенитного угла	$l_2 = 0,01745R \theta$	$a_2 = R(1 - \cos \theta)$	$h_2 = R \sin \theta$
Суммарная длина	$L = l_1 + l_2$	$A$	$H = h_1 + h_2$

Профиль V типа является часто основным при бурении вертикально-горизонтальных скважин, т. е. скважин с горизонтальным окончанием (рис. 1.12). В этом случае угол набора зенитного угла  $\theta$  составляет 90 град.

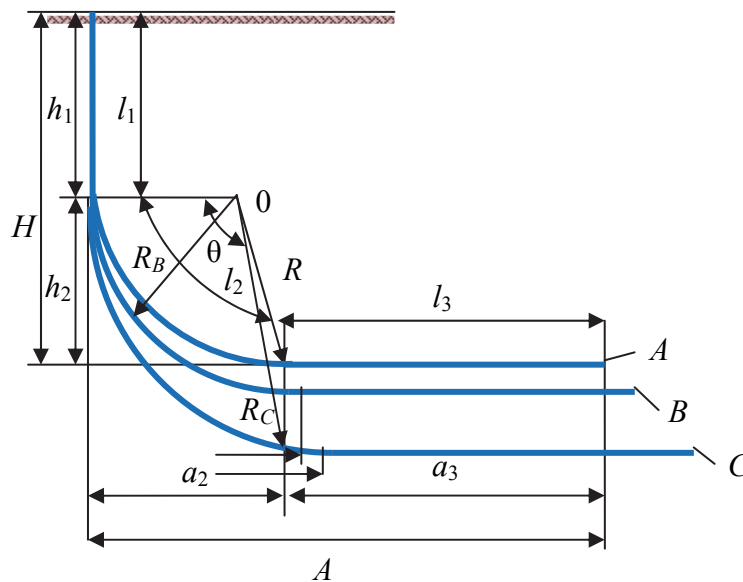


Рис. 1.12. Расчетная схема профиля V типа (вариант с горизонтальным окончанием)

При расчете этого профиля по известной глубине скважины по вертикали  $H$ , длине первого вертикального участка  $h_1$  и проектному отклонению забоя от вертикали  $a_2$  определяют радиус искривления второго участка ствола с горизонтальным окончанием  $A$  по формуле

$$R_A = \frac{(H - h_1)^2 + a_2^2}{2a_2}. \quad (1.26)$$

Для скважин с горизонтальными окончаниями  $B$  и  $C$  в формуле (1.26) величина отклонения забоя от вертикали  $a_2$  изменится, а радиусы искривления  $R_B$  и  $R_C$  увеличатся. Как уже ранее отмечалось, при проектировании скважин с горизонтальным окончанием используют три варианта радиусов набора кривизны:

- малый радиус кривизны (10–30 м) – интенсивность искривления  $i$  – более 2,0 град/м (горизонтальное окончание  $A$  на рис. 1.12);
- средний радиус (60–190 м) – интенсивность искривления  $i$  до 1,0 град/м (горизонтальное окончание  $B$  на рис. 1.12);
- большой радиус (>190 м) – интенсивность искривления  $i$  до 0,3 град/м (горизонтальное окончание  $C$  на рис. 1.12).

Исходя из значений возможных радиусов кривизны и интенсивности искривления можно определить длину криволинейного интервала:

$$l_2 = \theta/i = 90 \text{ град} / i. \quad (1.27)$$

В качестве значения интенсивности искривления  $i$  принимают такие, которые являются допустимыми по условиям эксплуатации бурильных и обсадных труб, а также специальных компоновок и оборудования, например, геофизических зондов и аппаратуры.

*Расчет профиля шестого типа* (рис. 1.13). В практике бурения направленных скважин с горизонтальным окончанием достаточно распространен профиль, который включает наклонный участок и два интервала набора кривизны. Достоинством такого профиля является более сглаженный набор кривизны, который разделен на два криволинейных интервала с наклонным участком.

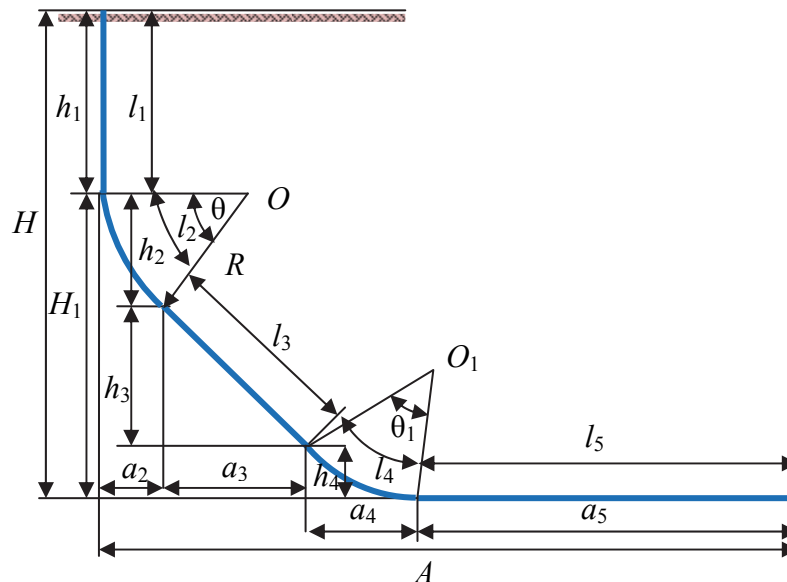


Рис. 1.13. Расчетная схема профиля VI типа

Расчет такого профиля можно полностью выполнить, используя ранее приведенные формулы, которые предложены для расчета других профилей, например, III, V и VI типов.

Расчет профиля волнообразного горизонтального окончания скважины (рис. 1.14).

Профиль ствола скважины, пробуренного в пределах продуктивного пласта, зависит от типа коллектора, так как прежде всего должен обеспечивать лучшие условия для притока флюида из пласта в скважину. Для решения задачи повышения нефте- и газоотдачи достаточно распространен волнообразный профиль горизонтального участка скважины.

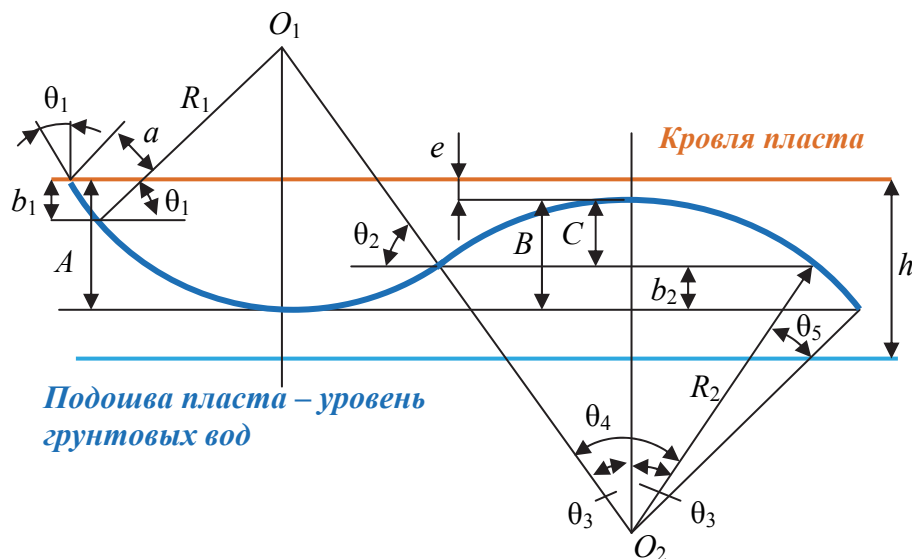


Рис. 1.14. Расчетная схема горизонтального участка профиля скважины:  $h$  – мощность горизонта;  $A$  – допустимое смещение скважины вниз;  $\theta_1$  – зенитный угол при входе скважины в пласт;  $a$  – расстояние по наклону, на котором вскрыт пласт;  $R_1, R_2$  – радиусы набора и снижения зенитного угла;  $\theta_2, \theta_4$  – углы набора и снижения зенитного угла

Отличительная особенность проектирования горизонтальных окончаний скважин заключается в необходимости вписывания горизонтального участка в ограниченное пространство. С этой точки зрения в рамках ограниченной мощности нефтяного пласта очень трудно правильно выбрать угол входа в продуктивный горизонт и интенсивность изменения зенитного угла скважины.

Основные размеры профиля скважины рассчитываются в следующем порядке [4]. На рис. 1.14 показаны границы пласта по кровле и водонефтяному контакту. В первую очередь следует определить смещение  $A$  профиля в продуктивном пласте от кровли и подъема  $B$  от крайнего нижнего положения.

При проектировании ствола предварительно определяют радиус набора зенитного угла, задаваясь интенсивностью искривления  $i_2$  на 10 м проходки:

$$R_1 = 573 / i_2. \quad (1.28)$$

Расстояние  $A$  рассчитывают по зависимости в соответствии с геометрическим построением на рис. 1.14:

$$A = R_1 - (R_1 \sin \theta_1 + a_1 \cos \theta_1). \quad (1.29)$$

Необходимым условием решения задачи проектирования ствола является  $h > A$ . Если это условие не выполняется, в формуле (1.29) меняют значение зенитного угла входа в пласт.

Далее находят проектный зенитный угол  $\theta_{пр}$ , обеспечивающий проектное смещение по пласту и допустимую величину подъема профиля  $B$ . Для этого при  $B = A - e$  задают  $i_2$  – интенсивность снижения зенитного угла на 100 м проходки. В этом случае можно рассчитать радиус искривления:

$$R_2 = 5730 / i_2. \quad (1.28)$$

В соответствии с геометрическими построениями на рис. 1.14 угол  $\theta_3$  будет равен:

$$\theta_3 = \theta_2 - (90^\circ - \theta_1) = \theta_2 + \theta_1 - 90 \text{ град};$$

$$\theta_3 = \theta_{пр} - 90 \text{ град.}$$

$$\theta_{пр} = 90 \text{ град} + \theta_3.$$

Далее определяют проектный зенитный угол по геометрическим параметрам профиля горизонтального участка скважины:

$$\theta_{пр} = 90 \text{ град} + \arccos [1 - (A - e) / (R_1 + R_2)]. \quad (1.29)$$

Минимально возможный зенитный угол при смещении на величину, меньшую  $A$ , рассчитывают по формуле

$$\theta_{\min} = 90 \text{ град} - (\theta_3 + \theta_5). \quad (1.30)$$

Угол  $\theta_5$  определяют по выражению

$$\theta_5 = \arccos (1 - b_2/R_2). \quad (1.31)$$

Длина участка, пробуренного по нефтяному пласту, будет равна:

$$L = \theta_1 + 10 \theta_2/i_1 + 20 \theta_3/i_2 + 10 \theta_5/i_2. \quad (1.32)$$

На основании этих расчетов можно заранее прогнозировать возможность проводки горизонтального ствола по расчетному профилю с помощью выбранной компоновки низа бурильной колонны.

## **Контрольные вопросы и задания**

1. Назовите основные задачи, решаемые методами направленного бурения.
2. Назовите основные этапы развития направленного бурения.
3. Сформулируйте понятие «искривление скважины».
4. Что такое искусственное и естественное искривление скважины?
5. Каковы основные направления искривления скважин? Объясните термины «выполаживание», «выкручивание», искривление «вправо», «влево».
6. Каким образом определяют положение точек траектории скважины в пространстве?
7. Дайте определение зенитного и азимутального углов.
8. Дайте определение и укажите назначение апсидальной плоскости скважины.
9. Как отображаются скважины в геологической документации?
10. Что такое кривизна и интенсивность искривления скважины?
11. Объясните существование аналитического и графического методов определения угла искривления скважины.
12. Назовите виды скважин, бурение которых осуществляют методами направленного бурения.
13. Дайте определение многоствольной скважины, многозабойной скважины и куста скважин.
14. Назовите основные требования к конфигурации ствола направленной скважины.
15. Назовите основные профили наклонно направленных скважин.
16. Какие основные параметры определяют при проектировании профиля наклонно направленной скважины?
17. Чем обосновывается выбор профиля наклонно направленной скважины?
18. Каковы особенности проектирования горизонтальных окончаний эксплуатационных скважин?

## **2. ПРИЧИНЫ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ ЕСТЕСТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН**

При бурении всеми существующими способами в той или иной мере имеет место произвольное отклонение стволов скважин от заданного направления. Причины отклонения скважин от заданного направления разделяются на три основные группы: организационно-технические; технологические; геологические.

### **2.1. Организационно-технические причины искривления скважин**

К организационно-техническим причинам искривления скважин относят:

- неточную установку буровой установки при заложении скважины;
- несоосную посадку колонны обсадных труб;
- несоосное забуривание ствола при переходах с большего диаметра скважины на меньший диаметр;
- использование деформированных бурильных и колонковых труб, некачественно изготовленных компоновок, например, с несоосно нарезанными резьбовыми соединениями, буровых станков с чрезмерным люфтом вращателя.

При переходах с большего диаметра ствола скважины на меньший необходимо использовать длинные колонковые и направляющие трубы, центрирующие фонари и переходить к бурению меньшего по диаметру ствола после создания направления с помощью ступенчатого снаряда.

Указанные технологические мероприятия важны для сохранения соосности верхних и нижнего участков ствола скважины, имеющих различный диаметр и повышения, таким образом, прямолинейности всего ствола скважины.

### **2.2. Технологические причины искривления скважин**

Данная группа причин естественного искривления скважин вызвана реализацией той или иной технологии бурения скважин и может быть связана прежде всего [9]: со способами бурения (способы разрушения горных пород); с типом, конструкцией и диаметром бурового наконечника; с па-

раметрами режима бурения; с конструкцией *буровой компоновки*, типом бурильной колонны; с механикой работы (видом движения) деформированной колонны бурильных труб.

### **2.2.1. Влияние на искривление скважин осевого усилия и устойчивости буровых компоновок**

*Устойчивость* – способность элементов конструкции (компоновки) сопротивляться деформированию (прогибу) под действием силы, направленной вдоль или параллельно оси элемента конструкции.

Бурильная колонна является весьма неустойчивой системой. Под действием даже части собственного веса колонна при постановке на забой теряет прямолинейную форму и только за счет контакта гребней полуволн изгиба со стенкой ствола скважины принимает устойчивое положение.

Таким образом, при передаче осевой нагрузки на забой бурильные трубы и буровой набор деформируются и занимают в стволе скважины несоосное с ней положение.

На искривление скважины оказывает основное влияние упругое деформирование нижней части бурильной колонны, которую называют буровой компоновкой, а в специальной литературе по технологии бурения скважин на нефть и газ *компоновкой нижней части бурильной колонны (КНБК)*.

При бурении разведочных скважин под буровой компоновкой следует понимать следующие основные элементы бурильной колонны: буровой инструмент, колонковую трубу при бурении с отбором керна или направляющую трубу при бурении без отбора керна и вышерасположенную бурильную трубу. В составе буровой компоновки могут быть *стабилизатор, калибраторы, центраторы, расширители*, переходники между колонковой и бурильной трубой, в том числе специальные переходники-центраторы, переходники с *шарнирным соединением* бурильной колонны и бурового набора.

*Калибратор* – элемент буровой компоновки, предназначенный для проработки ствола скважины, имеющий диаметр, равный диаметру долота, длину, равную 2–4 диаметрам долота, и активное боковое породоразрушающее вооружение.

*Стабилизатор* – элемент буровой компоновки, характеризующийся длиной, равной длине бурильной трубы, и наружным диаметром, равным диаметру породоразрушающего инструмента. В связи с этим поперечное сечение стабилизатора выполняется часто фасонным – трех-, четырехгранным, равностороннего треугольника с выгнутыми наружу сторонами (патент ФРГ № 1288535).

*Центратор* – элемент буровой компоновки, предназначенный для устранения прогиба компоновки (повышения её устойчивости), характеризующийся диаметром, равным диаметру инструмента, длиной, не превышающей 1,5–2 диаметра породоразрушающего инструмента, и отсутствием вооружения на боковых поверхностях.

*Расширитель* – элемент буровой компоновки, предназначенный для сохранения диаметра ствола скважины и бурового инструмента при бурении твердых и абразивных горных пород, характеризующийся диаметром, на 0,1–0,2 мм превышающим диаметр бурового инструмента, длиной, не превышающей 1,5–2 диаметров породоразрушающего инструмента, и наличием вооружения (алмазного, твердосплавного или шарошек) на боковых поверхностях.

*Шарнирное соединение* бурильной колонны и колонкового набора обеспечивает возможность их взаимного перекося на угол 1,5–3 град без упругого деформирования, что исключает передачу на колонковый набор изгибающего момента со стороны изогнутой вышерасположенной бурильной трубы.

Для расчета длины полуволны изгиба бурильной колонны можно использовать формулу Г. М. Саркисова, которая имеет следующий вид:

$$l_6 = \frac{\pi}{\omega} \sqrt{-\frac{P_{oc}}{2q} + \left[ \left( \frac{P_{oc}}{2q} \right)^2 + \frac{EI_6 \omega^2}{q} \right]^{\frac{1}{2}}}, \quad (2.1)$$

где  $P_{oc}$  – осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, даН;  $\omega$  – частота вращения бурильной колонны,  $c^{-1}$ ;  $q$  – масса единицы длины бурильной колонны или бурового набора, кг/м;  $EI_6$  – жесткость колонны бурильных труб или бурового набора на изгиб,  $H \cdot m^2$ .

*Жесткость* – параметр, определяющий сопротивление бурильных труб, компоновок или иных трубчатых элементов изгибу при осевом или поперечном нагружении. Данный параметр рассчитывается как произведение модуля упругости материала – для бурильных колонн и компоновок это, как правило, сталь или сплав Д16Т (для стали  $E = 2,1 \cdot 10^8$  кПа, для алюминиевого сплава  $E = 0,75 \cdot 10^8$  кПа) и осевого момента инерции поперечного сечения  $J$ , например, для трубы с поперечным сечением в виде кольца

$$J = 0,05(D_n^4 - d_b^4),$$

где  $D_n^4$  и  $d_b^4$  – наружный и внутренний диаметры трубы.

При передаче осевого усилия в зависимости от длины и жесткости бурового набора, бурильных труб возможны следующие основные варианты деформирования буровой компоновки в скважине (рис. 2.1, а–г).



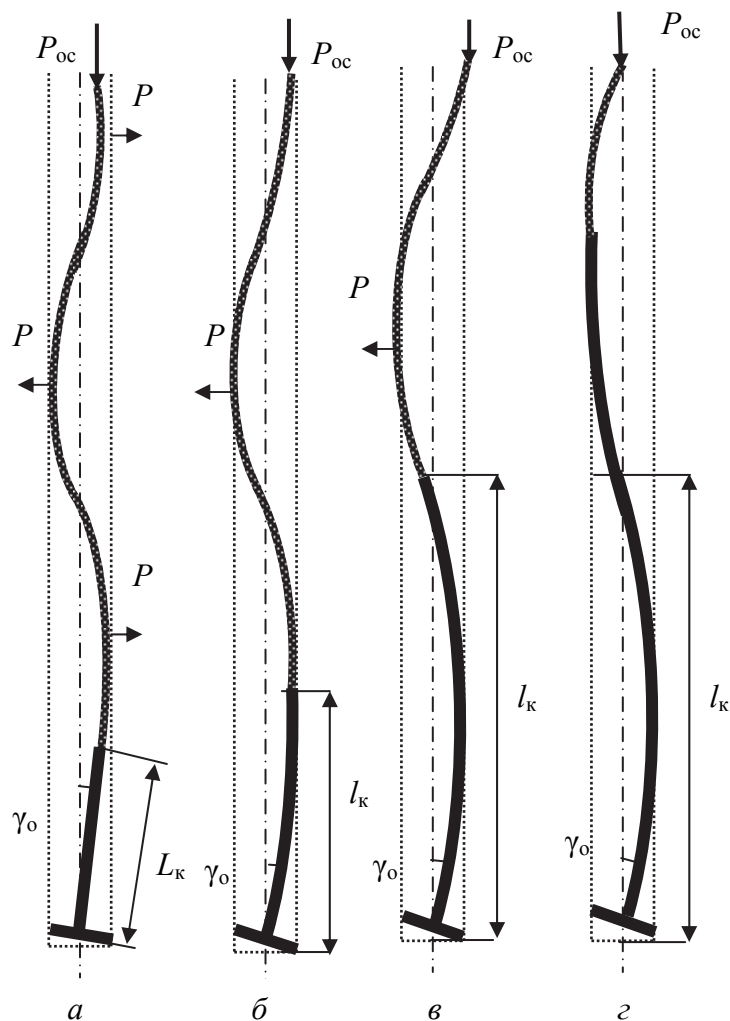


Рис. 2.1. Схемы деформирования нижней части бурильной колонны при различной длине колонкового набора

Первый из них соответствует случаю, при котором буровой набор сохраняет прямолинейное положение.

Длину бурового набора  $L_k$ , равную критической длине, при превышении которой колонковый набор изогнется, ориентировочно можно определить по уравнению Л. Эйлера для расчета критической осевой нагрузки:

$$P_{кр} = \frac{\pi^2 EI_k}{4L_k^2}, \quad (2.2)$$

где  $EI_k$  – жесткость колонкового набора,  $H \cdot m^2$ .

Принимая, что осевая нагрузка  $P_{oc} = P_{кр}$ , можно рассчитать длину бурового набора

$$L_k = \frac{\pi}{2} \sqrt{\frac{EI_k}{P_{oc}}}. \quad (2.3)$$

Таким образом, если длина бурового набора не превышает рассчитанного значения длины по формуле (2.3), то он может сохранять прямолинейное состояние и максимально возможный угол перекоса  $\gamma_0$  такой компоновки в скважине будет равен

$$\gamma_0 = \arcsin \frac{f_k}{L_k}, \quad (2.4)$$

где  $f_k$  – радиальный зазор, м.

Радиальный зазор  $f_k$  определяется как полуразность диаметров скважины  $D_{скв}$  и буровой компоновки  $d_k$ :

$$f_k = 0,5 (D_{скв} - d_k). \quad (2.5)$$

Из формулы (2.4) следует, что угол перекоса снижается при повышении длины компоновки и снижении радиального зазора.

При длине колонкового набора больше величины, рассчитанной по формуле (2.3), он прогнется и тогда угол перекоса резко возрастет в сравнении с рассчитанным по формуле (2.4) значением.

Рассмотрим условия, определяющие устойчивость и деформирование буровой компоновки в скважине, в виде расчетной схемы [9], представленной на рис. 2.2, для упрощения задачи полагая, что колонна деформирована плоско.

В данном случае представлены условия работы буровых компоновок с учетом влияния изгибающего момента  $M_z$ , действующего на верхний конец компоновки со стороны изогнутой бурильной колонны.

Соединение буровой компоновки с бурильной колонной принимается эквивалентным жесткому (без возможности углового перекоса верхнего конца компоновки относительно вышерасположенной колонны), а опирание буровой компоновки на забой приравнивается к шарнирной заделке, т. е. буровой инструмент способен к некоторому повороту на угол  $\gamma_0$ .

Подобные условия закрепления концов буровой компоновки описываются уравнением

$$y = 0,65 f_k \left( \cos \frac{\pi x}{2l_k} - \cos \frac{3\pi x}{2l_k} \right), \quad (2.6)$$

где  $f_k$  – прогиб буровой компоновки в скважине в пределах радиального зазора, м;  $l_k$  – длина полуволны буровой компоновки, м.

При этом из формулы (2.6) следует, что максимально возможный прогиб буровой компоновки может наблюдаться на расстоянии  $0,35l_k$  от забоя (рис. 2.2).

Вследствие действия изгибающего момента со стороны деформированной буровой колонны  $M_3$  увеличиваются деформация буровой компоновки и угол перекоса нижней части бурового набора относительно оси скважины  $\gamma_0$ . Изгибающий момент  $M_3$  определяется следующим соотношением параметров [1]:

$$M_3 = \frac{1,3EJ_k \pi^2 f_k}{l_6^2} = \frac{1,3EJ_6 \pi^2 f_6}{l_k^2}, \quad (2.7)$$

где  $EJ_k, EJ_6$  – жесткость буровой компоновки и бурильной трубы соответственно,  $\text{Па} \cdot \text{м}^4$ ;  $f_6$  – прогиб бурильной трубы, м;  $l_6$  – длина полуволны бурильной колонны над буровым набором, м.

Как следует из формулы (2.7), величина изгибающего момента  $M_3$  зависит от типа бурильной колонны. Повышение деформации буровых компоновок от действия изгибающего момента  $M_3$  может приводить к повышению интенсивности искривления скважин.

Угол перекоса  $\gamma_0$  буровой компоновки определим как первую производную уравнения (2.6):

$$\gamma_0 = 1,3 f_k \frac{\pi}{l_k}. \quad (2.8)$$

С учетом формулы (2.3), полагая, что  $L_k \approx l_k$ , угол перекоса буровой компоновки  $\gamma_0$  будет равен

$$\gamma_0 = 1,3 f_k \sqrt{\frac{P_{oc}}{EI_k}}. \quad (2.9)$$

Из формулы (2.8) следует, что угол перекоса  $\gamma_0$  пропорционален радиальному зазору и возрастает при повышении осевого усилия и снижении жесткости буровой компоновки.

По мере повышения длины колонкового набора (рис. 2.1, в, г) угол перекоса  $\gamma_0$  изменится незначительно по сравнению с рассчитанными по формуле (2.7), а при некотором удлинении колонкового набора может снизиться в 1,3 раза, так как умень-

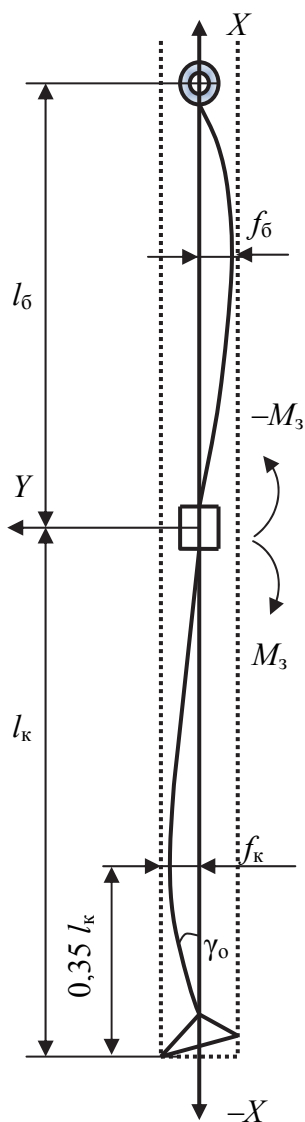


Рис. 2.2. Схема для анализа работы буровой компоновки

шится действие изгибающего момента  $M_3$  на нижнюю полуволну бурового набора.

В направлении перекоса породоразрушающего инструмента будет действовать отклоняющее усилие  $P_{от}$ , которое может вызывать фрезерование стенки скважины и её искривление:

$$P_{от} = P_{ос} \sin \gamma_0. \quad (2.10)$$

С учетом зависимостей для расчета угла перекоса (2.4), (2.8) можно оценить влияние устойчивости прямолинейной и деформированной буровых компоновок на искривление скважин:

$$P_{от} = P_{ос} \sin \frac{f_k}{L_k}; \quad P_{от} = P_{ос} \sin 1,3 f_k \sqrt{\frac{P_{ос}}{EI_k}}. \quad (2.11)$$

Из формулы (2.10) следует, что отклоняющее усилие, вызывающее фрезерование стенки и отклонение ствола скважины от проектного направления, резко возрастает при повышении осевого усилия на инструмент, повышается при увеличении радиального зазора и снижении жесткости буровой компоновки.

Из равенства (2.7) можно определить степень влияния на прогиб буровой компоновки некоторых параметров:

$$f_k = \frac{EI_6 f_6 l_6^2}{EI_k l_6^2}. \quad (2.12)$$

Из выражения (2.11) следует, что для снижения  $f_k$  и  $P_{от}$  следует не только повышать жесткость и устойчивость буровой компоновки, но и стремиться к минимальному прогибу бурильной трубы над компоновкой. С этой целью можно использовать менее жесткое соединение буровой компоновки и бурильной колонны, например, за счет использования бурильных труб меньшей жесткости, к которым можно отнести трубы ЛБТ или стальные бурильные трубы меньшего диаметра.

Для устранения изгибающего момента и повышения устойчивости буровой компоновки можно использовать шарнирное соединение её с бурильной колонной. В этом случае повысится устойчивость бурового набора и при большей его длине будет реализован меньший угол перекоса набора в скважине.

Следует отметить, что полученные углы перекоса и отклоняющего усилия имеют ориентировочные значения, так как на условия деформации буровых компоновок оказывает влияние значительное число других, кроме рассмотренных выше, факторов.

Для буровой компоновки с жестким закреплением нижнего конца (в случае размещения расширителя над буровым инструментом) на интервале заделки  $l_3$  (рис. 2.3) отклоняющее усилие в нижнем интервале заделки определим по формуле

$$P_{\text{п}} = \frac{M_{\text{ж}}}{l_3}, \quad (2.13)$$

где  $M_{\text{ж}}$  – реактивный момент жесткой заделки, даН·м.

Изгибающий момент рассчитаем при решении уравнения (2.6):

$$M_{\text{ж}} = -E J_{\text{к}} \cdot y'',$$

а при  $x = 0$  получим

$$P_{\text{п}} = \frac{\pi^2 E J_{\text{к}} f_{\text{max}}}{l_{\text{ж}}^2 \cdot l_3}. \quad (2.14)$$

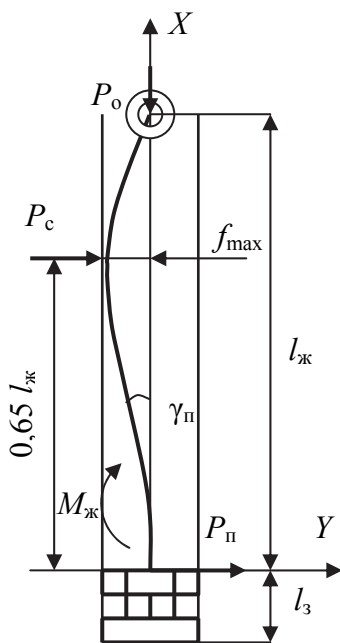


Рис. 2.3. Схема буровой компоновки с жесткой заделкой нижнего конца за счет установки расширителя

Из формулы (2.13) следует, что величина отклоняющего усилия в случае жесткой заделки нижнего конца буровой компоновки существенно возрастает при изгибе буровой компоновки. Но по мере повышения места установки нижнего опорно-центрирующего элемента или расширителя величина отклоняющей силы снижается. Поэтому целесообразно размещать опорно-центрирующие элементы на некотором расстоянии от долота.

Деформация компоновок значительно увеличивается при повышении числа резьбовых соединений. Причиной этого может быть понижение жесткости колонны в местах резьб, а также их несоосность. При несоосности резьб в месте соединения возникает изгибающий момент, обусловленный внецентренным приложением осевой нагрузки.

Несоосность резьб соединений буровых компоновок является причиной повышенного износа элементов компоновки и особенно центраторов, что снижает их ресурс и эффективность применения в качестве средств, снижающих искривление скважины. Поэтому при изготовлении элементов буровых компоновок и их сборке крайне важно обеспечить строгую соосность резьбовых соединений.

### 2.2.2. Влияние на искривление скважин характера вращения деформированной буровой компоновки

Интенсивность естественного искривления скважин во многом зависит от характера движения деформированной компоновки нижней части бурильной колонны. Деформированная буровая компоновка, например колонковая труба, имеет кинематику, задаваемую видом движения вышерасположенных бурильных труб и силами сопротивления в направлении резцов инструмента со стороны забоя бурящейся скважины. При этом буровая компоновка способна навязывать буровому инструменту определенный вид движения, влияя, таким образом, на процессы разрушения породы на забое и фрезерования стенки скважины и, соответственно, на формирование конфигурации и направление ствола скважины.

Можно выделить основные виды движения деформированной компоновки бурильной колонны:

- прямое (в направлении, заданном буровым станком) обращение вокруг оси скважины с постоянной угловой скоростью (вид  $\Phi_1$ );
- вращение вокруг собственной оси – ориентированный изгиб (вид  $\Phi_2$ );
- комбинация видов движения  $\Phi_1$  и  $\Phi_2$ , при котором, вращаясь вокруг собственной изогнутой оси, буровая компоновка обращается и вокруг оси скважины ( $\Phi_{1,2}$ ), при этом частота вращения и обращения могут меняться в широких пределах;
- обратное (в направлении, обратном заданному буровым станком) вращение (качение) вокруг оси скважины с постоянной и изменяющейся угловой скоростью (вид  $\Phi_3$ ).

Механизм искривления скважин с учетом динамики бурильной колонны и ее составного элемента – компоновки нижней части колонны – представляется следующим. В результате действия суммы внешних сил ( $P_{oc}$ , изгибающих моментов со стороны деформированной бурильной колонны и забоя, а также центробежной силы) происходит деформирование компоновки, ось которой образует с осью скважины угол перекоса  $\gamma_0$  (см. рис. 2.4, *a*). В то же время величина интенсивности искривления скважины определяется не только величиной прогиба компоновки, но и тем, какой вид движения реализуется деформированной буровой компоновкой под влиянием значительного числа факторов, основными из которых являются параметры режима бурения.

На рис. 2.4 даны положения деформированной буровой компоновки: *a* – исходное, где символом  $\omega$  обозначена частота вращения компоновки вокруг собственной оси, а символом  $\Omega$  – вокруг оси скважины; *b* – положение компоновки через пол-оборота вокруг своей оси при условии  $\Omega = 0$ ,

что соответствует виду движения  $\Phi_2$ ;  $\vartheta$  – положение компоновки через пол-оборота вокруг оси скважины ( $\omega = 0, \Omega = \omega$ ), что соответствует виду движения  $\Phi_1$ ;  $\varepsilon$  – положение компоновки через пол-оборота в соответствии с вариантом движения  $\Phi_{1-2}$  ( $\omega > 0; \Omega > 0; \Omega \neq \omega$ ).

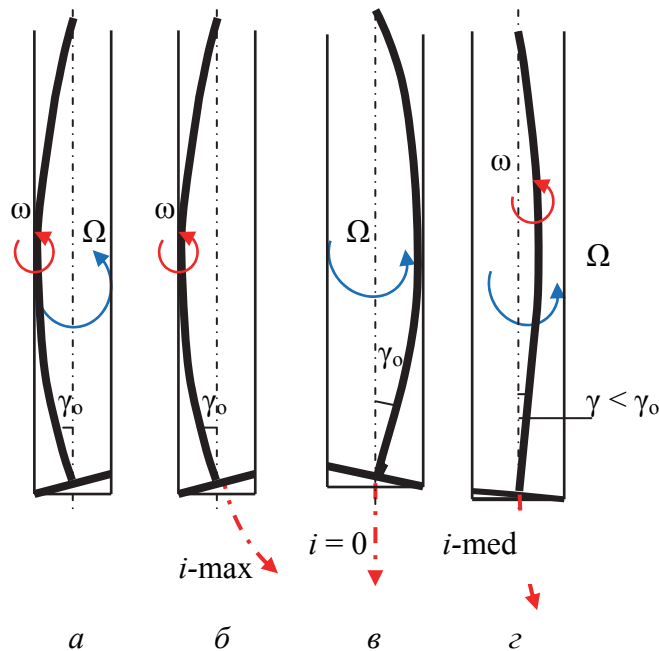


Рис. 2.4. Схемы к анализу влияния вида движения деформированной компоновки на интенсивность естественного искривления скважин

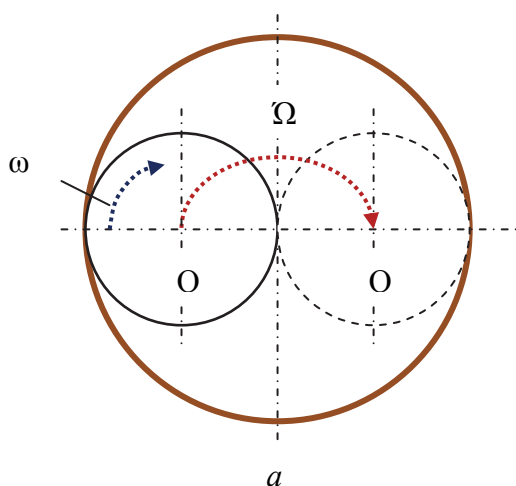
Теоретически, когда гребень полуволны имеет движение вида  $\Phi_1$  (рис. 2.4, а, б; 2.5, а), искривления скважины не происходит, а интенсивность  $i = 0$ .

Действительно, в этом случае перекоп породоразрушающего инструмента не имеет какого-либо строго заданного положения, поскольку плоскость прогиба  $f$  компоновки постоянно меняет свое направление, равномерно вращаясь вокруг оси скважины (исходное положение 2.4, а, конечное – 2.4, в).

Если движение соответствует виду  $\Phi_2$  (рис. 2.4, б; 2.5, б), то искривление скважин достигает максимума, поскольку в этом случае деформированная компоновка и направление перекопа породоразрушающего инструмента зафиксированы в плоскости набора кривизны.

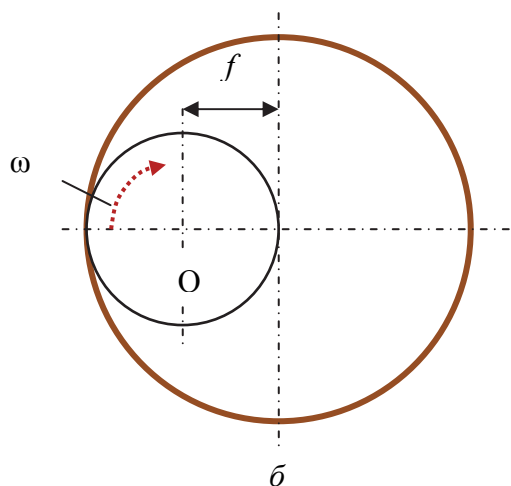
В случае если движение гребня нижней полуволны имеет вид  $\Phi_3$  (рис. 2.4, г), интенсивность искривления скважины может меняться в широких пределах. Данный вид движения сопровождается вибрацией бурильной колонны и возникает при чрезмерной деформации бурильной ко-

лонны и значительных силах трения между стенкой скважины и деформированной буровой колонной. Данный вид движения колонны и буровой компоновки нежелателен с точки зрения эффективности процесса бурения и поэтому недопустим.

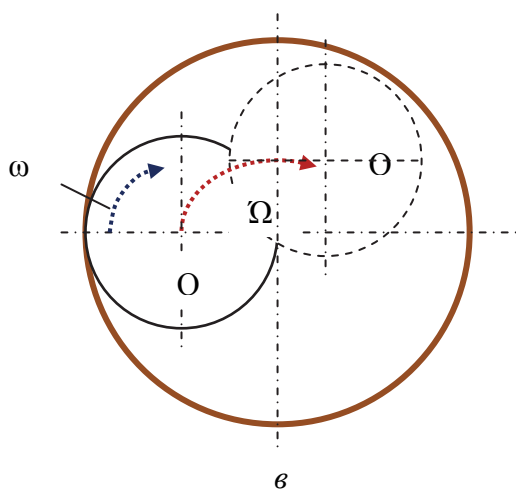


**Условие существования вида движения  $\Phi_1$ :  $\Omega = \omega$ ,**

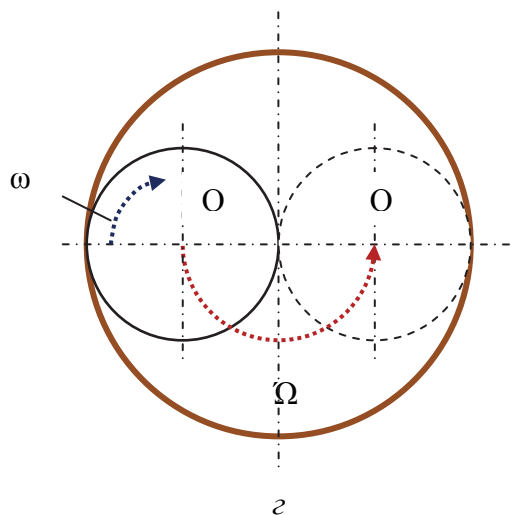
где  $\Omega$  – частота вращения сечения компоновки вокруг оси скважины;  $\omega$  – частота вращения компоновки вокруг собственной оси



**Условие существования вида движения  $\Phi_2$ :  $\Omega = 0$**



**Условие существования вида движения  $\Phi_{1-2}$ :  $\Omega$  изменяется от 0 до  $\omega$ ,  $\omega$  изменяется от 0 до  $\Omega$**



**Условие существования вида движения  $\Phi_3$ :  $0 \leq \Omega \leq -\omega \frac{d}{2\delta}$ ,**

где  $\Omega = -\omega \frac{d}{D-d} = -\omega \frac{d}{2\delta}$ ,  $d, D$  – диаметры компоновки и скважины соответственно;  $\delta$  – радиальный зазор

Рис. 2.5. Возможные виды движения деформированных буровых компоновок (гребня полуволны согласно схемам на рис. 2.4) в скважине



При бурении скважин в основном реализуется промежуточный вид движения деформированных бурильной колонны и компоновки –  $\Phi_{1-2}$ . В этом случае деформированная компоновка вращается вокруг собственной изогнутой оси (направления вращения  $\omega$ ) и одновременно обращается вокруг оси скважины (направление вращения  $\Omega$ ). При этом значения указанных частот – вращения и обращения – меняются в широких пределах (рис. 2.4, а, г; рис. 2.5, в). Интенсивность искривления скважины будет определяться тем, какой вид движения деформированной компоновки будет доминировать в комбинации вида движения  $\Phi_{1-2}$ – $\Phi_1$  или  $\Phi_2$ : если компоновка будет вращаться преимущественно вокруг оси скважины – искривление будет минимальным, если в основном вокруг собственной изогнутой оси – максимальным.

Таким образом, при реализации вида движения  $\Phi_{1-2}$  интенсивность искривления может меняться в самых широких пределах – от минимума до максимума, в зависимости от того, какой вид движения в комбинации  $\Phi_{1-2}$  будет доминирующим.

На рис. 2.6 приведены области существования видов движения деформированных колонн и компоновок (экспериментальная зависимость В. Н. Алексеева) [9].

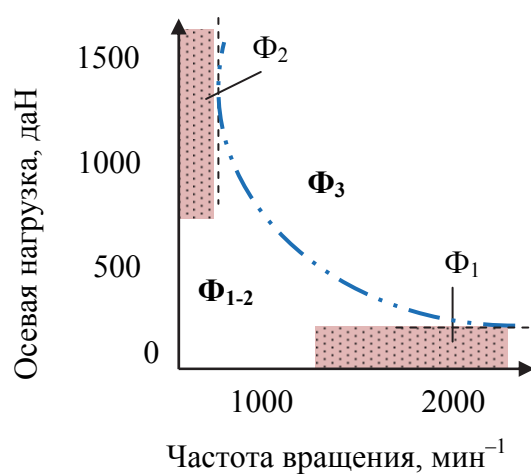


Рис. 2.6. Области существования видов движения деформированных бурильных колонн и компоновок

Из графика следует, что для вида движения  $\Phi_2$  будут характерны высокие значения осевого усилия и минимальные значения частоты вращения. Для вида движения  $\Phi_1$  – малые и умеренные значения осевого усилия и максимальные значения частоты вращения.

Для основных, обычно применяющихся на практике параметров режима бурения, наиболее вероятен комбинированный вид движения деформированной компоновки  $\Phi_{1-2}$ , для которого характерен широкий разброс значений возможной интенсивности естественного искривления.

### 2.2.3. Влияние на искривление скважин типа и конструкции породоразрушающего инструмента

Основными параметрами породоразрушающих инструментов, оказывающими влияние на искривление скважин, являются:

- выпуск, степень приострения, стойкость и материал подрезных резцов, их расположение на боковой поверхности породоразрушающего инструмента;
- площадь торца породоразрушающего инструмента;
- диаметр породоразрушающего инструмента;
- форма профиля торца инструмента;
- асимметрия торца и вооружения на торце породоразрушающего инструмента.

Выпуск подрезных породоразрушающих элементов определяет разработку скважины по диаметру. В скважинах увеличенного диаметра могут наблюдаться более значительные прогиб буровой компоновки, угол перекоса породоразрушающего инструмента и более высокая по величине отклоняющая сила (см. зависимости (2.10) и (2.13)). В результате создаются условия для более интенсивного искривления скважины.

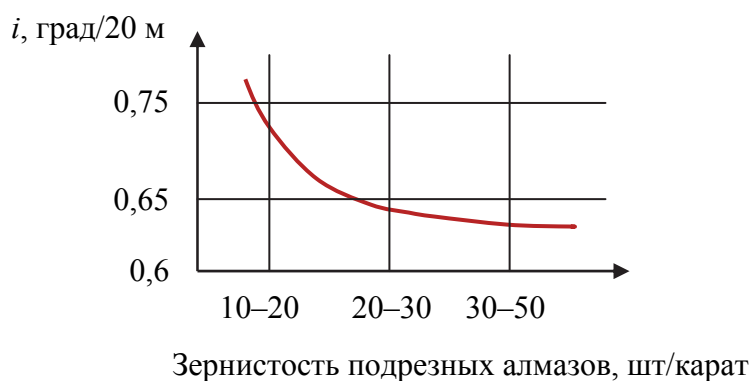


Рис. 2.7. Зависимость интенсивности искривления скважин от размера подрезных алмазов (данные В. Е. Копылова)

На рис. 2.7 приведены данные об искривлении скважин алмазного бурения в зависимости от зернистости подрезных алмазов, указывающие на рост кривизны ствола при бурении коронками с более крупными подрезными алмазами.

Выпуск подрезных породоразрушающих элементов у алмазных коронок может составлять 0,1–0,5 мм; у твердосплавных коронок – 0,5–2,0 мм; у шарошечных долот – 1,0–2,0 мм. Замеры диаметров скважин, пробуренных в опытных стендовых условиях в блоках различных пород (породы переменной твердости, слоистые и сланцеватые), показали, что наблюдает-

ся увеличение диаметра скважин при бурении шарошечными долотами типа К (диаметр скважин составил 60–62 мм и более при диаметре долот 59 мм) в сравнении с алмазными коронками (диаметр скважин при диаметре коронок 59 мм составил не более 59,5–60 мм).

При этом следует отметить, что влияние выпуска подрезных элементов вооружения бурового инструмента на искривление скважин нельзя рассматривать без оценки фрезерующей способности коронок и долот.

Фрезерующую способность породоразрушающего инструмента оценивают через коэффициент боковой фрезерующей способности  $f$ , который учитывает различную эффективность разрушения горной породы в осевом  $v_6$  и поперечном направлениях  $v_\phi$  для конкретных инструментов (рис. 2.8):

$$f = \frac{v_\phi}{v_6}. \quad (2.16)$$

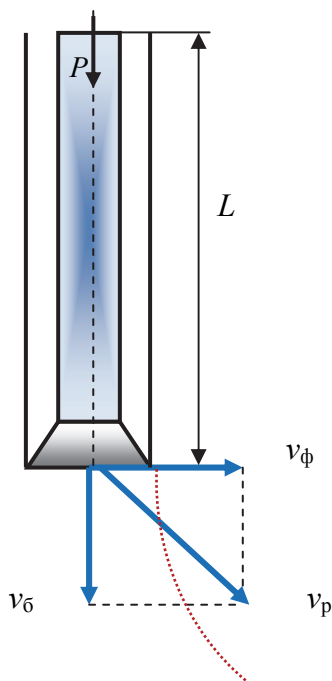


Рис. 2.8. Схема, поясняющая процесс фрезерования стенки скважины

пропорциональна соотношению скоростей углубления забоя и фрезерования стенки скважины (рис. 2.8) и может определяться по формуле [31]:

$$i = \frac{57,3v_\phi}{v_6L}, \quad (2.17)$$

где  $L$  – длина жесткой части бурового снаряда, способной без деформации вписаться в искривленный участок ствола скважины, м.

Из зависимости (2.17) следует, что факторами снижения искривления скважин при бурении являются параметры интенсификации процесса разрушения забоя и снижения скорости фрезерования стенки скважины, а также параметры устойчивости буровой компоновки.

Исследуя процесс формирования кривизны под действием отклоняющей силы  $P_{от}$ , рассмотрим схему на рис. 2.9.

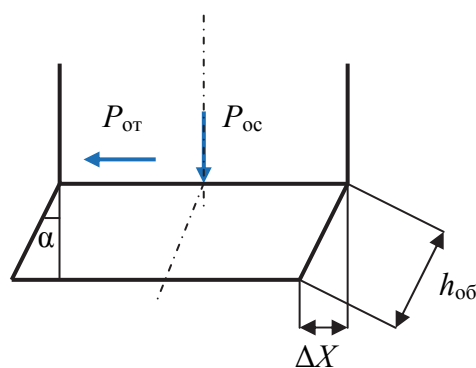


Рис. 2.9. Схема для расчета угла отклонения скважины под действием усилия  $P_{от}$

Смещение забоя на расстояние  $\Delta X$  в интервале углубления за один оборот коронки на забое под действием силы  $P_{от}$  составит угол отклонения  $\alpha$ :

$$\alpha = \arcsin \frac{\Delta X}{h_{об}}$$

При взаимодействии алмазов со стенкой скважины и керном возможное смещение  $\Delta X$  за оборот вращения будет равно

$$\Delta X = h_{\phi} n_{\phi},$$

где  $h_{\phi}$ ,  $n_{\phi}$  – глубина внедрения алмаза в породу и число боковых резцов в линии резания по наружному и внутреннему периметру матрицы коронки.

Углубление за один оборот коронки определим по соотношению

$$h_{об} = n_p h_y,$$

где  $n_p$  – число резцов в линии резания на торце инструмента, участвующих в разрушении породы на забое скважины;  $h_y$  – глубина внедрения резца в породу на забое, м.

Таким образом, угол отклонения забоя за один оборот коронки на забое можно найти по выражению

$$\alpha = \arcsin \frac{h_{\phi} n_{\phi}}{n_p h_y} = \arcsin \frac{v_{\phi}}{v_{\phi}} = \arcsin f, \quad (2.18)$$

где  $f$  – коэффициент фрезерующей способности бурового инструмента.

Интенсивность искривления на интервале углубления за один оборот коронки на забое найдем по соотношению

$$i = \frac{\alpha}{h_{об}} = \frac{\arcsin f}{h_{об}}. \quad (2.19)$$

Из полученных зависимостей следует, что угол отклонения  $\alpha$  определяется коэффициентом фрезерующей способности инструмента и на малом участке ствола может достигать значительных величин, а интенсивность искривления, формируемая на локальных участках ствола, может сдерживаться за счет методов интенсификации углубления за оборот при условии, что коэффициент фрезерующей способности будет неизменен вследствие роста, например, осевого усилия на инструмент.

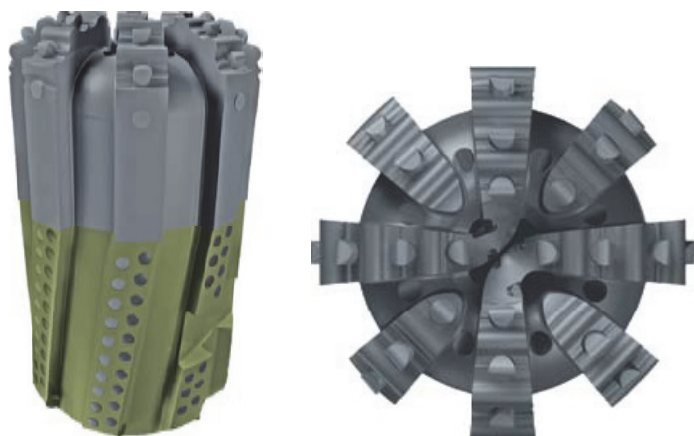
На более значительном интервале бурения, соизмеримого, например, с размерами буровой компоновки (длина жесткой части компоновки, длина стабилизатора над коронкой), интенсивность искривления может определяться по ранее представленной формуле (2.17).

Одним из параметров регулирования интенсивности искривления может служить также число резцов в линии резания на наружной и внутренней поверхностях боковой поверхности матрицы коронки. Решение, при котором число резцов будет максимальным, позволит снизить величину возможного отклонения ствола скважины от проектного направления. Повышение числа резцов возможно за счет увеличения высоты матрицы или за счет создания опорных поверхностей над матрицей, которые будут играть роль ограничителей поперечного смещения коронки. В данном случае целесообразно изготовление корпуса коронки с наружным диаметром, равным диаметру матрицы, и с соответствующими по размеру каналами для прохода промывочной жидкости. Последние желательно выполнить винтообразными в направлении, обратном направлению вращения бурового инструмента, для гидродинамической интенсификации процесса удаления шлама. В качестве примера подобного решения можно привести алмазное импрегнированное долото *Kinetic* компании *Smith Bits* (рис. 2.10), которое имеет удлиненный корпус с активной боковой защитой.

Выполненный анализ позволяет оценить потери осевого усилия на инструмент при отклонении его от прямолинейного направления. Снижение осевого усилия  $\Delta P$  при отклонении скважины на угол  $\alpha$ :

$$\Delta P = P_{oc} \sin \alpha = f P_{oc}. \quad (2.20)$$

Анализ данной зависимости показывает, что потери осевой нагрузки на инструмент при появлении отклоняющего усилия, например вследствие прогиба буровой компоновки, пропорциональны коэффициенту фрезерующей способности инструмента и могут составить значительную величину при самом незначительном отклонении инструмента от прямолинейного направления, что может приводить к снижению скорости бурения и дальнейшему росту угла отклонения. Одновременно с ростом угла отклонения возрастет объем горной породы, разрушаемой боковыми резцами, что вызовет снижение ресурса бурового инструмента.

Рис. 2.10. Импрегнированные алмазные долота *Kinetic*

Опытные работы по определению  $v_f$ , проведенные в Томском политехническом университете (ТПУ), позволили определить, что для пород V–X категорий по буримости скорость фрезерования породы при боковой отклоняющей силе 2–10 даН и частоте вращения 155–1 170 мин<sup>-1</sup> может составить значения 0,3–2,0 м/ч для мягких пород и 0,3–0,7 м/ч для твердых пород при самых высоких значениях отклоняющего усилия (рис. 2.11). При этом определено, что наибольшую скорость фрезерования обеспечивают алмазные инструменты, оснащенные подрезными резцами из более высококачественных алмазов изометрической формы. Во всех случаях рост отклоняющей силы сопровождался пропорциональным увеличением скорости фрезерования в породах различной буримости. Повышение частоты вращения инструмента отмечалось снижением темпа или прекращением роста скорости фрезерования  $v_f$  [14].

Известно, что механическая скорость бурения с увеличением частоты вращения инструмента непрерывно возрастает, но отношение темпа роста механической скорости бурения отстает от темпа роста частоты вращения инструмента. Отношение темпа роста частоты вращения к темпу роста механической скорости бурения уменьшается от 0,9–0,7 до 0,7–0,5 с увеличением частоты вращения от 200 до 1 200 мин<sup>-1</sup> [11].

Таким образом, учитывая, что повышение частоты вращения равным образом влияет как на скорость фрезерования, так и на скорость бурения, можно сделать вывод, что рост частоты вращения, в отличие от действия отклоняющей силы, не может приводить к активному повышению интенсивности искривления скважин.

В то же время, поскольку отклоняющая сила  $P_{от}$  (см. зависимость (2.10)) пропорционально повышается с ростом осевой нагрузки на инструмент, можно отметить значительное влияние данного параметра режима бурения на искривление скважин.

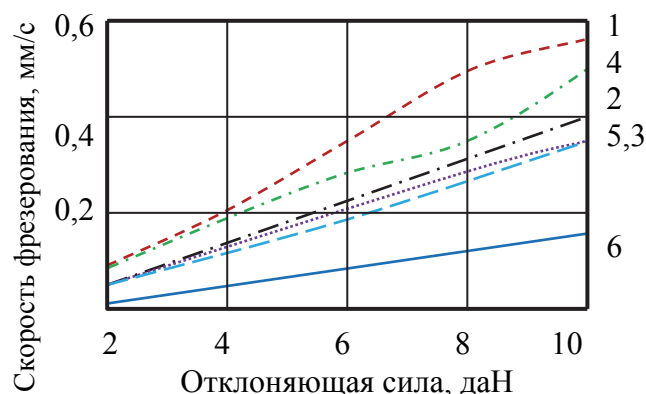


Рис. 2.11. Зависимость скорости фрезерования от отклоняющей силы при частоте вращения  $645 \text{ мин}^{-1}$  коронкой 01А3Д40К40 диаметром 46 мм горных пород: 1 – известняк; 2 – аргиллит; 3 – алевропесчаник; 4 – туф; 5 – окварцованный алевролит; 6 – окварцованный песчаник

Опытные работы, проведенные в ЗабНИИ на стенде, показали, что фрезерующая способность алмазных долот примерно в 2 раза выше в сравнении с шарошечными долотами типа К.

*Площадь торца (площадь опоры на породу породоразрушающих элементов) породоразрушающих инструментов при их равном диаметре оказывает значительное влияние на интенсивность искривления скважин, что объясняется, прежде всего, тем, что увеличенная площадь торца инструмента задает повышенный уровень осевого усилия, необходимого для эффективного разрушения горных пород. Как следует из ранее проведенного анализа (см. формулу (2.10)), осевая нагрузка на инструмент обеспечивает повышенную деформацию буровой компоновки, рост угла перекоса породоразрушающего инструмента на забое скважины и величины отклоняющего усилия. По этой причине скважины, буримые долотами, искривляются более интенсивно в сравнении со скважинами, бурение которых осуществляется с отбором керна.*

*Диаметр породоразрушающего инструмента непосредственно не оказывает влияния на рост интенсивности искривления, но влияют такие параметры, как осевая нагрузка на инструмент и жесткости колонковой или направляющей трубы и бурильных труб. При этом с понижением диаметра породоразрушающего инструмента жесткость буровой компоновки снижается более значительно (в соответствии с формулой (2.15), жесткость уменьшается вследствие снижения осевого момента инерции  $J$  в четвертой степени) в сравнении со снижением осевой нагрузки до пределов, достаточных для эффективного разрушения породы. Например, если при уменьшении диаметра долота снижение осевой нагрузки происходит в 1,5 раза, то снижение жесткости при переходе на буровую компоновку*



меньшего диаметра может наблюдаться в 2–3 раза. Поэтому с уменьшением диаметра бурового инструмента наблюдается рост интенсивности естественного искривления.

*Форма профиля торца породоразрушающего инструмента* оказывает влияние на интенсивность, а в ряде случаев – на направление естественного искривления скважин. При этом каких-либо четких рекомендаций пока не существует, поскольку влияние формы профиля торца необходимо связывать с конкретной горной породой, её текстурой, физико-механическими свойствами и достаточно точно с конкретными параметрами залегания.

Поэтому, как правило, наиболее стабильно и предсказуемо при формировании направления скважины ведут себя буровые инструменты с плоской или с округлой формой торца. Эти формы профилей можно считать нейтральными, т. е. отсутствует влияние на искривление скважин независимо от условий залегания горных пород.

Таким образом, при вращательном бурении в результате совокупности действующих факторов более значительное искривление могут получить скважины, буримые шарошечными долотами и долотами с резцами *PDC* со значительным выпуском боковых резцов, а минимальное – алмазными импрегнированными и иными долотами с малой площадью торца, с подрезными алмазами средних и крупных размеров.

При этом большое значение имеет возможность реализации бурения с высокой механической скоростью без применения высоких значений осевого усилия.

С этой целью целесообразно применение промывочных жидкостей с поверхностно-активными веществами (ПАВ), использование породоразрушающих инструментов с элементами, реализующих гидродинамическое и гидроакустическое воздействие на зоны разрушения и предразрушения породы на забое скважины, других возможных физико-химических способов интенсификации процессов деформирования и разрушения горной породы.

#### **2.2.4. Механизм искривления скважин при вращательном роторном бурении**

Анализ влияния технологических причин на процесс искривления скважин позволяет выделить основные факторы, составляющие основу механизма искривления скважин при вращательном бурении.

*Первым основным фактором* искривления скважин является угол несогласия между осью скважины и осью буровой компоновки, возникающий вследствие деформации буровой компоновки. Деформация буровой компоновки приводит к перекосу породоразрушающего инструмента на забое скважины на угол  $\gamma_0$  и появлению отклоняющего усилия, действующего в направлении перекоса бурового инструмента (формула (2.10)).



Зависимость интенсивности искривления скважин от величины угла перекоса инструмента  $\gamma_0$  (угла несогласия между осью скважины и осью деформированной компоновки) очень значительна, но не всегда прямо пропорциональна. Например, возможны варианты работы буровых компоновок, при которых значительные прогиб компоновки и угол перекоса  $\gamma_0$  могут не вызывать существенного искривления скважин.

В то же время устранение угла перекоса инструмента и деформации буровой компоновки практически исключает искривление скважин.

Для снижения искривления скважин может использоваться комплекс мероприятий по технологии бурения и подбору буровых компоновок, ориентированный на максимальное снижение угла перекоса  $\gamma_0$ .

В этом направлении крайне важно качество изготовления и сборки буровых компоновок, преследующих цель получения идеально соосного устройства с укрепленными резьбовыми соединениями.

*Вторым основным фактором* искривления скважин является вид движения деформированной буровой компоновки в скважине. При равных значениях угла перекоса бурового инструмента  $\gamma_0$  (см. зависимость (2.8)), т. е. практически независимо от степени деформации буровой компоновки, максимальные значения интенсивности искривления скважины связаны с вращением компоновки вокруг собственной изогнутой оси (ориентированный изгиб –  $\Phi_2$ ), минимальные – с вращением деформированной компоновки вокруг оси скважины ( $\Phi_1$ ).

Поскольку при бурении в обычном режиме в основном реализуется промежуточный вид движения деформированной компоновки  $\Phi_{1-2}$  (одновременное вращение компоновки вокруг собственной оси и оси скважины – см. рис. 2.5, 2.6), на практике наблюдается средний уровень интенсивности искривления, со смещением в сторону максимального значения при преимущественном вращении деформированной компоновки вокруг собственной оси и со смещением в сторону минимального значения, если преобладает вращение вокруг оси скважины.

Для снижения интенсивности искривления следует использовать буровые компоновки с параметрами, которые обеспечивают вид движения  $\Phi_1$ .

*Третий основной фактор* искривления скважин связан с процессами разрушения горной породы при формировании ствола скважины, а именно с соотношением скоростей фрезерования стенки скважины под действием отклоняющего усилия и углубления забоя под действием осевого усилия.

Условием снижения интенсивности естественного искривления скважин является минимизация этого соотношения ( $v_\phi / v_6 \rightarrow \min$ ) за счет снижения  $v_\phi$  и интенсификации  $v_6$ .

Аналитическую зависимость, отражающую в общем виде взаимоотношение основных факторов и их параметров, оказывающих влияние на процесс искривления скважин при вращательном бурении, можно представить в следующем виде:

$$i = \frac{57,3}{L_k} \left( \gamma_k + \frac{v_\phi}{v_b} \right), \quad (2.22)$$

где  $L_k$  – расчетная длина буровой компоновки, определяющая интенсивность искривления, м;  $\gamma_k$  – угол перекоса буровой компоновки длиной  $L_k$  на забое скважины, град.

Подробный анализ формулы общего вида (2.22) и определение входящих в неё параметров приведен в работах [21, 22].

Для пояснения физического смысла формулы (2.22) и пояснения основных позиций механизма естественного искривления скважин при вращательном бурении рассмотрим схемы на рис. 2.12, а–д.

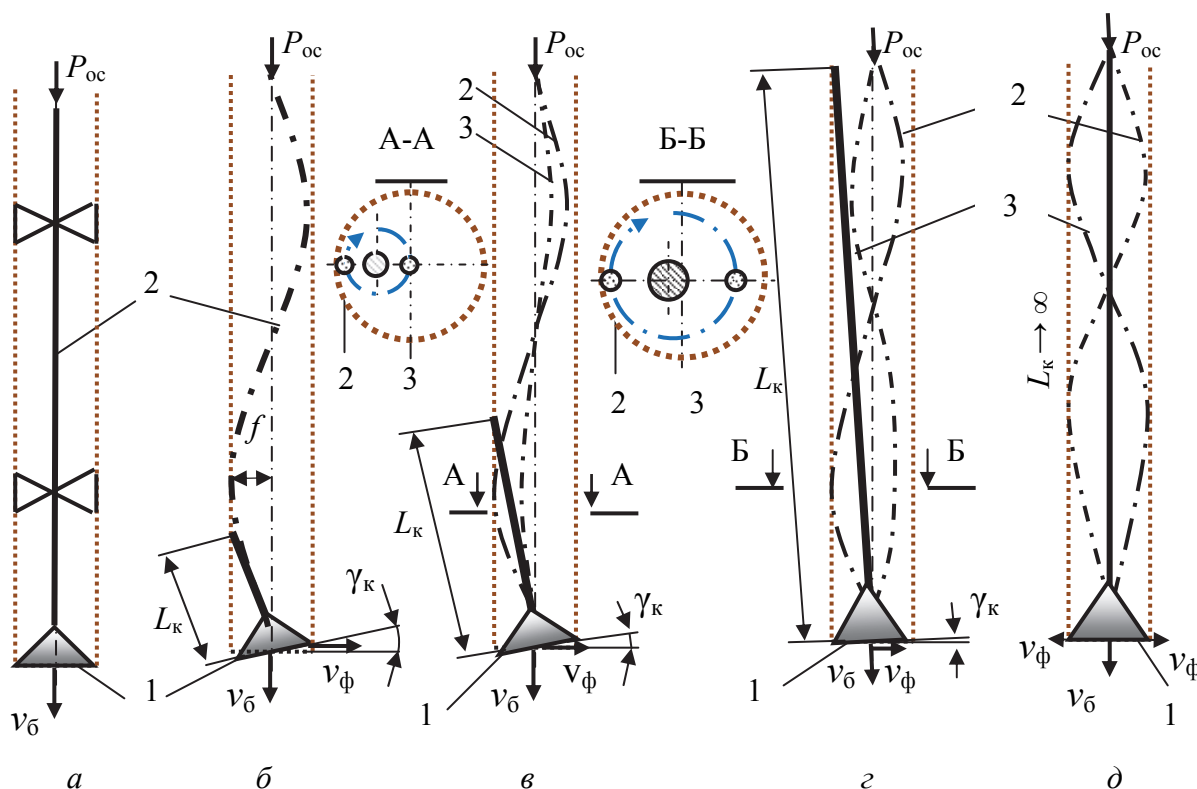


Рис. 2.12. Схемы для анализа влияния основных факторов на процесс естественного искривления скважины при вращательном бурении

В первом случае, представленном на рис. 2.12, а, буровая компоновка строго центрирована в стволе скважины, поэтому угол перекоса  $\gamma_k = 0$  и отсутствует фрезерование стенки скважины, а длина буровой компонов-

ки, которая может определять кривизну ствола, стремится к бесконечности ( $L_k \rightarrow \infty$ ). Таким образом, анализируя формулу (2.22), можно сделать вывод, что основные факторы, которые могли бы вызвать искривление ствола скважины, отсутствуют.

В случае если буровая компоновка деформирована (показана осевая линия компоновки 2 на рис. 2.12, б) в пределах радиального зазора  $f$  между компоновкой и стенкой скважины и вращается строго вокруг собственной изогнутой оси (вид движения  $\Phi_2$  на рис. 2.11, б), расчетная длина  $L_k$  определяется как длина касательной линии к линии прогиба компоновки, измеренная от торца породоразрушающего инструмента 1 до стенки скважины. В этом случае длина  $L_k$  минимальна, угол перекоса  $\gamma_k$ , равный  $\gamma_0$ , максимален, а поскольку перекос породоразрушающего инструмента в данном случае строго фиксирован, фрезерование стенки скважины происходит в одном преимущественном направлении, что вызывает максимальное искривление ствола скважины, которое будет тем выше, чем больше угол перекоса  $\gamma_k$  и меньше  $L_k$ .

Таким образом, вид движения деформированной компоновки  $\Phi_2$  вызывает максимальное искривление ствола скважины при прочих равных условиях.

В случае если вид движения компоновки начинает трансформироваться из вращения вокруг собственной изогнутой оси –  $\Phi_2$  в смешанный вид, когда преобладает вращение вокруг собственной изогнутой оси и присутствует вращение компоновки вокруг оси скважины (вид вращения  $\Phi_{1,2}$ ), положение и длина  $L_k$  определяются как усредненная касательная линия к линиям деформации 2 и 3 буровой компоновки (рис. 2.12, в). В этом случае компоновка длиной  $L_k$  занимает положение в центре траектории обращения деформированной компоновки вокруг оси скважины (сечение А-А на рис. 2.12, в).

Анализ схемы на рис. 2.12, в и формулы (2.22) показывает, что в этом случае интенсивность искривления будет существенно ниже, чем при вращении компоновки вокруг собственной изогнутой оси, так как расчетная длина  $L_k$  увеличивается, снижаются угол перекоса  $\gamma_k$  и влияние фрезерования стенки скважины на формирование кривизны.

Дальнейшая трансформация вида движения в направлении  $\Phi_2 \rightarrow \Phi_1$  (рис. 2.12, г) приводит к последующему снижению возможной интенсивности естественного искривления. Траектория обращения деформированной компоновки становится более симметричной (сечение Б-Б на рис. 2.12, г), возрастает длина  $L_k$ , снижается угол перекоса, а фрезерование стенки скважины буровым инструментом не имеет какого-либо строго заданного направления.

При идеальном виде движения  $\Phi_1$  исчезают все основные причины для искривления скважины при ранее принятых условиях деформации бу-

ровой компоновки (оси 2 и 3 на рис. 2.12, д), так как расчетная длина  $L_k$  стремится к бесконечности, угол перекоса  $\gamma_k$  равен нулю. Следовательно, интенсивность искривления ствола скважины также будет равна нулю.

Анализ влияния технологических причин на процесс искривления скважин позволяет выделить основные факторы, составляющие основу механизма искривления скважин при вращательном турбинном бурении.

При бурении скважин в сжатой части низа бурильной колонны под действием осевых нагрузок возникает продольный изгиб. При работе турбобура разрушение горной породы приводит к появлению реактивного момента и компоновка бурильной колонны закручивается. В результате действия продольных сил и реактивного момента колонна деформируется в виде спирали, а долото получает перекося. Перекося компоновки на угол  $\gamma_0$  в пределах зазора обеспечивает в вертикальной скважине отклоняющую силу  $P_{от} = P_{ос} \sin \gamma_0$ . Одновременно перекося долота на угол  $\gamma_0$  при условии прямолинейного состояния забойного двигателя задает искривление с интенсивностью

$$i_a = 57,3 \left( \frac{D_{скв} - d_k}{L_T^2} \right), \quad (2.23)$$

где  $L$  – длина турбобура, м.

Набор угла в направлении выполаживания скважины будет происходить как за счет фрезерования под действием отклоняющей силы  $P_{от}$ , так и за счет перекося долота. Формула, отражающая этот процесс в аналитической форме, будет выглядеть следующим образом:

$$i = 57,3 \left( \frac{D_{скв} - d_k}{L_T^2} + \frac{v_\phi}{v_б L_T} \right). \quad (2.24)$$

При этом в процессе работы долота плоскость перекося компоновки может меняться, задавая наряду с выполаживанием отклонение скважины вправо или влево.

На рис. 2.13, а показана схема положения компоновки с турбобуром в скважине, а на рис. 2.13, б – совмещенные графические зависимости усилий  $P_в$  и  $P_{от}$  от значения зенитного угла  $\theta$ .

Отклоняющая сила, как уже отмечено, зависит от угла перекося турбобура в скважине. В процессе набора кривизны по мере роста зенитного угла скважины возрастает сила  $P_в$ , стремящаяся вернуть скважину к вертикальному положению. При определенном значении зенитного угла сила  $P_в$  будет равна отклоняющей силе  $P_{от}$  и процесс изменения направления скважины прекратится. Графическое решение определения равновесного зенитного угла  $\theta_1$  представлено на рис. 2.13, в.

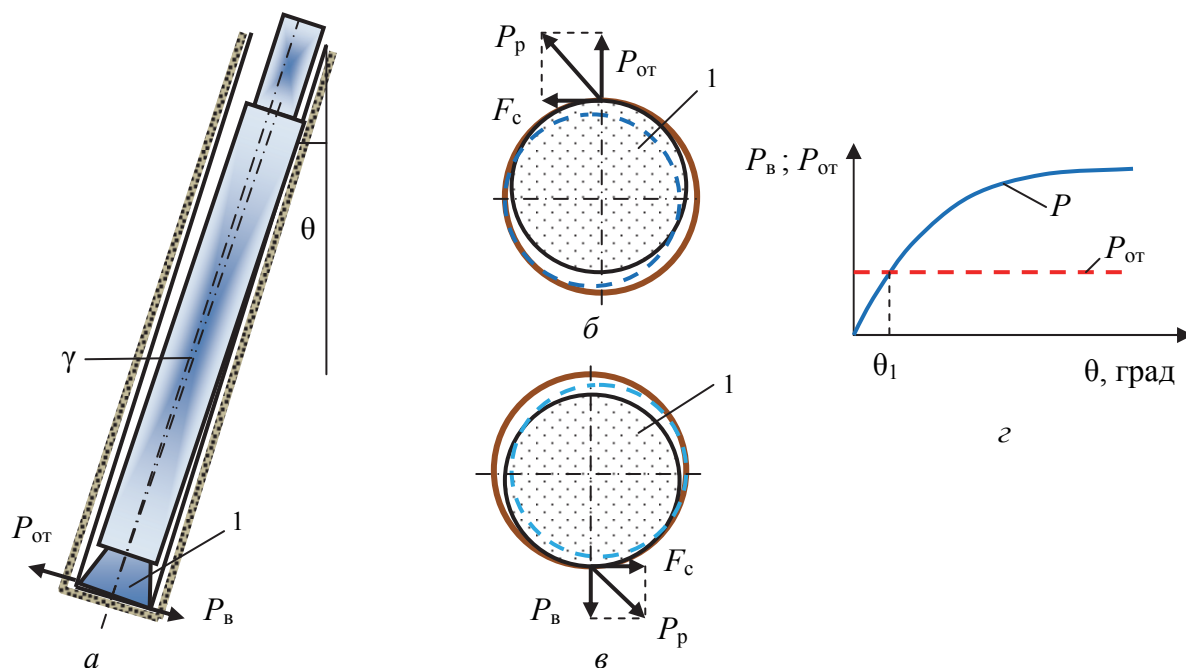


Рис. 2.13. Схемы, поясняющие процесс искривления скважины при бурении турбобуром: а – положение компоновки в наклонной скважине; б – направление искривления под действием отклоняющей силы  $P_{от}$ ; в – направление искривления под действием силы  $P_b$ ; г – графические зависимости усилий  $P_b$  и  $P_{от}$  от величины зенитного угла; 1 – долото

При бурении горизонтальных или полого наклонных скважин усилие  $P_b$  будет стремиться направить скважины в сторону выкручивания, т. е. снижения зенитного угла.

В случае если доминирует отклоняющая сила  $P_{от}$ , то процесс фрезерования стенки скважины приведет к отклонению скважины влево (рис. 2.13, б), если же стенка скважины будет фрезероваться под действием усилия  $P_b$ , следует ожидать искривления скважины вправо (рис. 2.13, в).

Величину усилия  $P_b$  можно ориентировочно определить по зависимости

$$P_b = \sin(\theta + \gamma) \frac{Q_T}{2}, \quad (2.25)$$

где  $\theta$  – зенитный угол, град;  $\gamma$  – угол перекоса компоновки в скважине, град;  $Q_T$  – вес турбобура, даН.

Исходя из равенства  $P_b = P_{от}$  можно определить величину равновесного угла:

$$\theta_1 = \arcsin \frac{2P_{от} \sin \gamma}{Q_T} - \gamma. \quad (2.26)$$

Выражение (2.26) позволяет определить значение зенитного угла, при котором возможна стабилизация направления скважины.

## 2.3. Геологические причины естественного искривления скважин

Основными причинами отклонения скважин от проектных направлений являются причины естественного характера, определяемые условиями залегания и типами горных пород. Причины данного типа принято называть геологическими причинами естественного искривления скважин.

### 2.3.1. Характеристика горных пород по влиянию на процесс искривления скважин

К основным геологическим условиям, влияющим на искривление скважин, относят слоистость, сланцеватость, флюидалность, ориентированное расположение в породе кристаллов отдельных минералов, трещиноватость, пористость, перемежаемость слоев горных пород различной твердости, зоны дроблений пород, разломы, пустоты, твердые включения.

Горные породы по специфике влияния на направление скважин подразделяются на три группы [3, 8, 9, 12]: относительно изотропные; анизотропные; перемежающиеся по твердости горные породы.

Первая группа горных пород – *изотропные горные породы* – не оказывает какого-либо решающего влияния на искривление скважин, а механизм искривления определяется в основном действием технических и технологических факторов. Это чаще всего породы осадочного и магматического происхождения. Для изотропных горных пород характерно равенство параметров физико-механических свойств во всех направлениях.

Однако большинство горных пород в результате горного давления, температур и процессов складкообразования подвергаются тем или иным изменениям. Породы в результате процессов образования и последующего преобразования становятся неоднородными, подвергаются кристаллизации, приобретают сланцеватость, кливаж, трещиноватость. Такие породы становятся *анизотропными*.

*Анизотропия горных пород* – (от греч. – *anios* неравный и *tropos* – свойство) – неодинаковость физических свойств (теплопроводность, скорость прохождения упругих волн, а также твердость и буримость) горных пород (иных твердых тел) по различным направлениям внутри их тел.

Анизотропией обладают некоторые природные материалы, в том числе многие кристаллы, древесина, а также продукты человеческой деятельности, например металлы, которые подобно горным породам испытывают напряжения и действие температур при ковке, штамповке, прокатке, поверхностном упрочнении и др.

Анизотропными могут быть любые породы: магматические, осадочные или метаморфические. При этом анизотропия может быть присуща породам с момента их образования (генетическая анизотропия), а может появиться в процессе изменения, чаще всего при динамометаморфизме (тектоническая анизотропия).

Анизотропия магматических горных пород, равно как и других пород, внешне может быть оценена через текстуру.

*Текстура* (от лат. *textura* – ткань, строение) – характеристика степени и особенностей неоднородности горных пород, проявляющейся в форме, взаимном расположении и ориентировке минеральных агрегатов.

Магматические породы образуются при подъеме магмы из недр Земли и остывании на её поверхности или в глубине.

Магматические породы могут иметь однородную или директивную текстуру. Если порода на различных участках имела одинаковые условия кристаллизации, то она характеризуется однородной текстурой и изотропией свойств. При этом не наблюдается какой-либо преимущественной ориентировки породообразующих минералов.

Директивные текстуры образуются в магматических породах в том случае, если в текущей или остывающей магме происходит одинаковая ориентировка минералов, имеющих уплощенную или вытянутую форму, или происходит образование слоев различного состава. Ориентировка кристаллов магнитных минералов происходит под влиянием магнитного поля Земли. Известно, что упорядочиванию магнитных моментов подвержены даже изометрические зерна кристаллов.

Среди директивных текстур выделяются линейные, трахитоидные, полосчатые и флюидальные. Породы, обладающие этими текстурами, как правило, характеризуются анизотропией свойств.

Линейная текстура может наблюдаться в горных породах, включающих призматические минералы, если они ориентированы своими длинными осями в направлении движения магмы.

Трахитоидная текстура появляется при концентрации уплощенных и таблитчатых минералов в субпараллельных плоскостях, называемых плоскостями трахитоидности, расположение которых обычно задается направлением движения потока магмы.

Полосчатая текстура характеризуется чередованием в горной породе субпараллельно расположенных полос или слоев различного состава и структуры, образованных направленным движением охлаждающей магмы.

*Флюидальная текстура* (текстура изверженной породы, сформированная в процессе отверждения движущейся жидкой лавы) характеризуется наличием очень мелких игольчатых и пластинчатых кристаллов,

включенных в вулканическое стекло и ориентированных длинной стороной в определенном направлении, обычно вдоль направления движения лавы.

Осадочные породы образуются за счет разрушения материнских (уже существующих) пород, переноса продуктов разрушения и образования осадков. Осадок постепенно превращается в плотную, а часто и сцементированную породу. Попадая на глубокие подземные горизонты, осадочные породы изменяются и превращаются сначала в метаморфизованные осадочные породы (глинистые и другие сланцы, песчаники, кварциты), а затем в метаморфические породы (кристаллические сланцы, гнейсы и др.).

К числу важнейших первичных текстур осадочных пород относятся все проявления слоистости.

*Слоистость* – строение горных пород в виде налегающих один на другой слоев, различающихся минеральным составом, цветом, особенностями слагающих породы частиц и другими признаками.

По положению залегающих слоев слоистость может быть горизонтальной, косой, изогнутой, комплексной и др.

Слоистость образуется благодаря обособлению слоев различной толщины и плотности, что связано с изменением режима осадконакопления со сменой времени года, климата, других природных условий осадконакопления, например, с изменением глубины водоема.

Метаморфические горные породы образованы в результате преобразования горных пород под воздействием температуры, горного давления и химической активности минерализованных растворов. Процессы метаморфизма часто сопровождаются изменением химического состава пород, нарушением имеющихся и созданием новых текстур и структур. К числу главных видов метаморфических пород относятся различные сланцы (глинистые, кристаллические и др.), гнейсы, мраморы, магматиты, кварциты, роговики и др.

Наиболее анизотропны метаморфические горные породы с полосчатой и сланцеватой текстурами.

Процессы метаморфизма вызывают усиление слоистой текстуры осадочных пород, увеличивая степень их анизотропии. В других случаях анизотропия метаморфизованных пород связана с рассланцеванием пород и появлением чешуйчатых, листоватых, пластинчатых минералов, минералов удлиненной формы, расположенных в породе субпараллельно.

Например, можно наблюдать упорядоченную ориентировку удлиненных кристаллов в одних и хаотичное расположение кристаллов в других образцах байкальских мраморов. При этом в первом случае отмечалась значительная анизотропия прочностных свойств мрамора, а во втором – порода была практически изотропна, что получило отражение в форме



окатывания этих образцов в горной реке: первый имел форму эллипсоида вращения, вытянутого длинной осью в направлении наклона удлиненных кристаллов, второй имел форму практически идеального шара.

В метаморфических породах часто наблюдаются сланцеватость и кливаж. Эти два структурных элемента почти всегда являются верными признаками анизотропии горных пород.

*Сланцеватость* – способность горных пород относительно легко раскалываться при ударе параллельно определенной плоскости. Слоистость возникает в результате укладки плоских минералов субпараллельно. При этом образуются плоскости делимости.

*Кливаж* (от франц. *clivage* – расслаивание, расщепление) – сеть параллельных поверхностей с ослабленными в результате пластической деформации связями между частицами породы, по которым порода может раскалываться на тонкие пластины.

Кливаж хорошо прослеживается в породах, испытавших сжатие при образовании горной складки. Кливаж может развиваться параллельно основной структуре месторождения, в некоторых случаях возникает веерообразный кливаж по отношению к замку складки. Степень кливажирования горных пород определяет анизотропию горных пород, а направления кливажа – возможное направление естественного искривления проектируемых скважин [13].

Наиболее опасен с позиций направленного бурения скважин кливаж в том случае, если он сечет напластование под каким-либо углом (веерное распространение кливажа в областях, близких к замкам складки). В подобных случаях направленное бурение осложняется тем, что скважины проектируются вкрест простирания слоев породы и рудного тела, а направлением естественного их искривления будет направление, совпадающее с направлением вкрест простирания кливажа и не совпадающее с проектным направлением [13].

Большое значение имеет также анизотропия за счет порового пространства, соответствующая, как правило, внешней анизотропии кристаллов. То есть это пористость, ориентированная в направлении слоистости, сланцеватости, флюидалности и др.

На рис. 2.14 приведена фотография забоя скважины, пробуренной в блоке анизотропного туфодацита. Забой после бурения и распиловки блока пропитан керосином. Сплошной линией и штриховкой уточнен контур забоя, штриховой линией – зона распространения керосина по породе. Форма распространения керосина по породе показывает преимущественное распространение пористости вдоль слойков породы.

Ориентировка пористости вдоль текстурных элементов породы определяет ее повышенную деформируемость в направлении перпендикулярно

слоистости, сланцеватости и таким образом может влиять на процессы разрушения анизотропной породы, определяя степень неравномерности и асимметрию объемов деформации и скалывания. Проникновение бурового раствора в направлении пористости (слоистости) также существенно влияет на эффективность разрушения породы, определяя некоторую асимметрию породоразрушающего действия бурового инструмента при бурении.

Величина пористости тесно связана с вещественным составом горных пород, размерами, формой и упаковкой зерен породы. В осадочных породах пористость может достигать 35 % объема породы, в вулканогенно-осадочных (туфопесчаники, туффиты) и метаморфических породах – 5–20 %, в магматических породах – не более 5 %.

Механизм искривления скважин в анизотропных породах определяется взаимосвязанным влиянием геологических и технологических факторов.

*Переменяющиеся по твердости горные породы* составляют массив горных пород, в котором, переслаиваясь, залегают в виде отдельных слоев и жил горные породы различной твердости и буримости, а процесс искривления скважин связан с формированием кривизны ствола при пересечении контактов горных пород различной твердости.

В ряде случаев возможны варианты, когда анизотропия горных пород сочетается с перемежаемостью по твердости отдельных слоев.

При искривлении скважин, буримых в перемежающихся по твердости горных породах, закономерности их искривления объясняются действием факторов геологического и технологического характера.

### **2.3.2. Влияние анизотропии горных пород на процесс искривления скважин**

Влияние анизотропии горных пород на искривление скважин можно оценить по степени анизотропии. Оценка степени анизотропии пород производится при лабораторных испытаниях образцов. Показатель степени анизотропии определяется как соотношение одноименных параметров прочности, замеренных вдоль и поперек слоистости, сланцеватости, флюидальности и др.

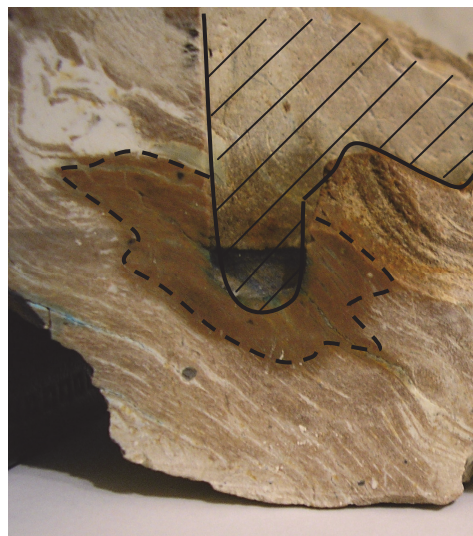


Рис. 2.14. Фото скважины в разрезе, пробуренной в анизотропном туфодаците

Например, может быть определен показатель степени анизотропии при испытании породы на сжатие (ГОСТ 21153.4–75):

$$K_{сж} = \sigma_{\perp} / \sigma_{\parallel}.$$

Для руды КМА (Курская магнитная аномалия) показатель

$$K_{сж} = 2,94 \cdot 10^8 \text{ Па} / 2,06 \cdot 10^8 \text{ Па} = 1,42 [30].$$

В ряде случаев показатель степени анизотропии можно оценить по скорости прохождения звуковых волн различного диапазона частоты. Например, известна методика, в соответствии с которой по результатам сейсмического прозвучивания по скорости прохождения звуковых волн в толще горных пород определяют условия залегания горных пород, возможную степень их анизотропии и прогнозируют возможное направление искривления скважин.

Известны методы оценки анизотропии горной породы по теплопроводности вдоль и поперек слоистости и сланцеватости, по глубине внедрения индентора при равной нагрузке.

Наиболее точно с точки зрения влияния на искривление скважин степень анизотропии горной породы можно оценить в соответствии с показателями анизотропии по твердости и буримости.

*Показатель анизотропии горных пород по твердости* – соотношение твердостей горной породы, определяемых при испытании образца породы вдоль и перпендикулярно слоистости или сланцеватости:

$$K_T = p_{\parallel}^{\perp} / p_{\parallel}^{\parallel}. \quad (2.27)$$

*Показатель анизотропии горных пород по буримости* – соотношение механических скоростей бурения горной породы, которые получены при бурении в направлении, перпендикулярном по отношению к слоистости или сланцеватости породы и в направлении слоистости или сланцеватости породы:

$$K_v = v_{\perp} / v_{\parallel}. \quad (2.28)$$

Таким образом, представленные выше  $K_T$  и  $K_v$  – показатели анизотропии по твердости и буримости – будут иметь значения больше 1, так как определяются на основании зеркального соотношения параметров твердости и буримости по отношению к текстурным признакам породы. Это связано с тем, что более высокая твердость задает меньшую скорость бурения и, наоборот, меньшая твердость – большую скорость бурения.

Показатель анизотропии горных пород по твердости определяется в соответствии с методикой, предложенной профессором Л. А. Шрейнером (ГОСТ 12288–66).

Как показывают исследования, показатели анизотропии различных горных пород могут варьировать в пределах от 1,05 (слабая анизотропия) до 1,25 (средняя) и 1,8–2,0 (сильная анизотропия горных пород).

Например, работы по определению степени анизотропии горных пород Лениногорского рудного района (Казахстан), выполненные В. Д. Ларионовым, показали, что анизотропия по твердости максимальна в вулканогенных туфах-туффитах:  $K_T = 1,22–1,83$ , а средняя и наименьшая – в осадочных:  $K_T = 1,17–1,27$  и магматических породах:  $K_T = 1,06–1,08$  [12].

Анизотропия горных пород может существенно отличаться в зависимости от степени их метаморфизма. На основании выполненных Л. В. Блинецом исследований анизотропии пород, подвергшихся метаморфизму разной степени, установлено, что все показатели анизотропии (по твердости, упругости) этих групп пород (по степени метаморфизма) в направлении вдоль напластования превышают аналогичные показатели в направлении, перпендикулярном к напластованию в 1,15–1,5 раза. Коэффициенты анизотропии полностью соответствуют изменению прочностных свойств одних и тех же пород, подвергшихся разной степени метаморфизма [8].

В качестве примера рассмотрим результаты исследований анизотропии изверженной горной породы из района Забайкальского эффузивного поля [9].

На рис. 2.15 приведены результаты определения твердости анизотропного туфодацита. В качестве анизотропной горной породы использован спекшийся туфодацит, в котором отдельные пластичные обломки полностью или частично спаяны между собой. Порода является эффузивной, имеющей флюидалную текстуру, которая определяет анизотропию различной степени, заданную полосчатым чередованием светло- и темно-коричневых субпараллельных слоев.

Результаты определения твердости туфодацита в плоскости, перпендикулярной флюидалности, приведены на рис. 2.15, согласно которому показатель анизотропии по твердости  $K_T = 1,65$ , а распределение твердости по отношению к сланцеватости достаточно близко к линии эллипса.

Согласно полученным данным породу можно характеризовать как анизотропную упругопластичную породу средней твердости. По диаграммам деформации туфа рассчитаны модули упругости  $E$  и коэффициенты пластичности  $K_{пл}$ . Для данной породы определены также предельные значения напряжений на сжатие и растяжение по этим направлениям. Указанные значения параметров составили:  $\sigma_p^{\parallel} = 12\,963,5$  кПа,  $\sigma_p^{\perp} = 21\,658$  кПа (показатель  $K_p = 1,67$ ),  $\sigma_{сж}^{\parallel} = 12\,287,2$  кПа,  $\sigma_{сж}^{\perp} = 15\,190$  кПа (показатель  $K_{сж} = 1,24$ ). Коэффициент Пуассона  $\nu$  для туфа равен 0,07 и 0,1 при испытании породы вдоль и перпендикулярно флюидалности.

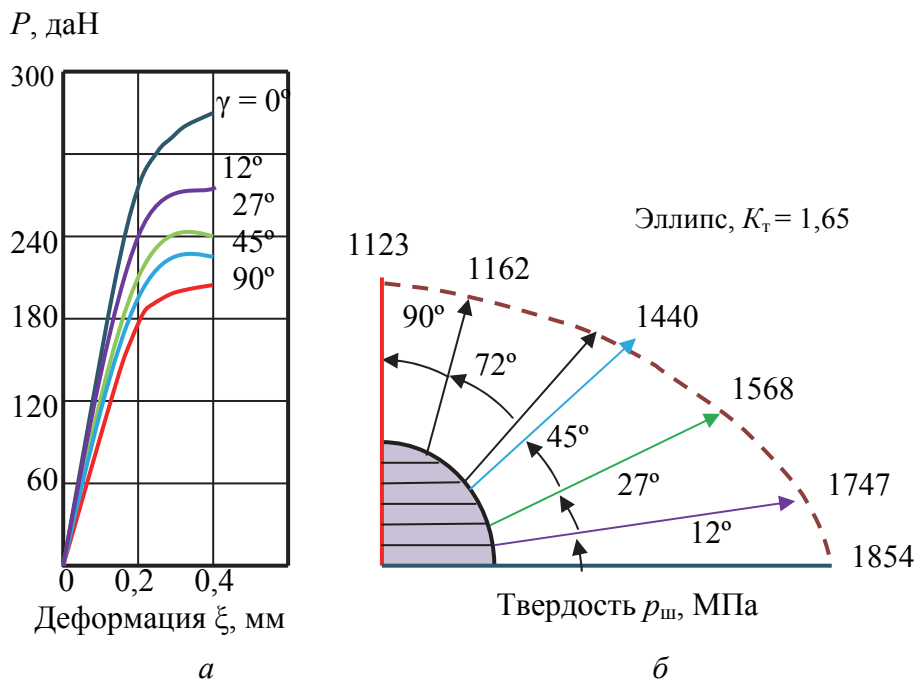


Рис. 2.15. Диаграмма деформирования (а) и полярная диаграмма твердости туфодацита (б) в плоскости, перпендикулярной слоям

Полученные экспериментально значения параметров позволили рассчитать комплексный показатель, объединяющий все параметры свойств, оказывающих влияние на буримость, – работу, затраченную на упруго-пластическое деформирование породы в процессе ее разрушения при вдавливании индентора:

$$A_p = \frac{\pi^2 p_{ш}^2 r^3 (1 - \nu^2) K_{пл}}{4E}, \quad (2.29)$$

где  $p_{ш}$  – твердость породы, Па;  $r$  – радиус торца индентора, м;  $\nu$  – коэффициент Пуассона;  $K_{пл}$  – коэффициент пластичности породы;  $E$  – модуль упругости, Па.

Результаты определения параметров физико-механических свойств туфодацита и его буримости приведены в табл. 2.3.

Как следует из представленных данных, наибольшие твердость, упругость, коэффициент пластичности, удельная контактная работа разрушения получены при испытании горной породы вдоль слоев флюиальности, а наименьшие – перпендикулярно им.

В результате опытного бурения туфодацита построены математические модели влияния осевого усилия и частоты вращения на механическую скорость при бурении для каждого из направлений относительно флюиальности:  $\gamma = 12^\circ$  ( $v_{12}$ ),  $27^\circ$  ( $v_{27}$ ),  $50^\circ$  ( $v_{50}$ ) и  $72^\circ$  ( $v_{72}$ ):

$$\left. \begin{aligned} v_{12} &= 8,3 + 2,18P + 3,6\omega + 1,2P\omega \\ v_{27} &= 10,1 + 2,1P + 5,4\omega + 1,4P\omega \\ v_{50} &= 10,8 + 2,3P + 6,1\omega + 1,6P\omega \\ v_{72} &= 12,6 + 3,45P + 7,6\omega + 2,35P\omega \end{aligned} \right\}, \quad (2.30)$$

где  $P$  и  $\omega$  – осевая нагрузка и частота вращения в закодированном выражении с пределами значений от  $-1$  (min) до  $1$  (max).

Таблица 2.3

Параметры физико-механических свойств и буримости туфоадита под различными углами к плоскостям флюидалности

Угол встречи индентора и слойков породы $\gamma$ , град	Твердость горной породы $p_{ш}$ , МПа	Модуль упругости горной породы $E$ , МПа	Коэффициент пластичности горной породы $K_{пл}$	Удельная контактная работа разрушения $A_p$ , Дж	Механическая скорость бурения $v_b$ , м/ч, в точках поля эксперимента*	
					$B$	$C$
0	1 854	10 143	4,2	1,473	–	–
12	1 747	9 528	3,91	1,303	8,3	15,23
27	1 568	7 948	3,9	1,254	10,1	19,0
45	1 440	7 000	3,42	1,058	–	–
72	1 162	6 285	3,2	0,716	12,6	26,0
90	1 123	5 836	3,1	0,69	–	–

\* См. рис. 2.16, а, б.

Для условий эксперимента значения осевого усилия варьировались от 750 до 1350 даН, а частота вращения – от 280 до 710 мин<sup>-1</sup>.

В соответствии с полученными моделями построены графики зависимостей механической скорости бурения от параметров режима бурения (на рис. 2.16, а, б даны графики для моделей  $v_{12}$  и  $v_{72}$ ).

Соотношение механических скоростей в одноименных точках поля эксперимента позволяет получить характеристику анизотропии по буримости в пределах варьирования параметрами режима бурения. На рис. 2.16, в даны графики показателя анизотропии по буримости согласно модели:

$$K_v = \frac{v_{72}}{v_{12}} = 1,41 + 0,025 P + 0,29 \omega - 0,02 P \omega. \quad (2.31)$$

На рис. 2.16, г дана диаграмма значений механических скоростей в различных направлениях относительно слоев породы. Приведенные кривые  $A$ ,  $B$ ,  $C$ ,  $D$  построены по значениям механических скоростей из одноименных точек на графиках (рис. 2.16, а, б). Как следует из графиков, кривые  $A$  и  $D$ , полученные при минимальной частоте вращения и соответст-

венно при минимальной и максимальной осевых нагрузках, близки геометрически к дугам окружностей. В точках *B* и *C* поля эксперимента кривые зависимостей механической скорости бурения от угла встречи со сланцеватостью аппроксимируются кривыми, которые близки геометрически к четвертям эллипсов при  $K_v = 1,52$  и  $1,7$  соответственно.

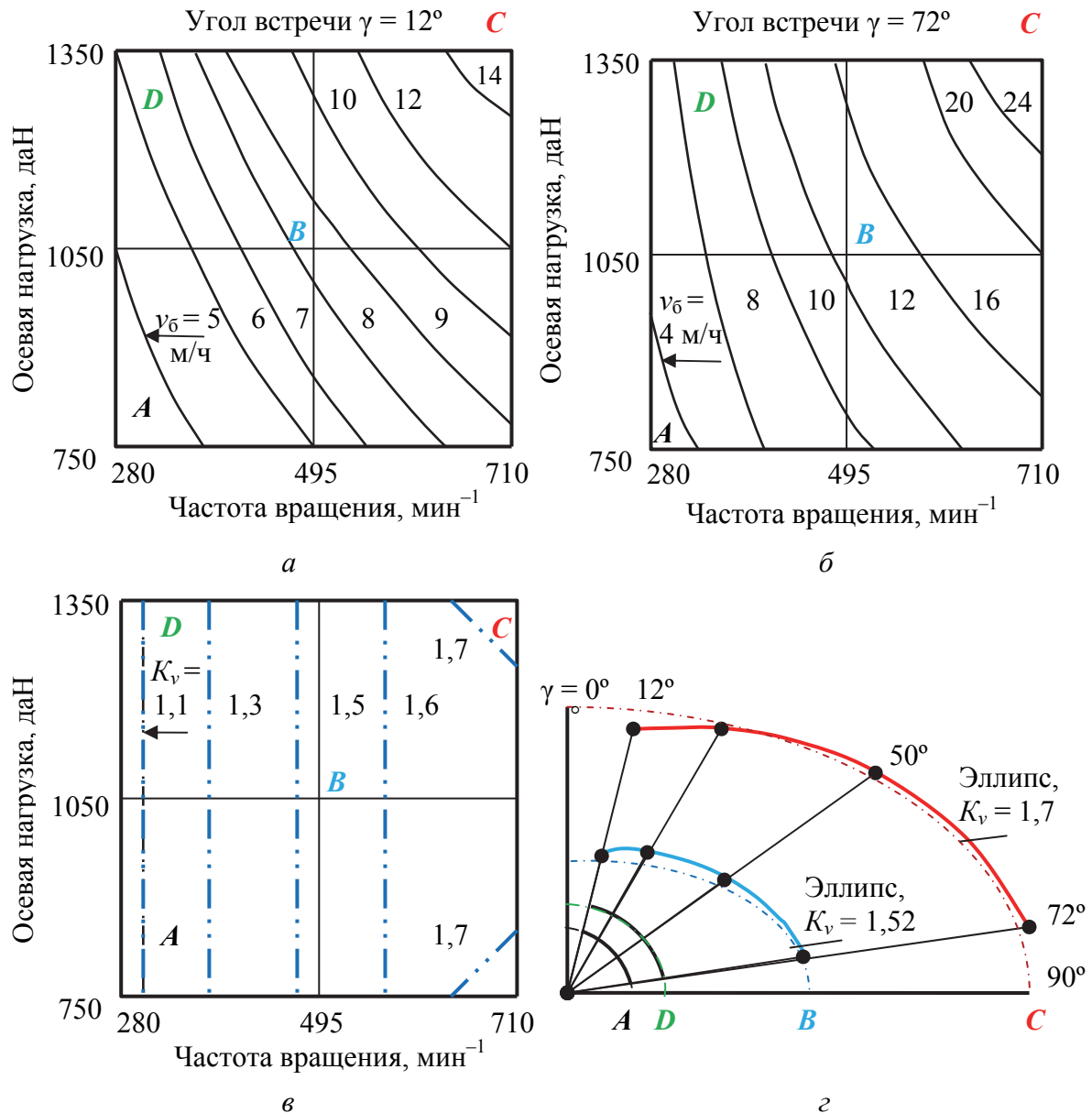


Рис. 2.16. Результаты бурения анизотропного туфоцитата: *a*, *б* – графики механической скорости бурения в зависимости от осевого усилия и частоты вращения инструмента при угле встречи со слоями породы 12 и 72 град; *в* – графики показателя анизотропии по буримости  $K_v$  туфа в зависимости от осевого усилия и частоты вращения инструмента; *г* – полярные диаграммы распределения скорости бурения в зависимости от угла встречи инструмента со слоями породы, полученные в точках *A*, *B*, *C* и *D* на графиках, представленных на рис. *a*, *б*

Из представленных материалов следует, что забайкальский туфодацит является анизотропной горной породой, причем показатель анизотропии по буримости непостоянен и находится в зависимости от частоты вращения (справедливо для использованного диапазона параметров режима бурения и применяемого инструмента). Отмеченная зависимость, очевидно, связана с тем, что порода не является твердой и при минимальном, по условию эксперимента,  $P_{oc}$  происходило объемное разрушение породы, а потому основной прирост механической скорости бурения связан с ростом частоты вращения. Поэтому распределение значений механических скоростей относительно сланцеватости туфа имеет вид, близкий к окружности (порода изотропна) при малых значениях частоты вращения и эллипсу (порода анизотропна) при более значительных частотах вращения (см. рис. 2.16).

Таким образом, показатель анизотропии по буримости горной породы зависит не только от анизотропии физико-механических свойств горной породы, но и таких факторов, как тип бурового инструмента, параметры технического состояния, режим бурового процесса и особенности механизма разрушения горной породы, которые в первую очередь определяются видом разрушения (поверхностно-усталостное или объемное), типом очистного агента, наличием в буровом растворе поверхностно-активных веществ (ПАВ), степенью очистки забоя от шлама.

Если один из параметров прочности, твердость или буримость горной породы, определять в разных направлениях относительно образца, как это сделано при исследовании свойств туфодацита (табл. 2.3, рис. 2.15, 2.16), то в двух взаимно перпендикулярных направлениях можно построить соответствующую диаграмму параметра прочности, твердости или буримости – плоскую (рис. 2.15, б, 2.16, г, 2.17, а) в пределах или пространственную (рис. 2.17, б) [3, 9].

На рис. 2.17 показаны диаграммы анизотропии горной породы по буримости – двух- и трехмерные соответственно. Диаграмма анизотропии породы по твердости или буримости может соответствовать эллипсу в двухмерном отражении (см. рис. 2.17, а) или эллипсоиду, если используется трехмерное отображение параметра (см. рис. 2.17, б).

Направление, соответствующее на схеме вектору ЛНС (линии наименьшего сопротивления), как правило, совпадает с направлением вкрест слоистости, сланцеватости или других текстурных признаков. В этом направлении наблюдается максимальная скорость бурения.

На схеме рис. 2.17, а вектор  $v_{изот}$  соответствует случаю изменения скорости бурения для изотропных пород, для которых диаграммой анизотропии является окружность. При трехмерном изображении диаграммы она будет выглядеть как шар, поскольку значения скорости бурения во всех направлениях в данном случае будут равны.



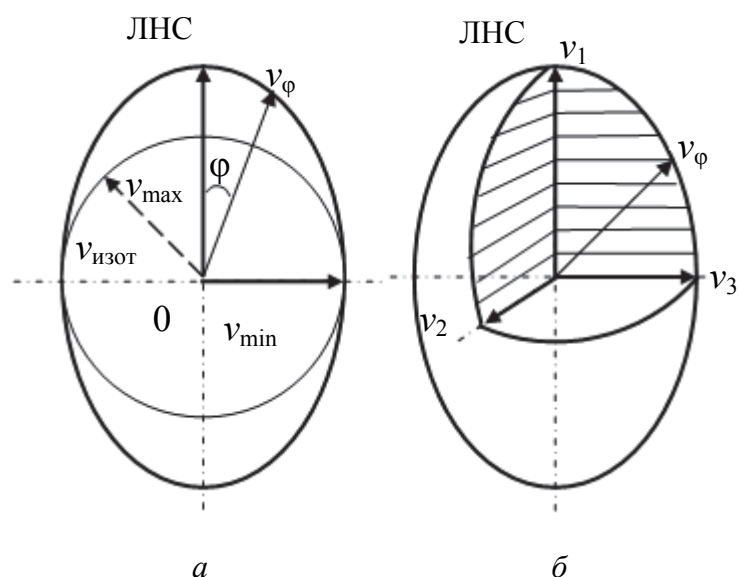


Рис. 2.17. Диаграммы анизотропии горных пород по скорости бурения: *а* – в зависимости от угла  $\phi$  между направлением вектора скорости  $v_\phi$  и ЛНС; *б* – эллипсоид анизотропии по буримости –  $v_1 = v_{\text{max}}$

Для анизотропных пород трехмерная диаграмма может быть в виде эллипсоида вращения, если скорости  $v_2$ ,  $v_3$  и  $v_1$  находятся в следующем соотношении:  $v_2 = v_3 < v_1$  (поперечное сечение диаграммы на рис. 2.17, *б* в этом случае будет иметь форму окружности). Диаграмма будет в виде трехосного эллипсоида, если выполняется условие  $v_1 > v_2 > v_3$  или  $v_1 > v_3 > v_2$  (поперечное сечение диаграмм на рис. 2.17, *б* в этом случае будет иметь вид овала).

Иллюстрацией приведенных диаграмм могут служить результаты исследований по оценке соответствия формы обломков, окатанных в реках горных пород с анизотропией их прочности. При проведении данных работ учитывалось, что в горных реках обломки горных пород подвергаются интенсивной механической обработке и могут получать неравномерно окатанную вследствие анизотропии физико-механических свойств поверхность. В этом смысле окатанные обломки пород содержат информацию об анизотропии прочностных свойств горной породы и являются, по сути, моделями поверхностей прочности. Например, изометричная форма обломков в виде шара характерна для однородных магматических пород, отличающихся относительной изотропией. Многие обломки имеют форму, близкую к эллипсоиду вращения, у них отмечены слоистость, сланцеватость, направление которых совпадает с большой осью эллипсоида. Обломки третьего типа напоминают трехосный эллипсоид. Форма обломков пород при их окатывании в реках определяется интенсивностью механической обработки по трем направлениям, которые связаны с ориентировкой

слоистости или сланцеватости, а значит, и прочностью образцов. В результате обломки приобретают различный размер по осям, а отношение размеров двух осей отражает в некоторой степени анизотропию породы в данных направлениях.

Как показывают исследования упругих характеристик анизотропных горных пород, в основном выполняется следующее соотношение модулей упругости вдоль ( $E^{\parallel}$ ) и перпендикулярно ( $E^{\perp}$ ) слоистости (сланцеватости):  $E^{\parallel} / E^{\perp} > 1$  [9].

Таким образом, для получения напряжения в породе под индентором тождественного напряжению разрушения  $\sigma$  анизотропная порода должна получить различную деформацию в различных направлениях относительно слоистости или сланцеватости –  $\xi^{\parallel}$ ,  $\xi^{\perp}$ , т. е. следуя закону Р. Гука,  $\xi^{\perp} = \sigma / E^{\perp} > \xi^{\parallel} = \sigma / E^{\parallel}$ .

Из неравенства следует, что при нагружении анизотропной породы (рис. 2.18) деформация её будет неодинакова в равноудаленных от торца индентора точках деформированного ядра, а, учитывая соотношение упругих характеристик породы, можно утверждать, что ядро сжатия под индентором получит вытянутость в направлении минимального значения модуля упругости (в направлении перпендикулярно слоистости или сланцеватости) и будет сжато в направлении максимального модуля Т. Юнга (вдоль слоистости или сланцеватости – рис. 2.18, а).

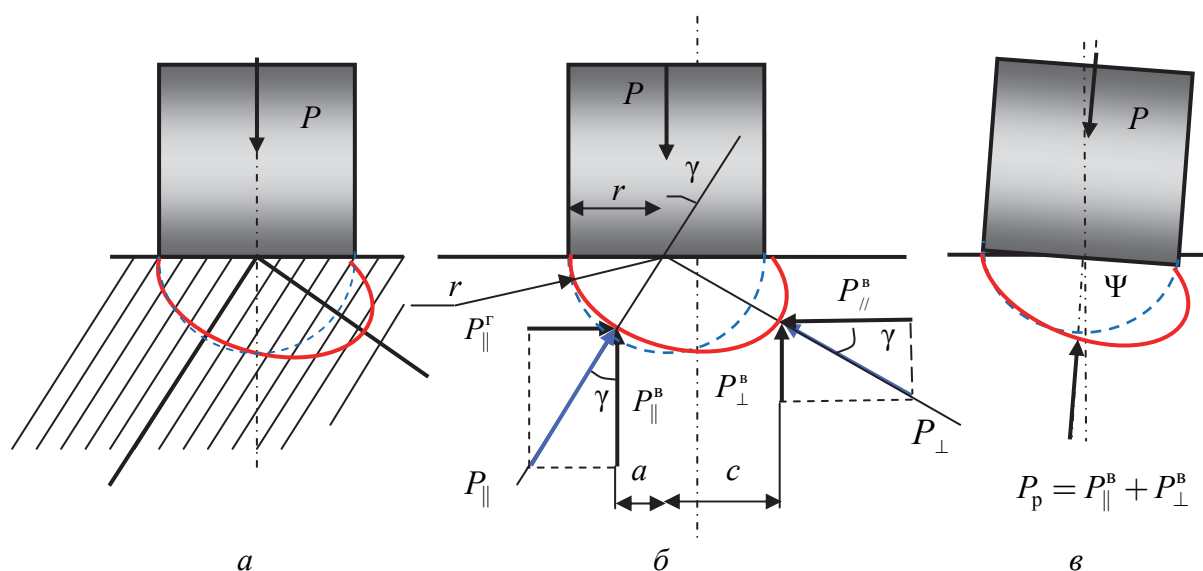


Рис. 2.18. Схема для анализа процесса деформирования анизотропной породы плоским цилиндрическим индентором и определения упругих реакций со стороны деформируемой породы: а – формирование эллипсовидного ядра сжатия под торцом индентора; б – схема реакций породы на внедряемый индентор через ядро сжатия породы; в – схема поворота индентора при внедрении в анизотропную породу

Форма ядра сжатия анизотропной породы в отличие от шаровой формы для изотропных пород, сформированной при равенстве параметров упругости в любом из направлений от прилагаемого усилия, очевидно, будет близка к эллипсоиду вращения для породы с двумя плоскостями изотропии и трехосному эллипсоиду для пород с тремя плоскостями изотропии.

Осевое усилие  $P$ , действующее на индентор (рис. 2.18, б), затрачивается при деформировании породы на преодоление сил внутреннего трения в деформируемых и потому перемещаемых относительно друг друга элементах слоев породы, а также на преодоление упругих реакций со стороны породы. С учетом данной формулировки реакции  $P^{\parallel}$  и  $P^{\perp}$  можно разложить на вертикальные:

$$P_{\parallel}^B = P \cos^2 \gamma (1 - \operatorname{tg} \varphi_{\parallel}^{\parallel}), \quad (2.32)$$

$$P_{\perp}^B = P \sin^2 \gamma (1 - \operatorname{tg} \varphi_{\parallel}^{\perp}) \quad (2.33)$$

и горизонтальные составляющие:

$$P_{\parallel}^r = P \cos \gamma \sin \gamma (1 - \operatorname{tg} \varphi_{\parallel}^{\parallel}), \quad (2.34)$$

$$P_{\perp}^r = P \cos \gamma \sin \gamma (1 - \operatorname{tg} \varphi_{\parallel}^{\perp}), \quad (2.35)$$

где  $\varphi_{\parallel}^{\perp}$ ,  $\varphi_{\parallel}^{\parallel}$  – углы внутреннего трения, определяемые, соответственно, в направлении и перпендикулярно слоистости или сланцеватости породы, град.

Из схемы (рис. 2.18, б) следует, что при вдавливании индентора в анизотропную породу в процессе её упругого деформирования на торец индентора оказывает действие опрокидывающий момент  $M_{\text{оп}}$ , обусловленный действием вертикальных реакций. Если точки приложения этих реакций находятся на расстоянии  $a$  и  $c$  от оси индентора, то можно записать

$$M_{\text{оп}} = P_{\parallel}^B a - P_{\perp}^B c. \quad (2.36)$$

Из схемы на рис. 2.18, б следует, что  $a = r \sin \gamma$ , а  $c = r \cos \gamma$ .

Величина опрокидывающего момента  $M_{\text{оп}}$ , действующего на торец внедряемого в анизотропную горную породу цилиндрического индентора с плоским торцом, после решения уравнения (2.36) определяется зависимостью

$$M_{\text{оп}} = Pr \left[ \cos^2 \gamma \sin \gamma \sqrt{\frac{1}{K}} (1 - \operatorname{tg} \varphi_{\parallel}^{\parallel}) - \sin^2 \gamma \cos \gamma \sqrt{K} (1 - \operatorname{tg} \varphi_{\parallel}^{\perp}) \right], \quad (2.37)$$

где  $P$  – осевое усилие, воздействующее на индентор, даН;  $r$  – радиус торца индентора, м;  $K$  – соотношение модулей упругости породы, замеренные вдоль и перпендикулярно слоистости или сланцеватости;  $\gamma$  – угол встречи индентора и плоскостей слоистости или сланцеватости, град.

На рис. 2.19 приведены расчетные графики  $M_{оп}$  в зависимости от угла встречи  $\gamma$  при различных значениях  $K$  и коэффициентах внутреннего трения.

Графики (рис. 2.19) указывают на рост  $M_{оп}$  и снижение критического угла встречи  $\gamma$  при возрастании значения  $K$ . Зависимость  $M_{оп}$  от угла встречи имеет синусоидальный характер со сменой направления действия при определенном угле встречи  $\gamma_{кр}$ :

- при малых углах встречи  $M_{оп}$  ориентирует внедряемый в породу индентор в направлении слоистости или сланцеватости;
- при углах встречи больше  $\gamma_{кр}$   $M_{оп}$  ориентирует индентор в направлении, перпендикулярном слоистости или сланцеватости.

Расчет графиков сделан при  $K = 2$  и  $K = 1,1$  с учетом влияния на процессы деформирования и разрушения породы сил внутреннего трения:

- для аргиллитов  $\text{tg } \varphi_{н}^{\parallel} = 1$ ,  $\text{tg } \varphi_{н}^{\perp} = 0,6$ ;
- для дацитов  $\text{tg } \varphi_{н}^{\parallel} = 0,8$ ,  $\text{tg } \varphi_{н}^{\perp} = 0,7$ .

По уравнению (2.37) определим значение критического угла встречи  $\gamma_{кр}$  при условии  $M_{оп} = 0$ :

$$\gamma_{кр} = \text{arctg} \frac{1 - \text{tg } \varphi_{н}^{\parallel}}{K(1 - \text{tg } \varphi_{н}^{\perp})}. \quad (2.38)$$

Из формулы (2.37) и графиков (рис. 2.19) следует, что в случаях, когда угол встречи  $\gamma$  равен  $0^\circ$  или  $90^\circ$ ,  $M_{оп} = 0$ , т. е. при пересечении анизотропной породы вдоль, а также перпендикулярно слоистости или сланцеватости, разрушение породы будет происходить равномерно, а дестабилизирующие положение индентора силовые факторы будут отсутствовать. Таким образом, в этом случае искривления скважины вследствие влияния анизотропии горной породы происходить не должно.

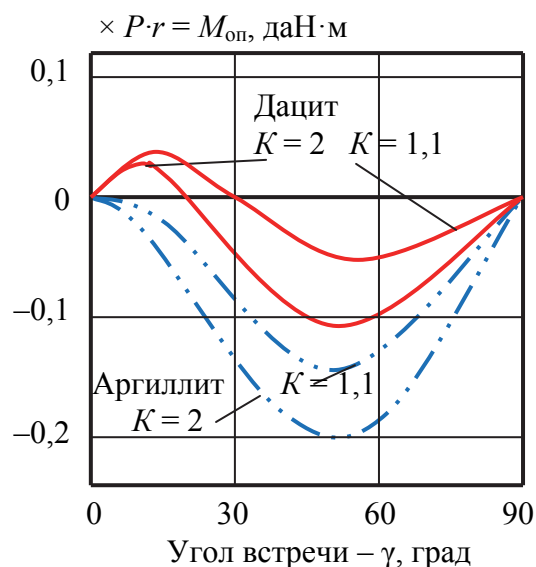


Рис. 2.19. Графики  $M_{оп}$  в зависимости от угла встречи  $\gamma$  для осадочной (аргиллит) и эффузивной (дацит) горных пород

Выражение в квадратных скобках в формуле (2.37) обозначим символом  $F(\gamma)$ , который определяет функцию главного вектора  $M_{оп}$  от угла встречи  $\gamma$  и других параметров, входящих в зависимость.

На рис. 2.20 показана схема для анализа процесса деформирования и разрушения анизотропной породы шаровым индентором, который моделирует воздействие на породу при бурении шарообразных резцов и породоразрушающих элементов, например, шарошечных долот с вооружением типа К или ОК (для бурения твердых и очень твердых горных пород).

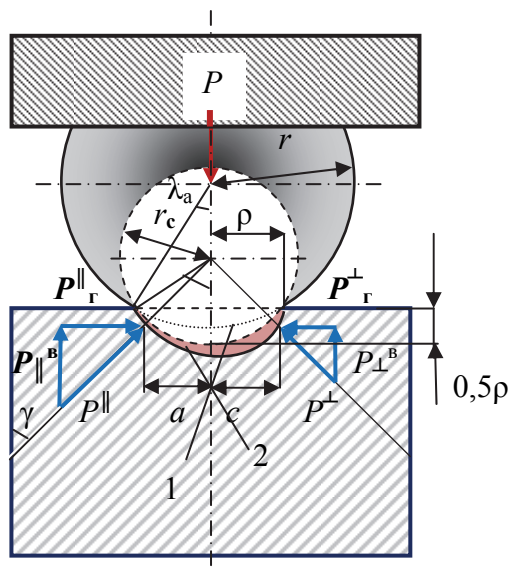


Рис. 2.20. Схема для анализа процесса деформирования и разрушения анизотропной породы шаровым индентором

Область сжатия породы под индентором будет отличаться от симметричной шарообразной (линия 1) и получит вытянутость в направлении, перпендикулярном слоям породы (линия 2).

В отличие от плоского цилиндрического индентора глубина возникновения максимальных касательных напряжений под шаровым индентором будет равна  $0,5\rho$  (рис. 2.20), что определяет размер ядра сжатия породы и глубину формируемой лунки разрушения.

Определим  $M_{оп}$  относительно центра ядра сжатия породы согласно уравнению (2.33).

Из схемы (см. рис. 2.20) следует, что радиус ядра сжатия породы равен  $r_c = \frac{\rho}{\sin \lambda}$ , а расстояния  $c$  и  $a$  соответственно равны  $r_c \cos \gamma$  и  $r_c \sin \gamma$ .

Угол  $\lambda$  к моменту пластического деформирования породы, а именно когда глубина максимальных касательных напряжений под индентором соответствует значению  $0,5\rho$ , равен 51–53 град. С учетом этого  $r_c = 1,25\rho$ , а  $M_{оп}$  для индентора в форме шара, внедряющегося в анизотропную породу, определится по зависимости

$$M_{\text{оп}} = 1,25 \cdot P \cdot \rho \cdot F(\gamma), \quad (2.39)$$

где  $F(\gamma)$  – функция главного вектора  $M_{\text{оп}}$  от угла встречи  $\gamma$ , равная выражению в квадратных скобках из формулы (2.37).

Зависимость  $\rho$  от глубины внедрения индентора в породу  $h$  можно определить по формуле

$$\rho = \sqrt{dh + h^2}, \quad (2.40)$$

где  $d$  – диаметр сферического торца внедряемого в породу индентора, м.

Отмеченные особенности механизма разрушения анизотропных горных пород приводят к перекосу внедряемых в породу инденторов – резцов бурового инструмента, самого бурового инструмента, повышению объема разрушаемой породы и, соответственно, повышенному износу инструмента, снижению выхода керна, вызывают естественное искривление стволов скважин.

Последствием действия  $M_{\text{оп}}$  на индентор является его перекос (см. рис. 2.18, в) под действием вертикальных реакций  $P_{\parallel}^B$ ,  $P_{\perp}^B$  деформируемой породы. При угле встречи  $\gamma > \gamma_{\text{кр}}$  перекос индентора происходит в направлении ориентации перпендикулярно, а при  $\gamma < \gamma_{\text{кр}}$  – в направлении слоистости или сланцеватости горной породы. В этих случаях на шаровой индентор будет оказывать действие опрокидывающий момент, который с достаточной точностью можно определить по формуле

$$M_{\text{оп}} = P \rho \Psi, \quad (2.41)$$

где  $\Psi$  – угол поворота внедряемого индентора, град.

Таким образом, объективным параметром оценки анизотропии породы может быть угол перекоса внедряемого в породу индентора. Величина  $M_{\text{оп}}$ , измеренная через угол  $\Psi$ , может служить не только для оценки анизотропии горной породы, но и величины опрокидывающего момента  $M_{\text{оп}}$ , воздействующего на инструмент при бурении.

Полагая, что шаровой индентор вполне точно моделирует процесс упругопластического деформирования породы отдельными резцами бурового инструмента, получают зависимость для расчета опрокидывающего момента, воздействующего на торец бурового алмазного инструмента:

$$M_{\text{оп}} = 1,25 P_{\text{ос}} F(\gamma) \sqrt{2r_a h}, \quad (2.42)$$

где  $P_{\text{ос}}$  – осевая нагрузка на инструмент, даН;  $r_a$  – диаметр алмазного резца, м;  $h = r_a - \sqrt{r_a^2 - \frac{P}{\pi p_{\text{ш}} (1 + \text{tg } \varphi_{\text{п}})}}$  – глубина внедрения алмазного резца в породу, м;  $p_{\text{ш}}$  – твердость породы, Па;  $P$  – нагрузка на единичный резец, даН.

При решении уравнений (2.37, 2.38 и 2.42) твердость горной породы и коэффициент внутреннего трения рассчитываются в направлении приложения осевого усилия с учетом угла встречи оси инструмента и слоистости или сланцеватости горной породы  $\gamma$ . На основании решения уравнения эллипса можно рассчитать значения искомого параметра в направлении приложения осевой силы  $P$ , если известно значение параметра, аналогичное искомому, но в направлении слоев породы  $A^{\parallel}$  по формуле

$$A = \frac{A^{\parallel}}{\cos\gamma\sqrt{1 + K^2\text{tg}^2\gamma}}, \quad (2.43)$$

где  $A^{\parallel}$  – значение искомого параметра, например твердости, в направлении слоев породы;  $K$  – коэффициент анизотропии горной породы, определяемый по соотношению модулей упругости вдоль слоев и перпендикулярно слоям горной породы.

Для решения по формуле (2.43) следует в неё подставить значения угла  $\gamma$ ,  $K$  и соответствующего расчету значения параметра в направлении слоев  $A^{\parallel}$ , например, значение твердости породы в направлении слоев. В результате можно рассчитать значение твердости породы в направлении приложения усилия  $P$ . Аналогично можно определить значения коэффициентов внутреннего и внешнего трения и иных параметров физико-механических свойств горной породы.

С целью получения формулы для расчета опрокидывающего момента, действующего на клиновидный индентор, по форме соответствующего форме вставок, которыми оснащаются шарошечные долота типа  $M$ ,  $C$  (для бурения мягких горных пород и горных пород средней твердости), рассмотрим процесс его вдавливания (рис. 2.21) в породу. Ядро сжатия породы формируется на боковых поверхностях индентора. По аналогии с решением при получении формулы для расчета  $M_{\text{оп}}$ , действующего на клиновидный индентор, будет выглядеть следующим образом:

$$M_{\text{оп}} = P \cdot a \cdot F(\gamma) = P \cdot h_{\text{к}} \cdot \text{tg} \psi \cdot F(\gamma), \quad (2.44)$$

где  $P$  – осевая нагрузка на индентор, кН;  $a$  – ширина площадки смятия под индентором, м;  $\psi$  – половина угла приострения индентора, град;  $h_{\text{к}}$  – глубина внедрения индентора в породу, м.

В работе [10] определена глубина внедрения клиновидного индентора в породу, которую можно использовать при расчете значения  $M_{\text{оп}}$ :

$$h_{\text{к}} = \frac{P}{2p_{\text{ш}}\text{tg}\psi(\mu\cos\psi + \sin\psi)(1 + \text{tg}\varphi)}, \quad (2.45)$$

где  $p_{ш}$  – твердость анизотропной горной породы, измеренная в направлении приложения осевой силы  $P$ , Па;  $l$  – ширина индентора, м;  $\varphi$  – угол внутреннего трения в слоях породы при деформировании, измеренный в направлении приложения осевой силы  $P$ , град;  $\mu$  – коэффициент трения индентора о породу, измеренный в направлении приложения осевой силы  $P$ .

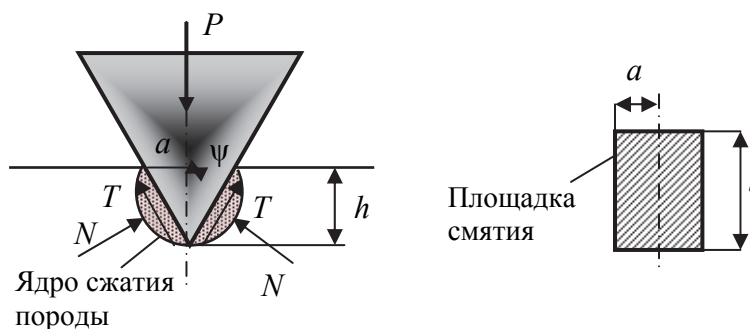
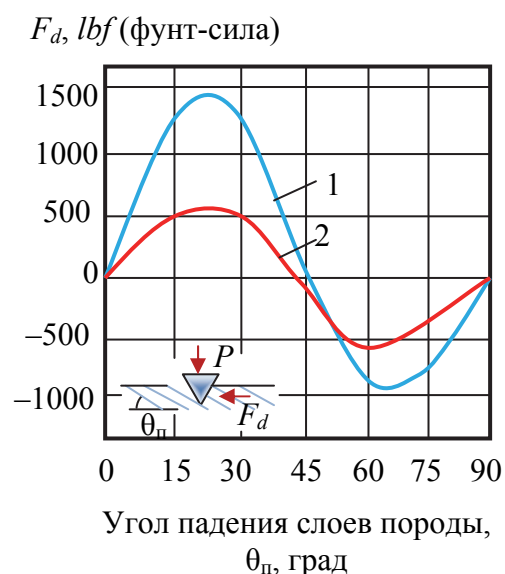


Рис. 2.21. Схема для определения глубины внедрения в породу клиновидного индентора

Рис. 2.22. Экспериментальные зависимости отклоняющей силы  $F_d$  от угла падения слоев породы (сланец *Green River*) по В. Бредли для клиновидного индентора: 1 – с углом приострения 60 град; 2 – с углом приострения 30 град



На рис. 2.22 воспроизведен график зависимости  $F_d = f(\theta_n)$  из работы американского специалиста В. Бредли, который провел экспериментальные исследования боковой силы, вызывающей отклонение клиновидного индентора при внедрении в анизотропную горную породу. Графики получены для клиновидных резцов шарошечного долота с углами приострения 60 и 30 град (кривые соответственно 1 и 2) при их внедрении в породу на глубину 3,8 мм. Верхняя часть графиков дает значения силы  $F_d$ , действующей в направлении отклонения ствола скважины вкрест простирания



(положительные значения), нижняя – вниз по падению слоев породы (отрицательные значения). Можно отметить, что в соответствии с условиями эксперимента осевые усилия нагружения инденторов были различны, отличались и размеры полей упругопластической деформации породы под инденторами с различными углами приострения.

Следует отметить, что характер кривых на рис. 2.22 в целом согласуется с графическими зависимостями, представленными на рис. 2.19 и фактическими закономерностями естественного искривления скважин, согласно которым при углах встречи меньше критических стволы скважин в анизотропных породах отклоняются в направлении падения слоев, а при углах встречи больше критического значения – вкрест простирания слоев породы, т. е. может происходить изменение направления искривления скважин в зависимости от угла встречи оси бурового инструмента и напластования горных пород.

Результаты исследований В. Бредли позволяют также сделать вывод о том, что степень напряженного состояния породы при разрушении, а также размер области упругопластического деформирования породы задают значение дестабилизирующей силы, воздействующей на инструмент. Так, для резца с углом приострения 60 град усилие так называемой боковой силы  $F_d$  оказалось выше, чем для резца с меньшим углом приострения.

Анализ полученных зависимостей (2.41) и (2.42) показывает, что значение  $M_{оп}$  для индентора с углом приострения 60 град оказалось больше в 1,5–2,4 раза в сравнении с индентором, у которого угол приострения 30 град при условии равенства глубины внедрения инденторов в породу, поскольку потребовалось более значительное осевое усилие на индентор для достижения глубины внедрения 3,8 мм, и при этом площадка смятия горной породы была существенно больше по размеру. При этом следует полагать, что природа появления усилия  $F_d$  и  $M_{оп}$  одна и та же, а именно вызвана анизотропией физико-механических свойств горной породы.

Для случая, когда индентор имеет форму равнобедренной трапеции (соответствует форме породоразрушающих вставок шарошечных долот для бурения горных пород средней твердости и твердых) с плоской площадкой (например, притупления) шириной  $b$ , площадка смятия горной породы будет складываться из площадки, равной плоской части торца индентора, равной  $b \cdot l$ , и двух боковых площадок, смятие которых производится наклонными поверхностями индентора (рис. 2.23).

Формула для расчета  $M_{оп}$ , воздействующего на индентор в форме равнобедренной трапеции, будет выглядеть следующим образом:

$$M_{оп} = P \cdot (a + 0,5b) \cdot F(\gamma) = P \cdot (0,5b + h_T \cdot \operatorname{tg}\psi) \cdot F(\gamma), \quad (2.46)$$

где  $P$  – осевая нагрузка на индентор, кН;  $a, b$  – размеры торца индентора (см. рис. 2.23), м;  $\psi$  – половина угла конусности индентора, град;  $h_t$  – глубина внедрения индентора в породу, м.

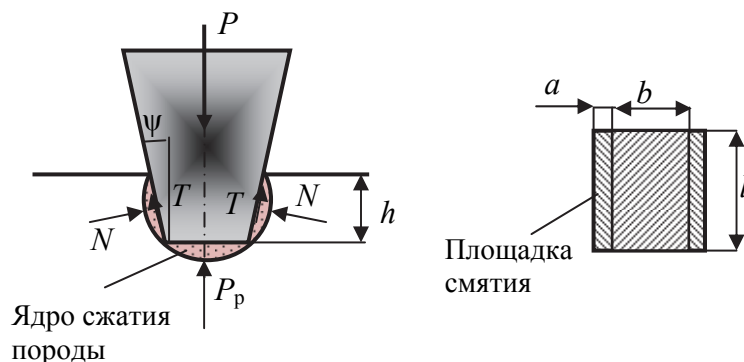


Рис. 2.23. Схема для определения глубины внедрения в породу клиновидного с площадкой притупления индентора

Глубина внедрения индентора в форме равнобедренной трапеции в породу  $h_t$ , которую можно использовать при расчете значения  $M_{оп}$ , может определяться по формуле, полученной в работе [10]:

$$h_t = \frac{P - blp_{ш}(1 + \operatorname{tg}\varphi)}{2p_{ш}l \operatorname{tg}\psi(\mu \cos\psi + \sin\psi)(1 + \operatorname{tg}\varphi)}. \quad (2.47)$$

В формуле (2.47) обозначения аналогичны таковым в формулах (2.45) и (2.46).

Таким образом, на основании представленных материалов и полученных формул можно сделать вывод о том, что в процессе внедрения в анизотропную породу породоразрушающих элементов возникает опрокидывающий момент, который зависит от формы и размеров внедряемых в породу элементов, наличия площадок притупления резцов. Величина опрокидывающего момента, действующего на буровой инструмент, оснащенный определенным количеством породоразрушающих элементов, будет складываться из суммы единичных моментов, действующих на каждый элемент. Например, если на торце долота имеется  $N$  породоразрушающих резцов, а из них  $N_p$  взаимодействуют с породой, разрушая забой, то суммарный опрокидывающий момент будет определяться через простую зависимость

$$M_{оп} = M_1 \cdot N_p, \quad (2.48)$$

где  $M_1$  – опрокидывающий момент, воспринимаемый единичным породоразрушающим элементом, даН м;  $N_p$  – число породоразрушающих элементов, взаимодействующих с горной породой на забое.

При расчетах  $M_{оп}$  допустимо вместо параметра  $N_p$  использовать в расчетах параметр  $N$ , полагая, что долото на забое располагается без перекоса и все породоразрушающие элементы контактируют с горной породой. Значение  $M_1$  следует рассчитывать по ранее представленным формулам, которые позволяют определить величину момента, действующую на породоразрушающий элемент определенной формы – шарообразный, клиновидный или в виде трапеции.

При исследовании напряженного и деформационного состояния анизотропной горной породы под торцом бурового инструмента установлено [9], что поле упругих деформаций в породе под торцом инструмента при напряжении  $\sigma_a$  может иметь конфигурацию эллипсоида вращения (рис. 2.24). Упругие реакции упруго деформированной породы обеспечивают действие опрокидывающего момента на буровой инструмент  $M_{оп}$ :

$$M_{оп} = P_{ос} \left[ R^{\parallel} \cos^2 \gamma \sin \gamma (1 - \operatorname{tg} \varphi_{п}^{\parallel}) - R^{\perp} \cos \gamma \sin^2 \gamma (1 - \operatorname{tg} \varphi_{п}^{\perp}) \right], \quad (2.49)$$

где  $R^{\parallel}$ ,  $R^{\perp}$  – радиусы эллипсоида упругих деформаций в породе, м.

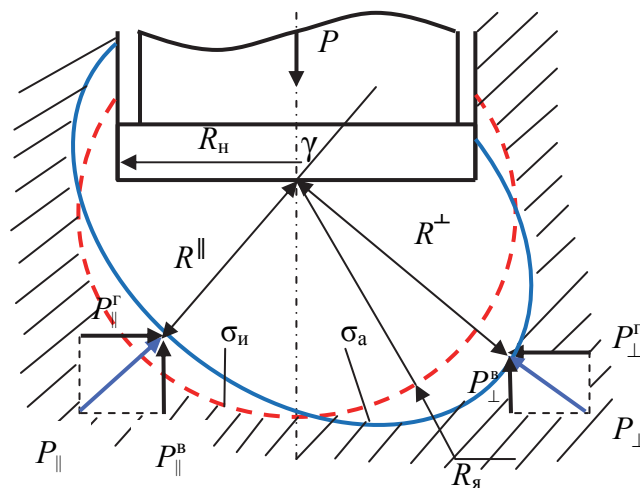


Рис. 2.24. Схема для анализа деформаций и напряжений под торцом бурового инструмента

Радиусы  $R^{\parallel}$  и  $R^{\perp}$  определены в соответствии со следующей аналитической версией:

$$R^{\parallel} = R_я - (\xi^{\parallel} - \xi); \quad R^{\perp} = R_я - (\xi^{\perp} - \xi),$$

где  $R_я$  – условный радиус сферы напряжения и деформации  $\sigma_{и}$  для изотропной породы (см. рис. 2.24), имеющей средние значения модуля упругости и коэффициентов Пуассона, характерные для анизотропной породы при измерении соответственно вдоль и перпендикулярно слоистости или

сланцеватости при деформации  $\xi$ , м;  $\xi^\perp$ ,  $\xi^\parallel$  – деформации анизотропной породы перпендикулярно и вдоль слоистости или сланцеватости, м.

Размеры ядра сжатия породы определяют глубину формирования борозды разрушения. Во втором случае ( $h_2$ ) борозда глубже. В то же время сопротивление породы перемещению резца, внедренного в породу на указанную глубину, будет ниже также во втором случае, так как при перемещении резца в направлении восстания слоев трещина отрыва сечет породу в направлении, согласном со слоистостью или сланцеватостью (рис. 2.25, б).

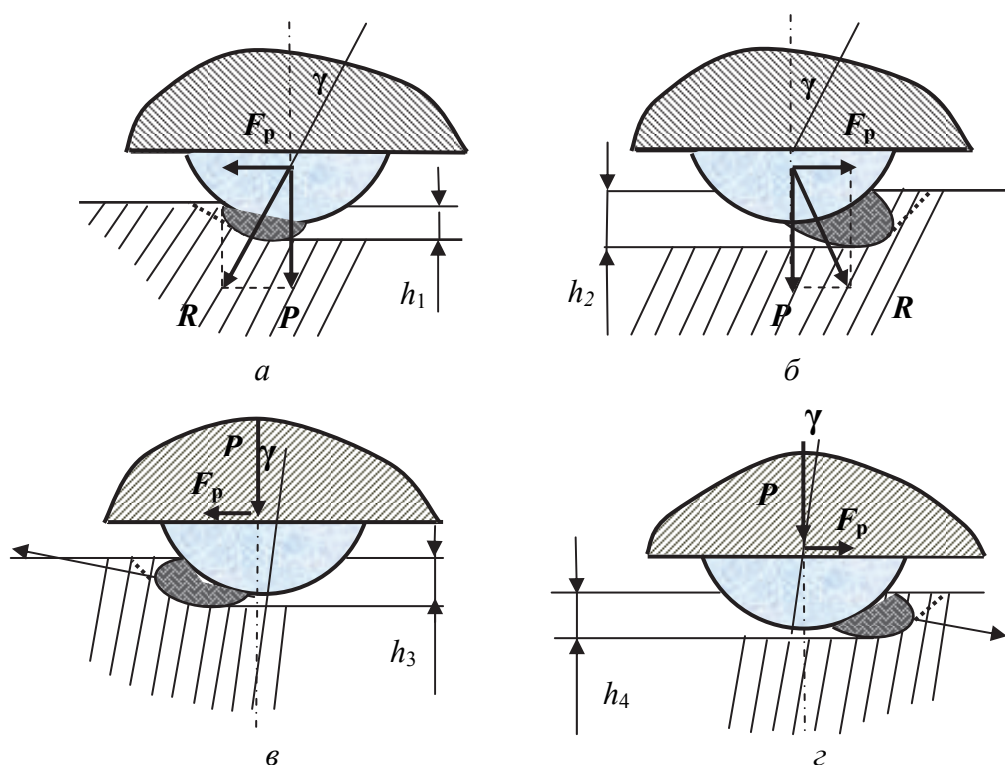


Рис. 2.25. Схема для анализа процесса резания-скалывания-раздавливания анизотропной горной породы алмазными резцами при перемещении их по забою навстречу восстания слоистости или сланцеватости (а, в) и в направлении слоистости или сланцеватости породы (б, г) при угле встречи  $\gamma > \gamma_{кр}$  (а, б) и угле встречи  $\gamma \leq \gamma_{кр}$  (в, г)

Результующее усилие  $R$  при перемещении резца навстречу восстания слоев, как следует из схемы (рис. 2.25, а), ориентировано в направлении слоистости или сланцеватости. Во втором случае (см. рис. 2.25, б) усилие  $R$  ориентировано перпендикулярно слоям породы. Поэтому в первом случае усилие сопротивления разрушению породы больше, чем во втором. Максимальной разность сопротивлений будет тогда, когда направление действия усилия  $R$  в первом случае совпадет со слоистостью или сланцеватостью породы, а во втором – будет перпендикулярно слоистости или слан-

цеватости. Этот вариант при работе резцов коронки возможен при равенстве осевого усилия на резец  $P_{oc}$  и усилия резания-скалывания породы  $F_p$ . В этом случае угол  $\psi = \arctg P_{oc}/F_p$  будет составлять 45 град и сравнивается с углом встречи инструмента со слоями породы  $\gamma$ .

Таким образом, при бурении анизотропной породы экстремальное значение интенсивности искривления возможно при угле встречи инструмента и слоистости  $\gamma = 40\text{--}50$  град для породоразрушающих инструментов, обладающих вооружением, для которого характерно равенство усилий резания-скалывания и осевого. Рост усилия резания-скалывания до значения, близкого к осевому усилию на резец, возможен для инструмента, оснащенного дробленными алмазами с острыми гранями.

Породоразрушающий инструмент с овализованными алмазами характеризуется тем, что при работе резца усилие резания в 1,5–3 раза меньше осевого, а угол наклона общего усилия  $R$  (рис. 2.25) равен  $60\text{--}70^\circ$ . Поэтому верхний предел интенсивности искривления для таких инструментов может наблюдаться при углах встречи  $50\text{--}60^\circ$ .

При угле встречи  $0 < \gamma \leq \gamma_{кр}$  (рис. 2.25, в, з) ядра сжатия породы как при перемещении алмазного резца навстречу, так и в направлении восстания слоев близки по размерам и форме. Поэтому при малых углах встречи можно говорить или о равенстве усилий резания-скалывания породы различными резцами коронки (при  $\gamma = \gamma_{кр}$  дисбаланс сил резания-скалывания и, соответственно, дестабилизирующее усилие  $\Delta F$  равны 0), или о ситуации, при которой усилие резания-скалывания породы будет больше при перемещении резца в направлении восстания слоев породы ( $\gamma < \gamma_{кр}$ , а  $\Delta F$  может поменять направление действия). При этом формируемые борозды разрушения  $h_3$  и  $h_4$  примерно одинаковы по глубине (рис. 2.25, в, з).

Дестабилизирующее усилие, вызванное различной сопротивляемостью породы резанию-скалыванию различными диаметрально противоположными частями торца инструмента при их перемещении в направлении и навстречу слоистости  $T_1$  и  $T_3$ , можно определить по формуле [21, 26]:

$$\Delta F = \sum_n^{i=1} T_3 - \sum_n^{i=1} T_1 = 0,25\pi m \left( h_3 \sigma_{ск}^\perp - h_1 \sigma_{ск}^\parallel \right) r_a + \\ + 0,125 P_{oc} (\mu^\perp - \mu^\parallel) - 5 P_{oc} \frac{v_\phi}{v_б} F(\gamma), \quad (2.50)$$

где  $h_1$  и  $h_3$  – средние значения глубин борозд разрушения на забое для каждой из половин торца инструмента;  $v_\phi/v_б$  – соотношение скоростей фрезерования стенки скважины и углубления забоя;  $m$  – число резцов инструмента, взаимодействующих с забоем;  $\sigma_{ск}^\perp$ ,  $\sigma_{ск}^\parallel$  – предел прочности породы

на скалывание перпендикулярно и вдоль слоистости или сланцеватости,  $\mu^{\perp}$ ,  $\mu^{\parallel}$  – коэффициенты трения резцов о породу в направлении перпендикулярно и вдоль слоистости или сланцеватости.

На рис. 2.26, а представлены графики зависимости глубин борозд разрушения породы на забое от угла встречи  $\gamma$ , рассчитанные по аналитическим зависимостям.

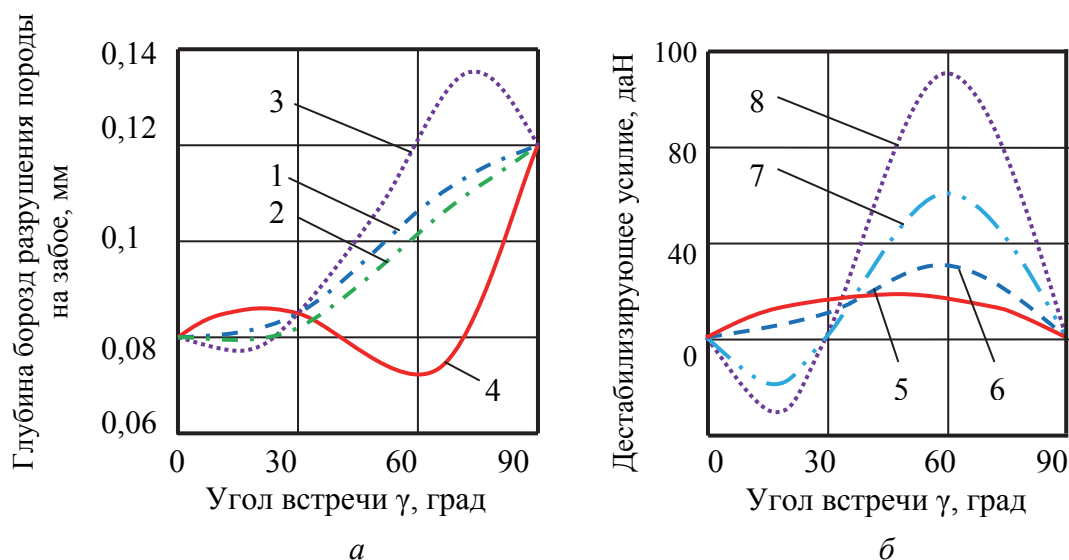


Рис. 2.26. Зависимости глубин борозд разрушения анизотропной породы (а) и дестабилизирующего усилия  $\Delta F$  (б) от угла встречи: 1, 2 – глубина борозд при  $v_{\phi}/v_{\delta} = 0,0001$  при перемещении резца в направлении и навстречу слоистости соответственно; 3, 4 – то же при  $v_{\phi}/v_{\delta} = 1$ ; 5 –  $\Delta F$  при  $v_{\phi}/v_{\delta} = 0,0005$ ; 6 –  $\Delta F$  при  $v_{\phi}/v_{\delta} = 0,005$ ; 7 –  $\Delta F$  при  $v_{\phi}/v_{\delta} = 0,05$ ; 8 –  $\Delta F$  при  $v_{\phi}/v_{\delta} = 0,1$

Графики на рис. 2.26 отражают возможные предельные значения соотношения скоростей фрезерования и бурения  $v_{\phi}/v_{\delta}$ , определяющие формирование ствола скважины в анизотропных породах. Из полученных графиков следует, что глубина борозд разрушения на забое различна при любых углах встречи, кроме 0 и 90 град, причем их глубина будет больше при движении резцов в направлении восстания слоистости, в сравнении с глубиной борозд при перемещении резца навстречу восстания слоев породы.

Расчеты по приведенной выше формуле показывают (см. рис. 2.26, б), что усилие  $\Delta F$  в основном задается дисбалансом сил трения и усилий на резание-скалывание породы. Обе эти составляющие в разной степени зависят от осевой составляющей  $P_{ос}$ : если сила трения напрямую определяется осевой нагрузкой, то дисбаланс сил резания-скалывания определяет влияние осевого усилия через глубины внедрения алмазных резцов. Из представленных кривых линии 5 и 6 по соотношению  $v_{\phi}/v_{\delta}$  более всего соответствуют реальным условиям естественного искривления – интенсивности

искривления от 2 до 15 град/100 м. Для этих кривых максимальные значения  $\Delta F$  равны 18–30 даН при следующих условиях расчета: показатель анизотропии по упругости – 1,5 и коэффициенты внешнего трения 0,25 и 0,2 при перемещении резцов перпендикулярно и вдоль слоистости равны соответственно.

Проведенный анализ бурения анизотропных пород показал, что более рационально использование породоразрушающих инструментов, гарантирующих высокие значения механических скоростей бурения, но при умеренных значениях осевого усилия. Для снижения осевого усилия без снижения механической скорости бурения можно рекомендовать ряд технологических мер интенсификации процесса разрушения, таких, например, как применение промывочных жидкостей с поверхностно-активными веществами (ПАВ), применение инструментов, обеспечивающих гидродинамическую интенсификацию процесса удаления продуктов разрушения и воздействия на зону предразрушения.

Здесь уместно подчеркнуть, что применение жидкостей с ПАВ, а также гидродинамическое воздействие на забой обеспечивают снижение искривления скважин не только за счет повышения механической скорости бурения без повышения осевой нагрузки на колонну и инструмент, но в значительной степени за счет воздействия на зону предразрушения. Как было указано выше, трещины зоны предразрушения развиваются преимущественно в направлении слоистости или сланцеватости (рис. 2.27), т. е. в направлении максимальной твердости и упругости анизотропной породы. В этом же направлении, как правило, ориентированы плоскости отдельностей, пористость и трещиноватость горной породы. Поэтому возможное проникновение промывочной жидкости с ПАВ или жидкости под напором в трещины зоны предразрушения гарантирует снижение коэффициента анизотропии породы за счет преимущественного понижения твердости и упругости забоя в направлении именно слоистости или сланцеватости породы. Проникновение жидкости по трещинам обеспечивает выравнивание асимметрии ядра сжатия породы и, соответственно, снижение опрокидывающего момента  $M_{оп}$  и дестабилизирующего усилия  $\Delta F$ .

Экспериментальные работы подтверждают сделанные выводы.

Например, в ТПУ на специальном стенде определены зенитная  $P_\theta$  и азимутальная  $P_\alpha$  составляющие дестабилизирующего усилия  $\Delta F$  при бурении рассланцованной породы алмазной коронкой диаметром 36 мм при промывке водой и ПАВ – водным раствором 1%-го раствора сульфанола. В результате при бурении с ПАВ получен прирост механической скорости бурения на 11 %, зенитная составляющая дестабилизирующего усилия снизилась в 2,2 раза (8,6 даН/3,8 даН), а азимутальная, не изменившись по величине, изменилась по направлению действия (–0,72 даН/0,78 даН) [8].

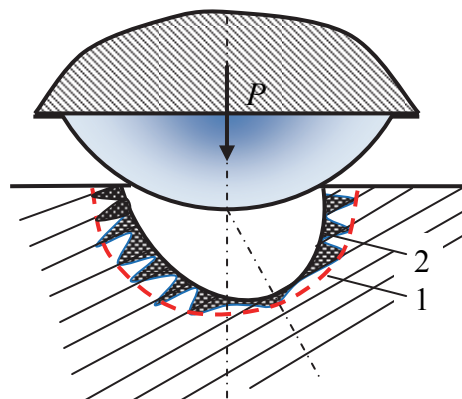


Рис. 2.27. Схема формирования зоны предразрушения в анизотропной породе: 1 – границы ядра сжатия в породе; 2 – зона предразрушения

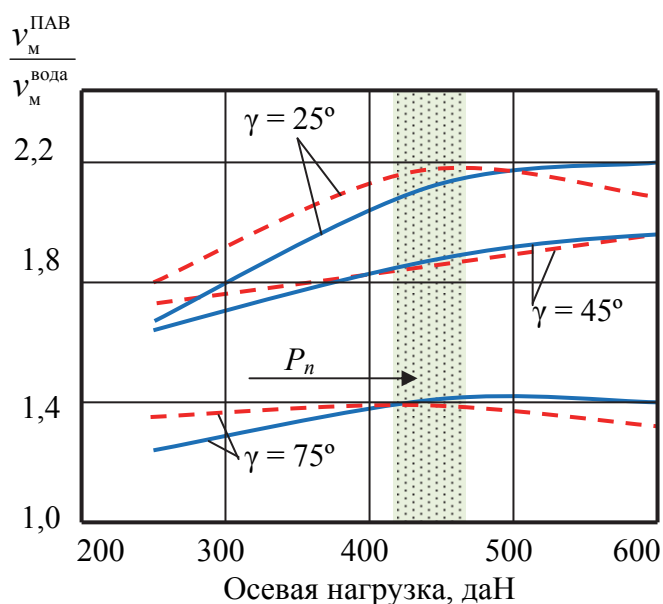


Рис. 2.28. Экспериментальные зависимости прироста механической скорости бурения от осевого усилия и угла встречи  $\gamma$  с плоскостями флюидальности туфодацита: при частоте вращения 560 мин<sup>-1</sup> (сплошные линии); 355 мин<sup>-1</sup> (пунктирные линии)

В ИрГТУ был проведен эксперимент по разбуриванию анизотропного туфодацита коронкой 36 мм при промывке 0,3%-м сульфолом и технической водой при различных параметрах режима бурения и под разными углами к плоскостям флюидальности породы. Некоторые результаты представлены на графиках рис. 2.28.

Анализ полученных данных позволил отметить рост механической скорости бурения по мере повышения осевого усилия до определенного предела (интервал  $P_n$  на рис. 2.28), после которого рост замедлялся или прекращался, что указывает на достижение предельных напряжений в породе, при которых прекращается развитие зоны предразрушения, а потому снижается активное влияние очистного агента на эту зону.



При этом несколько более интенсивный прирост механической скорости бурения наблюдался при больших частотах вращения коронки, что можно объяснить снижением напряжений и размеров области деформирования в породе при росте частоты вращения и поэтому более существенном влиянии активного очистного агента на процесс разрушения породы.

Прирост механической скорости бурения при смене промывочной жидкости оказался наибольшим при меньших значениях углов встречи инструмента с плоскостями флюидальности ( $\gamma = 25^\circ$ ), что указывает на более активное воздействие очистного агента на область деформирования и зону предразрушения породы, ориентированной прослоями преимущественно вдоль оси скважины, так как в этом случае порода максимально открыта для проникновения очистного агента.

Частота вращения, в отличие от осевого усилия, как один из основных параметров режима бурения по оценке его влияния на естественное искривление скважин может не ограничиваться, а задаваться исходя из оптимального значения механической скорости бурения.

Полученный результат расчета усилия  $\Delta F$  согласуется с экспериментальными данными и силовой теорией искривления, изложенной в работе [8].

На рис. 2.29 приведена экспериментально полученная на специальном стенде в ТПУ зависимость дестабилизирующего усилия от осевой нагрузки.

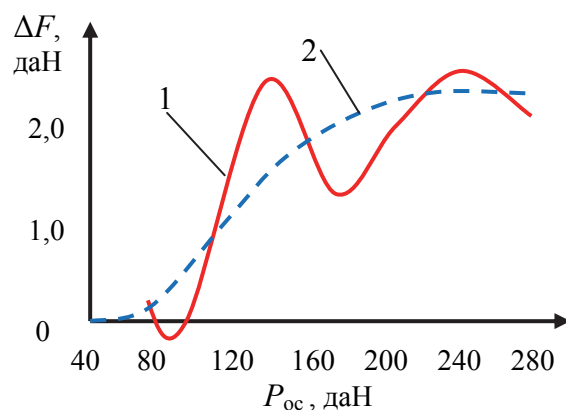


Рис. 2.29. Экспериментальная зависимость дестабилизирующего усилия  $\Delta F$  от осевой нагрузки при частоте вращения алмазной коронки диаметром 36 мм – 400 мин<sup>-1</sup>: 1 – график получен по точкам замеров  $\Delta F$ ; 2 – усредненная кривая  $\Delta F$

В соответствии с приведенными результатами исследований связь усилия  $\Delta F$  с параметрами режима бурения определяется следующим:

- осевая нагрузка активно повышает усилие  $\Delta F$  за счет увеличения составляющих силы трения и отклоняющего усилия, при этом рост  $\Delta F$  наиболее активен на интервале упругого деформирования породы, пред-

шествующего этапу пластического деформирования и объемного разрушения горной породы (при меньших значениях осевого усилия);

- повышение частоты вращения обеспечивает снижение усилия  $\Delta F$  за счет уменьшения размеров области напряжений и деформаций в породе, отмеченное экспериментально.

Последний из вышеприведенных выводов может иметь следующее объяснение. Согласно анализу напряженно-деформационного состояния анизотропной породы, сделанному ранее, снижение размеров поля механических напряжений и деформаций в породе приводит к уменьшению опрокидывающего момента и, соответственно, отклоняющего усилия, определяющего значение силы  $\Delta F$ . Снижение размеров области деформаций и напряжений в породе объясняется, очевидно, уменьшением глубины внедрения резцов в породу по мере увеличения частоты вращения при постоянной осевой нагрузке.

При бурении анизотропных горных пород стволы скважин в поперечном сечении отличаются некоторой овальностью. Направление длинной оси овала ориентировано в направлении действия результирующей отклоняющих сил. Овальная форма поперечного сечения ствола скважины объективно указывает на процесс искривления скважины, а величина интенсивности искривления напрямую связана с величиной удлинения сечения ствола скважины в направлении действия результирующей отклоняющих сил.

Другая особенность формирования стволов скважин в анизотропных породах связана с зависимостью диаметра скважин от угла встречи бурового инструмента со слоистостью, сланцеватостью или другими текстурными признаками горной породы.

На рис. 2.30 приведены данные замеров диаметра скважин, пробуренных в условиях эксперимента в блоках туфодацита алмазной коронкой диаметром 36 мм. Результаты замеров показали, что по мере увеличения угла встречи  $\gamma$  инструмента со слоями породы диаметр скважины снижается. При этом меньше диаметр тех скважин, которые пробурены с применением технической воды, в сравнении со скважинами, пробуренных с использованием ПАВ.

Причины отмеченной особенности формирования ствола скважины в анизотропной породе состоят в том, что, например, при малых углах встречи инструмента со слоистостью или сланцеватостью на забое  $\gamma$ , резцы инструмента взаимодействуют с породой стенки скважины под углом, который соответственно равен  $(90^\circ - \gamma)$ , т. е. в данном случае под большим углом, при котором твердость породы в направлении фрезерования под действием дестабилизирующего усилия будет существенно ниже, чем твердость породы на забое, а потому и процессы разрушения стенки при фрезеровании будут более интенсивными.

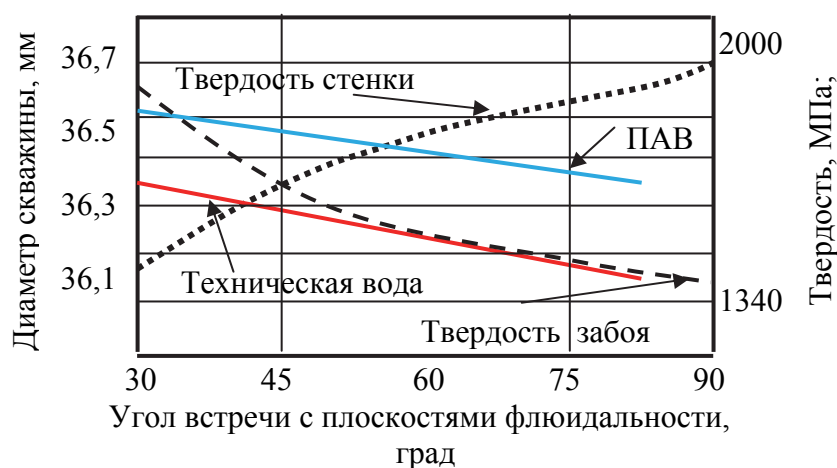


Рис. 2.30. Зависимость диаметров скважины от угла встречи с плоскостями флюиальности туфо-дацита при бурении водой с ПАВ и технической водой

Обратная картина может наблюдаться, если угол встречи инструмента со слоистостью или сланцеватостью нарастает. В этом случае угол встречи боковых резцов инструмента и породы стенки скважины снижается, а твердость породы становится выше. Соответственно меньше будет разработанность ствола.

Например, определено, что для туфодацита твердость при  $\gamma = 0^\circ$  равна 2 000 МПа, а при  $\gamma = 90^\circ$  — 1 340 МПа. Тогда при  $\gamma = 30^\circ$  твердость забоя — 1 800 МПа, а стенки — 1 540 МПа. При угле встречи 50 град твердость забоя — 1 540 МПа, стенки уже выше — 1 800 МПа; при  $70^\circ$  твердость забоя — 1 400 МПа, а стенки — 1 900 МПа. Когда угол встречи равен 90 град, то твердость забоя — 1 340 МПа, а стенки — 2 000 МПа.

Эти данные представлены в виде графиков (рис. 2.30), на которых показано, что по мере снижения угла встречи инструмента с плоскостями слоистости, сланцеватости или флюиальности наблюдается увеличение диаметра стволов скважин.

Влияние ПАВ интенсифицирует процессы разрушения, поэтому и разработка стволов скважин по диаметру при бурении водой с добавлением ПАВ более значительна, что и следует из приведенных данных (рис. 2.30).

При бурении шарошечными долотами можно выделить несколько особенностей процесса искривления, вызванных механизмом разрушения горных пород, реализуемых шарошечными долотами.

Результаты экспериментальных исследований отклоняющей силы, возникающей при взаимодействии трехшарошечного долота с анизотропной горной породой, показали некоторые особенности процесса, характерные для данного типа бурового инструмента. Измерения были выполнены на стенде с тензометрическими датчиками усилия сопротивления разру-

шению породы на каждой шарошке и показали, что если при бурении изотропной породы силы сопротивлений на каждой шарошке равны между собой, а их результирующая равна нулю в любой момент времени углубления скважины (рис. 2.31, *а*), то при бурении анизотропной породы это соотношение сил сопротивления не выполняется, результирующая сила не равна нулю и выполняет роль отклоняющего усилия  $\Delta T$ , смещающего долото от первоначальной траектории поступательного движения с каждым новым оборотом долота вокруг оси вращения (рис. 2.31, *б*). При этом, очевидно, меняется и кинематическая характеристика работы долота, например, увеличивается эффект проскальзывания шарошек по забою. На графиках (рис. 2.31, *в*) даны кривые усилий  $N_1$ ,  $N_2$ ,  $N_3$  на каждой из трех шарошек за один оборот вращения долота на забое. Из графиков следует, что величина сопротивления разрушению породы на каждой шарошке изменяется с периодом в половину оборота.

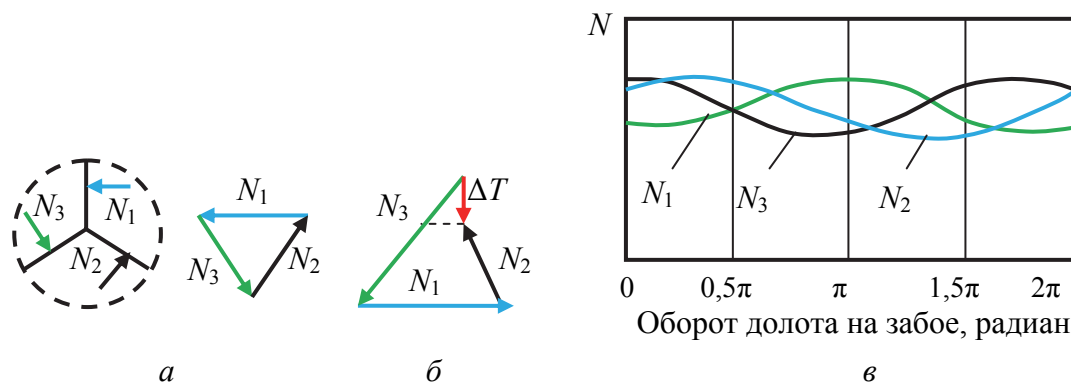


Рис. 2.31. Схемы векторов и графики усилий сопротивлений разрушению породы шарошками трехшарошечного долота при бурении: *а* – изотропной породы (геометрическая сумма сил сопротивления равна нулю); *б* – анизотропной породы (геометрическая сумма сил равна  $\Delta T$ ); *в* – графики усилий сопротивления разрушению  $N_1$ ,  $N_2$ ,  $N_3$ , полученные экспериментально за один оборот долота на забое

Стендовые исследования показали повышение отклоняющей силы по мере роста диаметра долота, а максимум этой силы получен при угле встречи слоев породы и оси инструмента, равном примерно  $70^\circ$ . При повышении числа, а также размеров породоразрушающих вставок на шарошках долота величина отклоняющей силы также увеличивается, что согласуется с данными В. Бредли (см. рис. 2.22). При работе шарошечного долота наблюдаются также колебания величины отклоняющей силы, частота которых связана с числом шарошек долота.

Рассмотрим теорию разрушения анизотропных горных пород с учетом особенностей конструкции и механизма разрушения породы шарошечными долотами.

Основными силовыми факторами, определяющими кривизну и направленность скважин в анизотропных породах, являются опрокидывающий момент  $M_{оп}$  и отклоняющее усилие  $\Delta T$ , возникающее при перекосе бурового инструмента. Данные силовые факторы обусловлены самой природой анизотропных горных пород, и их полное устранение при механическом разрушении таких пород невозможно. Однако возможна (в определенной степени) нейтрализация этих силовых факторов, а именно уменьшение их дестабилизирующего действия на буровую компоновку, которое проявляется в повышении деформации компоновки, перекосе бурового инструмента, фрезеровании ствола скважины в одном преимущественном направлении.

Рассмотрим взаимодействие с анизотропной породой двухшарошечного долота в тот момент, когда ось вращения шарошек располагается вдоль линии простирания слоистости горной породы (рис. 2.32, *a*). При внедрении зубцов долота в породу на каждый из них передается единичный опрокидывающий момент, которые, суммируясь, воздействуют на шарошку. Однако суммарный момент  $M_{оп}^c$  как результат геометрического суммирования единичных моментов на корпус долота и компоновку передается не полностью, так как шарошка установлена в долоте с возможностью вращения, а  $M_{оп}^c$  действует в плоскости вращения шарошек. При угле наклона оси вращения шарошек  $\beta_{ш}$  менее  $90^\circ$  момент, передаваемый на компоновку, будет равен

$$M_{оп}^k = \cos \beta_{ш} M_{оп}^c. \quad (2.51)$$

Если оси вращения шарошек горизонтальны, то  $M_{оп}^c$  в момент, когда оси вращения шарошек направлены вдоль слоистости или сланцеватости, равен нулю, а значит, опрокидывающий момент на компоновку через долото не передается.

Таким образом, понятно, что при определенном положении шарошки долота, когда ось её вращения параллельна слоям породы на забое скважины, опрокидывающий момент  $M_{оп}^k$  на долото через шарошку практически не передается, а значит, не наблюдается и повышения изгиба компоновки и перекоса долота на забое.

При повороте долота на забое на четверть оборота вокруг продольной оси долота из положения, соответствующего его положению на схеме (рис. 2.32, *a*),  $M_{оп}^k = M_{оп}^c$  независимо от угла наклона осей вращения шарошек, так как в этом случае направление действия опрокидывающего момента совпадает с направлением вращения шарошек.

Отмеченные особенности передачи опрокидывающего момента на шарошечные долота с различным числом шарошек представлены в виде

графиков на рис. 2.33 (величина  $M_{оп}$  для всех инструментов дана в условном измерении). Из представленных графиков следует, что величина опрокидывающего момента за один оборот вращения шарошечных долот на забое изменяется, имея периодически максимальные и минимальные значения, а число максимальных и минимальных значений зависит от конструкции долот, а именно от числа симметрично установленных шарошек. В то же время для долот режуще-скалывающего типа без шарошек величина  $M_{оп}$  за один оборот вращения остается неизменной (линия 1).

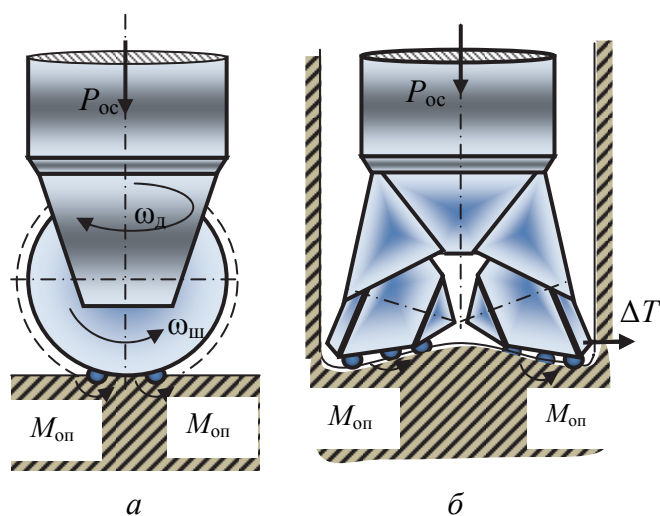


Рис. 2.32. Схема взаимодействия долота с анизотропной горной породой

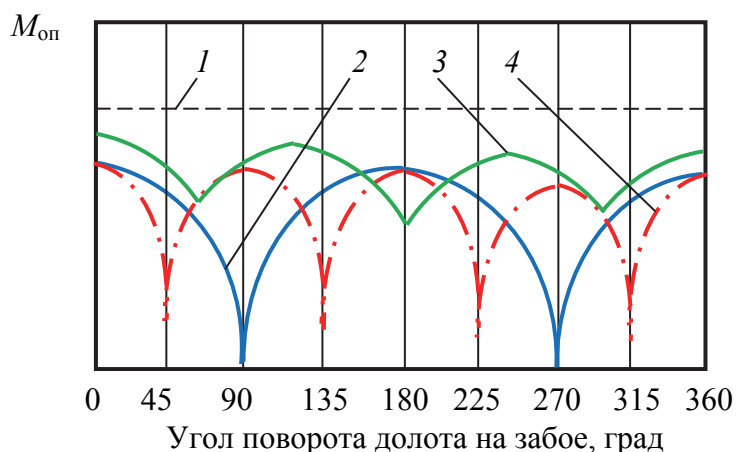


Рис. 2.33. Зависимости изменения величины опрокидывающего момента  $M_{оп}$  за один оборот долот с различным числом шарошек на забое скважины: 1 – долото режуще-скалывающего типа с круглым торцом; 2 – двухшарошечное долото; 3 – трехшарошечное долото; 4 – четырехшарошечное долото

Таким образом, можно добиться некоторого повышения устойчивости буровых компоновок, если использовать выявленную характеристику  $M_{оп}$  при различной ориентации долота относительно слоистости или сланцеватости породы. В данном случае возможна ориентированная установка долота относительно компоновки с профильным поперечным сечением (эллиптическое и др.), обладающей неравной жесткостью на изгиб относительно различных главных осей поперечного сечения. При этом если оси вращения шарошек двухшарошечного долота совмещаются с осью поперечного сечения компоновки, вдоль которой имеется максимальная жесткость, то удастся нейтрализовать действие  $M_{оп}$  на компоновку со стороны забоя и повысить устойчивость бурового снаряда.

Важной особенностью механизма разрушения горной породы шарошечным долотом является его двойственность – процесс раздавливания породы под действием осевого усилия  $P$  и дробление-скалывание породы усилием  $Q$  при перекатывании шарошки (рис. 2.34).

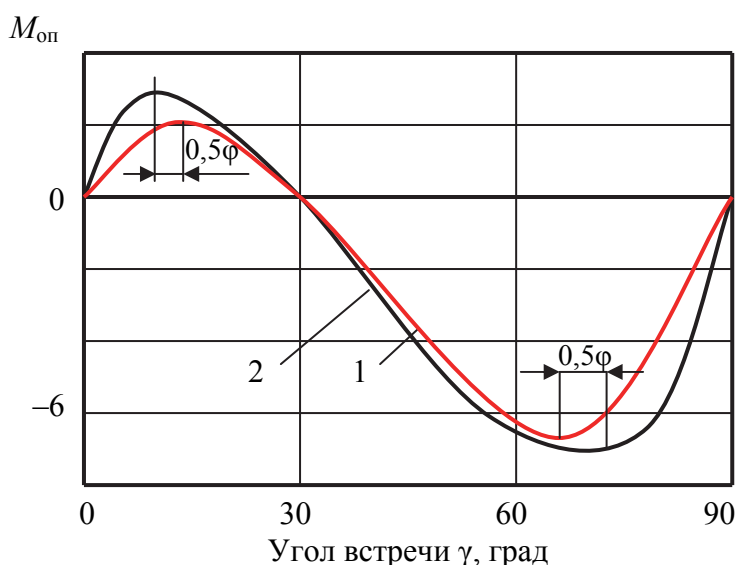


Рис. 2.34. Зависимость  $M_{оп}$  от угла встречи со слоями пород  $\gamma$ :  
 1 – график отражает влияние только осевой силы на долото;  
 2 – график отражает влияние усилия дробления-скалывания породы

Осевая составляющая разрушающих усилий  $P$  обеспечит при угле встречи оси бурового инструмента со слоями горной породы  $\gamma$  появление опрокидывающего момента, значение которого можно определить по формулам (2.39), (2.42), (2.44), (2.46) в зависимости от вида вооружения шарошек долота – сферические, конусные или трапецеидальные породоразрушающие вставки. Расчет по одной из формул позволяет получить график изменения  $M_{оп}$  в зависимости от угла встречи долота со слоями горной по-

роды. Такая зависимость представлена на рис. 2.34 (позиция 1). Как следует из данной зависимости, наблюдается два максимальных значения  $M_{оп}$ : первый при малых значениях угла встречи  $\gamma$  – в этом случае опрокидывающий момент ориентирует инструмент в направлении падения слоев породы; второй при больших значениях угла встречи  $\gamma$  – в этом случае опрокидывающий момент ориентирует инструмент поперек простирания слоев породы.

При этом важно отметить, что в процессе вращения шарошки на забое за один оборот вращения долота одна из шарошек долота может воздействовать на породу в момент, при котором направление приложения ударной нагрузки  $Q$  совпадает с направлением падения слоев (рис. 2.35, а) и через пол-оборота наступает ситуация, при которой направление приложения ударной нагрузки ориентировано поперек слоев породы (рис. 2.35, б). Именно эта особенность и задает основную неравномерность разрушения анизотропной породы при работе шарошечного долота, так как твердость и упругость породы максимальны в направлении слоев и минимальны поперек слоев породы.

При разрушении анизотропной горной породы возможны два экстремальных с точки зрения неравномерности разрушения породы случая:

- направление приложения усилия  $Q$  в момент нанесения удара породоразрушающей вставкой совпадает с направлением ориентировки слоев породы;
- направление приложения усилия  $Q$  в момент нанесения удара перпендикулярно слоям породы.

В первом случае породоразрушающее действие вдоль приложения усилия  $Q$  будет испытывать максимальное сопротивление дроблению-скалыванию, так как анизотропная горная порода обладает максимальными твердостью и упругостью именно в этом направлении. Такой вариант процесса разрушения возможен, если угол встречи бурового инструмента  $\gamma$  будет равен значению  $0,5\varphi$  – половине центрального угла между осями породоразрушающих вставок в венце шарошки. Этот угол может составлять при более частом расположении вставок  $5-7^\circ$ , при более редком их расположении  $10-15^\circ$ . В этом случае угол приложения удара породоразрушающей вставкой во второй позиции шарошки на забое (рис. 2.35, б) будет равен  $(90^\circ - 0,5\varphi)$ .

Таким образом, при углах встречи буровым инструментом напластования горной породы, равного  $0,5\varphi$  в одной части забоя, инструмент будет испытывать максимальное сопротивление разрушению, а в диаметрально противоположной точке забоя близкое к минимальному. При этом на величину разности сопротивления разрушению будет влиять схема расстановки породоразрушающих вставок, а именно угол  $\varphi$ .



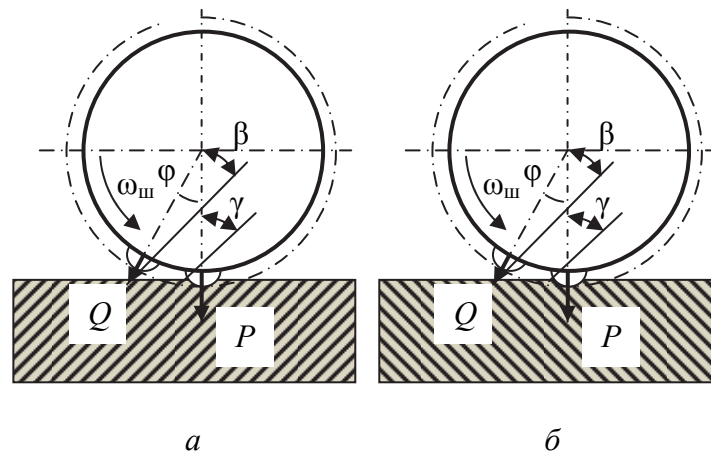


Рис. 2.35. Схема взаимодействия шарошечного долота с анизотропной горной породой при угле встречи  $\gamma$ : *a* – положение шарошки на забое в момент совпадения направления приложения удара с направлением слоистости; *б* – положение шарошки на забое в момент, когда направление приложения удара ориентировано поперек слоистости

Во втором случае породоразрушающее действие вдоль приложения усилия  $Q$  будет испытывать минимальное сопротивление дроблению-скалыванию, так как анизотропная горная породы обладает минимальными значениями твердости и упругости именно в этом направлении. Такой вариант процесса разрушения возможен, если угол встречи бурового инструмента  $\gamma$  будет равен значению  $(90^\circ - 0,5\varphi)$ . В этом случае угол приложения удара породоразрушающей вставкой во второй позиции шарошки на забое (рис. 2.35, *б*) будет равен  $0,5\varphi$ .

Например, если угол  $\varphi = 20^\circ$ , а твердость горной породы вдоль слоев – 1 500 МПа, перпендикулярно слоям 1 000 МПа, т. е. коэффициент анизотропности горной породы по твердости равен 1,5, в первом случае при угле встречи бурового инструмента с напластованием породы  $\gamma = 10^\circ$  максимальная твердость при приложении усилия  $Q$  составит 1 500 МПа, а в противоположной точке забоя при  $\gamma = 80^\circ$  твердость породы будет равна 1 009 МПа.

В результате такого различия в твердости в диаметрально противоположных точках забоя будет существенно отличаться и глубина внедрения породоразрушающих вставок шарошек долота, что приведет к росту опрокидывающего момента, деформации компоновки и повышенному искривлению скважины.

Во втором случае, когда усилие  $Q$  ориентировано поперек слоев породы, при вышеиспользованных условиях расчета минимальное значение твердости составит при угле встречи  $90^\circ$  1 000 МПа, а максимальное – 1 479 МПа.

На рис. 2.34 (позиция 2) приведен график изменения опрокидывающего момента с учетом составляющей разрушения горной породы дробле-

нием-скалыванием под действием усилия  $Q$ . Данный график показывает, что области влияния максимальных значений опрокидывающего момента, возникающего при разрушении анизотропных горных пород, расширяются и смещаются в сторону меньших значений угла встречи в первом случае и в сторону больших значений угла встречи во втором случае. Величина смещения максимальных значений опрокидывающего момента, полученных при осевом приложении усилия и при косом ударе, ориентировочно может оцениваться как 0,5 ф. Отмеченная особенность механизма разрушения анизотропных горных пород шарошечными долотами сказывается на результатах искривления скважин в анизотропных породах, определяя большее влияние анизотропии горных пород на направление скважин.

### 2.3.3. Влияние перемежаемости горных пород по твердости на процесс искривления скважин

В исследовании влияния перемежаемости горных пород по твердости на процесс искривления наиболее известны работы А. С. Станишевского и В. Е. Копылова, которые теоретически рассмотрели основные факторы и закономерности формирования кривизны ствола скважины при пересечении контактов горных пород различной твердости.

Направление искривления скважин на контакте горных пород различной твердости определяется:

- величиной угла встречи  $\gamma$ ;
- чередованием слоев различной твердости;
- соотношением твердости контактируемых пород.

При углах встречи 0 и 90° искривления на контакте горных пород различной твердости не наблюдается.

Рассмотрим процесс формирования ствола скважины при встрече инструментом контакта с более твердой горной породой, чем порода предшествующего интервала при угле встречи менее 90° (рис. 2.36). Анализ сил и реакций забоя позволяет установить, что в этом случае на инструмент будет оказывать воздействие реакция со стороны твердого слоя  $R_T$ , направленная по нормали к плоскости контакта, и реакция со стороны менее твердой породы  $R_M$ . Определяем соотношение величин этих реакций как равное соотношению упругости контактируемых горных пород:

$$\frac{R_T}{R_M} = \frac{E_T}{E_M} = K_y,$$

где  $E_T$ ,  $E_M$  – модули упругости твердой и мягкой пород, МПа.

В результате действия этих реакций со стороны твердого слоя на инструмент будет оказывать действие отклоняющая сила  $P_{от}$ , которая опре-

деляется разностью горизонтальных реакций  $R_T^r$  и  $R_M^r$  и действием силы трения  $F_{тр} = P_{ос} \cdot \mu$  (рис. 2.36, а, б):

$$P_{от} = P_{ос} \left[ \frac{K_y(1 - \operatorname{tg}\varphi_T) - (1 - \operatorname{tg}\varphi_M)}{\operatorname{tg}\gamma(K_y + 1)} - \mu \right], \quad (2.52)$$

где  $P_{ос}$  – осевая нагрузка на инструмент, даН;  $\gamma$  – угол встречи инструмента и контакта горных пород различной твердости, град;  $\mu$  – коэффициент внешнего трения бурового инструмента о забой;  $\varphi_T$ ,  $\varphi_M$  – углы внутреннего трения в деформируемой породе, соответственно, в более твердой и менее твердой, град.

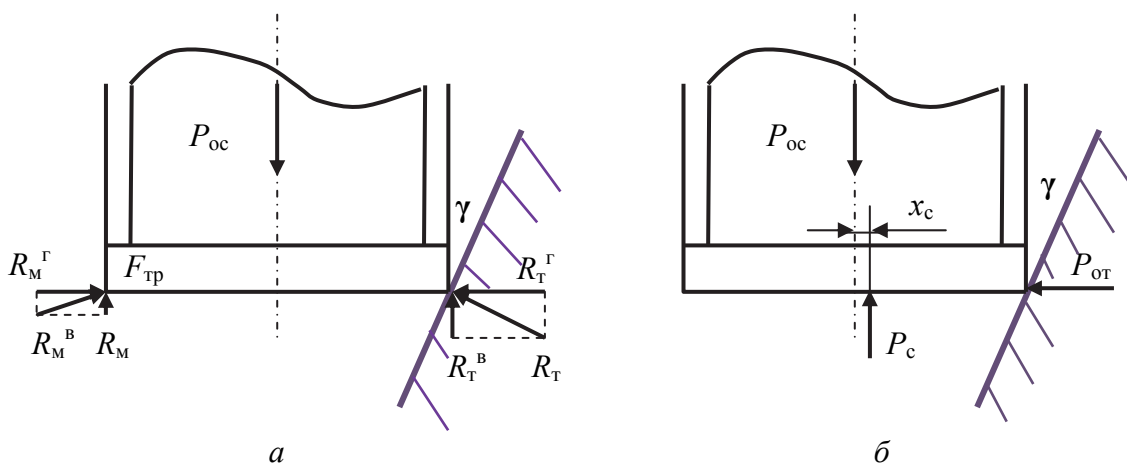


Рис. 2.36. Схемы, определяющие закономерности процесса искривления ствола скважины на контакте более твердой горной породы с менее твердой

Как следует из формулы (2.52),  $P_{от}$  зависит в первую очередь от величины осевого усилия, соотношения модулей упругости и, следовательно, твердости контактируемых горных пород, а также угла встречи инструмента и контакта. При малых углах встречи отклоняющая сила будет существенно больше.

Учитывая, что при деформировании горной породы упругие реакции снижаются вследствие внутреннего трения в деформируемом объеме породы, в формулу (2.52) включены выражения для расчета коэффициентов внутреннего трения – тангенсы углов внутреннего трения. Для твердых горных пород коэффициенты внутреннего трения ориентировочно могут быть равны 0,5–0,6, для средних по твердости горных пород – 0,7–0,8 и 0,9–1 – для достаточно пластичных пород средней твердости.

Коэффициент внешнего трения твердосплавных и алмазных коронок о забой определяется на контакте торцов этих инструментов с забоем и обычно составляет 0,1–0,4. Для шарошечных долот и особенно двухша-

рошечных коэффициент трения в формуле (2.52) принимается равным коэффициенту трения в опорах шарошек долота, так как шарошечное долото способно «откатываться» в направлении действия отклоняющей силы. В этом случае коэффициент трения может быть на порядок ниже, что определяет более значительное отклонение шарошечных и особенно двухшарошечных долот в направлении действия отклоняющей силы.

Действие вертикальных реакций забоя  $R_M^B$  и  $R_T^B$  преобразуется в действующий в вертикальной плоскости изгибающий момент  $M_B$ , который в общем виде можно определить по зависимости

$$M_B = P_c x_c,$$

где  $P_c$  – упругая реакция забоя, даН;  $x_c$  – расстояние от геометрического центра инструмента до точки приложения упругой реакции забоя, м.

Формула для расчета изгибающего момента  $M_B$  получена А. С. Станишевским [14]:

$$M_B = \frac{2}{3}(\sigma_a - \sigma_b) \left[ (R_n^2 - x^2)^{\frac{2}{3}} - \lambda (r_{вн}^2 - x^2)^{\frac{2}{3}} \right], \quad (2.53)$$

где  $R_n$ ,  $r_{вн}$  – наружный и внутренний радиусы торца породоразрушающего инструмента, м;  $(\sigma_a - \sigma_b)$  – разность напряжений в твердой и мягкой контактируемых породах, МПа;  $x$  – текущая координата перемещения контакта под торцом инструмента на интервале пересечения контакта горных пород различной твердости от 0 до  $2R$ , м;  $\lambda$  – коэффициент, равный 1 при  $x < r$  и равный 0 при  $x > r$ .

Как следует из формулы (2.53),  $M_B$  зависит от диаметра бурового инструмента и площади его торца – будет меньше для коронок в сравнении с долотами и инструментами меньшего размера. Значительное влияние на величину изгибающего момента оказывает разность напряжений под торцом инструмента, которая определяется твердостью контактируемых горных пород и величиной осевого усилия. В соответствии с формулой А. С. Станишевского максимальное значение изгибающего момента наблюдается при положении контакта горных пород строго по центру торца бурового инструмента.

Таким образом, искривление ствола скважины при пересечении контакта горных пород (в направлении мягкая-твердая породы) в плоскости зенитного искривления происходит под действием отклоняющей силы  $P_{от}$  и изгибающего момента  $M_B$ . При забурировании инструмента с радиусом торца  $R_n$  в твердую породу на интервале пересечения контакта горных пород наблюдается изменение величин основных силовых факторов, представленное в виде графиков (рис. 2.37).

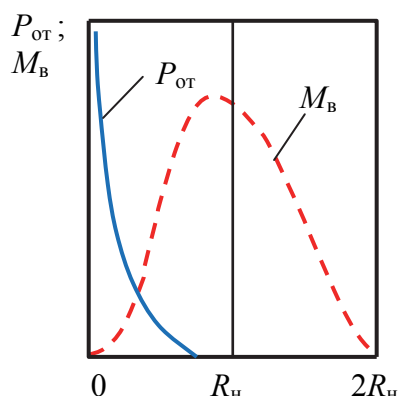


Рис. 2.37. Графические зависимости  $P_{от}$  и  $M_{в}$  на интервале пересечения контакта буровым инструментом с торцом радиусом  $R_{н}$

Отклоняющая сила  $P_{от}$  максимальна в момент контакта инструмента с твердой породой, но резко снижается при проникновении инструмента в твердую породу и становится равна нулю до достижения центром торца инструмента контакта горных пород.

Изгибающий момент, напротив, минимален в начале пересечения контакта и максимален при приближении центром торца инструмента к контакту горных пород.

Таким образом, на первом этапе пересечения контакта горных пород различной твердости ствол скважины искривляется по направлению падения контакта под действием отклоняющей силы  $P_{от}$ , затем доминирует изгибающий момент  $M_{в}$  и скважина меняет направление искривления, стремясь пересечь контакт в направлении твердой породы.

Физический смысл возникновения и действия изгибающего момента  $M_{в}$  состоит в том, что породоразрушающие элементы бурового инструмента под действием осевого усилия внедряются в мягкую породу на большую глубину, чем в более твердую породу, что в результате и приводит к неравномерному разрушению забоя и перекосу инструмента в сторону более твердой породы (рис. 2.38, а).

При пересечении контакта горных пород различной твердости забой скважины разделен контактом на две части, каждая из которых образована менее твердой и более твердой горными породами (рис. 2.38, б). При вращательном бурении резцы инструмента преодолевают лобовое сопротивление в процессе разрушения породы на забое. Векторы сил лобового сопротивления оказывают действие на резцы в плоскости забоя в направлении, противоположном направлению вращения инструмента. При разрушении забоя, включающего одновременно две породы различной твердости, упругости и пластичности, сопротивление твердой породы разрушению  $F_{Т}$  закономерно выше, чем сопротивление менее твердой породы  $F_{М}$ . Если просуммировать единичные силы  $F_{Т}$  и  $F_{М}$ , возникающие при работе каждого резца на частях торца, взаимодействующих с более твердой и менее

твердой породами, то можно получить две противоположные по направлению силы, результирующая которых даст силу  $\Delta F$ , которая действует в плоскости забоя со смещением от геометрического центра торца на расстояние  $x_r$  в сторону более твердой породы. Произведение  $(\Delta F \cdot x_r)$  дает в общем виде значение отклоняющего момента  $M_r$ , который стремится увести инструмент от центра забоя и вызывает фрезерование стенки скважины. В результате действия момента  $M_r$  инструмент фрезерует ствол скважины в направлении простирания контакта, увеличивая радиальный зазор  $\Delta f$ . Проявление усилия  $\Delta F$  по своей природе аналогично дестабилизирующему усилию, возникающему при бурении анизотропных горных пород (зависимость (2.46)).

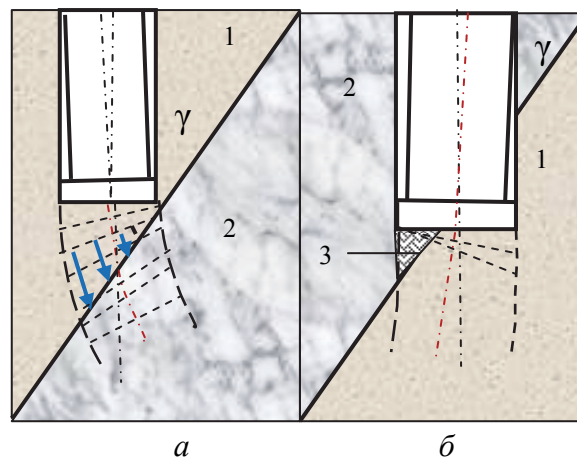


Рис. 2.38. Схемы перехода инструмента из мягкой (1) в твердую (2) породу (а) и наоборот (б): 3 – участок скалываемой твердой породы и образование уступа

На рис. 2.39, а представлен фотоснимок инструмента в скважине в блоке бетона с пропластком гранита.

После экспериментов по разбуриванию блока различными долотами блок разделили на составные части (блоки бетона и пропласток гранита с пробуренными стволами), что позволило определить форму и величину локальных искривлений, полученных при пересечении контактов гранитной плиты с бетоном. В случае пересечения контакта при входе в гранит при неравенстве сил резания-скалывания  $F_T$  и  $F_M$  ствол скважины подрабатывается с одной стороны в направлении простирания контакта горной породы и бетона более интенсивно, на что указывает одностороннее увеличение радиального зазора  $\Delta f$ .

Наибольшие значения отклонений под действием моментов  $M_r$  и  $M_b$  были зафиксированы при бурении в блоке алмазным долотом, что указывает на большую фрезерующую способность этого долота в сравнении

с шарошечными. Анализ зависимости момента  $M_r$  показал, что закон его изменения на интервале пересечения контакта горных пород различной твердости близок к зависимости изменения изгибающего момента  $M_B$ , а его величина определяется разностью прочностей контактируемых горных пород и размерами торца инструмента. Этот момент существенно выше для инструментов большего диаметра.

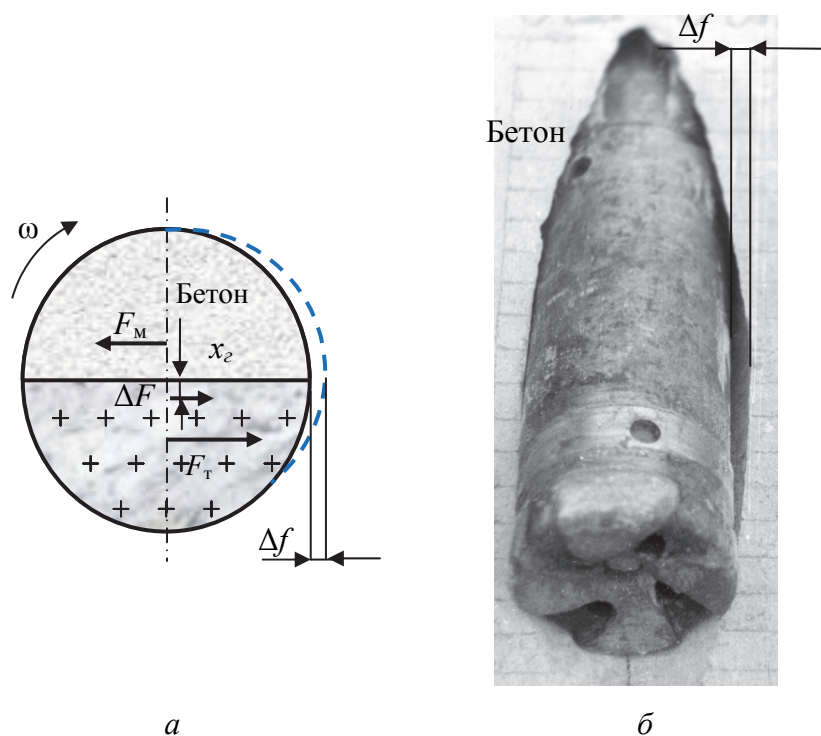


Рис. 2.39. Схема распределения усилий на резцах усилий при разбуривании контакта пород различной твердости (а) и фото бурового инструмента в скважине (б) на интервале пересечения контакта различной твердости (пластина гранита в бетоне)

Анализ представленных материалов показывает, что при бурении скважин в перемежающихся по твердости горных породах при малых углах встречи меньше критической величины ( $\gamma \leq \gamma_{кр}$ ) доминирующей силой при пересечении контакта горных пород различной твердости является отклоняющее усилие  $P_{от}$  и скважина искривляется, пересекая контакты горных пород в направлении их падения, одновременно отклоняясь в направлении простирания контактов по направлению вращения инструмента.

При углах встречи больше критической величины ( $\gamma > \gamma_{кр}$ ) доминирует изгибающий момент  $M_B$  и скважины под действием этого силового фактора выходят под прямым углом к контактам горных пород различной твердости, одновременно отклоняясь по направлению простирания контактов.



## 2.4. Закономерности естественного искривления скважин

Анализ причин и теоретические основы процесса искривления скважин показывают, что рассмотренные явления имеют закономерный характер. Направление искривления скважин в основном определяется особенностями геологического строения массива горных пород, а его интенсивность задается комплексом причин как геологического, так и технико-технологического характера.

### 2.4.1. Закономерности естественного искривления скважин в анизотропных горных породах

Направление искривления скважин в анизотропных породах является результатом неравномерного разрушения горной породы на забое и стенке скважины и проявляющихся в процессе разрушения породы дестабилизирующих силовых факторов. Искривление скважины в анизотропных породах может происходить в соответствии с четырьмя основным вариантами, представленными в виде схем (рис. 2.40) [12].

При углах встречи  $\gamma$ , равных  $0$  и  $90^\circ$ , скважины бурятся без искривления, так как основные дестабилизирующие силовые факторы отсутствуют. В этом случае искривление скважины возможно только при проявлении факторов технологического характера.

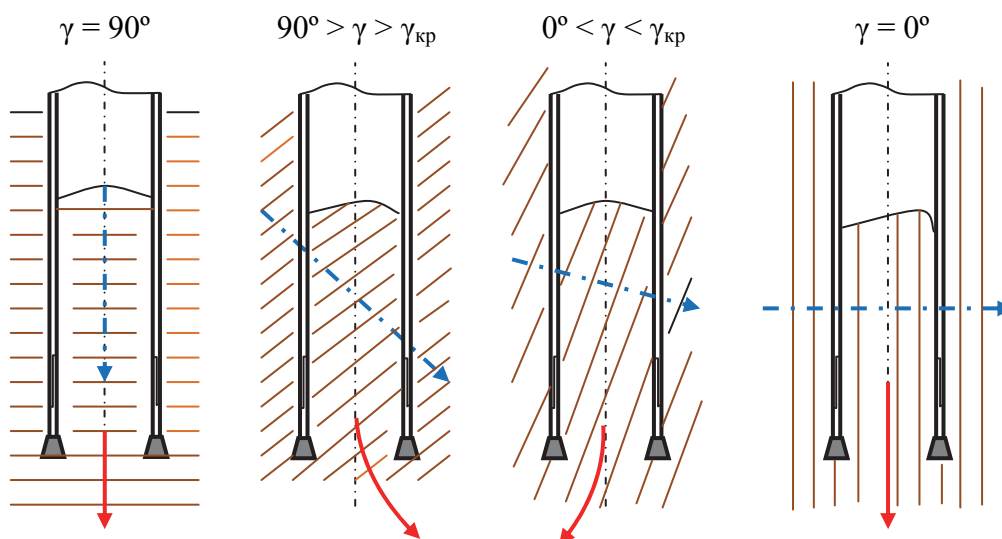


Рис. 2.40. Схемы направлений зенитных искривлений скважин в анизотропных горных породах в зависимости от угла встречи  $\gamma$  со слоистостью или сланцеватостью: стрелками показаны направления линии наименьшего сопротивления породы (ЛНС – линия штрих с точкой) и вероятное направление бурения скважины (сплошная линия)



При углах встречи  $\gamma$  более  $0^\circ$ , но менее критического угла встречи  $\gamma_{кр}$  скважина будет стремиться выйти вкрест слоистости или сланцеватости.

Поскольку значения  $\gamma_{кр}$ , как правило, невелики –  $5\text{--}15^\circ$ , скважины в основном диапазоне углов встречи от  $\gamma_{кр}$  до  $90^\circ$  искривляются в направлении перпендикулярно слоям горных пород. При этом известно, что при определенных условиях (не очень твердых и средних по твердости, достаточно пластичных горных породах, часто осадочного происхождения) критический угол крайне мал или вовсе равен нулю, и поэтому скважины искривляются только вкрест слоистости или сланцеватости.

При этом наиболее вероятно отклонение скважины вправо – в направлении увеличения азимутального угла.

При углах встречи  $\gamma < \gamma_{кр}$  скважины, имея неустойчивое, меняющееся под действием переменчивых по направлению дестабилизирующих сил направление, могут отклоняться в направлении падения слоистости или сланцеватости горных пород.

Азимут скважины при малых углах встречи ствола скважины и плоскостей напластования породы может уменьшаться.

Интенсивность зенитного искривления скважин в различных геолого-технических условиях неодинакова и зависит от способа бурения, типа бурового инструмента и действия значительного числа факторов. Среди них одним из основных является угол встречи инструмента со слоистостью или сланцеватостью горной породы.

#### **2.4.2. Закономерности естественного искривления в перемежающихся по твердости горных породах**

В перемежающихся по твердости горных породах, в соответствии с рассмотренным механизмом формирования локальной кривизны, буримые скважины подчиняются закономерностям, которые близки к закономерностям искривления скважин в анизотропных горных породах.

При углах встречи  $\gamma$  больше критической величины  $\gamma_{кр}$  (ориентировочно  $5\text{--}15^\circ$ ) скважины стремятся выйти вкрест простирания контактов пластов горных пород различной твердости, одновременно отклоняя ствол по направлению простирания контактов в направлении вращения бурового снаряда (вправо). В этом случае доминирующим силовым фактором будет изгибающий момент  $M_B$  (2.53), а отклоняющий момент  $M_T$  обеспечивает искривление в направлении изменения азимутального угла.

При углах встречи  $\gamma$  меньше критической величины при пересечении пропластков горных пород различной твердости доминирующим силовым фактором будет отклоняющее усилие  $P_{от}$  (2.52), под действием которого скважины отклоняются в направлении падения пластов горных пород.

В направлении изменения азимута более вероятно искривление в сторону его увеличения. В то же время возможно отклонение ствола влево, например, под влиянием конструктивных параметров бурового инструмента, так как в данном случае направление скважины достаточно неустойчиво.

## 2.5. Методика выявления закономерностей искривления скважин

Рассмотренные теоретические основы процесса естественного искривления скважин показывают, что данное явление имеет закономерный характер. Направление искривления задается прежде всего геологическими особенностями строения участка геологоразведочных работ или всего месторождения, а интенсивность искривления определяется причинами как геологического, так и технико-технологического характера [12].

*Выявление закономерностей естественного искривления* – это установление функциональной зависимости изменения интенсивности искривления и его направления от различных факторов, действие которых следует рассматривать в совокупности.

Исходным материалом для изучения закономерностей и интенсивности искривления скважин служат замеры зенитных и азимутальных углов. Таких измерений по различным скважинам требуется достаточное для значимой статистической оценки число. Чаще всего закономерности естественного искривления определяют в зависимости от глубины скважины или зенитного угла в виде функций  $i = f(L)$  или  $i = f(\theta)$ . При этом ни глубина, ни зенитный угол скважины не оказывают непосредственного влияния на искривление, но с их изменением меняются условия бурения, а соответственно, и степень влияния многочисленных факторов, от которых зависит положение скважины в подземном пространстве [12].

При выполнении работ по определению связей интенсивности искривления с различными факторами прежде всего следует достаточно хорошо представлять существо влияния этих факторов как в отдельном, так и в совокупном проявлении на процесс искривления. Это необходимо для того, чтобы из многообразия действующих факторов выделить те из них, которые отличаются определенной устойчивостью и могут рассматриваться как постоянные, а потому оказывают решающее и основное влияние на процесс искривления.

При выявлении закономерностей естественного искривления путем сравнения и анализа инклинометрических измерений последние должны группироваться с учетом влияния основных факторов, действие которых связано с перечисленными ниже условиями бурения:

1. Способ бурения (вращательный, ударно-вращательный и др.).
2. Тип и диаметр породоразрушающего инструмента (алмазные коронки, тип коронки, долото шарошечное, его тип и т. д.).
3. Углы заложения ствола скважины – азимутальный и зенитный.
4. Технологические особенности и параметры режима бурения (применение гидроударников, состав буровой компоновки, осевая нагрузка, частота вращения и др.).
5. Тип колонны бурильных труб.

При этом следует учитывать, что интервалы скважин, пробуренные с применением технических средств искусственного искривления, из рассмотрения и анализа следует исключить.

Кроме перечисленных условий, анализу следует подвергнуть геологические условия месторождения или участка работ.

Если анализ геологических условий показывает, что месторождение отличается выдержанностью геологического строения (например, моноклиналиное залегание пород), то все данные, полученные при бурении на этом месторождении, с учетом вышеприведенных ограничений могут группироваться и использоваться при анализе и выявлении закономерностей естественного искривления.

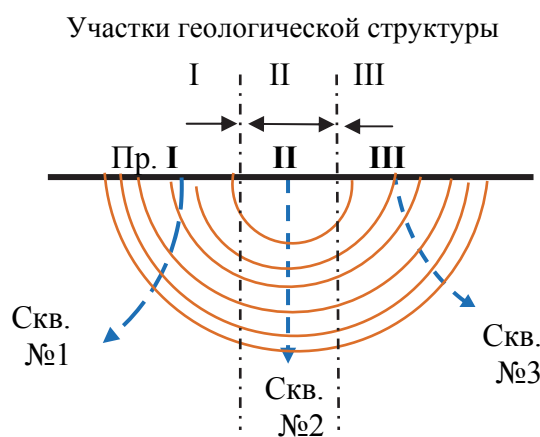


Рис. 2.41. Схема для выделения участков с однотипными геологическими структурами

Если анализ геологических условий показывает, что месторождение имеет сложное строение, изменчивые условия залегания горных пород, то составляющие месторождение структуры следует рассматривать как два или более участка с относительно однотипным залеганием горных пород. Например, участок месторождения определен в виде синклиналиной структуры, а скважины, пробуренные по профилям I, II и III, показывают различные тенденции при их естественном искривлении (рис. 2.41). В этом случае правильным будет решение о выделении трех участков для анализа

закономерностей искривления, совпадающих с профилями. При этом, соответственно, будут получены три группы результатов анализа, пригодные для использования только в пределах выделенных участков.

В соответствии с выделенными участками данные инклинометрии группируют по принципу однотипности технических и технологических условий бурения в соответствии с изложенными выше позициями.

Изучение закономерностей естественного искривления и получение аналитических моделей, отражающих процесс искривления при бурении скважин в конкретных горно-геологических и технико-технологических условиях, осуществляют по алгоритму, основу которого составляет статистический расчет «типовой» трассы скважины («типовая» кривая). Алгоритм расчета, проиллюстрированный схемой на рис. 2.42, выстроен в определенной последовательности.

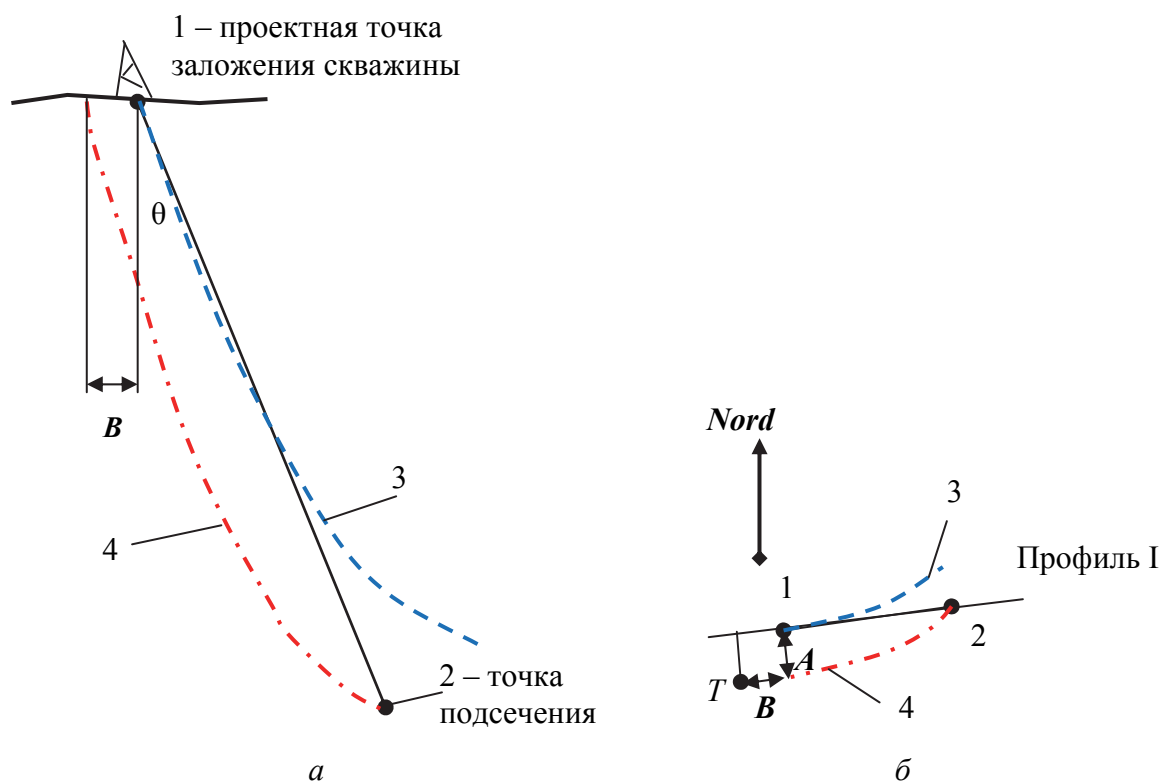


Рис. 2.42. Схема для определения точки заложения скважины на профиле по «типovým» кривым: 1 – проектная точка заложения скважины на профиле I; 2 – проектная точка подсечения рудного тела на глубине; 3 – линия естественного искривления скважины; 4 – «типové» кривые зенитного (а) и азимутального искривления (б)

Важным этапом является расчет доверительного интервала, который позволяет на основании данных о ранее пробуренных скважинах определить интервал допустимых отклонений скважины от проектного направления. Данный расчет выполняют в следующей последовательности.

1. Определяют среднеарифметическое значений величин приращений зенитных и азимутальных углов:

$$X = \Delta\theta_{\text{cp}}(\Delta\alpha_{\text{cp}}) = \frac{X_1 + X_2 + \dots + X_n}{n}, \quad (2.54)$$

где  $X_1 = \Delta\theta_1(\Delta\alpha_1)$ ;  $X_2 = \Delta\theta_2(\Delta\alpha_2)$  – приращение зенитных (азимутальных) углов на равных глубинах;  $n$  – число скважин, участвующих в выборке, на данном интервале глубин.

2. Рассчитывают разброс фактических значений случайной величины относительно её среднего значения, которая характеризуется величиной дисперсии  $D(x)$  или среднего квадратичного отклонения  $\sigma(x)$ :

$$\sigma_x = \sqrt{D(X)} = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n [X_i - X]^2}. \quad (2.55)$$

3. При бурении скважин действительные значения зенитных и приращения азимутальных углов на каждом интервале глубин могут отличаться от средних арифметических величин. При известных  $x$ ,  $\sigma(x)$  и  $n$  находят доверительный интервал  $\pm E(X)$  для значений  $\theta$  и  $\Delta\alpha$  на каждом интервале инклинометрических замеров:

$$E_i = \frac{f_j \sigma(X)}{\sqrt{n}}, \quad (2.56)$$

где  $f_j$  – коэффициент Стьюдента, определяемый по таблицам справочников по теории вероятностей и математической статистики, при заранее заданной надежности  $j$  и известному параметру  $K = n - 1$ .

4. Вычисляется математическое ожидание значений  $\Delta\theta$  и  $\Delta\alpha$  на каждой глубине:

$$E(X) = X \pm f_j \frac{\sigma(X)}{\sqrt{n}}. \quad (2.57)$$

**Пример.** В выборке  $n = 10$  скважин, на глубине 600 м выборочный средний зенитный угол  $X = 1^\circ$ , выборочное среднее квадратичное отклонение  $\sigma(x) = 1,5^\circ$ . Оценим неизвестное математическое ожидание при помощи доверительного интервала с надежностью  $j = 0,95$ . Для этого случая при  $n - 1 = 9$ ,  $f_j = 2,31$ :

$$E(X) = 15^\circ \pm 2,31 \times 1,5 : \sqrt{10} = 15^\circ \pm 1,1 \text{ или } 13,9^\circ < E(X) > 16,1^\circ.$$

Если рассчитанные величины отклонений превышают интервал допустимого отклонения скважин ( $A$ ), установленный принятой методикой разведки месторождения, это позволит определить предельную глубину по

каждой скважине, на которой возникнет необходимость искусственного искривления ствола.

На основании полученных доверительных значений зенитных углов и приращений азимутальных углов на каждом интервале глубин скважины строятся вертикальная и горизонтальная проекции трассы скважины с учетом минимального и максимального возможных отклонений её ствола от типового профиля.

Полученные « типовые » трассы скважин ( проекции на горизонтальную и вертикальную плоскости ) можно использовать при проектировании новых скважин. При этом, используя шаблон « типовой » скважины, вычерченный на кальке или восковке, на геологическом разрезе и плане участка работ определяют корректировку точки заложения скважины с тем расчетом, чтобы, не меняя проектного угла заложения, привести скважину в заданную точку. Точка заложения новой скважины определяется « снизу-вверх », т. е. закрепляя точку забоя « типовой » трассы ( на рис. 2.42, *а*, позиция 4 ) в точке подсечения на заданной глубине и не меняя проектного угла заложения проектной скважины ( сплошная линия на рис. 2.42 ), находят расстояние на поверхности, на которое следует сместить точку заложения скважины ( расстояние  $B$  – см. рис. 2.42, *а* ).

Аналогично определяют точку заложения с учетом азимутального искривления ( расстояние  $A$  на рис. 2.42, *б* ). В результате получают возможность заложить скважину с учетом зенитного и азимутального искривлений ( точка заложения скважины – точка  $T$  на рис. 2.42, *б* ).

Возможен вариант графического решения задачи по определению « типовой » скважины [12].

В случае если бурение скважин осуществляется двумя или тремя способами бурения, возможен вариант получения комбинированной « типовой » кривой трассы скважины. Комбинированная « типовая » кривая состоит из двух и более самостоятельных типовых кривых, каждая из которых отражает закономерности искривления конкретными способом и соответствующим ему инструментарием бурения определенного интервала ствола скважины.

Для расчета типовых кривых могут использоваться другие известные методы анализа и математической статистики, например, метод наименьших квадратов, метод П. Л. Чебышева и др.

## Контрольные вопросы и задания

1. Каковы основные группы причин искривления скважин от проектных траекторий?
2. В чем состоят организационно-технические причины искривления скважин?

3. Назовите основные технологические причины естественного искривления скважин.

4. Каковы основные составляющие механизма искривления скважин при вращательном бурении?

5. Какова суть геологических причин искривления скважин? Назовите типы горных пород по влиянию на процесс естественного искривления скважин.

6. Что такое анизотропия горных пород? Назовите методы оценки анизотропии горных пород.

7. В чем проявляется влияние анизотропии горных пород на искривление скважин?

8. Каковы особенности механики разрушения анизотропных горных пород при бурении?

9. Назовите основные силовые факторы, вызывающие искривление скважин при бурении анизотропных горных пород.

10. В чем заключается влияние перемежаемости горных пород по твердости на искривление скважин?

11. На чем основаны закономерности естественного искривления скважин?

12. Назовите основные принципы использования закономерностей искривления скважин при проектировании траекторий скважин.

13. Дайте определение понятию «типовая кривая». Какие существуют методы расчета типовой кривой?

### 3. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ И КОНТРОЛЯ ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН

Положение забоя и точек оси ствола скважины определяют периодическими, по мере углубления скважины, измерениями зенитного и азимутального углов на заданной глубине.

Датчики для измерения зенитного угла разделяются на следующие основные группы:

- использующие принцип горизонтального уровня жидкости;
- использующие принцип отвеса;
- акселерометры.

В качестве других вариантов использования вышеуказанных датчиков в соответствии с законом гравитации могут применяться устройства в виде пузырька воздуха в жидкости или подвижного шарика в полусферической чаше.

*Акселерометр* (от лат. *accelero* – ускоряю и от греч. *metric* – измеряю) – прибор, измеряющий проекцию кажущегося ускорения (разности между истинным ускорением объекта и гравитационным ускорением). Как правило, акселерометр представляет собой чувствительный груз 2, закреплённый в упругом подвесе – пружине 1 (рис. 3.1). Отклонение груза 2 от его первоначального положения при наличии кажущегося ускорения несёт информацию о величине этого ускорения. Демпфер 3 служит для гашения амплитуды колебаний груза 2.

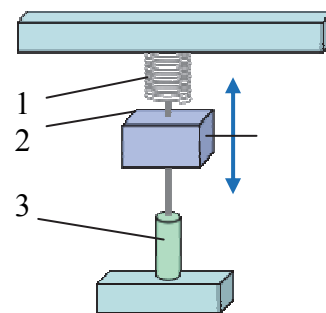


Рис. 3.1. Схема работы акселерометра: 1 – пружина; 2 – груз; 3 – демпфер

По конструктивному исполнению акселерометры подразделяются на одно- (рис. 3.1), двух- и трёхкомпонентные. Соответственно, они позволяют измерять ускорение вдоль одной, двух и трёх осей.

Акселерометр может применяться как для измерения проекций абсолютного линейного ускорения, так и для косвенных измерений проекции гравитационного ускорения. Первое свойство используется для создания инерциальных навигационных систем, где полученные с помощью акселерометров измерения интегрируют, получая инерциальную скорость и координаты носителя. Таким образом, акселерометры наравне с гироскопами являются неотъемлемыми компонентами систем навигации и управления летательных аппаратов, кораблей и подводных лодок. Второе свойство позволяет использовать акселерометры для измерения уклонов, т. е. в качестве инклинометров.



Датчиками для измерения азимута скважины служат магнитная стрелка; механические и оптические гироскопы; магнитометр.

Магнитная стрелка показывает направление по странам света, ориентируясь горизонтально в направлении глобального магнитного полюса Земли, гироскопы и магнитометр функционируют иначе, существенно повышая надежность и точность измерений, особенно в условиях наличия электромагнитных полей.

Гироско́п – устройство, способное реагировать на изменение углов ориентации тела, на котором оно установлено, относительно инерциальной системы отсчета. Простейший пример гироскопа – юла (волчок).

Главной частью гироскопа Боненбергера, впервые создавшего его в 1817 г., был вращающийся массивный шар в кардановом подвесе. В 1832 г. американец Уолтер Р. Джонсон придумал гироскоп с вращающимся диском (рис. 3.2). В 1852 г. французский учёный Фуко усовершенствовал гироскоп и впервые использовал его как прибор, показывающий изменение направления. Преимуществом гироскопа перед более древними приборами являлось то, что он правильно работал в сложных условиях (плохая видимость, тряска, электромагнитные помехи).

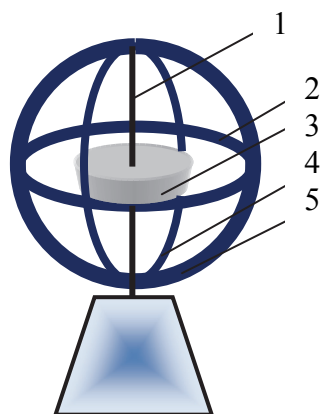


Рис. 3.2. Схема гироскопа: 1 – ось ротора; 2 – внешняя рама; 3 – ротор; 4 – внутренняя рама; 5 – корпус

Во второй половине XIX в. было предложено использовать электродвигатель для разгона и поддержания вращения гироскопа, что позволило на практике применить гироскоп для стабилизации курса торпеды.

В XX в. гироскопы стали использоваться в самолётах, ракетах и подводных лодках вместо компаса или совместно с ним, впоследствии и в качестве датчиков направления в инклинометрах.

Наряду с механическими известны и *оптические гироскопы*, которые делятся на *волоконно-оптические* и *лазерные гироскопы*. Принцип действия основан на эффекте Саньяка и теоретически объясняется с помощью специальной теории относительности. Согласно этой теории скорость света постоянна в любой инерциальной системе отсчёта. В то время как

в неинерциальной системе она может отличаться от скорости света. При посылке луча света в направлении вращения прибора и против направления вращения разница во времени прихода лучей (определяемая интерферометром) позволяет найти разницу оптических путей лучей в инерциальной системе отсчёта и, следовательно, величину углового поворота прибора за время прохождения луча.

*Магнитометр* – прибор для измерения характеристик магнитного поля, что, в частности, позволяет определять направление магнитного поля по его интенсивности.

Приборы для полного измерения искривления скважины, называемые *инклинометрами*, можно разделить на ряд основных групп:

1. Приборы, использующие принцип горизонтального уровня жидкости, спускаемые в скважину ориентированно. В этом случае результат одного измерения может быть получен только после извлечения прибора из скважины. Такие приборы называются *апсидоскопами*, которые в настоящее время чаще всего используются в *керноскопах* – устройствах для отбора ориентированного керна.

2. Приборы, использующие магнитное поле Земли для определения азимутального направления по магнитной стрелке и гравитационное поле Земли для определения зенитного угла по отвесу. В этом случае чаще всего положение датчиков преобразуется в электрический сигнал, число измерений в принципе не ограничено, а их результаты по электрическому кабелю оперативно поступают на пульт инклинометра на поверхность.

Для оперативного контроля указанные датчики используются в упрощенных приборах для определения зенита и азимута только в одной, двух или нескольких точках. Результат измерения в этом случае становится доступен только после извлечения прибора из скважины.

3. Приборы, использующие для определения азимута гироскопический эффект вращающейся с высокой частотой ( $10\text{--}20$  тыс. мин<sup>-1</sup>) сосредоточенной массы – тяжелого диска-маховика. Такой датчик называется гироскопом – быстро вращающийся диск-маховик, ось которого имеет три степени свободы и может свободно менять своё направление в пространстве (см. рис. 3.2). В результате под влиянием кориолисовой силы инерции, появляющейся вследствие вращения Земли и воздействующей на вращающийся диск, ось последнего ориентируется в направлении географического меридиана, что служит верным ориентиром в пространстве независимо от локальных магнитных полей (например, магнитное поле железорудных месторождений или статическое магнитное поле бурильной колонны) и глобального магнитного поля Земли.

Для измерения зенитного угла в гироскопических инклинометрах применяют отвес в том или ином исполнении.

4. Для измерения зенитного и азимутального угла используют инклинометры, работающие по принципу копирования траектории ствола скважины. В этом случае при перемещении такого инклинометра по стволу из точки, в которой уже определены зенит и азимут, в другую точку, в которой требуется замерить эти угловые параметры, датчик-копир инклинометра фиксирует приращение зенитного и азимутального углов по отношению к известным значениям этих углов. Таким образом поинтервально определяются все требуемые значения параметров пространственного положения ствола скважины.

### 3.1. Приборы, использующие принцип горизонтального уровня жидкости для определения зенитного угла скважины

К числу приборов, работающих по принципу горизонтального уровня жидкости (*апсидоскопы*), относятся:

- приборы, наполняемые раствором плавиковой (фтористоводородной) кислотой (HF), при этом кислота помещается в стеклянной пробирке или в кислоту помещают стеклянную трубку;
- приборы, наполняемые медным купоросом ( $\text{Cu}_2\text{SO}_4$ ), при этом в раствор для фиксации зенитного угла помещают стальной полированный стержень цилиндрической формы;
- прибор, наполняемый желатином, помещаемый также в стеклянный стакан или пробирку.

Принцип работы жидкостных приборов состоит в фиксации следа уровня жидкости на стенках стеклянных пробирки, трубки или на поверхности стального стержня при помещении прибора в скважину.

На рис. 3.3. дана схема, поясняющая принцип определения зенитного угла  $\theta$  по положению уровня жидкости в наклонной скважине. Угол  $\theta$  рассчитывают, используя измерения, снимаемые с поверхности стеклянной трубки, пробирки или стержня согласно зависимости

$$\theta = \text{arctg} \frac{h_{\max} - h_{\min}}{D}. \quad (3.1)$$

Положение апсидальной плоскости 3 фиксируют в виде линии, проходящей через длинную ось овала, – след уровня жидкости в наклонной скважине 2.

Прибор с плавиковой кислотой представляет собой разъемный патрон, внутри которого соосно размещается стеклянная пробирка или трубка диаметром 15–25 мм. Пробирку или емкость прибора, если используют

полую стеклянную трубку, заполняют на 1/3–1/2 высоты 20–30%-м раствором плавиковой кислоты с соблюдением правил безопасности (кислота оставляет ожоги), герметично закрывают.

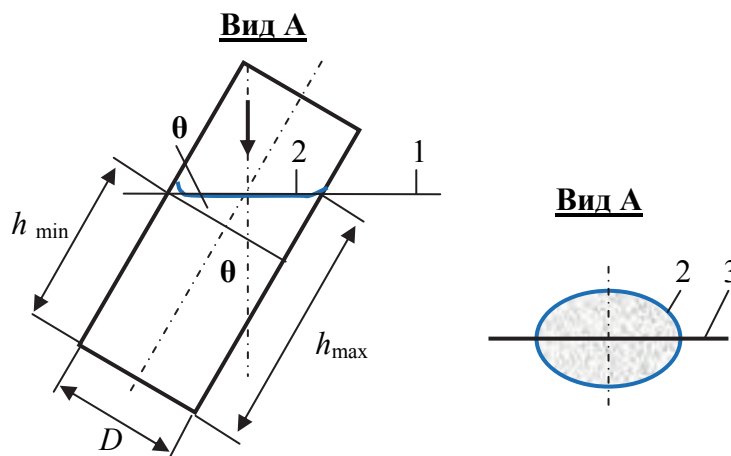


Рис. 3.3. Схема определения зенитного угла  $\theta$  и положения апсидальной плоскости скважины в жидкостном стеклянном асидоскопе: 1 – горизонтальная линия; 2 – след уровня плавиковой кислоты, зафиксированный в точке замера в скважине; 3 – положение апсидальной плоскости

Для получения отпечатка прибор опускают в скважину и выдерживают в точке замера в течение 30–60 мин, затем извлекают и, удалив предварительно кислоту, измеряют зенитный угол и, если нужно, положение апсидальной плоскости.

Приборы с медным купоросом позволяют получить след уровня жидкости в наклонной скважине за счет осаждения меди на поверхности стального полированного стержня при задержке прибора в точке замера на 40–60 мин.

Процесс осаждения меди на стержне может быть ускорен пропусканьем через электролит, полученный на основе 30%-го раствора медного купороса, электрического тока силой 150–300 мА, напряжением 4–5 В в течение 3 мин.

Диаметр стержня 1–20 мм, зазор между стержнем и стенками стакана должен быть не менее 3 мм.

## 3.2. Инклинометры

Инклинометры – приборы, позволяющие определить значение зенитного и азимутального углов в одной, нескольких или множестве точек ствола скважины.

Инклинометры можно разделить по их функциональным возможностям, которые, в свою очередь, определены назначением того или иного прибора:

- инклинометры для одного или нескольких измерений углов, характеризующих положение скважины в пространстве;
- инклинометры, позволяющие многократно производить измерения зенитного и азимутального углов;
- инклинометры, предназначенные для работы в условиях, в которых исключено влияние магнитных полей рудной залежи и бурового инструмента;
- инклинометры, предназначенные для производства работ на железорудных и иных месторождениях, характеризующихся влиянием на приборы магнитного поля;
- инклинометры, предназначенные для выполнения работ в скважинах, пробуренных из подземных горных выработок, безопасные по газу и пыли, а также способные проводить измерение зенитных углов в горизонтальных, восстающих и пологонаклонных скважинах.

Инклинометры по конструкции могут быть жидкостного (апсидоскопы), механического (отвесы) и электромеханического типа с магнитной стрелкой, гироскопические электромеханического типа, фотоинклинометры механического типа, *телеметрические системы* на основе инклинометров электромеханического типа с электронными средствами приема, обработки и представления информации, в которых в качестве датчиков используются как магнитные стрелки и различные отвесы, так и акселерометры с гироскопами.

### **3.2.1. Инклинометры для одного или нескольких измерений углов, характеризующих положение скважины в пространстве**

Данная группа инклинометров может применяться для оперативного контроля положения скважины в пространстве и использоваться силами буровой бригады при производстве сложных работ по направленному бурению, требующих постоянного контроля и анализа результатов производимых искусственных искривлений.

Самым простым и одним из первых инклинометров является *прибор Мааса*, который представляет собой стеклянную пробирку или стакан, заполняемые наполовину желатином, в который помещался поплавков из пробкового дерева с закрепленной на поверхности магнитной стрелкой (рис. 3.4).

Прибор Мааса спускался в скважину и выдерживался до момента, пока желатин не становился достаточно густым. После подъема прибора зенитный угол рассчитывали по положению плоскости загустевшего желатина аналогично описанной выше методики, а азимут определяли как угол между положениями апсидальной плоскости и магнитной стрелки.

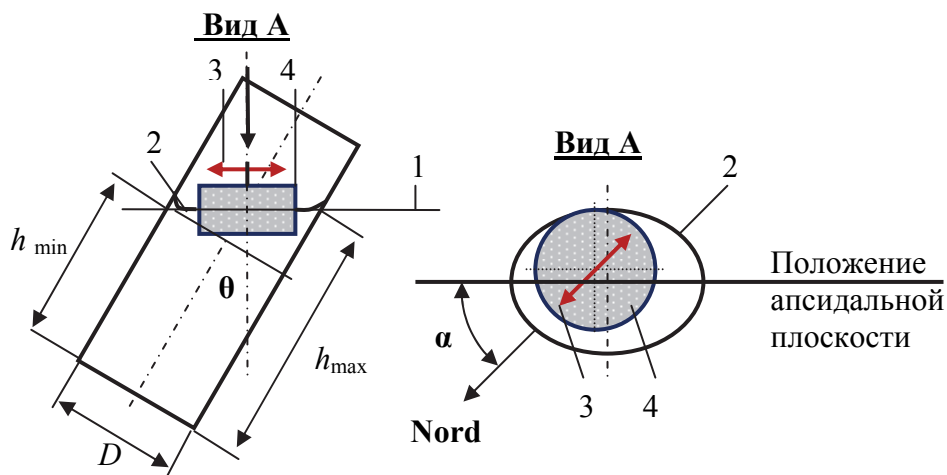


Рис. 3.4. Схема определения зенитного  $\theta$  и азимутального  $\alpha$  углов скважины в приборе Мааса: 1 – горизонтальная линия; 2 – уровень застывшего желатина; 3 – магнитная стрелка; 4 – поплавок из пробкового дерева

В настоящее время для оперативного контроля применяют электромеханические приборы ОК-40У (диаметр 40 мм), ИОК-42 (диаметр 42 мм), инклинометры механического типа МИ-42У и МИ -30У (диаметр 42 и 30 мм).

Диапазон измерения зенитного угла от 2 до 178 град позволяет использовать данные средства контроля при бурении горизонтальных и восстающих скважин, а два последних – во взрывоопасных условиях проведения подземных работ.

Инклинометр ИОК имеет автономный источник питания (сухие батареи или аккумулятор), в инклинометрах МИ в качестве привода измерительной системы используется часовой механизм.

Инклинометры типа МИ конструктивно аналогичны. Для измерения азимута используется магнитная стрелка компаса 1, для измерения зенитного угла – отвес-маятник 2

(рис. 3.5), подвешенный на шарнире. Перед измерением магнитная стрелка и отвес 2 находятся в свободном состоянии. Сферическая тарель 3 с нанесенными значениями зенитного угла в диапазоне 0–90 град, после того как

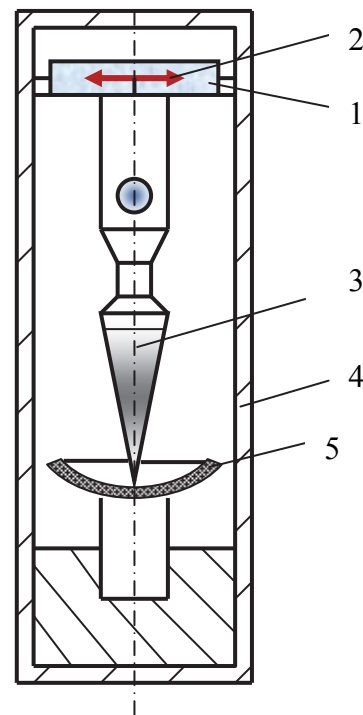


Рис. 3.5. Схема устройства инклинометра МИ-42У

отвес займет положение под действием силы тяжести, с помощью механизма 4 прижимается к наконечнику отвеса-маятника 2, фиксируя его положение и положение магнитной стрелки в компасе 1. Привод устройства 4 механического часового типа, время работы не более 80 мин. В комплекте инклинометра имеются три сменных измерительных узла зенитного угла, имеющие разные пределы измерения за счет разной длины маятника.

Перед измерением инклинометр должен находиться в покое 10–15 мин, поэтому при настройке часового механизма следует предусмотреть не только время спуска инклинометра в заданную точку, но и время на подготовку к измерению. Инклинометры типа МИ спускаются в скважину на тросике с помощью специальной лебедки.

Погрешность измерения инклинометрами типа МИ зенитного угла:  $\pm 0,5$  град, азимутального угла –  $\pm 5$  град.

Инклинометр ИОК-42 спускается в скважину на тросе. При измерении угловых параметров скважин с зенитными углами свыше  $60^\circ$  доставка инклинометра в точку замера производится на бурильной или специальной колонне.

Погрешность измерения инклинометром ИОК зенитного угла  $\pm 1,0$  град, азимутального угла  $\pm 2,5$  град.

### **3.2.2. Инклинометры, позволяющие многократно производить измерения зенитного и азимутального углов**

Инклинометры данного типа используются в основном при проведении планового каротажа геофизической службой. Применяются три группы инклинометров:

- электромеханические инклинометры с магнитной стрелкой и отвесом, спускаемые в скважину на каротажном кабеле (ИШ-3, ИК-2, И-7, ИК-2, ОК-40У и др.);
- электромеханические инклинометры с гироскопом и маятником-отвесом, спускаемые в скважину на каротажном кабеле (ИГ-50, ИГ-70 и др.);
- фотоинклинометры с магнитной стрелкой и отвесом (с шариком в чаше, прозрачная полусфера, заполненная жидкостью с пузырьком), спускаемые на кабеле или тросе: МТ-1-40, ВИТР (Россия), фирм *Atlas Copco* (Швеция), *Istmen* (США).

В основе первой группы инклинометров используется следующая конструкция. Инклинометр состоит из скважинного прибора с датчиками и измерительной панели. Скважинный прибор включает: реостатные датчики зенитного и азимутального углов; реле времени; передаточный механизм; электрическую схему.

Все узлы смонтированы в гильзе из немагнитного металла, которая заполняется смесью моторного масла с керосином.

На рис. 3.6 даны электрическая и механическая схемы инклинометра ИШ, которые дают основное представление об устройстве электромеханических инклинометров.

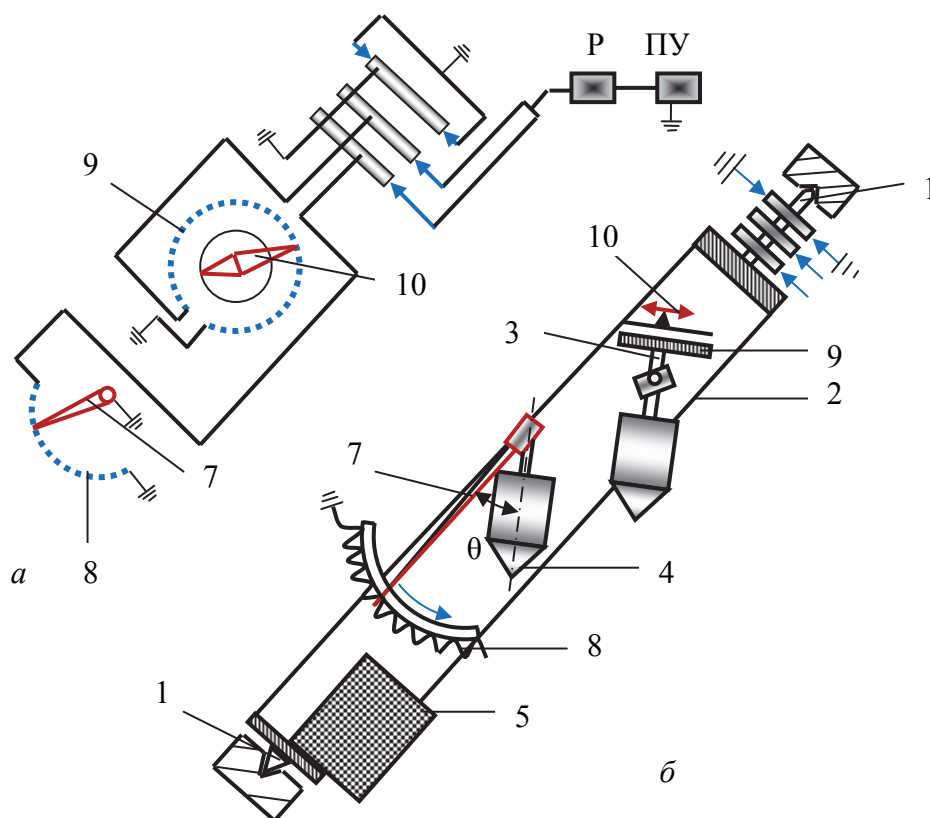


Рис. 3.6. Электрическая (а) и механическая (б) схемы инклинометра типа ИШ

В корпусе прибора на полуосях 1 установлена свободно вращающаяся рамка 2, на которой смонтированы буссоль 3 для определения азимута  $\alpha$  и отвес 4 для определения зенитного угла скважины  $\theta$ . Центр тяжести рамки с помощью груза 5 смещен с оси её вращения и расположен в плоскости, совпадающей с плоскостью вращения отвеса 4. При такой конструкции плоскость вращения отвеса всегда совпадает с апсидальной плоскостью, т. е. плоскостью искривления скважины. Угол, образованный осью рамки с вертикальной прямой, проходящей через точку 6 закрепления отвеса, соответствует зенитному углу скважины в точке измерения.

Отвес снабжен контактной стрелкой, прижимаемой в момент измерения к дугообразному реохорду 8 зенитного угла (реостатный датчик). При наклоненном приборе величина включенной части сопротивления реохорда пропорциональна величине зенитного угла.

Буссоль 3 снабжена круговым (азимутальным) реохордом 9. Начало реохорда находится в плоскости, в которой расположен центр тяжести



рамки. При измерении азимута  $\alpha$  стрелка 10, прижимаясь к реохорду 9, оставляет включенным его часть с сопротивлением, пропорциональным азимуту скважины.

Измерение сопротивлений производится по схеме электрического моста, в одно из плеч которого включается сопротивление реохорда буссоли (при измерении  $\alpha$ ) или сопротивление реохорда отвеса (при измерении  $\theta$ ). Отсчет углов  $\alpha$  и  $\theta$ , а также управление релейным механизмом Р, осуществляющим переход от измерений зенитного угла к измерения азимута, производятся с панели управления ПУ.

Инклинометры подобного типа имеют погрешности измерения зенитного угла  $\pm 0,5$  град, а азимутального угла  $\pm 4-5$  град.

Для выполнения работ в наклонных скважинах диапазон измерения зенитного угла составляет 0–50 град или 60 град (инклинометры ИК-2, ИШ-3, УМИ-25, И-7 и др.).

Фотоинклинометр МТ-1-40 (ВИТР) предназначен для контроля пространственного положения скважин в слабомагнитной среде, поскольку оснащен магнитной стрелкой и отвесом, показания которых в момент измерений фиксируются на фотопленку. Работа инклинометра управляется полуавтоматически по команде реле времени. Все углы инклинометра питаются от автономного источника электрического тока, что позволяет спускать прибор на тросе или на бурильных трубах. За один спуск на фотопленку может быть зафиксировано до 100 замеров. Программное устройство, запускающее пленкопротяжный механизм и лампу подсвечивания, включается от реле времени. При автоматическом режиме работы инклинометра показания датчиков фотографируются через каждые 2,5 мин, а в режиме ускорения через заданные интервалы в пределах 1 мин.

Инклинометр МТ предназначен для использования с целью оперативного проведения работ по определению параметров искривления скважины силами буровой бригады.

Кроме инклинометра МТ широко применяются фотоинклинометры типа ИФ, которые имеют диаметр корпуса 86 мм, в качестве датчика зенитного угла – подвижный шарик в полусферической чаше, а также буссоль с магнитной стрелкой для определения азимута.

В зарубежной практике автономные инклинометры применяются достаточно широко и представлены разнообразными вариантами конструкций.

В зависимости от применяемых датчиков измерения углов они разделяются на индикаторы зенитных углов, инклинометры с магнитными стрелками и инклинометры с гироскопами. В комплекте к приборам прилагается большое количество датчиков с подразделением их на достаточно узкие диапазоны измерений зенитных углов, нередко в 2–6 и 10–20°.

По методу регистрации показаний они разделяются на приборы с механической регистрацией путем перфорации бумажного или фольгированного диска (измеряется одна точка зенитного угла), путем фото- или кинорегистрации. Последние используются существенно чаще. Например, инклинометры *NPE*, *NPR* фирмы *Fridrich Leiter* (Германия), обеспечивают измерение зенитного угла (фото- и кинорегистрация) в диапазонах  $0-10^\circ$ ,  $0-20^\circ$ ,  $17-130^\circ$  с погрешностью соответственно  $\pm 0,1$ ,  $\pm 0,25$ ,  $\pm 0,5^\circ$  и азимута с погрешностью не более  $\pm 1$  град. Диаметр прибора 45 мм.

Инклинометры фирмы *Caster*, США (*Singl Shot* и *Malti Shot*) диаметром 32, 45, 54, 76 и 89 мм имеют фото- (первый) и кинорегистрирующие устройства (второй) в диапазоне значений зенитного угла  $0-3^\circ$ ,  $0-10^\circ$ ,  $0-20^\circ$ ,  $0-30^\circ$ ,  $0-80^\circ$  и близкие к вышеуказанным погрешности измерения зенитного и азимутального углов. Последний измеряется или магнитной стрелкой, или гироскопом.

При производстве работ могут использоваться многоточечные фотоинклинометры таких известных фирм как, *Atlas Copco* (Швеция), *Istmen* и *Totco* (США). Это приборы автономного питания отличаются высокой точностью измерений зенитного и азимутального угла.

### **3.2.3. Инклинометры для производства работ в условиях, характеризующихся влиянием магнитного поля**

Электромеханические инклинометры типа ИГ-70, ИГ-50, в отличие от рассмотренных выше инклинометров с магнитной стрелкой, для измерения азимута скважины оснащены гироскопом. Диапазон измерения зенитных углов у этих приборов составляет  $0-60^\circ$ , и они имеют достаточно близкие к уже приведенным ранее параметры точности измерений зенитного ( $\pm 0,5^\circ$ ) и азимутального углов ( $\pm 5^\circ$ ).

Электромеханические инклинометры «Зенит 8-70» и «Зенит 8-50» (диаметр корпуса 70 и 50 мм соответственно), разработанные КазИМС, принцип действия которых заключается в последовательном перемещении из точки в точку на длину между шарнирно соединенными частями корпуса для измерения азимутального угла, также могут применяться в магнитных средах, поскольку не имеют датчика в виде магнитной стрелки. Зная начальный азимут скважины в определенной точке ствола, можно определить его последовательно для всех других точек, фиксируя угол перекоса корпуса в шарнире, который последовательно при спуске копирует траекторию ствола скважины. Этот метод измерений получил название «метод последовательных шагов».

Инклинометр состоит из двух частей: измерительной и копирующей, соединенных между собой шарнирно. Для точного копирования траекто-

рии ствола корпус инклинометра в скважине центрируется рессорами, которые размещаются сверху и снизу измерительного блока и на корпусе копирующей части.

Связь пульта со скважинным прибором осуществляется по кабелю. Исполнение приборов «Зенит» взрывобезопасное.

Недостатком прибора является более низкая точность измерений в сравнении с другими современными инклинометрами.

Повышение точности измерений инклинометрами типа «Зенит» осуществляют за счет повторных дублирующих замеров.

#### **3.2.4. Технические средства контроля над искривлением ствола в процессе бурения**

Для решения задачи предупреждения искривления ствола скважины в НПЦ «Кольская сверхглубокая» разработаны и успешно эксплуатировались при бурении СГ-3 сигнализатор предельного зенитного угла и автономные индикаторы кривизны [6].

На рис. 3.7 представлена принципиальная схема сигнализатора-индикатора предельного зенитного угла СПЗУ-1, предназначенного для получения оперативной информации в процессе бурения о достижении заданного предельного угла отклонения ствола скважины от вертикали.

Одновременно это устройство может использоваться в качестве автономного индикатора зенитного угла искривления.

Индикатор-сигнализатор содержит корпус 1, установленный в контейнере 2, диск 3 со сферической вогнутой поверхностью, выполненный из материала с пониженной твердостью, на котором расположен стальной шар 4, поршень 5, имеющий в нижней части цилиндрический выступ и жестко соединенный штоком 6 с затвором 7, седло 8, установленное на перегородке 9, имеющей боковые отверстия Б для прохода бурового раствора, возвратную силовую пружину 10.

Верхняя часть корпуса 1 имеет перегородку, в которой выполнены промывочные отверстия А. Полость корпуса сигнализатора заполняется рабочей жидкостью и изолируется уплотнительными элементами 11 и 12.

При отсутствии потока бурового раствора прижимной элемент – поршень 5 и шток 6 под действием предварительно сжатой пружины 10 будут находиться в крайнем верхнем положении. При этом шар 4 под действием силы тяжести займет на сферической поверхности диска 3 определенное положение, соответствующее углу наклона прибора (зенитному углу искривления скважины). Отклонение  $r$  шара 4 от оси прибора зависит от значений зенитного угла  $\theta$  и радиуса  $R$  сферической поверхности диска 3:

$$r = R \sin \theta.$$

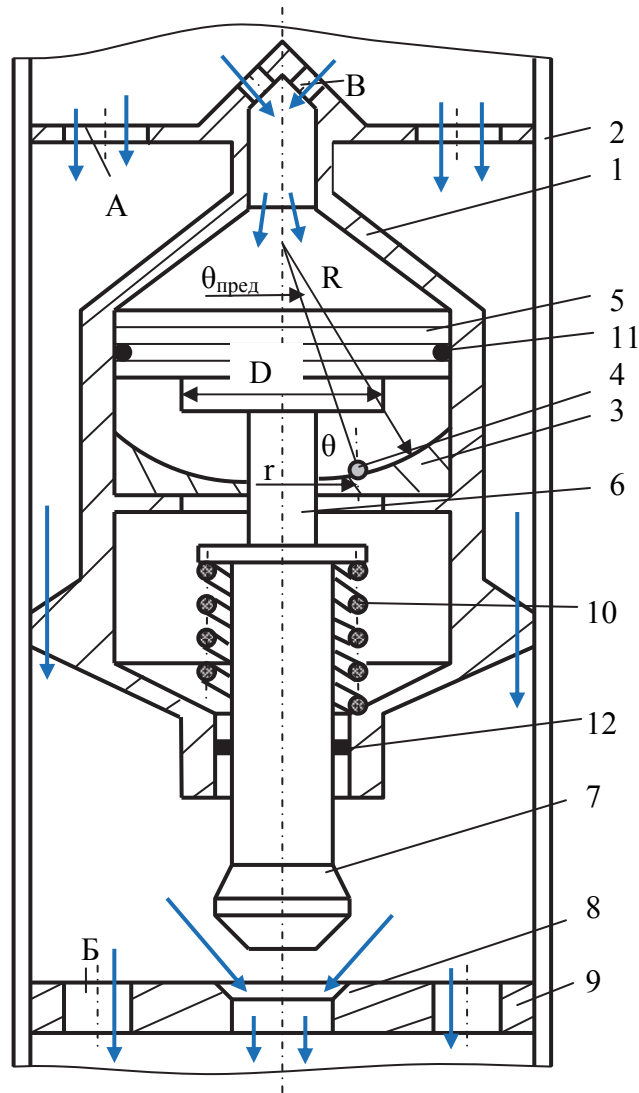


Рис. 3.7. Схема сигнализатора-индикатора зенитного угла искривления ствола скважины СПЗУ-1

Предельный зенитный угол  $\theta_{\text{пред}}$ , при котором должен сработать сигнализатор, будет определять диаметром диска прижимного элемента 5.

При наличии потока бурового раствора в отверстиях А образуется перепад давления, действующий через отверстие В в корпусе 1 на прижимной элемент 5, который, преодолевая усилие сжатия пружины 10, опустится вниз. Если угол наклона прибора будет меньше предельного зенитного угла, прижимной элемент 5 дойдет до упора в шар 4 и зафиксирует его на диске 3. При этом на поверхности диска 3 останется след от прижатия шара 4, место которого будет характеризовать текущий зенитный угол:

$$\theta = \arcsin \frac{r}{R}.$$

Если шар 4 окажется в положении, когда  $\theta > \theta_{\text{пред}}$ , прижимной элемент 5 будет иметь возможность опуститься в крайнее нижнее положение, при котором затвор 7 дойдет до упора в седло 8 и перекроет его отверстие. При этом весь поток бурового раствора направится в отверстие Б, а шар 4 будет свободно находиться в кольцевом пространстве между цилиндрическим выступом прижимного элемента 5, внутренней стенкой корпуса 1 и диском 3. Так как суммарная площадь отверстий Б выбрана существенно меньшей, чем площадь отверстия в седле 8, при закрытии последнего затвором 7 резко возрастает давление прокачиваемого бурового раствора, что служит сигналом о достижении установленного предельного зенитного угла.

Для устранения ложных срабатываний сигнализатора, вызванных перемещением шара 4 в предельное положение из-за действия центробежных сил при вращении забойного двигателя, необходимо соблюдать условие, при котором его вал не должен вращаться до гарантированной фиксации шара 4 прижимным элементом 5. Для этого усилие сжатия  $F_{\text{п}}$  пружины 10 должно выбираться из условия

$$F_{\text{п}} < S_{\text{п}} \Delta p_{\text{min}},$$

где  $S_{\text{п}}$  – площадь поршня прижимного элемента 5;  $\Delta p_{\text{min}}$  – перепад давления в отверстиях А, соответствующий минимальному расходу бурового раствора, при котором вал забойного двигателя еще не начал вращение.

Прижимной элемент 5 и сферический диск 3 выполнены съемными и имеют различные диаметры  $D$  и радиусы  $R$  сферы, чтобы обеспечить срабатывание прибора при заданном предельном угле и необходимый диапазон измерения.

Сигнализатор-индикатор зенитного угла устанавливается в КНБК в нижней её части, как правило, сразу перед забойным двигателем. Его использование позволяет эффективно контролировать предельное отклонение ствола скважины от вертикального положения.

### 3.2.5. Телеметрические системы\*

Бурение скважин сложного профиля невозможно без применения современных *телеметрических систем* и *систем геонавигации*. Это прежде всего связано с тем, что бурение скважин по сложной траектории с протяженными горизонтальными участками в пределах продуктивного горизонта, выполнение многоствольных ответвлений невозможны без оперативного контроля за положением забоя скважины. Для выполнения текущего контроля положения забоя бурящейся скважины, а также для получения

---

\* Данные о системах телеметрии взяты с сайтов соответствующих компаний.

разнообразной информации с забоя скважины, таких как параметры режима бурения – значения осевой нагрузки, крутящего момента, частоты вращения долота, применяют современные телеметрические системы. Телеметрические системы включают комплекс забойных датчиков, максимально приближенных к забою скважины, автономный, чаще всего в виде гидротурбины, вырабатывающей электроэнергию, источник питания, систему съема, передачи и приема информации с забоя на поверхность, компьютерную систему обработки полученных данных для решения задач контроля и управления процессом бурения скважины.

Проблемой создания телеметрических систем для контроля забойных параметров начали заниматься в середине 1940-х гг. В основном эти исследования проводились в США на уровне выполнения поисковых работ. В начале 1950-х гг. были созданы опытные образцы телесистем с гидравлическим каналом связи «забой – устье» скважины. В дальнейшем проводились работы по разработке телесистем с проводным и электромагнитным (беспроводным) каналами связи. За рубежом наибольшее распространение в практике бурения получили телесистемы с гидравлическим каналом связи, хотя у этих систем имеются существенные недостатки по отношению к качеству бурового раствора, а также к работе бурового насоса и бурового оборудования. В отечественном бурении предпочтение получили телесистемы с электромагнитным каналом связи, хотя и они имеют свои недостатки, связанные прежде всего с сильным влиянием на передачу сигнала высокоомных и низкоомных пластов, искажающих структуру импульса.

Для передачи информации с забоя скважины на поверхность применяются различные каналы связи:

1. Системы с акустическим каналом связи.
2. Телесистемы с гидравлическим каналом связи.
3. Электромагнитный (беспроводной) канал связи.
4. Проводной канал связи.
5. Комбинированный канал связи.

*Системы с акустическим каналом связи* используют звуковые колебания, распространяющиеся в скважине по промывочной жидкости, колонне бурильных труб или окружающей породе. Соответственно этому они подразделяются на три вида: гидроакустические; акустомеханические; сейсмические.

Сейсмические системы применяют пока только для пассивного контроля координат забоя. Из-за недостаточной точности определения положения забоя (десятки метров) они еще находятся на стадии научных и экспериментальных исследований. В качестве источника в таких системах используются звуковые сигналы, которые сопровождают процесс работы бурового инструмента при разрушении горной породы на забое скважины.

Сигналы с забоя улавливают сейсмические датчики на поверхности, и таким образом можно определить как положение забоя скважины, так и некоторые физико-механические параметры свойств горной породы.

Гидроакустический канал из-за сложности и многообразия свойств имеет слабую изученность. Одной из центральных проблем в создании гидроакустического канала является разработка низкочастотного (до 100...200 Гц) излучателя, способного эффективно возбуждать колебания внутри колонны бурильных труб в скважине.

В 1993 г. в Арктическом институте им. Н. Н. Андреева была разработана экспериментальная аппаратура передачи информации (АПИ) по гидроакустическому каналу в скважине для забойной телеметрической системы ЗТС-ГАК. Эта система предназначалась для нахождения параметров ориентации ствола наклонно направленной или горизонтальной скважины, а также сервисных параметров, отражающих условия её работы непосредственно в процессе бурения. В 1998 г. экспериментальный образец АПИ модернизировали. В целом результаты разработки и испытаний экспериментального образца аппаратуры АПИ показали, что гидроакустический канал может быть использован как высоконадежное и недорогое средство связи, в частности, в ЗТС с комбинированным каналом.

Среди зарубежных телесистем практически не встречаются телесистемы с акустическим каналом связи, однако в настоящее время фирма *Schlumberger* предложила передачу акустических сигналов в процессе бурения скважин. Характерной особенностью предлагаемой телесистемы является её независимость от параметров бурового раствора, так как акустический сигнал распространяется по трубам и только на дневной поверхности он трансформируется в электромагнитные колебания.

Широкое распространение *гидравлического канала связи* для передачи информации вызвано следующими их преимуществами:

- гидравлический канал связи является естественным каналом связи, так как в нем в качестве канала связи используется столб бурового раствора в бурильной колонне, а следовательно, не требуется дополнительных затрат на организацию канала связи;
- гидравлический канал связи обладает большой дальностью действия.

На рис. 3.8 представлены схемы забойных гидромеханических датчиков и графические изображения импульсов, генерируемых такими датчиками, которые используются в телесистемах с гидравлическим каналом связи. В данном случае датчики устанавливают внутри колонны труб и с помощью подвижного клапана вызывают импульсы давления бурового раствора. На рис. 3.9, *а* показан датчик, который генерирует положительные импульсы давления, перекрывая прямой поток раствора внутри колонны, а на рис. 3.9, *б* – отрицательные, поскольку буровой раствор через клапан пе-

риодически сбрасывается в затрубное пространство. Короткий импульс соответствует кодированному значению 1 или 0, при этом при положительном импульсе 1 – это код повышения давления, а при отрицательном импульсе – код понижения давления. Сигнал, который соответствует 0, – это возврат к прежнему уровню давления в системе колонна – скважины.

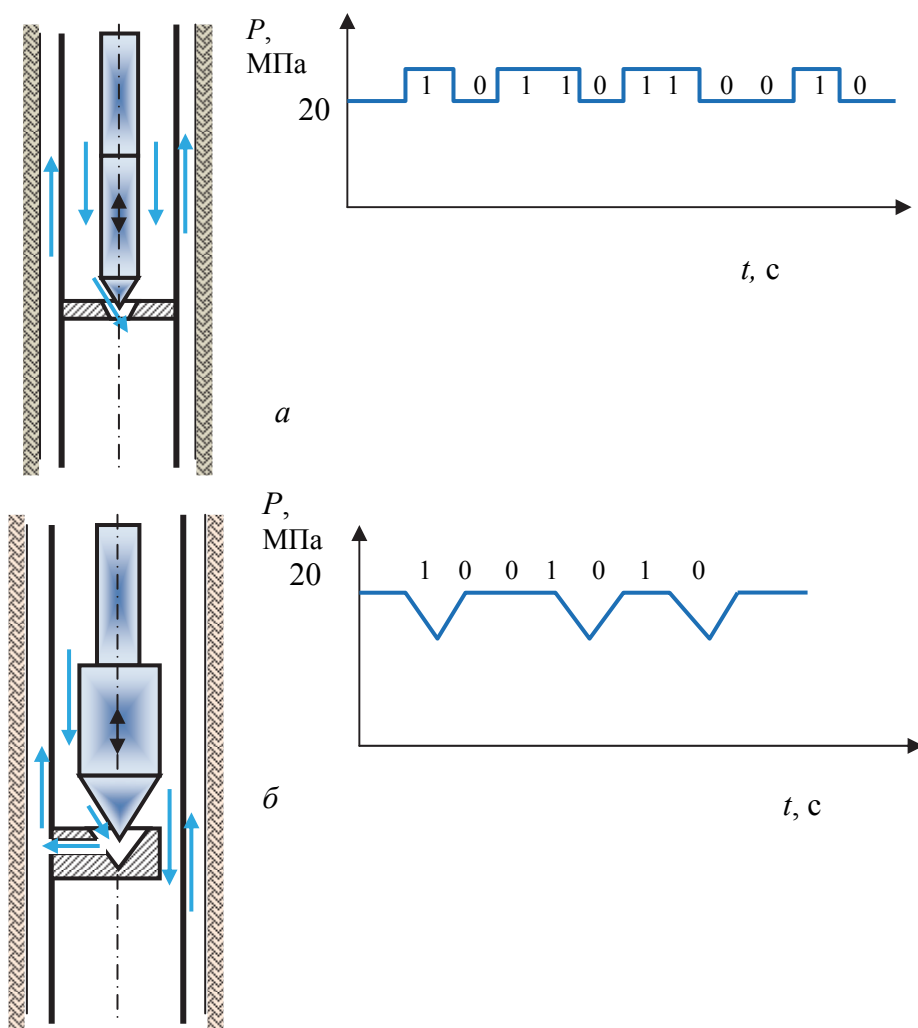


Рис. 3.8. Кодирование сигналов в гидравлическом канале связи ЗТС: *а* – схема датчика и график импульса при передачи кодированного положительного сигнала; *б* – схема датчика и график импульса при передачи кодированного отрицательного сигнала

На рис. 3.9 показан пульсатор вращательного типа, который передает информацию за счет изменения фазы пульсации давления. Пульсация давления достигается за счет вращения крыльчатки 1 с постоянной частотой вращения, а фазовый переход достигается поворотом крыльчатки 2 влево или вправо. Поворот крыльчатки в ту или иную сторону приводит к определенному смещению фазы пульсации и знаку 1 или 0.



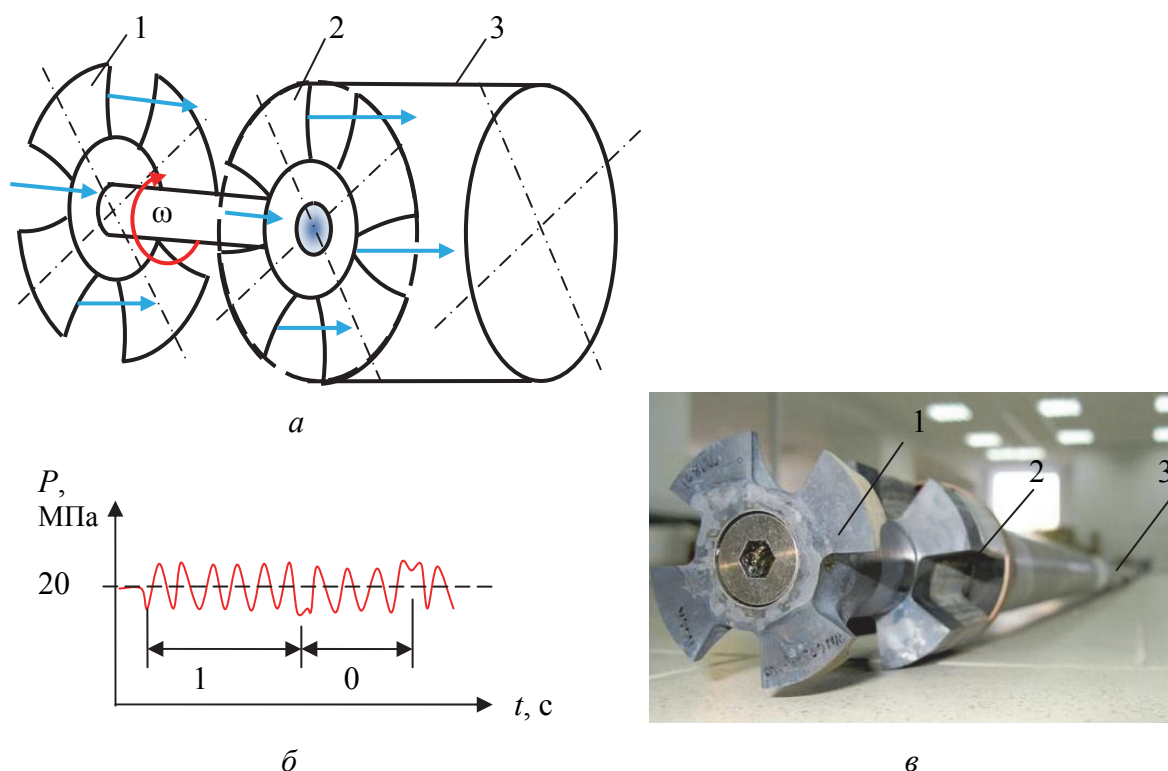


Рис. 3.9. Схема пульсатора вращательного типа: а – схема работы; б – график импульса сигнала; в – внешний вид пульсатора; 1 – вращающаяся крыльчатка; 2 – крыльчатка фазовой манипуляции, установленная с возможностью поворота вокруг оси – влево-вправо; 3 – корпус системы

Первые телеметрические системы, разработанные в начале 1960-х гг. во ВНИИБТ, представляли собой механические устройства, привод которых был конструктивно связан с валом турбобура. К таким телеметрическим системам относятся гидротурботахометры ГТН-2, ГТН-3, ГТН-4, ГТН-ПН, ИЧТ. Первая в нашей стране более совершенная система под названием СНБ (сигнализатор направленного бурения), а затем ГИТ (гидравлическая инклинометрическая телесистема) позволяли осуществлять контроль азимута, зенитного угла и направление действия отклонителя. С 1982 г. началось широкое применение усовершенствованного варианта телесистемы под шифром «Индикатор частоты вращения вала турбобура» – ИЧТ.

В настоящее время разработкой телесистем с передачей информации по гидравлическому каналу связи занимается НИИ ТС «Пилот», которому удалось создать экспериментальный образец телесистемы, осуществляющей контроль процесса бурения.

За рубежом в области каротажа в процессе бурения наиболее успешно работают фирмы *Schlumberger*, *Halliburton*, *Baker Hughes*, *Teleco*, *Eastman Cristensen* (США), *Sperry-Sun* (Великобритания). Эти фирмы в конце 80-х гг. разработали и используют телесистемы *MWD* (*measurement while drilling* –

измерение во время бурения) с гидравлическим каналом связи, позволяющие осуществлять оперативный контроль за траекторией скважин путем измерения инклинометрических и некоторых технологических параметров.

В настоящее время зарубежные фирмы разрабатывают и предлагают системы *LWD* (*logging while drilling – регистрация во время бурения*) с гидравлическим каналом связи с набором методов, не уступающих системам каротажа на кабеле. Как правило, эти системы состоят из отдельных модулей, каждый из которых имеет ЗУ в скважинном приборе, позволяющее запоминать скважинные данные во время работы прибора. Кроме того, информация о пластах передается в реальном времени по каналу связи на поверхность. В настоящее время разработаны и широко используются системы с так называемым положительным и отрицательным импульсами. Актуальным и перспективным направлением деятельности зарубежных фирм стала разработка систем «геонаправления», при которых выбор и корректировка траектории скважины производятся на основе геологических данных о пласте, полученных в реальном времени. В таких системах измерительные датчики располагаются вблизи от долота, в отличие от систем предшествующего поколения, где датчики отстоят от долота на 9...30 м.

Примером таких телесистем является новый прибор *MWD* фирмы *Halliburton Strata Tracher*, первый промышленный малогабаритный прибор, измеряющий гамма-излучение с азимутальным сканированием и отклонение на долоте, динамическую и статическую инклинометрию и измерение скорости вращения долота.

Фирма *Baker Hughes* также имеет в своем распоряжении полную серию систем *MWD* как для контроля направления, так и для оценки пласта, рассчитанных на температуру 125...150° С и давление 140 МПа.

Фирма *Schlumberger* также рекомендует новый прибор *Slim Access*, транспортируемый на трубах в повторно разбуриваемую скважину диаметром 95 мм с резкими изменениями направления ствола величиной 40 град / 30 м.

*Электромагнитный (беспроводной) канал связи* использует колонну бурильных труб в качестве одного из проводов линии передачи, по простоте конструкции глубинных и наземных устройств, пропускной способности является наиболее перспективным при организации устойчивой связи «забой – устье» при турбинном и роторном бурении скважин.

По сравнению с гидравлическим каналом электромагнитный канал связи обладает следующими преимуществами:

- повышенная надежность деталей забойных устройств, контактирующих с абразивным потоком бурового раствора;
- простота в управлении, возможность обратной связи.

Вместе с тем электромагнитный канал связи обладает и некоторыми недостатками, такими как ограничение дальности действия (из-за свойств геологического разреза), его зависимость от материала бурильных труб, а также отсутствие возможностей исследования в море и в соленосных отложениях, достаточно высокая сложность электронного управляющего блока.

Лидером в разработке бескабельных систем является ОАО НПП ВНИИГИС. В 1969 г. на основе технических решений аппаратуры БЭТА-1 была разработана аппаратура КУБ-1, предназначенная для проведения электрического каротажа в процессе турбинного бурения. В последующее десятилетие разработана телеметрическая система ЗИС-1 для автоматического контроля за направлением скважин в процессе бурения и телеизмерительная система «Забой» для измерения геофизических и технологических параметров в процессе бурения нефтяных и газовых скважин. В 1991 г. разработанные забойные телесистемы с беспроводным электромагнитным каналом связи типа ЗИС-4. С 1999 г. началась эксплуатация первой промышленной партии малогабаритной телесистемы ЗТС54-ЭМ, параллельно ей разработана более совершенная телесистема ЗТС-42ЭМ с диаметром модулей 42 мм.

На рис. 3.10 показана схема, поясняющая принцип построения электромагнитной связи. Сигнал поступает от источника, который размещен в ЗТС под диамагнитным разделителем колонны. Электромагнитное излучение передается через породы к антенне-заземлителю, а далее принимается системой обработки сигнала и компьютером.

*Проводной канал связи* имеет следующие преимущества перед всеми известными каналами связи: максимально возможная информативность, быстроедействие, многоканальность, помехоустойчивость, надежность связи, отсутствие забойного источника электрической энергии и мощного передатчика, возможность двухсторонней связи, возможность подачи значительной электрической мощности для привода забойных механизмов (управляемого отклонителя, нагрузжателя и др.), возможность использования при работе с продувкой воздухом и с использованием азрированного бурового раствора, отсутствие зависимости от удельного сопротивления горных пород. Работы по созданию ЗТС с проводным каналом связи были обусловлены применением с начала 60-х гг. в СССР электробурения. Наиболее широкое распространение получила телеметрическая система типа СТЭ, использовавшая в качестве линии связи силовой кабель электробура. Система СТЭ позволяла производить измерения следующих параметров: зенитный угол, азимут скважины, положение отклонителя, нагрузка на долото, число оборот, крутящий момент, большинство телесистем этого типа имели ресурс до 600–800 ч и межремонтный период до 100 ч.

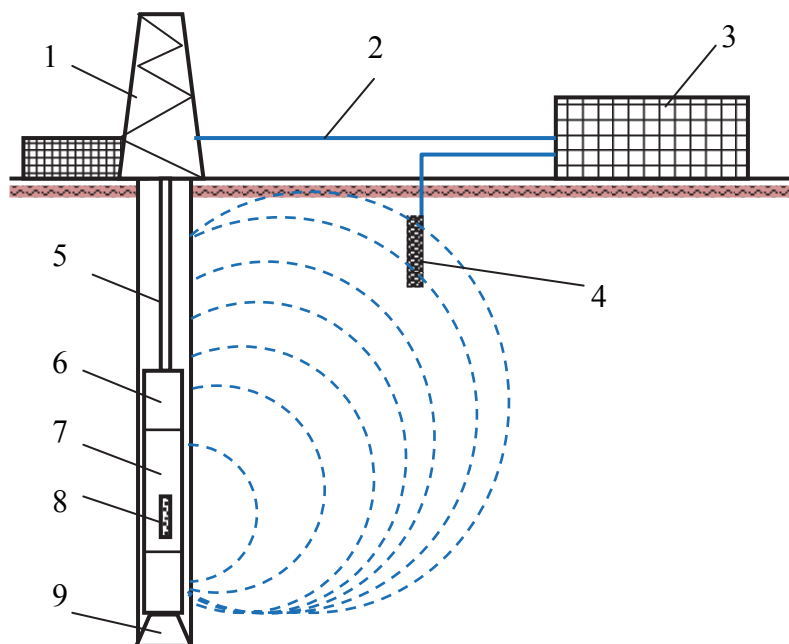


Рис. 3.10. Схема электромагнитного канала связи телеметрической системы: 1 – буровая установка; 2 – кабель связи; 3 – пульт управления с ПК; 4 – антенна-заземлитель; 5 – буровые трубы; 6 – энергодатчик компоновки; 7 – электронный блок компоновки; 8 – источник электромагнитных волн; 9 – долото

В настоящее время разработчики ВНИИБТ направили свои усилия на разработку ряда унифицированных телеметрических систем типа ЭТО (электропроводная телесистема для ориентирования) в модульном исполнении. Созданы базовый модуль ЭТО-1 и др.

С середины 90-х гг. прошлого века лидером в разработке кабельных систем является ОАО НПФ «Геофизика», где разрабатываются и производятся: инклинометрическая забойная система с кабельным каналом связи КТС-1 с магнитометрическим многоточечным инклинометром «Оникс»; технологии и технические средства для ГИС и ГС «Горизонталь».

С развитием таких буровых систем, как колтюбинг, исключаящих применение составных буровых колонн, актуальность проводных систем передачи информации с забоя существенно возрастает. В этом случае телеметрическая система значительно упрощается, так как появляется возможность без всяких ограничений подавать к забою энергию и получать обратноустойчивый и высококачественный сигнал по электрическому или оптоволоконному каналу.

*Комбинированный канал связи* – это сочетание различных по своей физической сущности каналов связи скважинного прибора с наземной регистрирующей и обрабатывающей аппаратурой, позволяющий в каждом конкретном случае выбрать оптимальный вариант системы. В настоящее

время наиболее распространенной комбинацией является гидравлический и электромагнитный каналы связи.

Тенденция развития каналов связи направлена на увеличение количества информации, передаваемой в единицу времени. Так, гидравлический канал связи с положительным импульсом давления имеет предел в 4 бит/с. Электромагнитный бескабельный канал и гидравлический с отрицательным импульсом давления достигают уровня передачи данных в 10 бит/с. Устройства гидравлического канала связи, использующие положительные и отрицательные импульсы давления, вытесняются более перспективными *роторными пульсаторами* (рис. 3.9), частоту передачи данных которых ведущие производители обещают довести в ближайшее время до 30 бит/с. Однако существует ряд ограничений на использование гидравлического канала связи: аэрированные буровые растворы и нерастворимые средства борьбы с поглощениями бурового раствора. Электромагнитный канал связи также совершенствуется, например, установкой кабельной перемычки 100–200 м между забойной телесистемой и ретранслятором-разделителем на бурильных трубах – так называемый комбинированный канал связи. Это позволяет снизить затухание сигнала и повысить частоту передачи данных до 20–30 бит/с, а также обойти частично проблему с влиянием низкоомных солевых прослоев пород.

Самым емким каналом связи является способ передачи электромагнитного сигнала по дополнительным трубам, установленным внутри и изолированным в бурильных трубах, и по проводному каналу связи с помощью кабельных секций или колтюбинговых труб.

В общем случае телеметрические системы осуществляют измерение первичной скважинной информации, ее передачу по каналу связи «забой – устье скважины», прием наземным устройством, обработку и представление оператору результатов обработки. Существующие телесистемы включают следующие основные части: забойную аппаратуру; наземную аппаратуру; канал связи; технологическую оснастку (для электропроводной линии связи); антенну и принадлежности к ней (для электромагнитной линии связи); немагнитную УБТ (для телесистем с первичными преобразователями азимута с использованием магнитометров); забойный источник электрической энергии (для телесистем с беспроводной линией связи).

Забойная часть телесистемы включает первичные преобразователи измеряемых параметров, таких как:

- первичные преобразователи (ПП) направления бурения;
- ПП геофизических параметров приствольной зоны скважины;
- ПП технологических параметров бурения.

К первичным преобразователям направления бурения относятся:

- ПП зенитного угла в точке измерения ( $\theta$ );

- ПП азимута скважины ( $\alpha$ );
- ПП направления отклонителя ( $\omega_0$ ).

К первичным преобразователям геофизических параметров (данных каротажа) можно отнести геофизические зонды, измеряющие КС – кажущееся сопротивление горных пород; ПС – самопроизвольную поляризацию; гамма-каротаж (гамма естественного излучения горных пород); электромагнитный каротаж.

К первичным преобразователям технологических параметров бурения можно отнести датчики, измеряющие параметры процесса бурения: осевую нагрузку на долото; момент реактивный или активный; частоту вращения долота; давление внутри и снаружи бурильной колонны; другие, по желанию заказчика, а также в зависимости от аппаратурных возможностей телесистемы.

Данные от первичных преобразователей через коммутатор поступают на аналого-цифровой преобразователь (АЦП), затем через кодирующее устройство (КУ), усилитель-передатчик поступают в канал связи. На поверхности закодированная различными способами информация расшифровывается в обратном порядке и поступает на системы отображения и обработки для принятия решений по технологическому режиму.

Задачу контроля и управления процессом бурения в автоматическом режиме успешно решает информационно-технологический навигационный буровой комплекс, который включает в себя как наземную аппаратуру, так и датчики, приближенные с помощью телеметрической системы к забою скважины. В него входят также устройства сбора информации, её преобразования, передачи и программной обработки для принятия оперативного решения и вывода технологических рекомендаций на пульт бурильщика, а в автоматическом режиме – для вывода управляющих воздействий на приводы исполнительных устройств.

Геонавигационный комплекс (рис. 3.11) содержит установленную в колонне бурильных труб 1 над забойным двигателем 2 забойную телеметрическую систему 3 с источником питания 4, насос 5, привод насоса 6. Насос 5 соединен с приемной емкостью 7, в которой установлен датчик уровня бурового раствора 8. В нагнетательной линии 9 насоса 5 установлены датчики давления 10, расхода 11, плотности 12, наличия газовых включений 13. В нагнетательной линии 8 также установлен управляющий клапан 14. К антенне 15 подключено приемное устройство 16, выход из которого подключен к входу в компьютер 17. Ко второму входу в компьютер 17 подключен преобразовательный комплекс 18.

Лебедка 19 содержит привод лебедки 20. На лебедке 19 установлен датчик длины колонны бурильных труб 21. Индикатор веса на крюке 22 установлен на тросе 23. Колонна бурильных труб 1 проходит через ротор 24, содержащий привод ротора 25 для ориентации отклоняющей компоновки 26.

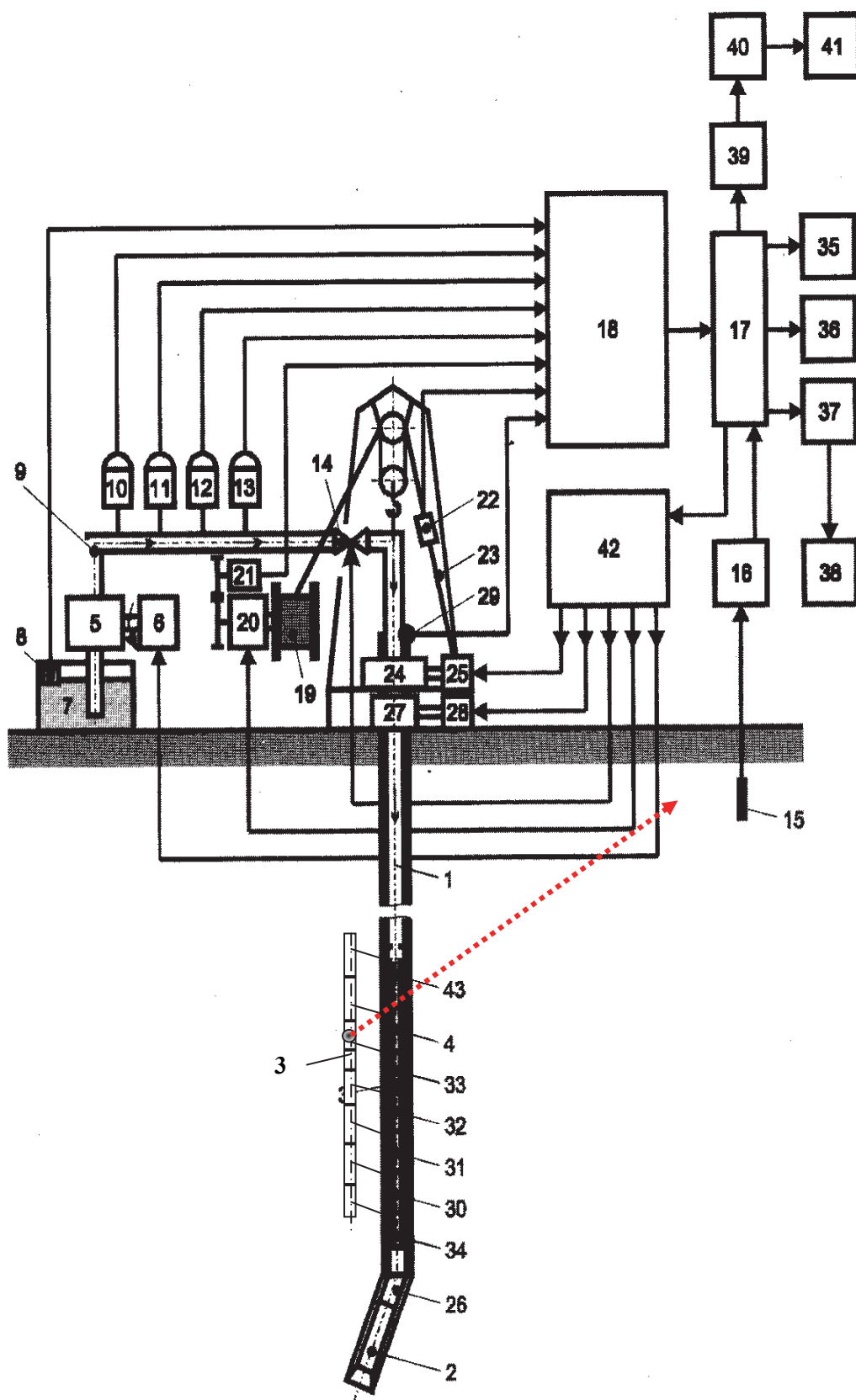


Рис. 3.11. Информационно-технологический геонавигационный комплекс

В верхней части колонны бурильных труб 1 установлен превентор 27, привод превентора 28. В затрубном пространстве колонны бурильных труб 1 установлен газоанализатор 29, датчик осевой нагрузки 30 и датчик крутящего момента 31, датчик оборотов гидротурбины 32. Передающий модуль 33 и блок инклинометрии 34 установлены в корпусе забойной телеметрической системы 3. К выходам компьютера 17 подключены монитор 35, принтер 36, а через блок сопряжения 37 пульт бурильщика 38, модем 39. Модем 39 соединен по линии телефонной связи через модем удаленного компьютера 40 с удаленным компьютером 41. Выход компьютера 17 подключен к блоку управления 42, к которому, в свою очередь, подключены привод насоса 6, привод лебедки 20, привод ротора 25, привод превентора 28 и управляемый клапан 14. Возможна установка над источником питания 4 съемного модуля пульсатора 43 для передачи информации по гидравлическому каналу связи.

Компьютер 17 содержит программное обеспечение информационно-технологического комплекса, которое включает: операционную систему, программу обработки информации, программу выработки технических решений, программу управления.

Преобразовательный комплекс 18 содержит аналого-цифровые преобразователи (по числу датчиков) АЦП 50...АЦП 58, контроллер, модем комплекса и блок питания.

Устройство работает следующим образом.

При бурении работает насос 5, который по нагнетательной линии 7 подает буровой раствор к турбобуру 3 и приводит его в действие. Инклинометрические параметры с блока инклинометрии 34 и забойные параметры с датчиков осевой нагрузки 30 и крутящего момента 31 и оборотов гидротурбины 32 при помощи передающего модуля 33 в виде электромагнитного сигнала подаются на антенну 15 и далее в приемное устройство 16 и в компьютер 17. Сигналы с наземных технологических датчиков 8, 10, 11, 12,13, 19, 20 подаются на вход в преобразовательный комплекс 18 и далее на вход в компьютер 17, где преобразуются, обрабатываются и передаются одновременно на монитор 35 и пульт бурильщика 38, а при необходимости и на принтер 36. На экране монитора 35 информация оперативно, качественно и наглядно доводится до исполнителя-геофизика, а на пульте бурильщика 38 часть этой информации представляется в цифровой и аналоговой форме, причем в аналоговой форме при помощи светодиодов, размещенных по окружности, представляются преимущественно инклинометрические данные.

Преобразовательный комплекс 18 преобразует показания со всех наземных датчиков в сигнал, приемлемый для компьютера 17. Датчики, установленные в корпусе забойной телеметрической системы, передают ин-



формацию на поверхность через передающий модуль 33 на антенну 15, приемное устройство 16 и далее в персональный компьютер 17.

Программа обработки информации от технологических датчиков обрабатывает всю информацию, полученную с датчиков для представления первоначально в цифровом виде, затем для визуализации в форме таблиц, графиков и диаграмм на экране монитора 35 (рис. 3.12) и, кроме того, рассчитывает и выдает данные, полученные путем математических преобразований с замеренными параметрами, например, отклонение от траектории. Программа выработки технических решений осуществляет более сложные логические и математические преобразования информации для выработки рекомендаций по управлению процессом бурения. Программа управления непосредственно подает управляющие сигналы на исполнительные органы систем управления, к которым относятся привод насоса 6, привод лебедки 18, привод ротора 25 и привод превентора 28. Возможна выдача предупреждающих (звуковых и световых) сигналов при аварийной ситуации. Комплекс обеспечивает и полную автоматизацию процесса бурения путем воздействия на привод насоса 6, привод лебедки 18, привод ротора 25 и привод превентора 28. При этом каждое из этих управляющих воздействий может быть реализовано либо в отдельности, либо совместно в любом сочетании.

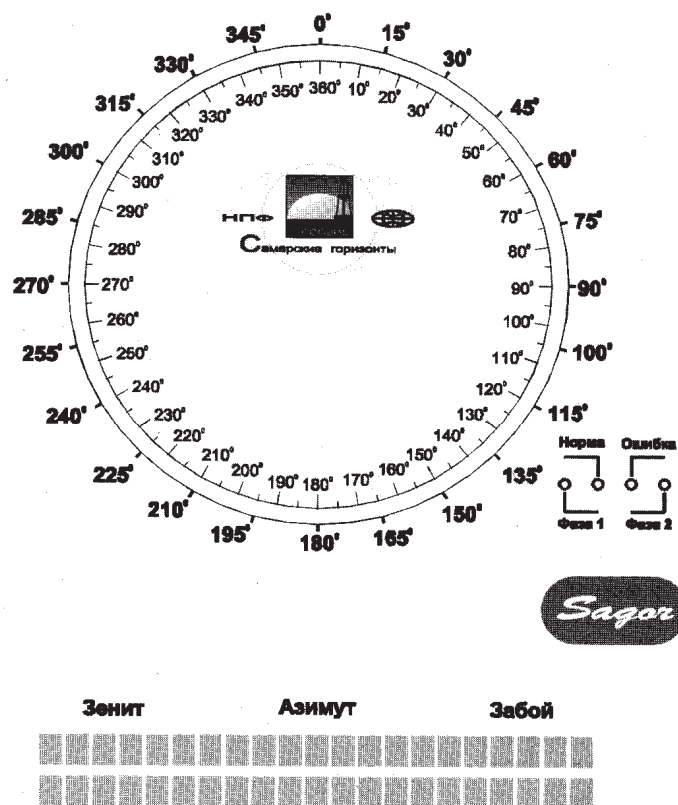


Рис. 3.12. Пульт бурильщика

Пульсатор 43, создающий гидравлические пульсации бурового раствора, обеспечивает передачу информации об инклинометрических и забойных технологических параметрах по гидравлическому каналу связи. При этом можно использовать или один из двух каналов связи, или гидравлический, так и электроимпульсный каналы связи для дублирования получаемой информации, что существенно повышает надежность системы.

Комплекс обеспечивает также передачу информации на удаленный компьютер 41, чтобы осуществлять контроль над бурением не только на одной буровой, но и в масштабах куста или месторождения.

Телеметрическая система, входящая в состав геонавигационного комплекса, предназначена для определения пространственной ориентации компоновки низа бурильной колонны, а также забойных параметров, необходимых для оптимизации процесса бурения. Скважинный прибор телеметрической системы обеспечивает ориентацию отклонителя на забое, а также непрерывную передачу и индикацию на поверхности азимута, зенитного угла скважины в процессе турбинного бурения в геологических средах, не имеющих магнитных аномалий.

Телеметрическая система информационно-навигационного комплекса работает следующим образом.

Поток промывочной жидкости приводит в действие турбину генератора проточного типа, и вырабатывается электроэнергия, питающая электронный блок скважинного прибора. Информация от датчиков преобразуется в кодовую последовательность, которая передается в зависимости от условий бурения и наличия соответствующих модулей по электромагнитному или гидравлическому каналам связи. На поверхности сигнал принимается антенной, удаленной на 30–50 м от буровой, или датчиком-преобразователем, установленным в нагнетательную линию насосов. В приемном устройстве принятый сигнал декодируется и вводится в компьютер для обработки.

Скважинная часть телеметрической системы имеет модульную конструкцию. Функциональные возможности телеметрической системы зависят от состава входящих в нее модулей, которые, в свою очередь, определяются технологической необходимостью.

Базовые комплектации скважинного прибора обеспечивают ориентацию отклонителя на забое, а также непрерывную передачу и индикацию на поверхности азимута, зенитного угла скважины в процессе турбинного бурения в геологических средах, не имеющих магнитных аномалий. Телеметрические системы используют для передачи электромагнитный (ЗТС) или гидравлический канал (ЗТСГ) связи. Передача информации по гидравлическому каналу связи обеспечивает работоспособность системы в породах с высокой проводимостью, но имеет меньшую скорость передачи ин-

формации. Измерение угловых параметров также возможно без циркуляции бурового раствора в «статике», при этом используется батарейное питание электронных компонентов ЗТС.

В табл. 3.1 приведены основные характеристики телеметрической системы.

Таблица 3.1

Основные параметры и характеристики телеметрической системы

Параметры системы	Характеристики системы
Диапазон измерения, град: Зенитный угол Азимутальный угол Угол установки отклонителя	0–180 0–360 0–360
Погрешность измерения, град: Зенитный угол Азимутальный угол Угла установки отклонителя	±0,1–0,15 ± 1–2 ±1–2
Размеры скважинного прибора, мм: Диаметр Длина	Не более 172 3 000
Характеристика генератора питания скважинной аппаратуры: Частота вращения турбины генератора, мин <sup>-1</sup> Напряжение, В	2 000 ±500 18–70
Характеристика источника питания наземной аппаратуры: Переменный ток, частота, Гц Напряжение, В	50 220–240
Рабочая температура на забое, °С Расход бурового раствора, л/с Максимальное гидростатическое давление, МПа Ресурс генератора до ревизии, ч Содержание песка в растворе, % Виброустойчивость g Ударопрочность g	До 125 7...60 100 Не менее 200 Менее 3 До 12 До 1 000

Применение ЗТС с электромагнитным и гидравлическим каналами связи позволяет проводить измерения навигационных и геофизических параметров в процессе бурения, в том числе без циркуляции бурового раствора, вести запись информации при подъеме инструмента.

Измеряемые параметры ЗТС:

- зенитный угол;
- азимутальный угол;

- положение отклонителя относительно апсидальной плоскости;
- каротаж сопротивления КС (для ЗТС с электромагнитным каналом связи);
- каротаж самопроизвольной поляризации ПС (для ЗТС с электромагнитным каналом связи);
- виброкаротаж ВК;
- частота вращения генератора;
- температура на забое;
- мощность излучения.

Обновление данных с забоя происходит не чаще одного раза в 30 с.

Забойные телеметрические системы с электромагнитным каналом связи устанавливаются над забойным двигателем и состоят из забойной части (прибор электронный, генератор, удлинитель, электрический разделитель) и наземной аппаратуры (пульт бурильщика, антенна, приемное устройство, ПК).

ЗТС с гидравлическим каналом связи включает забойную часть (прибор скважинный, генератор, удлинитель, силовой корпус, пульсатор) и наземную аппаратуру (датчик давления на манифольде, пульт бурильщика, приемное устройство, ПК). Сигнал, принятый антенной на поверхности земли, а в случае гидроканала – датчиком давления на манифольде, поступает на приемное устройство, где происходит его усиление, фильтрация и декодирование. Затем информация поступает на компьютер оператора и сохраняется в памяти в любом удобном для потребителя формате, например, в виде лент с записанными параметрами в виде графиков (рис. 3.13).

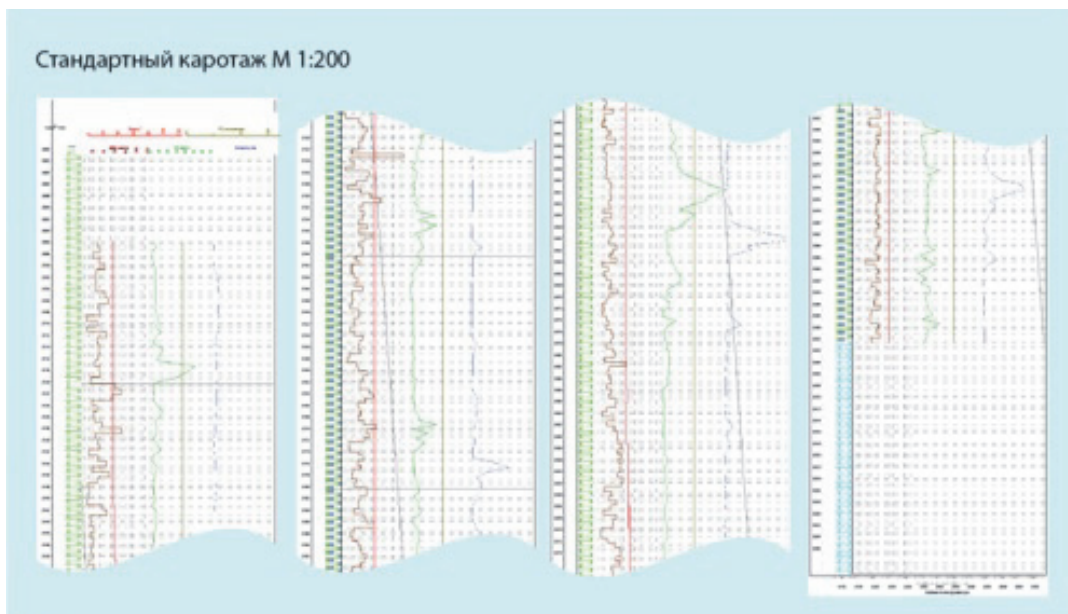


Рис. 3.13. Пример записи измерений, выполненных ЗТС (стандартный каротаж М 1:200)

ЗТС изготовлена из немагнитной стали аустенитного класса и сплава Д16Т. Предельное значение интенсивности искривления ствола скважины по условию проходимости ЗТС составляет 1 град/м.

В процессе бурения скважинный прибор (рис. 3.14) производит измерения навигационных и геофизических параметров и передает кодированный электрический сигнал, содержащий полученную информацию, в окружающую породу. В случае ЗТС с гидроканалом скважинный прибор производит измерения и с помощью пульсатора формирует импульсы давления, которые распространяются по стволу жидкости в буровом инструменте и принимаются датчиком давления на манифольде.

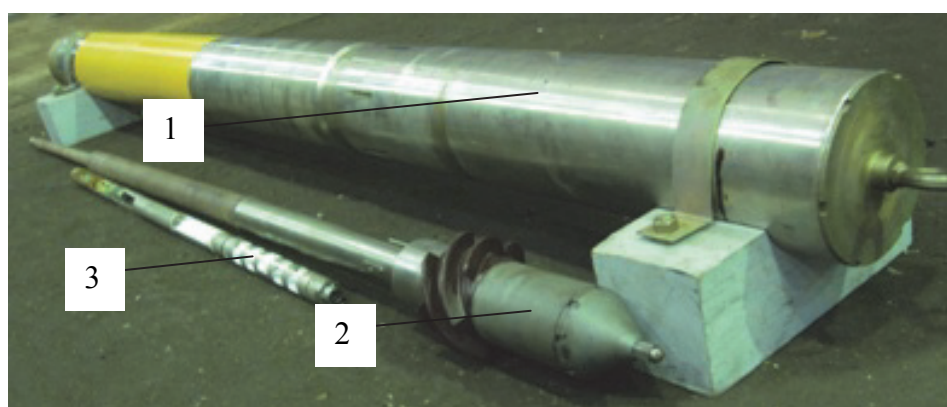


Рис. 3.14. Забойная часть ЗТС: 1 – корпус и электронный блок; 2 – генератор; 3 – удлинитель



Рис. 3.15. Пульт бурильщика ЗТС

Программное обеспечение телесистемы позволяет производить обмен информацией, редактирование, привязку данных измерений к глубине, визуализацию информации на экране монитора в цифровом и графическом виде. Для управления ЗТС используется также информационное табло на пульте бурильщика (рис. 3.15).

Основные достоинства ЗТС состоят в следующем:

- унифицированная конструкция позволяет, меняя силовые корпуса, работать с различными колоннами диаметром от 90 до 240 мм;
- небольшая длина и гибкость конструкции позволяет проводить скважины с большой интенсивностью искривления ствола (до 1 град/м) и снизить прихватоопасность КНБК;

- измерение навигационных и геофизических параметров возможно как в процессе бурения при циркуляции бурового раствора, так и без циркуляции бурового раствора;
- возможно управление форматом измерения и передачи информации с поверхности, без подъема телесистемы из скважины;
- измерение и запись информации с сохранением на жестком диске при подъеме инструмента;
- телесистемы могут работать при гидростатическом давлении до 100 МПа, температуре окружающей среды до 125 °С, в широком диапазоне расходов бурового раствора;
- телесистемы могут использоваться при бурении скважин на депрессии с использованием азрированных буровых растворов, газа, воздуха;
- имеется возможность использования гидроканала для передачи информации, для чего достаточно провести небольшую доработку пульсатора любой из используемых в настоящее время телеметрических систем.

Генераторы питания скважинной аппаратуры ЗТС входят в состав забойных телеметрических систем (*MWD/LWD*) с электромагнитным и гидравлическим каналом связи и служат для питания скважинной аппаратуры. Основные характеристики генераторов приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Технические параметры скважинных генераторов

Параметры	Типы генераторов				
	SG 072	SG 073	SG 094	SG 094	SG 095
Мощность, Вт	110–1 550	25–930	50–900	40–980	40–980
Диаметр телесистемы, мм	178/203	203	110/130	110/130	110/130
Диаметр по шнеку, мм	142	138	89	81	81
Длина, мм	600	550	505	505	505
Масса, кг	15,5	15,3	9,6	9,6	9,6
Расход бурового раствора, л/с	25–60	30–75	7–18	7–18	7–18
Частота вращения генератора, мин <sup>-1</sup>	380–2 500				

Скважинные генераторы обладают следующими особенностями и преимуществами:

- генераторы обладают большой мощностью при малых габаритах и весе;
- работают в большом диапазоне расходов бурового раствора;
- имеют большой ресурс работы до ревизии;
- применение шнекового привода снижает требования к содержанию в буровом растворе посторонних включений.



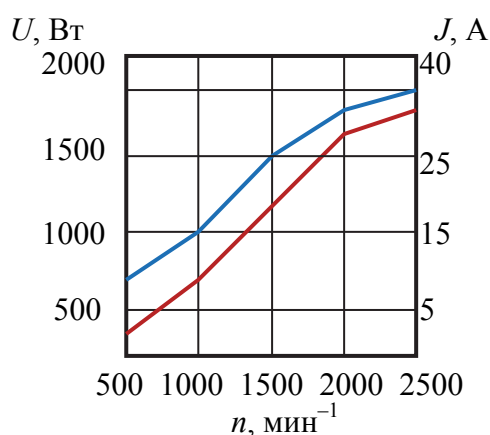


Рис. 3.16. Характеристики тока генератора SG 072

Скважинные генераторы могут использоваться не только в качестве источника питания для телеметрических систем с гидроканалом производства НПП «Самарские горизонты», но и вместо блока литиевых батарей в телесистемах с гидроканалом. Ресурс работы – до 400 ч до ревизии. Срок службы генератора – не менее 5 лет.

На рис. 3.16 приведен пример характеристик скважинного генератора типа SG 072.

Ряд ЗТС могут работать не от скважинных генераторов, а от автономных источников питания в виде батарей (рис. 3.17). В этом случае энергообеспечение скважинной аппаратуры не зависит от параметров циркуляции и качества бурового раствора.



Рис. 3.17. Батареи питания забойных телеметрических систем с различными видами соединительных элементов

При высоких требованиях к прочности корпуса для работы в условиях повышенных температур, высокой вибрации и ударных нагрузок, аккумуляторная батарея помещается в стеклопластиковый корпус. Полости между элементами батареи и корпусом заполняются компаундом.

Батареи с подобной защитой способны надежно работать в самых экстремальных условиях, вплоть до систем телеметрии при бурении нефтяных скважин и в различной каротажной аппаратуре.

Характеристики батареи питания ЗТС приведены в табл. 3.3.

Аппаратно-программный комплекс «Волга» предназначен для автоматизированного контроля процесса бурения нефтегазовых скважин, про-

ведения геолого-технологических и геохимических исследований, с целью оперативного управления бурением и обеспечения безаварийности и безопасности проводки скважин.

Таблица 3.3

Характеристики батареи питания ЗТС

Наименование	FPLT-28.8-29.0-PZ
Тип источника питания	Батарея элементов питания
Химическая система	Li-SoCl <sub>2</sub> (литий-тионилхлорид)
Тип элементов	Electrochem 150MR-33-127
Номинальное напряжение, В	28,8
Диапазон напряжений, В	24–29,6
Емкость, Ач	29
Ток рабочий / ток пиковый, мА	200 мА / 550
Габариты, мм	Диаметр – 37,2; длина – 1 138
Тип корпуса	Стеклопластиковая труба
Тип защиты	Защита плавким предохранителем
Тип выходных контактов	Специализированные разъемы
Диапазон температур	от –40°С до +150°С

Геолого-технологическая информация от наземных датчиков на буровой и забойной телеметрической системы поступает на контроллер сбора и первичной обработки данных, после чего передается на компьютер оператора на буровой.

Вся полученная и внесенная информация обрабатывается специальными программными модулями и в реальном масштабе времени, с помощью средств связи поступает на сервер данных, где хранится и доступна неограниченному числу пользователей.

Аппаратно-программный комплекс «Волга» позволяет наблюдать за процессом бурения в реальном масштабе времени, получать полную и объективную информацию со скважин, контролировать процесс бурения, оперативно принимать решения по оптимизации строительства скважин, находясь даже на значительном удалении от буровой. Для это используют отдельные модули, такие, например, как «Волга-Курс» (рис. 3.18) и «Волга-Супервайзер» (рис. 3.19).

Аппаратно-программный комплекс «Волга» – это система, которая накапливает базу данных по аварийным ситуациям и непредвиденным осложнениям на скважине и на основе экспертной оценки текущего состояния скважины выдает готовые управленческие решения, что позволяет минимизировать нарушения технологии, повысить технико-экономические показатели строительства скважин, сократить расходы на привлечение высококвалифицированного управленческого персонала на буровой.



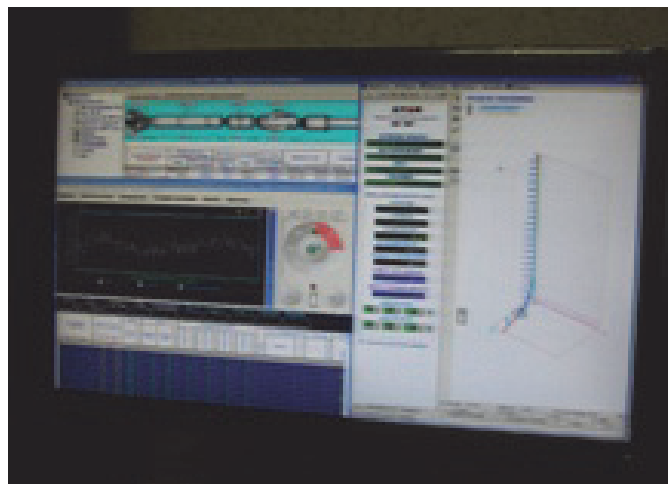


Рис. 3.18. Модуль комплекса «Волга», «Волга-Курс»



Рис. 3.19. Модуль «Волга-Супервайзер»

Комплекс обеспечивает выполнение следующих функций:

- геолого-технологические исследования с использованием различных наземных датчиков, аппаратуры газового каротажа и забойных телеметрических комплексов;
- контроль технологических процессов бурения;
- непрерывный контроль строительства скважины на соответствие проекту на бурение;
- обработку и передачу геолого-геофизической, технологической информации в реальном масштабе времени средствами радио, сотовой, спутниковой или проводной связи на сервер данных;
- накопление и хранение всей полученной информации по скважине;
- визуализацию всей полученной по скважине информации и формирование отчетности по всем событиям, происходящим на буровой;

- построение двух- и трехмерной модели скважины или куста скважин по проектным, фактическим и замеренным данным;
- определение критического сближения скважин, расчет компоновок (КНБК) и прогнозирование их поведения;
- построение многофакторной геологической модели месторождений и скважин в процессе бурения;
- исследования шлама и керна;
- прогнозирование и предупреждение возникновения аварийных ситуаций и осложнений;
- газовый каротаж;
- определение литологического разреза, выделение пластов-коллекторов;
- круглосуточное видеонаблюдение на буровой;
- связь контроллера с датчиками осуществляется по интерфейсу RS 485;

- частота обновления данных на экране – 1 раз в секунду;
- электропитание от сети переменного тока – 220 В/50 Гц;
- максимально потребляемая мощность – не менее 100 Вт;
- автономное питание при сбоях энергоснабжения – до 15 минут.

*Основные измеряемые параметры системой «Волга»:*

- вес на крюке;
- давление в нагнетательной линии бурового раствора;
- глубина забоя по инструменту;
- момент свинчивания бурового инструмента на ключе;
- нагрузка на долото;
- момент на роторе;
- частота вращения ротора;
- количество ходов насоса;
- индикация срабатывания клиньев;
- зенитный угол;
- азимутальный угол;
- температура бурового раствора;
- расход бурового раствора на входе-выходе;
- положение отклонителя (угол установки отклонителя относительно апсидальной плоскости или азимута скважины);
- уровни бурового раствора в емкостях на буровой площадке;
- частота вращения генератора;
- электропроводность бурового раствора;
- температура на забое скважины;
- плотность бурового раствора на входе;
- каротаж сопротивления (КС);

- каротаж самопроизвольной поляризации (ПС);
- виброкаротаж (ВК);
- гамма-каротаж (ГК).

Забойная телеметрическая система «Корвет» группы компаний «Гео» с гидравлическим каналом связи предназначена для измерений в процессе бурения с целью контроля направления бурения и литологического расчленения разреза скважины (рис. 3.20).

Телесистема «Корвет» включает: забойный телеметрический зонд (рис. 3.20); наземную аппаратуру (рис. 3.20); табло оператора по управлению направлением скважины (рис. 3.21).

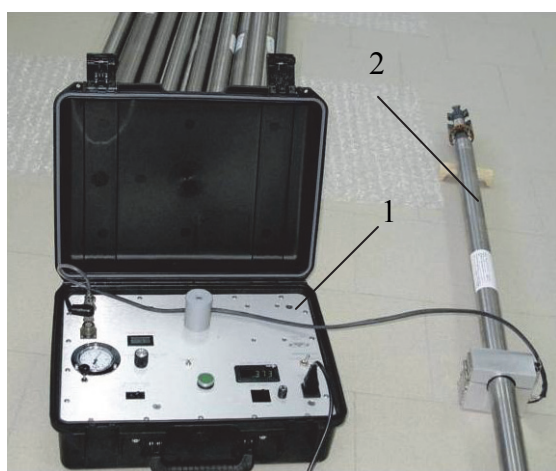


Рис. 3.20. Забойная телеметрическая система «Корвет»: 1 – наземная аппаратура; 2 – телеметрический скважинный зонд



Рис. 3.21. Табло оператора телеметрической системы «Корвет»: указаны текущие значения азимутального угла скважины – 247°, зенитного угла скважины – 45° и глубина скважины – 1568 м

В системе ЗТЛС используется надёжный пульсатор вращательного типа с положительным импульсом давления производства компании *APS* (США). Конструкция пульсатора практически исключает блокировку или заклинивание клапана. Пульсатор *APS* является одним из самых устойчивых к добавкам в буровой раствор для борьбы с поглощениями.

Конструкция ЗТС «Корвет» даёт возможность использовать одну и ту же скважинную сборку в компоновках различного диаметра. Это позволяет более рационально использовать имеющийся парк аппаратуры. Конструкция ЗТЛС предусматривает произвольную последовательность скважинных модулей в системе, что позволяет устанавливать батарейные и приборные модули в зависимости от условий и задач.

Компоновка модулей в ЗТС «Корвет» приведена на рис. 3.22, 3.23.

Рис. 3.22. ЗТС «Корвет»: 1 – гидроимпульсный пульсатор вращательного типа (передатчик APS); 2 – корпус ЗТС из диамангнитной стали с модулями телеметрии, инклинометрии, каротажа и электропитания

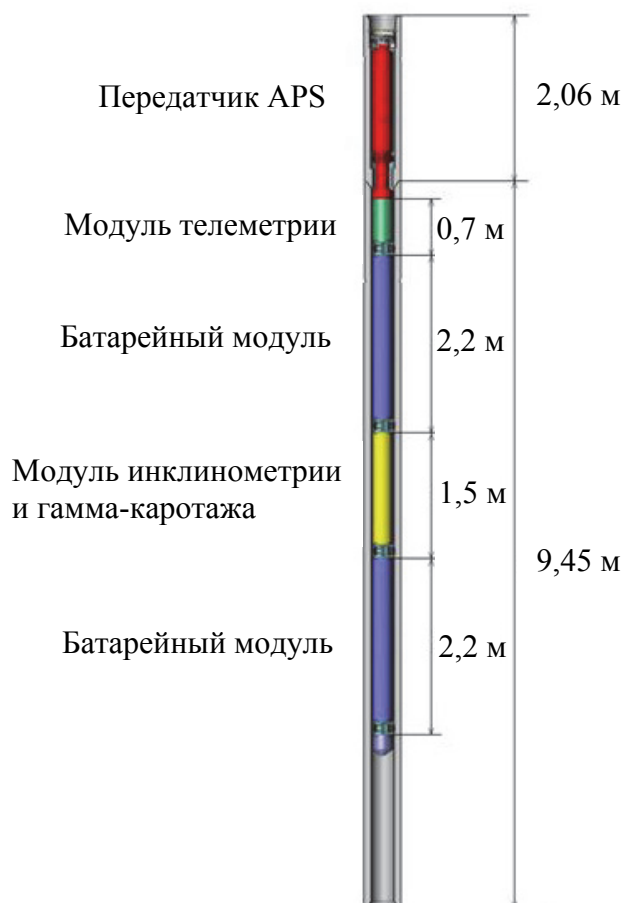
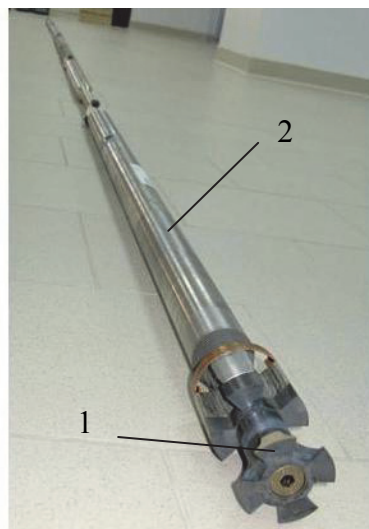


Рис. 3.23. Модули телеметрической системы «Корвет»

Наземная система ЗТС «Корвет» может использоваться как станция контроля бурения и газового каротажа. В зависимости от комплектации датчиками контроля бурения и газового каротажа наземная система ЗТЛС позволяет решать такие задачи, как предупреждение аварийных ситуаций,

прогноз зон АВПД и АНПД, построение ствола скважины по режимно-технологической карте, расчёт гидравлического рапорта, расчёт более 350 параметров, передача данных по каналу связи любых расчётных и измеряемых параметров. Также возможно составление отчётов за рейс, по скважине, суточные сводки, отработку долот, учёт наработки забойных двигателей и др.

Программное обеспечение забойной телесистемы ЗТЛС обеспечивает удалённый просмотр регистрируемых данных в реальном времени через веб-интерфейс.

Система ЗТЛС обеспечивает проведение измерений при верхних значениях окружающей среды в интервале исследования до 120 °С при гидростатическом давлении до 80 МПа. Параметры измерений ЗТС «Корвет» приведены в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Параметры измерений ЗТС «Корвет»

Зенитный угол, град	0–180
Азимут, град	0–360
Угол установки отклонителя гравитационный, град	0–360
Угол установки отклонителя магнитный, град	0–360
Мощность экспозиционной дозы естественного гамма-излучения, мкР/ч	0–200
Точность измерения зенитного угла, град	± 0,10
Точность измерения азимута при зенитном угле от 2 до 5, град при зенитном угле >5, град	± 2,0 ± 1,0
Точность измерения угла установки отклонителя: относительно апсидальной плоскости, град относительно магнитного меридиана, град	± 0,5 ± 1,0
Точность измерения мощности экспозиционной дозы естественного гамма-излучения, %	± 5

Наружные диаметры забойной телесистемы ЗТЛС: 89, 120, 171 мм и выше.

Наружный диаметр скважинного прибора с пульсатором – 48 мм.

В системах разного диаметра используется один и тот же скважинный прибор и пульсатор диаметром 48 мм. Для установки прибора с пульсатором в систему другого диаметра необходимо поменять на соответствующие только следующие элементы:

- немагнитную трубу с кожухом пульсатора;
- резиновые рёбра центраторов скважинного прибора;

- вращательный клапан пульсатора.

Расход бурового раствора при содержании песка не более 1 %:

- для ЗТС диаметром 89 мм – 4–12 л/с;
- для ЗТС диаметром 120 мм – 9–20 л/с;
- для ЗТС диаметром 171 мм – 9–45 л/с.

Аппаратура и программное обеспечение ЗТС «Корвет» позволяют решать задачи по проводке скважины сопровождающейся непрерывным предоставлением информации о текущих значениях зенитного и азимутального углов и угла установки отклоняющей системы (рис. 3.22, 3.25).

На рис. 3.24 представлены графическое изображение и табличные данные системы отсчета углов установки отклонителя, на котором указателями и в цифровом выражении показаны текущие значения углов установки отклонителя в процессе изменения направления скважины, в данном случае – от начального угла 202° до угла 249°.

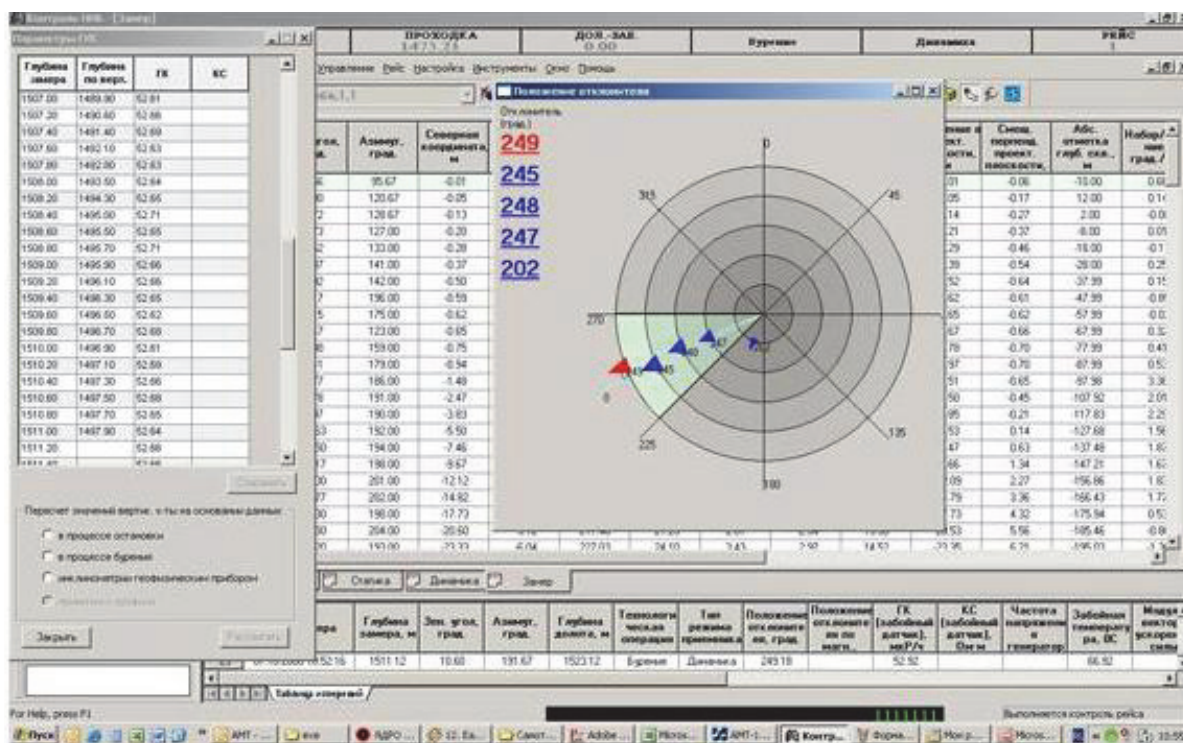
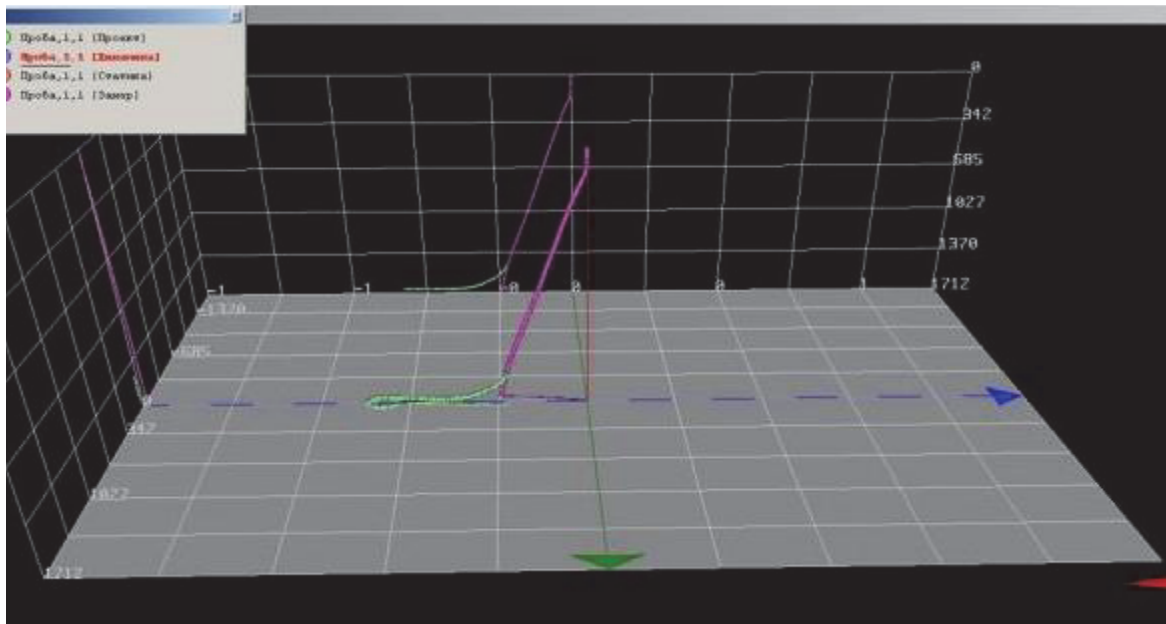


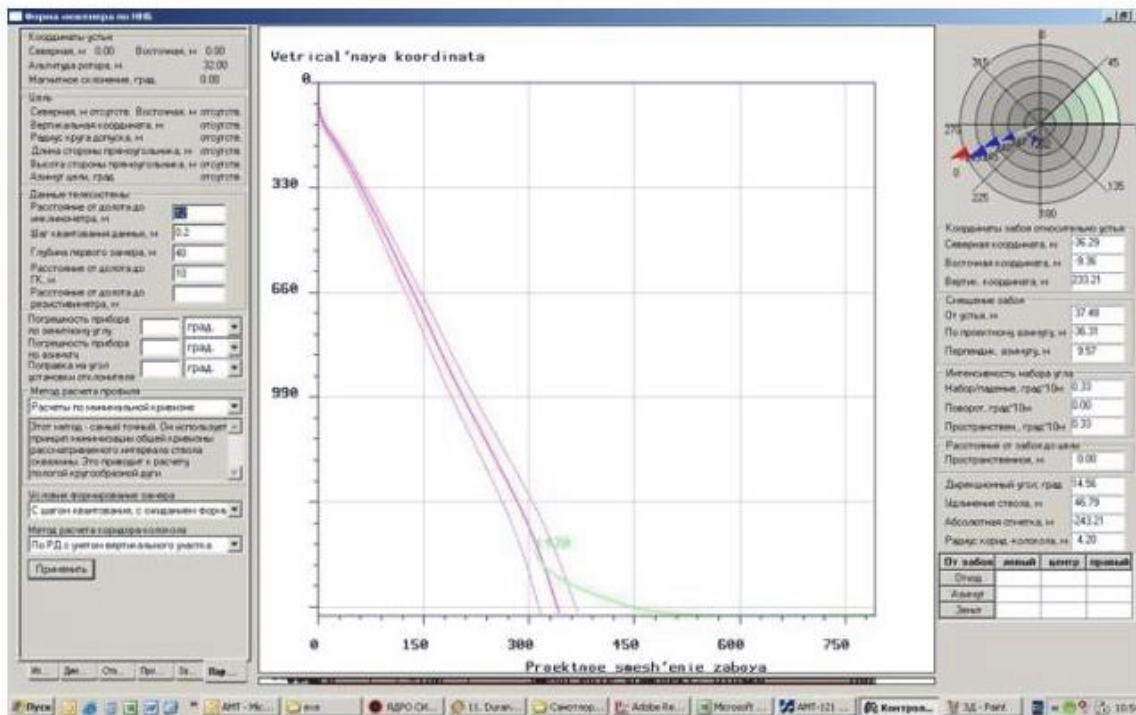
Рис. 3.24. Информация телеметрии на дисплее компьютера: текущие значения зенитного и азимутального угла и система углов установки отклонителя с графическими указателями текущего значения угла установки отклонителя – 202, 247, 248, 245, 249 град

На рис. 3.25 представлены графические данные о проводке скважины, которые доступны в системе ЗТС «Корвет». Это отображение ствола скважины в трехмерной системе координат и в виде проекций на соответствующие плоскости – вертикальную и горизонтальную – с указанием направления формируемого забоя скважины.





а



б

Рис. 3.25. Графические данные о проводке скважины, доступные в системе «Корвет»: а – отображение ствола скважины в пространственной системе координат; б – проекция на вертикальную плоскость ствола скважины и формируемого направления забоя

Система *Orienteer MWD* предназначена для проведения исследований инклинометрии, управления и сбора данных всех типов.

Уникальное интегрирование скважинных и наземных модулей с отрицательным гидравлическим импульсом и наземной системы измерения ре-

гистрации информации и управления строительством скважин (СИРИУС) фирмы ГЕРС (Россия, г. Тверь) позволяет осуществлять бурение и проводку наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин на самом современном и высокотехнологичном уровне.

Основные параметры ЗТС *Orienteer MWD* приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5

Параметры системы *Orienteer MWD*

Диаметр ЗТС, мм	Максимальная интенсивность кривизны, град / 10 м		Максимальный расход бурового раствора*, л/с
	Скольжение колонны	Вращение колонны	
89	32,8	16,4	9,5
120	9,8	4,9	30,3
171	6,9	3,3	50,5

\*На воде (плотность 1,0 г/см<sup>3</sup>).

Технология *MWD* позволяет производить измерения параметров инклинометрии (угол поворота отклонителя, зенита, азимута) и дополнительных параметров контроля в процессе бурения, что дает возможность качественно и в короткие сроки осуществлять строительство и завершение наклонно направленных и горизонтальных скважин.

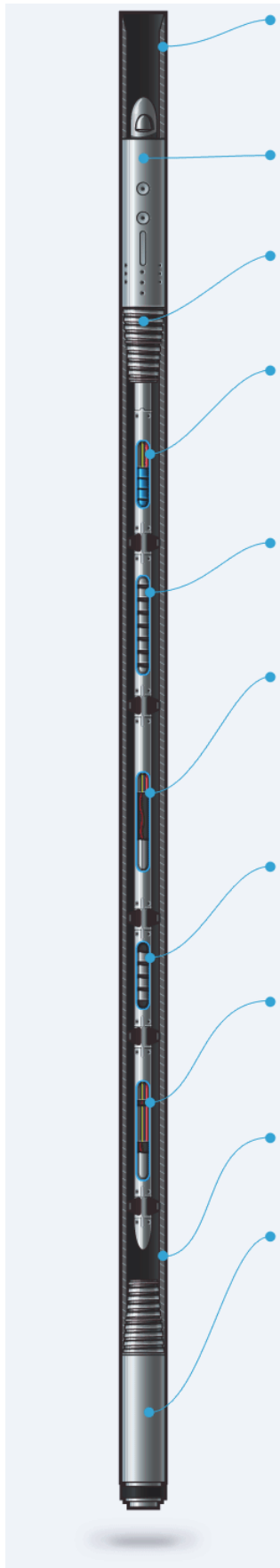
Основные компоненты системы *Orienteer MWD* (рис. 3.26) включают скважинные и наземные модули. В состав скважинных модулей включены следующие элементы:

- передатчик – встроен в подвешиваемый переводник;
- преобразователь питания *APC* – установлен внутри диамагнитных УБТ;
- источник питания *PSA*, размер *D* – установлен внутри диамагнитных УБТ;
- считывающий инклинометр *SEA* – установлен внутри диамагнитных УБТ;
- гамма-узел *MGR* – установлен внутри диамагнитных УБТ;
- инструмент для каротажа индукционного сопротивления *CPR* или *SLIM TRIM* – устанавливается дополнительно в нижней части КНБК;
- прибор контроля ударов и вибрации *Sentinel* (встроен в инклинометр *SEA*).

В состав наземных модулей включаются нижеприведенные элементы:

- датчик давления в напорной линии (*SPP*) – установлен в напорной линии;
- системный интерфейсный блок (*SIB*) – установлен в станции ЗТС;
- стационарный компьютер *Geolink* – установлен в станции ЗТС.





- 1 – немагнитный переводник (BeCu). Перепускной переводник для соединения компонентов с резьбой Geolink и компонентов с резьбой заказчика содержит встроенный запяточный элемент, подходящий к втулке ограничителя *Geolink* диаметром 88,9 мм;
- 2 – немагнитная УБТ. Ультратонкие немагнитные УБТ изготавливаются из бериллиево-медных сплавов (BeCu);
- 3 – соединитель и наконечник. Соединители сборки приборов Orienteer обеспечивают обмен данными между отдельными сборками и подачу питания, а также стабилизируют прибор внутри немагнитной УБТ;
- 4 – секция гамма-электроники отдельной сборки. Сборка гамма-узла регистрирует данные измерения естественной радиоактивности разбуренной породы, направляет их инклинометру *SEA* для передачи в режиме реального времени, а также сохраняет информацию в скважинном запоминающем устройстве для последующей визуализации на поверхности;
- 5 – сборка электропитания гамма-узла. В состав сборки электропитания гамма-узла входит литий-тионил-лоридная батарейная сборка, которая обеспечивает питанием гамма-детектор и электронную аппаратуру управления;
- 6 – считывающий инклинометр. Считывающий инклинометр состоит из трех координатных инклинометрических датчиков (инклинометров и магнетометров), которые обеспечивают возможности исследования инклинометрии и управления на всем диапазоне наклона от 0 до 180°;
- 7 – сборка источника питания. В состав сборки источника питания входит литий-тионил-хлоридная батарейная сборка, которая подает питание на датчики и передатчик. Батарейная сборка рассчитана на рабочую температуру до 150 °С;
- 8 – преобразователь питания. Сборка преобразователя АРС обеспечивает формирование электрических импульсов на передатчик для трансляции регистрируемых данных посредством гидравлического канала связи;
- 9 – немагнитный переводник (BeCu). Перепускной переводник;
- 10 – ультратонкий передатчик 89 мм. Ультратонкий передатчик генерирует последовательность импульсов отрицательного давления для передачи полученных в скважине данных на поверхность. Передатчик составляет единое целое с корпусом

Рис. 3.26. Скважинный прибор ЗТС *Orienteer MWD*

Наземная система сбора и хранения данных ГЕРС:

- датчик давления в напорной линии (ДВД) – установлен в напорной линии;
- датчик оборотов вала лебедки (ДОВЛ, ДОВМ или ОДИ) – установлен на валу лебедки;
- датчик натяжения каната (ДНК) – установлен на мертвом конце талевого каната;
- блок электроники глубиномера (БЭГ) – установлен на буровой;
- индикаторный пульт бурильщика наклонной телеметрии (ИПБ-НТ) – установлен на столе ротора;
- измеритель расхода жидкости (РУД) – установлен на напорной линии;
- блок распределительный (БР) – установлен на буровой;
- блок наземного контроля (БНК) – установлен в станции ЗТС;
- стационарный компьютер системы сбора и хранения данных – установлен в станции ЗТС;
- портативный компьютер визуального контроля параметров бурения – установлен в станции ЗТС;
- портативный принтер для передачи информации в печатном виде – установлен в станции ЗТС;
- *GPRS* или спутниковый терминал для передачи информации в электронном виде и голосовой связи в режиме реального времени – установлен в станции ЗТС.

Станция ЗТС работает следующим образом. Стандартный передатчик последовательно регистрирует снижение давления бурового раствора для передачи полученных в скважине данных на поверхность. Эти импульсы создаются открытием и закрытием внутреннего клапана, который открывается на короткий промежуток времени и тем самым пропускает небольшой объем бурового раствора из внутренней части бурильной колонны в затрубное пространство. Таким образом создается небольшое изменение давления внутри бурильной колонны, которое регистрируется на поверхности как относительно малое падение давления в напорной линии и называется импульсом отрицательного давления.

Наземная система состоит из датчиков и оборудования, необходимых для получения сигнала от скважинного прибора, а также распознавания и обработки измеренных данных инклинометрии в скважине. Сигналы от скважинного модуля через датчик давления в нагнетательной линии поступают в системный интерфейсный блок, где автоматически извлекаются из кривой давления, фильтруются и передаются на персональный компьютер. Полученный сигнал декодируется в измеренные значения отклонителя, зенита, азимута, температуры и контроля состояния забойного оборуду-

дования. Измеренные данные записываются в общую базу данных и выводятся на экран инженера по бурению и индикаторный пульт бурильщика на столе ротора в режиме реального времени. Также полученные данные могут передаваться в геологическую службу и службу управления по каналам связи в международном формате *VIDS.0*.

В табл. 3.6 приведены основные характеристики датчиков ЗТС, используемых в системе *Orienteer MWD*.

Таблица 3.6

Технические характеристики датчиков ЗТС

Параметр	Диапазон	Точность	Время обновления
Азимут	0–360°	± 0,5°	Среднее время полной передачи – 70–90 с
Зенитный угол	0–180°	± 0,05°	
Температура	0–200°C	± 1,0°	Каждая передача (в каждой съемке)
Магнитное поле	0–5 Т	± 0,075mT	
Отклонитель гравитационный	0–360°	± 0,5°	Стандарт – 30 с Турбо – 8 с Эконом – 60 с
Отклонитель магнитный	0–360°	± 1,0°	
Азимут метки (отклонителя)	0–360° до 3° зенитного угла	± 1,0°	

В ОАО НПФ «Геофизика» разработана забойная телеметрическая система с кабельным каналом связи «Надир», предназначенная для использования при бурении скважин с горизонтальным окончанием колтубингом (рис. 3.27).

Колтубинговая установка М40, производимая компанией ФИД (Белоруссия), дает возможность бурения скважин глубиной до 2 000 м. Гибкая труба имеет диаметр 60,3 мм. Диаметр забойного двигателя – 95 мм, ориентатора – 92 мм, максимальный угол отклонения от оси корпуса телесистемы – 3 мин. В качестве линии связи создаваемой системы «Надир» используют три жилы семижильного бронированного кабеля диаметром 10,84 мм, встроенного внутри рабочей трубы.

Телесистема размещается в немагнитной трубе, в качестве которой применяется стандартная ЛБТ диаметром 90 мм.

Телесистема «Надир» предназначена для измерения инклинометрических параметров азимута и зенитного угла, положения корпуса телесистемы, естественной гамма-активности пород и давления промывочной жидкости над винтовым двигателем, а также измерения осевой нагрузки и затрубного давления при бурении с использованием колтубинговых труб.

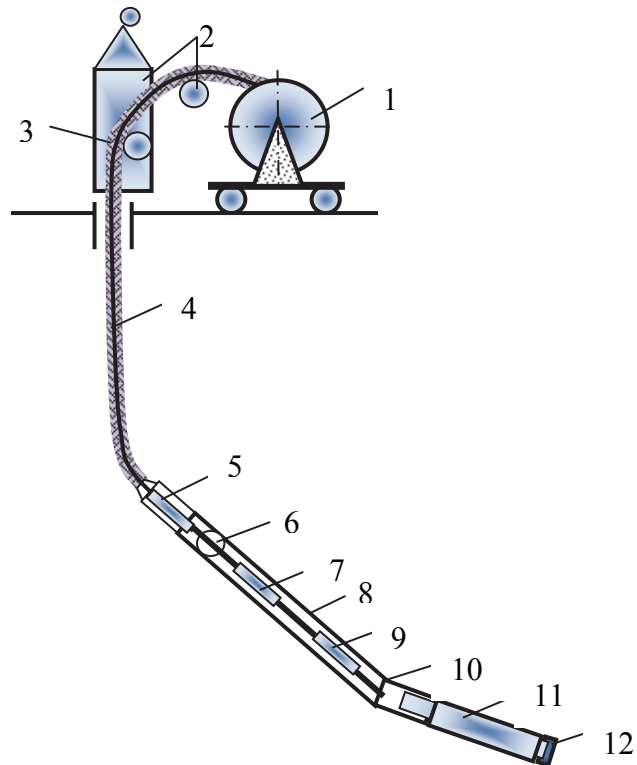


Рис. 3.27. Забойная телеметрическая система с кабельным каналом связи «Надир» для бурения колтюбингом: 1 – катушка колтюбинга; 2 – инжектор и гусак для подачи трубы в скважину; 3 – гибкая труба; 4 – бронированный семижильный кабель; 5 – МОН; 6 – центриатор; 7 – ГКМ; 8 – труба ЛБТ; 9 – ОРБИ; 10 – кривой переводник отклонителя; 11 – винтовой забойный двигатель; 12 – долото

В своем составе телесистема имеет несколько модулей:

- модуль инклинометрии типа ОРБИ, который служит для измерения инклинометрических параметров азимута и зенитного угла, а также положения корпуса телесистемы относительной апсидальной плоскости (с точностью до полутора угловых градусов);
- модуль гамма-каротажа и манометра внутреннего давления (ГКМ) для измерения естественной гамма-активности пород и давления промывочной жидкости перед забойным двигателем;
- модуль осевой нагрузки и затрубного давления (МОН), который измеряет осевую нагрузку и внешнее давление;
- телескопический наконечник;
- наземный обрабатывающий комплекс, который обеспечивает питание телесистемы, прием данных со скважинного прибора, обработку, визуализацию информации и регистрацию полученных данных.

Наружные диаметры у всех скважинных приборов составляют 36 мм, общая длина – 5,5 м, что позволяет разместить их в одной ЛБТ. При этом минимальный зазор на сторону составляет 17,5 мм, что обеспечивает минимальное гидродинамическое сопротивление для промывочной жидкости.

Разность измеренных внутреннего и внешнего давлений, которое составляет 2,5–4,1 МПа, представляет собой перепад давления на забойном двигателе и на долоте, по которому можно судить о процессе бурения.

Канал гамма-каротажа служит для корреляции пройденных при бурении пластов и результатов геофизических исследований. При необходимости телеметрическая система может быть дополнена другими геофизическими модулями.

Кроме того, измерительные модули соединены между собой с помощью гибких центраторов, которые одновременно являются гасителями радиальных и осевых нагрузок.

Измеряемые параметры передаются в процессе бурения непрерывно, кроме азимута и зенитного угла, которые измеряются во время остановки процесса бурения.

Скважинная измерительная техника выполнена с использованием лучших отечественных и импортных компонентов, устойчивых к вибрациям и ударам, и отличается повышенной надежностью.

В частности, в инклинометрах используются импортные акселерометры, рассчитанные на удары с ускорением до 6 000  $g$ .

Сцинтилляционный детектор модуля гамма-каротажа выполнен из ударо- и вибропрочного кристалла на основе германата висмута отечественного производства, который, кроме того, обладает повышенной эффективностью. Фотоэлектронный умножитель японской фирмы *Hamamatsu* имеет защиту от внешних факторов в виде металлического корпуса, рассчитан на удары с ускорением до 1 000  $g$ .

Программное обеспечение включает следующие модули:

- регистрации и первичной обработки инклинометрических, геофизических и технологических параметров;
- визуализации и корректировки траектории скважин в реальном масштабе времени;
- визуализации геофизических параметров в реальном масштабе времени;
- визуализации технологических параметров в реальном масштабе времени;
- построения заданной траектории скважины;
- сопровождения и визуализации банка накопленных данных по скважинам.

Система «Надир» позволяет вести проводку скважин колтюбинговой установкой с получением геолого-технологической и геофизической информации в режиме реального времени, оперативно управлять режимом бурения.

Телеметрическая система с гидроимпульсным каналом связи *Power Pulse* компании *Schlumberger* предназначена для замеров и измерений приборов каротажа в процессе бурения и передачи информации с забоя на поверхность. Система позволяет достигать скоростей передачи сигнала с за-

боя на поверхность до 12 бит/с. Для ЗТС компании *Schlumberger* характерны высокие скорости передачи данных – как правило, от 0,5 до 15 бит/с.

Система характеризуется следующими возможностями и параметрами:

1. Возможность программирования прибора с поверхности для выбора необходимой скорости передачи данных или изменения типа передаваемых данных.

2. Осуществление замеров, определяющих положение отклонителя относительно апсидальной плоскости, зенитный угол и азимут в стационарном положении и режиме вращения колонны.

3. Выполнение гамма-каротажа, измерений забойных величин веса на долоте, крутящего момента и скорости вращения, степени хаотичности вращения бурильной колонны, степени вибраций и ударной нагрузки КНБК, осуществляемых по четырем направлениям.

4. Система может комбинироваться со всеми *VISION LWD* (системы компании *Schlumberger*) приборами и имеет автономное электропитание.

5. Максимальная температура эксплуатации 150 °С; при высокотемпературном исполнении 175 °С.

6. Наличие конфигураций для низкого, среднего и высокого расхода бурового раствора.

Эксплуатационные характеристики систем разного типоразмера имеют следующие параметры:

*Power Pulse 950/900:*

- максимальная интенсивность: 6 град/30 м при вращении колонны, 10 град /30 м в процессе наклонно-направленного бурения забойными двигателями;

- диапазон расхода бурового раствора 1 514–6 057 л/мин;

*Power Pulse 825:*

- максимальная интенсивность: 7 град /30 м при вращении колонны, 12 град /30 м в процессе наклонно-направленного бурения забойными двигателями;

- диапазон расхода бурового раствора 1 514–4 542 л/мин;

*Power Pulse 675:*

- максимальная интенсивность искривления 8 град / 30 м при вращении колонны, 16 град / 30 м в процессе наклонно-направленного бурения забойными двигателями;

- диапазон расхода бурового раствора 1 041–3 028 л/мин;

Данные замеров, регистрируемые и передаваемые на поверхность системой *mPulse*, позволяют непрерывно сокращать время бурения и минимизировать искривленность ствола скважины за счет своевременно принятых решений.

Системы *mPulse* имеют следующие технические характеристики:

- осуществляются измерения в реальном времени для всех основных видов бурения и передача данных в реальном времени со скоростью передачи сигнала 0,5–12 бит/с;
- осуществляется азимутальный гамма-каротаж, 10 измерений удельного электрического сопротивления на различной глубине исследования, измерения плотности и пористости горных пород в реальном времени, глубина проникновения бурового раствора в коллектор, производится квернометрия в буровых растворах на водной основе;
- определяется зенитный и азимутальный углы;
- имеется возможность программирования прибора с поверхности для выбора необходимой скорости передачи данных или изменения типа передаваемых данных;
- обеспечивается автономное электропитание забойного оборудования.

Эксплуатационные характеристики системы *mPulse* имеют следующие параметры:

- диаметр ствола скважины 146,1–171,5 мм;
- максимальная температура на забое скважины 175 °С;
- максимальная интенсивность 15 град /30 м при вращении колонны, 30 град /30 м при наклонно-направленном бурении забойными двигателями;
- диапазон расхода бурового раствора до 1 514 л/мин;
- наличие конфигураций от низкого до высокого расхода бурового раствора;
- максимальное давление 172 369 кПа.

Кроме вышеприведенных ЗТС применяются извлекаемая телеметрическая система с гидроимпульсным каналом связи *Slim Pulse*, извлекаемая телеметрическая *MWD* система с электромагнитным каналом связи *E-Pulse* для буровых растворов на водной и нефтяной основе, а также растворов на синтетической основе, системы *Tele Scope*, *Peri Scope* и др.

Все названные системы предназначены для оценки размеров и качества горных пород и коллектора на интервале бурения, что позволяет управлять процессом бурения скважины, оптимизируя положение ствола в пространстве и обеспечивая максимально точную его проводку.

Наиболее современными из приборов, решающих задачу геологического обеспечения проводки ствола скважины, является семейство приборов *Scope*. Полный комплекс геофизических измерений, передаваемых на поверхность с высокой скоростью, увеличение скорости проходки, улучшение стабильности стенок скважин, качества ствола и выноса шлама, оптимизация геологической проводки скважины позволяют получить максимум дебита скважины.

Семейство приборов *VISION* предназначено также для оценки коллекторских свойств и получения снимков различных параметров призабойной зоны пласта. Это позволяет обнаружить и оценить потенциал продуктивных коллекторов и выполнить проводку скважины точно к геологической цели.

Ниже перечислены основные приборы семейства *VISION*:

- *adnVISION* – количественные измерения в процессе бурения позволяют сэкономить время бурения и сократить расходы;
- *arcVISION* – оценка и корреляция пластов;
- *geoVISION* – азимутальные измерения для получения снимков различных характеристик пород для поиска решений при сложной интерпретации геофизических данных;
- *mcrVISION* – электромагнитный каротаж сопротивлений в реальном времени;
- *proVISION* – максимизация дебита скважины с помощью измерений для геологической проводки скважины в реальном времени;
- *seismicVISION* – сейсмический каротаж на забое в реальном времени с помощью прибора LWD каротажа;
- *sonicVISION* – безопасное и эффективное бурение с помощью не имеющих аналогов измерений скорости распространения акустических волн в породе в реальном времени.

В процессе бурения горизонтальных окончаний компанией *Schlumberger* используется система *Geo Sphere* – технология картирования коллектора при бурении. Данная система позволяет проводить картирование в масштабах коллектора и выявлять подробное его строение.

На основе глубоких направленных электромагнитных измерений технология *Geo Sphere* позволяет картировать элементы залегания пластов и контакты флюидов на расстоянии, превышающем 30 м от ствола скважины.

На основе глубоких направленных электромагнитных измерений технология *Geo Sphere* точно картирует кровлю коллектора. Детальная визуализация коллектора в реальном времени дает возможность осуществлять оптимальный вход в пласт без потерь продуктивной длины ствола над коллектором и обеспечить проводку горизонтального участка без выходов из целевого интервала. Улучшая контакт с коллектором, технология *Geo Sphere* увеличивает потенциал добычи и позволяет избежать осложнений, связанных с нестабильностью ствола во вмещающих породах.

Пилотный, т. е. пробный, ствол для оценки свойств коллектора на шельфе может стоить очень дорого. В сложных геологических условиях, когда конфигурация геологической структуры может быть непредсказуемой, даже наличие пилотного ствола не гарантирует оптимальных пара-



метров. Дистанционное картирование границ коллектора позволяет оптимизировать вход в пласт, снижая риски, связанные с бурением, и затраты на бурение пилотного ствола.

Технология *Geo Sphere* помогает уточнить геологическую модель и улучшить понимание расположения границ коллектора и контактов флюидов в сложных геологических условиях. Данные, полученные с применением технологии *Geo Sphere*, интегрируются с сейсмической моделью и позволяют корректировать профиль скважины при бурении для получения ствола с меньшими пространственными интенсивностями.

Данные, получаемые в реальном времени, позволяют производить бурение в пласте с наилучшими свойствами, избегая незапланированных выходов за пределы коллектора. В горизонтальных скважинах и скважинах с большим зенитным углом данные, полученные с помощью технологии *Geo Sphere*, могут быть использованы для уточнения сейсмической модели и улучшения прогноза залегания пластов.

Система *Geo Sphere* имеет следующие основные эксплуатационные характеристики:

- диаметр ствола скважины 200–250,8 мм;
- максимальная температура 150 °С;
- максимальная интенсивность 8 град /30 м при вращении колонны, 16 град /30 м – наклонно-направленное бурение забойным двигателем;
- максимальный расход бурового раствора 3 028 л/мин;
- максимальное давление 137 895 кПа.

При промышленном бурении, когда требуется осуществить оптимальный выбор бурового инструмента, в качестве значений твердости горных пород используют данные акустического каротажа в сочетании с другими геофизическими методами, такими как гамма-каротаж и газовый каротаж. Скорость прохождения звука через горные породы зависит от их плотности и твердости соответственно. Именно этот объективный фактор является основой метода. С этой целью разработана программа определения прочности горных пород по данным акустического каротажа (*RSA*). С помощью системы *RSA* можно определить твердость горных пород с учетом естественных условий их залегания на глубине, т. е. действующего горного давления, упрочняющего породу, а также степень анизотропии и условия залегания. Подобный анализ позволяет оптимизировать процесс бурения и обеспечить выбор более эффективного инструмента, рекомендовать наиболее верные параметры режима бурения и предусмотреть меры по снижению естественного искривления скважины.

Например, для исследования прочностных свойств горных пород дистанционными методами может использоваться кросс-дипольный акустический каротаж (*CDX*) серии *Compact* компании *Weatherford*. Зонд диа-

метром 2,5 дюйма (примерно 50 мм) позволяет получить параметры для построения моделей волн, провести анализ механических свойств горных пород, а также наличие, степень и ориентацию анизотропии горных пород, а полученные данные могут транспортироваться как по кабелю, так и иными беспроводными средствами передачи информации, например по гидравлическому или электромагнитному каналам связи. Исследования по технологии кросс-дипольного акустического каротажа возможны и через буровой инструмент.

Ниже приведен пример оценки направления бурения скважины по данным каротажа.

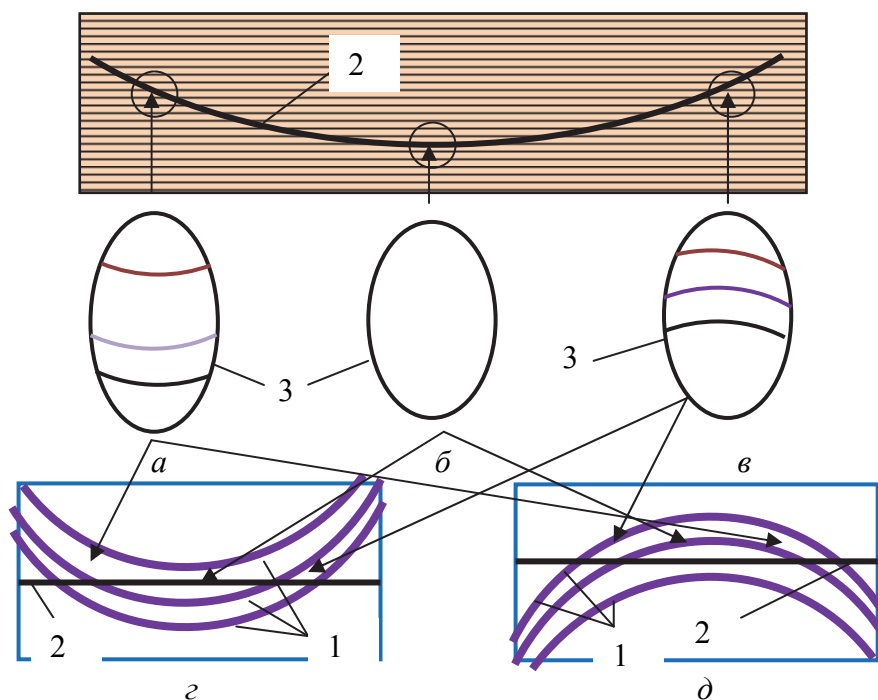


Рис. 3.28. Графическая интерпретация данных каротажа (плотность горных пород): 1 – слои горных пород; 2 – ствол скважины; 3 – визуализация слоев различной плотности на компьютере

Если в процессе проходки скважины производится каротаж и оценивается поверхностная плотность (на глубину не более 1 см) горных пород по стволу скважины, то информация, передаваемая посредством канала связи забойной телеметрии будет давать графическую интерпретацию на мониторе компьютера, которая позволяет точно определить положение скважины относительно залегающих пластов горных пород. На рис. 3.28 представлены положение ствола скважины и графическая интерпретация распределения плотности горных пород имеющих выход в ствол скважины. По данным графической интерпретации видны интервалы, на которых ствол скважины пересекает слои горных пород по падению (рис. 3.28, а),

интервал ствола, который совпадает с направлением слоев горных пород (рис. 3.28, б), и интервал ствола, который сечет слои горных пород на восстание (рис. 3.28, в). При этом слои горных пород залегают согласно и горизонтально, а меняет положение ствол скважины. Возможен иной вариант с подобной интерпретацией, когда горизонтальный ствол скважины пересекает складку горных пород, например, синклиналь (рис. 3.28, г) или антиклиналь (рис. 3.28, д).

Таким образом, в соответствии с графической интерпретацией плотности горных пород, имеющих выход в ствол скважины, может корректироваться направление бурения ствола скважины – вдоль слоев горных пород или под определенным углом к ним.

Глубинный каротаж горных пород позволяет определить с высокой точностью границы пласта-коллектора, определяя конфигурацию верхнего слоя плотных глин и нижнюю границу пластовых вод.

## **Контрольные вопросы и задания**

1. Каково назначение инклинометрии?
2. Назовите виды датчиков для измерения зенитного угла.
3. Объясните принцип работы акселерометра.
4. Назовите виды датчиков для измерения азимутального угла.
5. Что такое апсидоскопы? Опишите принцип их работы.
6. Каково устройство электромеханического инклинометра? Назовите виды инклинометров.
7. Какова погрешность работы инклинометров различного типа?
8. Назовите инклинометры для производства работ в магнитных средах. Каков принцип действия гирокомпаса?
9. Как устроен датчик акселерометра?
10. Назовите параметры инклинометров для горизонтальных и восстающих скважин.
11. Назовите инклинометры для оперативного измерения зенитного и азимутального углов.
12. Объясните назначение и общее устройство телеметрической системы.
13. Назовите виды каналов связи забойных телеметрических систем (ЗТС) с поверхностью.
14. В чём суть гидравлического канала связи ЗТС с пунктом управления?
15. В чём суть электромагнитного канала связи ЗТС с пунктом управления?

16. Какие применяют типы пульсаторов для формирования гидравлического сигнала для связи ЗТС с пунктом управления?
17. В чём преимущество и каково устройство пульсатора вращательного типа?
18. В чём преимущества гидравлического и электромагнитного каналов связи?
19. Назовите некоторые типы промышленных ЗТС.
20. Как устроена ЗТС с проводным каналом связи?
21. Каковы погрешности измерения зенитного и азимутального углов, углов установки отклонителя в современных ЗТС?
22. Назовите основные направления совершенствования современных ЗТС.
23. Дайте определение термину «геонавигация». В чём заключается существо проводки скважин при использовании систем геонавигации?
24. В чём состоит принцип управления направлением скважины по данным каротажа?
25. В чём суть технологии проводки скважины с применением данных каротажа?

## 4. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

Для выполнения работ по направленному бурению скважин все технические средства по назначению можно разделить на следующие основные группы:

- технические средства и инструменты (КНБК, специальные породоразрушающие инструменты) для снижения интенсивности естественного искривления и стабилизации заданного направления скважин, например, вертикального, наклонного или горизонтального ствола;
- технические средства (КНБК) для неориентируемого изменения направления скважины как в направлении развития естественного искривления, так и в направлении противодействия естественному искривлению скважины;
- технические средства для искусственного искривления скважин в любом заданном направлении на ограниченном интервале бурения специальным циклом работ (отклонители);
- технические средства управления направлением скважин на неограниченном интервале бурения (отклоняющие системы).

Основное различие между отклонителями и отклоняющими системами состоит в том, что отклонители способны решать только строго заданную задачу изменения направления скважины без текущего контроля и возможности корректировки задания в процессе работы. Именно поэтому решается локальная задача по корректировке направления скважины с оценкой результативности этой работы только после завершения цикла искривления. Для следующего изменения направления скважины может потребоваться перенастройка отклонителя и его новое ориентирование.

Отклоняющая система оснащена как отклонителем, так и системами телеметрии (ориентирование отклонителя, передача данных о положении забоя меняющей направление скважины на поверхность к оператору, получение сигнала с поверхности об изменении задания и реализация такого изменения через блок управления и перенастройки отклонителя), что позволяет в процессе решения задачи по изменению направления скважины менять как направление искривления скважины, так и интенсивность набора кривизны.

Наиболее совершенными отклоняющими системами могут быть системы, оснащенные наряду со средствами телеметрии средствами, составляющими понятие «системы геонавигации». Системы геонавигации, выполняя роль видеоконтроля, позволяют посредством геофизического каротажа определять и оценивать изменение геологической ситуации в призабойной зоне и давать объективную информацию, которая используется для изменения направления скважины с целью её бурения по оптимально выгодной

траектории с учетом условий залегания горных пород, например, положения кровли и подошвы нефтегазоносного пласта.

В настоящей главе будут рассмотрены основные технические средства, которые нашли свое применение в практике направленного бурения. В то же время будут представлены и некоторые перспективные разработки, отвечающие потребностям новых методов и технологий направленного бурения.

Известно также применение отклоняющих комплексов, которые оснащаются средствами ориентирования отклонителя, что позволяет проводить текущее в процессе реализации набора кривизны повторное ориентирование, но только в рамках изначально поставленной задачи по изменению направления скважины. Повторное ориентирование может требоваться для повышения точности выполнения задачи по искривлению скважины, а также в случае сбоев и осложнений при выполнении работ.

#### 4.1. Технические средства для стабилизации заданного направления скважин

Для стабилизации направления скважин применяются следующие технические средства: КНБК маятникового типа; жесткие КНБК; КНБК опорного типа; КНБК динамической стабилизации; отклонители-корректировщики направления.

При бурении скважин большого диаметра основным техническим средством для снижения естественного искривления скважин являются утяжеленные бурильные трубы (УБТ), которые обеспечивают создание осевой нагрузки за счет собственного веса и способствуют проведению скважин по проектному направлению.

На основе УБТ известно применение следующих групп буровых компоновок:

- компоновки маятникового типа (рис. 4.1, а);
- компоновки опорного типа (рис. 4.1, б);
- жесткие компоновки (рис. 4.1, в);
- компоновки динамической стабилизации.

*Компоновки маятникового типа* используют для бурения вертикальных стволов,

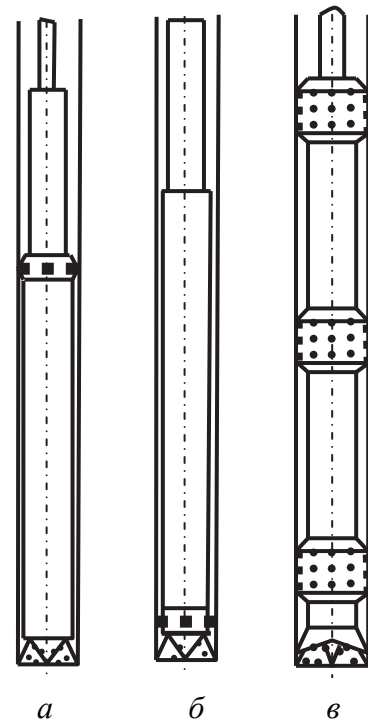


Рис. 4.1. Схемы маятниковой (а), опорной (б) и жесткой (в) буровых компоновок

уменьшения зенитного угла наклонных стволов и стабилизации зенитного угла при тенденции выполаживания скважины.

Теоретические основы работы маятниковых КНБК созданы американскими специалистами Г. Вудсом и А. Лубинским. Эффект от работы маятниковых компоновок достигается за счет высоких жесткости и веса УБТ.

На рис. 4.2 даны схема, поясняющая принцип работы, и пример конструкции маятниковой компоновки.

Компоновка, работающая по принципу маятника или отвеса, должна иметь точку опоры на стенку скважины (точка *B* на рис. 4.2), в качестве которой используется центратор. При условии сохранения устойчивости УБТ, располагаемой между верхним опорным центратором и долотом, на долоте возникает усилие

$$P_{от} = Q \sin \theta, \quad (4.1)$$

где  $Q$  – вес УБТ, расположенных ниже центратора (точка опоры на рис. 4.2), кН;  $\theta$  – зенитный угол скважины, град.

При проходке вертикальных скважин, для которых преимущественно и создавались маятниковые КНБК, обеспечивается стабилизация направления скважины за счет того, что зенитный угол равен нулю и  $P_{от}$  также равно нулю. Но в случае отклонения скважины от вертикали (рис. 4.2) отклоняющее усилие на долоте возрастает по мере роста угла отклонения (зенитного угла), что обеспечивает возврат ствола скважины к вертикальному положению.

Рост отклоняющего усилия обеспечивает уменьшение зенитного угла, поддержание вертикального направления скважины, а при бурении анизотропных пород может противодействовать искривлению скважины в направлении выполаживания, компенсируя действие дестабилизирующей силы со стороны забоя, при определенном равновесном значении зенитного угла.

Поскольку эффективность маятниковых компоновок определяется весом и жесткостью УБТ, стабильно хорошие результаты их применения можно получить

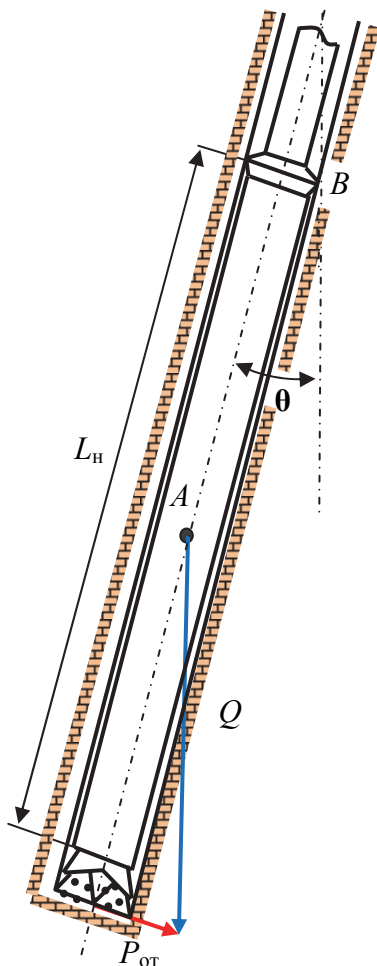


Рис. 4.2. Схема работы маятниковой компоновки по уменьшению зенитного угла

только при бурении скважин большого диаметра и особенно при реактивно-турбинном бурении (РТБ). Поэтому при современном бурении скважин на нефть и газ, для которого характерны уменьшенные значения диаметров буримых скважин, применение маятниковых КНБК целесообразно при бурении первого интервала скважины под кондуктор.

Эффективность работы маятниковых компоновок определяется степенью деформации жесткого наддолотного участка  $L_n$ , так как при изгибе УБТ на этом участке может возникнуть отклоняющее усилие, которое уже не будет совпадать с заданным направлением действия отклоняющей силы  $P_{от}$  (рис. 4.2) и вызовет нежелательное искривление скважины.

Для снижения изгиба необходимо ограничивать осевую нагрузку на долото с тем, чтобы осевое усилие было меньше критической нагрузки по условию устойчивости.

Другой путь состоит в максимальном увеличении диаметра УБТ.

Третье решение может заключаться в повышении веса УБТ без увеличения их длины, т. е. за счет применения УБТ из более тяжелых металлов.

Общая длина маятниковой (длина входящих в состав компоновок УБТ) рассчитывается исходя из того, что УБТ должны обеспечить 1,25–1,5 величины требуемого для бурения осевого усилия. При этом выделяется длина жесткой наддолотной части  $L_n$ , длина сжатой части  $l_c$  и длина растянутой части УБТ  $l_p$ . Оптимальной будет такая маятниковая компоновка, у которой УБТ длиной  $L_n$  обеспечивает полное значение требуемого осевого усилия. В этом случае  $P_{ос}$  будет не выше критической нагрузки, определяемой по условию устойчивости УБТ длиной  $L_n$ , и тогда возможно бурение скважины без снижения механической скорости бурения и с минимальным искривлением.

Американские специалисты, развивая теорию маятниковых компоновок, в 80-х гг. прошлого столетия разработали специальные УБТ из вольфрама (в 2,3 раза тяжелее, в 1,5 раза выше модуль упругости в сравнении со сталью (модуль упругости вольфрама 315 МПа в сравнении с модулем упругости стали 210 МПа) и истощенного урана (тяжелее стали в 2,3 раза, но модуль упругости меньше, чем у стали, в 1,5 раза).

В СССР в 70-е гг. при бурении первой очереди Кольской сверхглубокой скважины (СГ-3) до глубины 7,5 км для обеспечения вертикальности ствола использовали стальные полые трубы, заполненные свинцом, поскольку на первом этапе бурения сверхглубокой скважины ставилась задача не допускать отклонения ствола от вертикали более чем на  $1^\circ$  на 1 000 м проходки.

УБТ из вольфрама получены спеканием и по своей конструкции мало отличаются от стальных утяжеленных бурильных труб. УБТ из истощенного урана (отходы процесса обогащения) выполнены в виде стальной оболочки, начиненной ураном, со стальными концевыми участками с резьбой.



Как показало сравнение стальных УБТ, УБТ из урана и вольфрама, последние на 32 % эффективнее урановых, а урановые, в свою очередь, лучше стальных на 60 %. Таким образом, УБТ из вольфрама более эффективны, чем стальные УБТ, не менее чем в 2–2,5 раза и позволяют бурить вертикальные скважины малых диаметров (244,5–215,9 мм), что проблематично при использовании маятниковых компоновок из стальных УБТ.

УБТ из вольфрама показали лучшие результаты из-за большей жесткости труб, существенно более высокого веса и максимально соответствовали эффективному бурению по технологии маятниковых компоновок, особенно при бурении с использованием тяжелых буровых растворов, в которых УБТ существенно «облегчаются». Кроме того, УБТ из вольфрама значительно расширяют диапазон эффективного применения маятниковых компоновок в сторону малых диаметров. Применение УБТ из вольфрама будет эффективно и при создании жестких компоновок, так как этот металл позволяет получить существенно более жесткие трубы (в 1,5 раза при равных поперечных размерах труб). В результате УБТ из вольфрама гораздо более устойчивы в сравнении со стальными трубами при равных с ними размерах.

В то же время УБТ из вольфрама чрезвычайно дороги.

Основные методики расчетов маятниковых компоновок приведены в работах [4, 5, 11].

Различные варианты маятниковых компоновок для бурения ротором и забойными гидродвигателями вертикальных стволов скважин приведены на рис. 4.3. Учитывая, что при бурении забойными двигателями над долотом располагается турбобур или ВЗД, не отличающиеся высокими весом и жесткостью, КНБК для бурения забойными двигателями будут менее эффективны, чем КНБК для бурения ротором, при котором над долотом устанавливают УБТ максимально возможного веса и жесткости.

Оптимальные параметры маятниковых компоновок определены при условии, что долото эффективно разрушает горную породу и в осевом, и в поперечном направлениях. Поэтому при анализе и проектировании маятниковой компоновки важны значения коэффициента боковой фрезерующей способности долота  $f = v_{\phi}/v_{\sigma}$ , рассмотренного ранее (см. формулу (2.16)). Из данной формулы следует, что если долото не способно фрезеровать стенку скважины, то эффект от применения маятниковой компоновки будет незначительным, так как для восстановления вертикальности требуется активное фрезерование стенки скважины. Таким образом, эффективность маятниковых компоновок определяется индивидуальными особенностями конструкции долот (типоразмер долота, величина завеса шарошек, конструкция вооружения долота – как торцевого, так и бокового).

Наиболее эффективным методом предупреждения естественного искривления скважин и формирования качественного ствола является применение

ние жестких компоновок (рис. 4.1, в), которые должны использоваться прежде всего в устойчивых породах, в которых диаметр скважины близок к диаметру долота. В неустойчивых породах, когда происходит разработка ствола, эффект от использования жестких компоновок может быть получен только при использовании радиально-упругих центрирующих элементов, поперечный размер которых может варьироваться в определенных пределах за счет упругих элементов, способных копировать поперечный размер скважины [8].

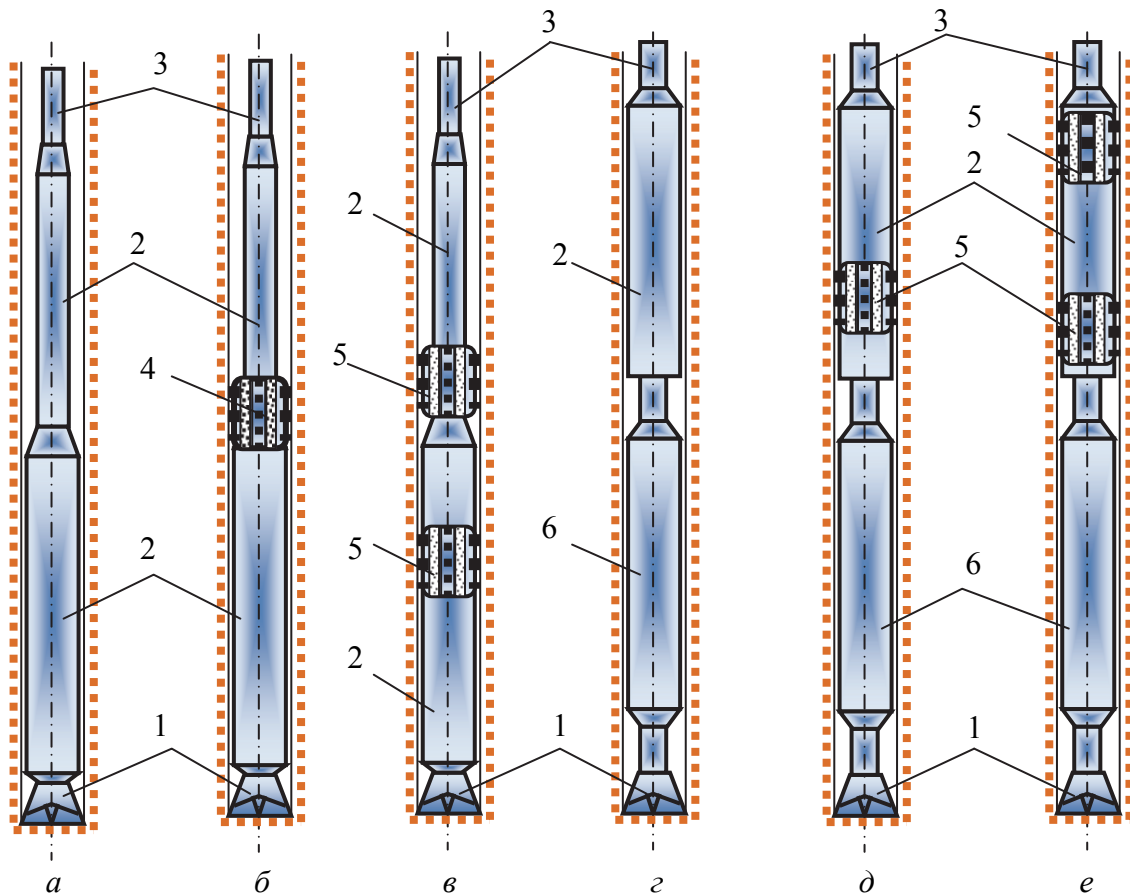


Рис. 4.3. КНБК маятникового типа: (а–в) – для роторного бурения; (г–е) – для турбинного бурения; 1 – долото; 2 – УБТ; 3 – бурильные трубы; 4 – центратор; 5 – калибратор; 6 – турбобур

В процессе разработки жестких компоновок исходят из следующих положений:

1. В компоновке должен быть жесткий наддолотный участок, который составляется из УБТ максимально возможного диаметра с опорно-центрирующими элементами, в качестве которых могут служить различные по конструкции центраторы (рис. 4.4) и стабилизаторы (рис. 4.5): квадратные УБТ (КУБТ – тип СК) (рис. 4.5, а), крестообразные СКР (рис. 4.5, б), спиральная УБТ (тип СС) (рис. 4.5, в).

2. Осевая нагрузка на долото создается весом УБТ жесткой наддолотной и сжатой частями компоновки.

3. Для обеспечения прямолинейности оси УБТ сжатой и особенно жесткой частями компоновки необходимо устанавливать опорно-центрирующие элементы (центраторы);

4. Растянутая часть УБТ, входящих в состав компоновки, служит для плавного перехода от УБТ к бурильным трубам.

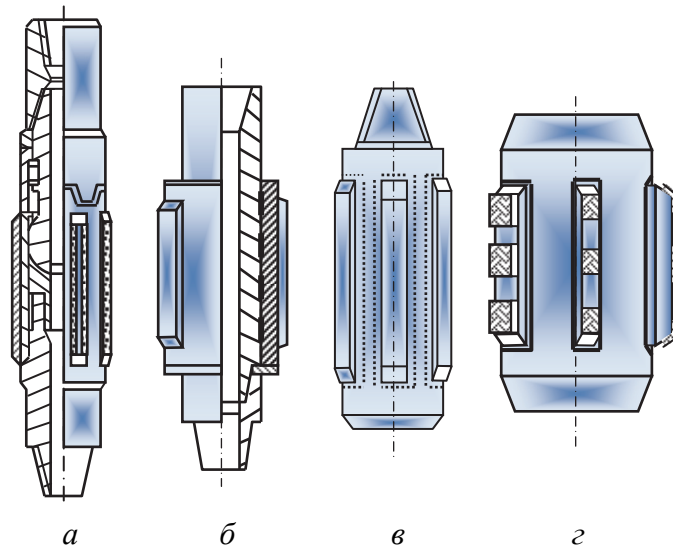


Рис. 4.4. Конструкции центраторов для КНБК: *а* – с буровым шарниром; *б* – с вращающимся корпусом; *в, г* – лопастные

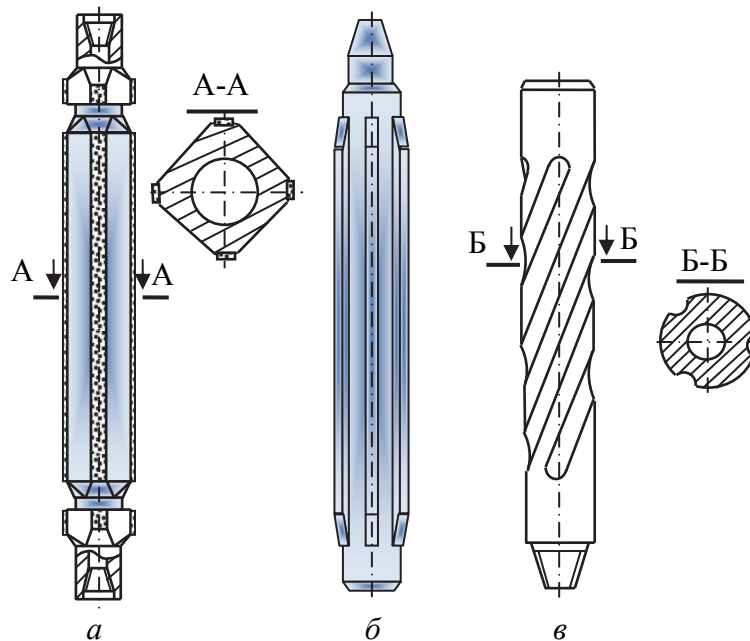


Рис. 4.5. Стабилизаторы: *а* – квадратная УБТ; *б* – крестообразная; *в* – спиральная УБТ

Из центраторов, представленных на рис. 4.4, наибольший интерес могут представлять центраторы с шарнирным узлом (см. рис. 4.4, а), который позволяет получить угловой перекося в шарнире, что исключает передачу изгибающего момента от деформированной колонны к жесткой буровой компоновке (рис. 4.6). Подобное решение изложено в авторском свидетельстве № 258189, в котором предлагается центратор с шарниром устанавливать над жесткой компоновкой.

В результате повышается эффективность компоновки, так как изгибающий момент (см. формулу (2.7)) от выше деформированного участка колонны 5 на жесткую часть компоновки – УБТ 4 не передается. При этом сила  $P$ , обусловленная весом сжатой части буровой колонны, раскладывается на поперечную  $N$  и вертикальную  $Q$  составляющие (см. рис. 4.6). Действие горизонтальной составляющей нейтрализуется верхним центратором 2 компоновки, а за счет вертикальной составляющей осуществляется нагрузка осевая на долото.

При этом в некоторых конструкциях центраторов наружная опорная часть корпуса может устанавливаться на подшипниках (рис. 4.4), что повышает ресурс центраторов, так как при бурении опорная часть корпуса с центрирующими элементами не вращается, а значит, подвергается меньшему изнашиванию.

В качестве критерия оптимальности длины жесткой наддолотной части компоновки в соответствии с работами А. Г. Калинина принимается минимум общего угла поворота нижнего конца компоновки [7, 8]:

$$\theta_{\text{общ}} = \theta_{\text{пер}} + \theta_{\text{пр}}, \quad (4.2)$$

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.

Из выражения (4.2) следует вывод о преимуществе радиально-упорных центрирующих элементов перед жесткими центрирующими элементами компоновок, так как в этом случае угол  $\theta_{\text{пер}} = 0$ .

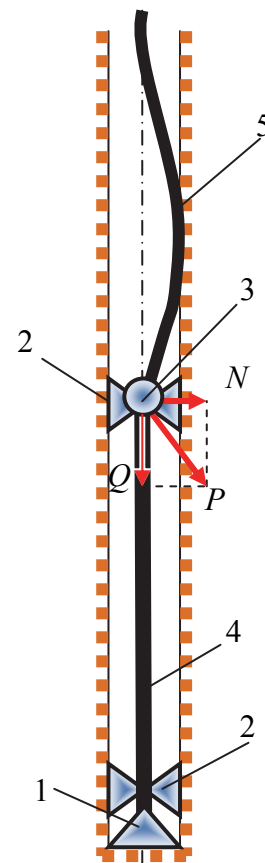


Рис. 4.6. Жесткая компоновка с буровым шарниром и системой центраторов: 1 – долото; 2 – центраторы; 3 – шарнир; 4 – УБТ; 5 – УБТ меньшего диаметра в сравнении с УБТ 4

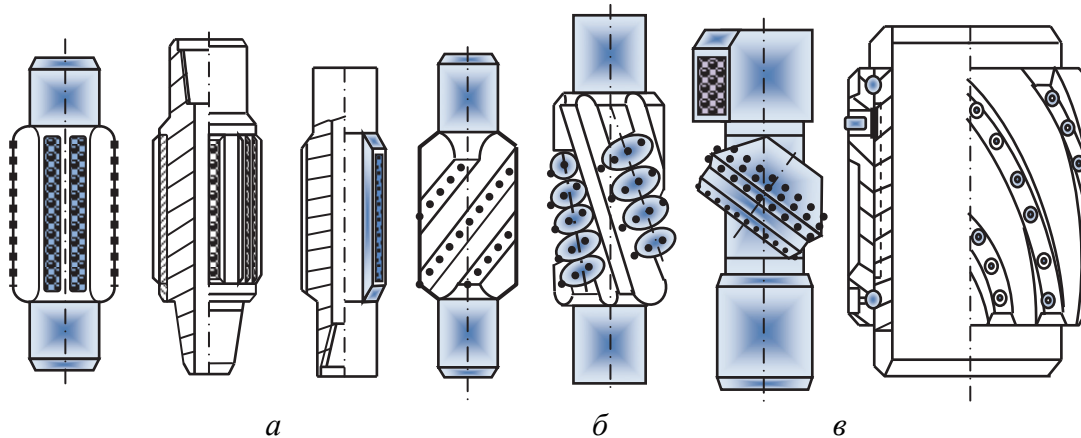


Рис. 4.7. Калибраторы: *а* – лопастные; *б* – шарошечные; *в* – на шаровой опоре (РОП и ЦРП)

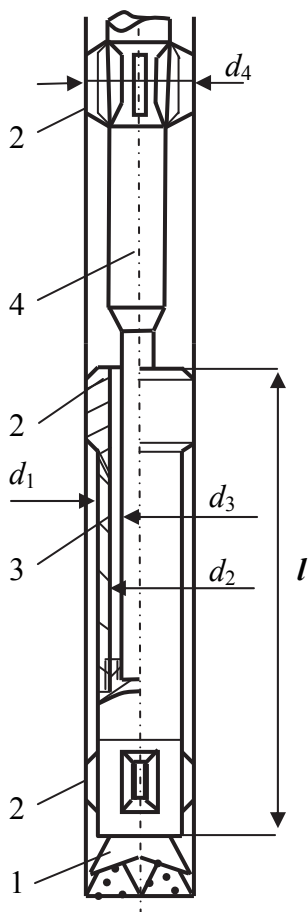


Рис. 4.8. Схема компоновки НСУ: 1 – долото; 2 – центратор; 3 – кожух; 4 – УБТ

В качестве опорно-центрирующих элементов КНБК применяют также различные по конструкции калибраторы, которые наряду с центрированием компоновки обеспечивают проработку ствола скважины, устраняя уступы и сужения (см. рис. 4.7).

Наддолотные стабилизирующие устройства (НСУ), разработанные ВНИИБТ для бурения долотами диаметрами 138,1–490,0 мм, обеспечивают минимальное отклонение оси компоновки от оси скважины, так как имеют внутренний кожух – УБТ, не воспринимающую при бурении осевую нагрузку (рис. 4.8).

Использование КНБК с НСУ при роторном бурении глубоких скважин позволило уменьшить интенсивность искривления в 1,5 раза и увеличить проходку на долото на 40–70 %.

Основные элементы НСУ – долото 1, опорно-центрирующие элементы – центраторы 2, наружный кожух 3 и УБТ 4 (рис. 4.8).

Размеры элементов НСУ согласно обозначениям на рис. 4.8 даны в табл. 4.1.

Эффект от работы НСУ состоит в том, что внутренняя УБТ под действием осевой нагрузки будет иметь более высокую степень деформации, чем наружная труба-кожух 3, что повысит общую устойчивость системы. В этом случае корпус НСУ будет препятствовать изгибу

нижней части бурильной колонны и, соответственно, предотвращать искривление ствола скважины.

Основные методики расчета жестких компоновок приведены в работах [4, 6, 7, 8]. В данных методиках показано, что вследствие влияния на КНБК изгибающих моментов со стороны деформированной бурильной колонны и анизотропных и перемежающихся по твердости горных пород жесткие и маятниковые компоновки дают возможность обеспечить проходку строго прямолинейных скважин только в изотропных породах или горных породах с малыми углами падения.

Таблица 4.1

Размерный ряд НСУ

Типо-размер	Диаметр долота, мм	Диаметр, мм					Длина корпуса $l$ , мм
		корпуса		бурильной трубы	УБТ ( $d_3$ )	центратора ( $d_4$ )	
		наружный ( $d_1$ )	внутренний ( $d_2$ )				
НСУ-127	138,1–151	127	97	89	95	137,3–150,2	8
НСУ-140	157,1–171,4	140	110	89	108	156,3–170,6	8
НСУ-168	185,7–190,5	168	120	114	108	184,9–189,7	8
НСУ-172	190,0–200,0	172	120	114	108	189,2–199,2	8
НСУ-194	211,1–222,3	194	150	127	146	210,3–221,5	12
НСУ-203	227,0–244,5	203	150	140	146	226,2–243,7	12
НСУ-219	243,0–250,8	219	150	140	146	242,2–250,0	12
НСУ-229	250,8–269,9	229	150	140	146	250,0–263,1	12
НСУ-245	267,5–269,9	245	185	140	178	266,7–269,1	12
НСУ-254	292,9–311,1	254	185	140	178	292,1–309,5	12
НСУ-273	317,6–349,2	273	185	140	178	316,0–347,6	12
НСУ-299	346,0–381,0	299	215	140	203	344,4–379,4	12
НСУ-350	391,3–445,0	350	215	140	203	389,7–443,4	12

Используя систему центраторов, из УБТ создают компоновки, которые обеспечивают создание равнодействующей силы, противоположной по направлению дестабилизирующей силе, действующей со стороны забоя скважины.

Для бурения участка стабилизации зенитного угла направленной скважины рекомендуется использовать жесткие КНБК. Эти компоновки должны иметь два центратора (калибратора), один из которых установлен непосредственно над долотом (без переводника). При роторном бурении диаметр второго центратора должен быть равен диаметру долота, а при турбинном может быть на 3 мм меньше диаметра долота. Для нахождения оптимальной длины КНБК используют условие равенства нулю нормальной составляющей реакции на долоте. На основании этого критерия опре-

делены оптимальные составы КНБК и расстояния от торца долота до середины центратора для указанных пяти типов КНБК (табл. 4.2, 4.3) [4].

Для обеспечения проводки прямолинейного 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 исключается приращение зенитного угла за счет равенства эффектов асимметричного разрушения забоя (перекос долота в направлении выполнения скважины) и фрезерования стенки скважины (на выкручивание за счет действия веса КНБК) [4,5].

Таблица 4.2

КНБК для разных способов бурения скважин

Тип КНБК	КНБК	Способ бурения
1	Долото – 295,3 мм, калибратор – 295,3 мм, УБТ – 203 мм, центратор – 295,3 мм, УБТ – 203 мм	Роторный
2	Долото – 295,3 мм, калибратор – 295,3 мм, УБТ – 229 мм, центратор – 295,3 мм, УБТ – 229 мм	Роторный
3	Долото – 295,3 мм, калибратор – 295,3 мм, турбобур ЗТС 5Б-240 (ЗТСШ-240), УБТ – 203 мм (на корпусе турбобура центратор – 292 мм)	Турбинный
4	Долото – 215,9 мм, калибратор – 215,9 мм, УБТ – 178 мм, центратор – 215,9 мм, УБТ – 178 мм	Роторный
5	Долото – 215,9 мм, калибратор – 213,6 мм, турбобур ЗТСШ-195, УБТ – 178 мм (на корпусе турбобура центратор – 213 мм)	Турбинный

Таблица 4.3

Оптимальные расстояния от долота до первого центратора в жестких КНБК

Тип КНБК	Зенитный угол ствола скважины, град				
	15	20	25	30	35
1	8,0	7,7	7,2	6,8	6,6
2	8,2	7,8	7,4	7,1	6,8
3	7,7	7,2	6,8	6,5	6,3
4	6,5	6,0	5,7	5,5	5,3
5	5,0	4,5	4,3	4,0	3,8

Наклонный участок стабилизируется за счет использования калибраторов, центраторов и стабилизаторов. Они должны отвечать следующим требованиям:

- диаметральные размеры стабилизаторов кривизны 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 высокой износостойкостью;
- изнашиваемые детали стабилизаторов должны быть быстросъемными в условиях буровых.

Стабилизирующие устройства устанавливаются непосредственно над долотом или на корпусе забойного двигателя. Место установки стабилизатора определяют конкретно для решения определенных задач с учетом технико-геологических условий бурения. На рис. 4.9 приведены наиболее распространенные стабилизирующие устройства и КНБК с ними, применяемые для бурения прямолинейного наклонного ствола.

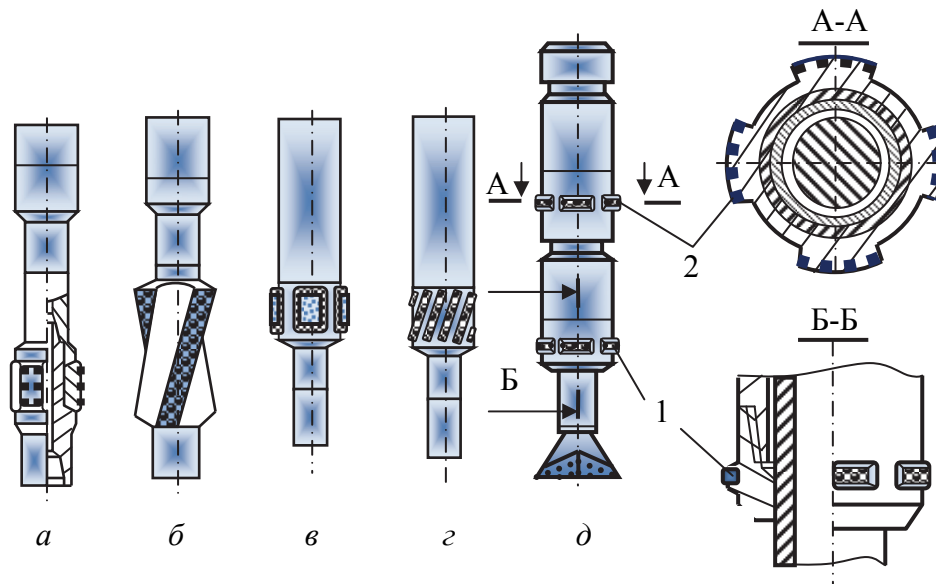


Рис. 4.9. Стабилизирующие устройства, применяемые при турбинном бурении: *а* – штыревой калибратор; *б* – спиральный калибратор; *в*, *г* – ниппельные стабилизаторы; *д* – компоновка с ниппельными (1) и межсекционными (2) стабилизаторами

Конструкция штыревого калибратора приведена на рис. 4.9, *а*. Он состоит из переходника 1, на котором зафиксировано сменное кольцо 2 с тремя ребрами, армированными твердосплавными штырями 3. Диаметр калибратора равен диаметру долота. Недостаток калибратора – его быстрый износ по диаметру. В результате калибрующая и стабилизирующая функции этого устройства снижаются. Установлено, например, что если первоначально происходит некоторый рост зенитного угла, затем по мере



изнашивания зенитный угол стабилизируется, а после последующего износа ребер зенитный угол снижается.

Применяются также спиральные калибраторы (рис. 4.9, б), которые устанавливаются над долотом на валу турбобура. Опытное бурение показало, что применение спиральных калибраторов позволяет улучшить очистку забоя скважины от шлама и повышает показатели работы долота. Последнее связано с проявляющимся при работе данного калибратора гидродинамическим эффектом, вызываемым спиральной формой лопастей калибратора.

Ниппельные стабилизаторы (рис. 4.9, в, г) с ребрами диаметром 210 мм применяются с турбобурами типа ЗТСШ-195. Они представляют собой ниппельный переводник турбобура. Ребра стабилизатора армированы вставками из твердого сплава. Ниппельный стабилизатор, представленный на рис. 4.9, г, отличается от предыдущего тем, что ребра у него выполнены с наклоном. Ниппельные стабилизаторы показали хорошие результаты при бурении наклонных скважин в Западной Сибири.

Для применения с турбобурами ЗТСШ-195 разработаны сменные ниппельные 1 и межсекционные 2 стабилизаторы (рис. 4.9, д).

Для установки ниппельного стабилизатора ниппель турбобура оснащен двухконусными ниппельными переводниками с защитным колпаком. Рабочие поверхности стабилизатора армированы твердосплавными штырями. Промышленные испытания стабилизатора с длиной упорной поверхности 30–40 мм при диаметрах 210 и 212 мм, установленных на расстоянии 650 мм от долота, показали надежную стабилизацию зенитного угла в интервале от 5 до 92 град. В ходе испытаний установлено, что применение ниппельных стабилизаторов не дает положительного эффекта при наличии радиального люфта вала шпинделя более 2 мм.

Наряду с вращающимися стабилизаторами известно применение центраторов с невращающимися втулками, устанавливаемыми на расчетном расстоянии от долота. В результате этого износостойкость центратора значительно превышает ресурс вращающихся центраторов.

Стабилизация азимутального угла при зенитных углах менее 10–12 град затруднена. Применение стабилизаторов зенитного угла способствует стабилизации и азимута скважины.

Для решения задач стабилизации направления скважин, увеличения и уменьшения зенитного угла могут применяться компоновки, представленные в табл. 4.4. Данные компоновки предложены и широко использовались при бурении скважин на территории Западной Сибири.

Для повышения жесткости КНБК могут использоваться трубы максимальной жесткости за счет увеличения наружного диаметра УБТ с канавками на наружной поверхности для прохода промывочной жидкости.

Известна также утяжеленная бурильная труба с нарастающей жесткостью от концов к середине за счет утолщения стенки трубы – УБТ по авторскому свидетельству № 956738.

Таблица 4.4

Неориентируемые КНБК для управления зенитным углом скважин

Диаметр, мм		Размеры, и место установки центратора для решения задачи					
долота и калибратора	забойного двигателя или УБТ	Увеличение зенитного угла		Стабилизация зенитного угла		Уменьшение зенитного угла	
		Диаметр, мм	Расстояние от долота, м	Диаметр, мм	Расстояние от долота, м	Диаметр, мм	Расстояние от долота, м
<i>Турбинное бурение</i>							
393,7	240	380	3–4	370	3–4	370	5–6
295,3	240	282	3–4	276	3–4	270	4–5
269,9 (267,5)	240	262 (260)	2–3	258 (256)	3–4	254 (252)	4–5
269,9 (267,5)	195	262	2–3	258 (256)	3–4	254 (252)	4–5
244,5	195	238	2–3	236	3–4	234	4–5
215,9 (214,3)	195 (172)	210 (208)	2–3	308 (206)	3–4	206 (204)	4–5
215,9 (214,3)	172 (164)	210 (208)	2–3	308 (206)	3–4	206 (204)	4–5
190,5 (188,9)	172 (164)	–	–	186 (184)	2–3	184 (182)	3–4
<i>Бурение винтовыми забойными двигателями</i>							
215,9 (214,3)	127	214	1–2	212	2–3	210	3–4
151 (149)	127	146	1–2	144	1–2	142	2–3
139,7	127	138	1–2	136	1–2	134	2–3
<i>Роторное бурение</i>							
393,7	229 (203)	380	3–4	370	3–4	360	4–5
295,3	203	286	3–4	275	4–5	270	4–5
269,9 (267,5)	203 (178)	265 (263)	2–3	260 (258)	3–4	255 (253)	3–4
215,9 (214,3)	178	212 (210)	2–3	210 (208)	2–3	208 (206)	3–4
190,5 (188,9)	146	–	–	184 (182)	2–3	180 (178)	3–4
151 (149)	120	–	–	144 (142)	2–3	140 (138)	3–4
139	108	–	–	134	2–3	132	3–4

Практика бурения направленных скважин показывает, что допустимый износ центрирующих элементов по диаметру не должен превышать 1 мм. При большем износе центратор подлежит замене.

На рис. 4.10 даны схемы, поясняющие принцип расчета и создания КНБК с системой центраторов.

В случае если компоновка не имеет центраторов (рис. 4.10, а), под действием осевого усилия и по мере его роста формируется изгиб первого

или второго порядка. Соответственно во втором случае деформация компоновки и отклоняющее усилие на долоте 1 будут выше. При установке центризатора 2 над долотом 1 (рис. 4.10, б) отклоняющая сила при определенной величине  $P_{oc}$  будет наибольшей, но по мере удаления центризатора 2 от долота 1 отклоняющая сила будет снижаться и при определенном удалении (расстояние  $l_3$ ) центризатора 2 от долота 1  $P_{от} = 0$  (рис. 4.10, в). По мере дальнейшего удаления центризатора 2 от долота 1, при неизменной осевой нагрузке, наддолотная часть УБТ прогнется, а величина  $P_{от}$  будет нарастать по мере увеличения расстояния  $l_4$ , но в этом случае направление действия отклоняющей силы будет уже обратным тому, которое было изначально.

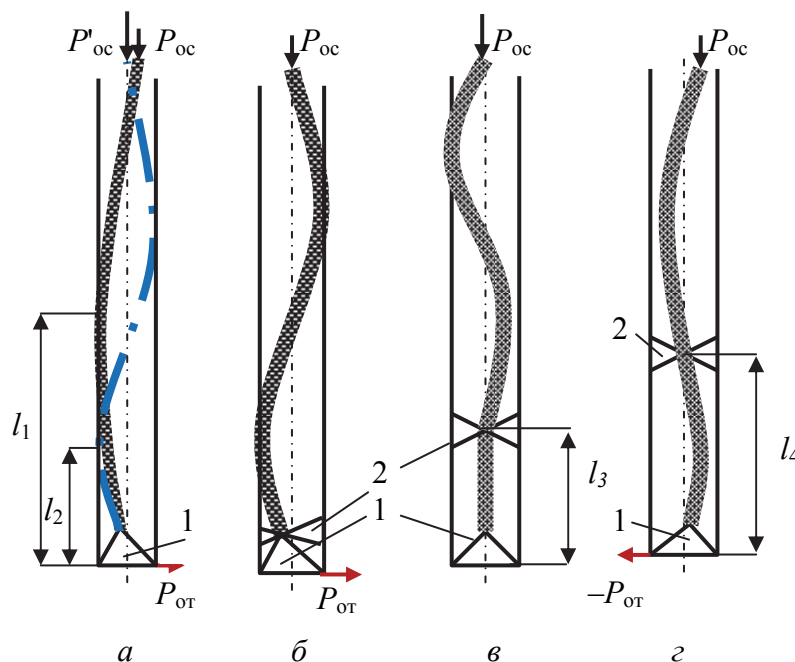


Рис. 4.10. Схемы, поясняющие принцип работы КНБК с системой центризаторов

Данный принцип, существенно усложненный наличием трех и более центризаторов, положен в основу расчета специальных КНБК, которые способны решать сложные задачи при проводке скважин в самых разнообразных горно-геологических условиях [8]. Например, стабилизирующую компоновку можно получить, если в компоновке, представленной на рис. 4.10, в, установить еще два центризатора на расстоянии не более  $l_3$  между ними.

С целью увеличения зенитного угла наклонной скважины могут применяться опорные буровые компоновки (рис. 4.1, б). Размещение стабилизатора над долотом позволяет реализовать в наклонной скважине наращивание угла за счет отклоняющего усилия, которое появляется при прогибе УБТ (рис. 4.11). В такой компоновке возможна установка верхнего стабилизатора на расстоянии, не превышающем критическую длину ком-

поновки по условию устойчивости, так как в данном случае важно исключить контакт прогнувшейся под собственным весом УБТ со стенкой скважины.

Усилие  $P_{от}$  ориентировочно можно определить по формуле

$$P_{от} = \frac{G \cos \theta l_1}{l_2}, \quad (4.6)$$

где  $G$  – вес УБТ, размещенной между стабилизаторами, кН;  $\theta$  – зенитный угол скважины, град;  $l_1, l_2$  – расстояния от наддолотного стабилизатора до середины УБТ, размещенной между стабилизаторами и торца долота, м.

Одним из важных направлений разработки КНБК для стабилизации направления скважин является создание компоновок динамической стабилизации направления скважины. Данное техническое направление показало определенную эффективность и позволило предложить производству ряд интересных конструкций. Некоторые из них отражены в табл. 4.5, где представлены типы компоновок со смещенным центром тяжести (КСМ) и существо технических решений.

В США достаточно широко используют компоновки со смещенным центром тяжести поперечного сечения, но в основном при создании УБТ для роторного низкочастотного бурения скважин большого диаметра. Например, фирма *Xp. Por Drilling* применяет УБТ типа *Wood pecker* с боковым смещением центра тяжести. Результаты использования таких УБТ показывают, что происходит рост механической скорости бурения на 24 %, расход долот (несмотря на рост скорости) не увеличивается, сокращается число усталостных поломок соединений труб, вибрация колонны уменьшается. Кроме того, отмечено улучшение качества ствола скважины, что положительно влияет на спуск колонн.

Приведенные результаты работ фирмы *Xp. Por Drilling* полностью подтверждаются исследованиями, проводимыми специалистами Казахского института минерального сырья (КазИМС) и Иркутского государственного технического университета (ИрГТУ) при алмазном и бескерновом бурении геологоразведочных скважин [9].

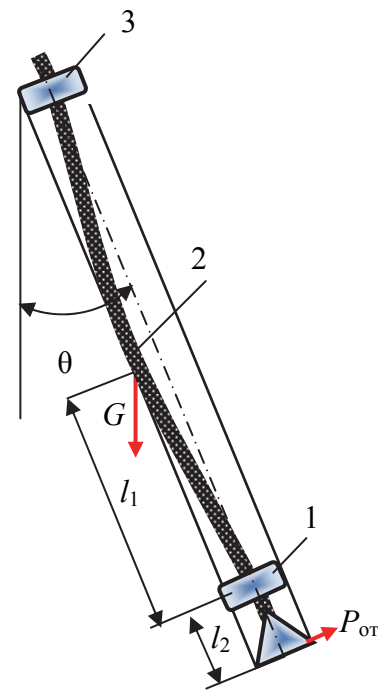


Рис. 4.11. Принцип работы опорной буровой компоновки: 1 – наддолотный стабилизатор; 2 – УБТ; 3 – стабилизатор

Таблица 4.5

Варианты исполнения компоновок динамической стабилизации  
направления скважин

Тип компоновки	Техническое решение
<p>Компоновки со смещенным центром тяжести поперечного сечения</p>	<p>Трубы имеют поперечное сечение в виде кольца со смещенным внутренним отверстием – (рис. 4.12, <i>з</i>) (трубы установлены со смещением центров тяжести на <math>180^\circ</math> друг от друга), сечение в виде кольца с лыской – (рис. 4.12, <i>в</i>), сверлениями вдоль продольной оси трубы – (рис. 4.12, <i>б</i>), продольные канавки (УБТ по патентам № 3306378, 3391749, 4068730, 4190122, 450818, США).                      Поперечное сечение трубы выполнено в виде кольца с двумя лысками, расположенных под углом менее <math>180^\circ</math> – (рис. 4.12, <i>а</i>) (патент № 260629, ГДР, двухгранные КСМ, ИрГТУ).                      Трубы с поперечным сечением в виде кольца со смещенным внутренним отверстием – (рис. 4.12, <i>з</i>) установлены соосно наружной и внутренней поверхностям, а оси последних смещены относительно друг друга (компоновка по а.с. № 1406332).                      Другие технические решения – компоновки с эксцентричными переводниками (а.с. № 825827, 1680939).</p>
<p>Компоновки с различными осевыми моментами инерции по главным осям поперечного сечения</p>	<p>Поперечное сечение трубы выполнено в виде эллипса, овала или кольца с двумя диаметрально противоположными лысками – (рис. 4.12, <i>д</i>) (эллиптические УБТ – ЭУБТ по а.с. № 560056, эллиптические колонковые трубы).                      Трубы с поперечным сечением в виде кольца с лыской, продольными канавками, сверлениями вдоль продольной оси трубы (трубы по патенту 3391749, США) – (рис. 4.12, <i>б</i>, <i>в</i>).                      Поперечное сечение трубы выполнено в виде кольца с двумя лысками, расположенных под углом менее <math>180^\circ</math> (трубы с другими поперечными сечениями, имеющими неравную жесткость на изгиб, например, по патенту № 260629, ГДР, двухгранные КСМ, ИрГТУ) – (рис. 4.12, <i>а</i>)</p>

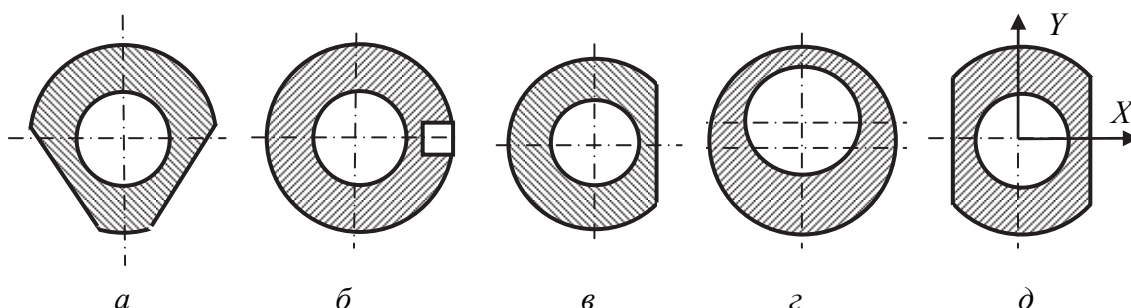


Рис. 4.12. Поперечные сечения УБТ со смещенным центром тяжести и неравной жесткостью по осям: *а* – с двумя непараллельными лысками; *б* – со сверлениями (вдоль продольной оси трубы); *в* – с одной лыской; *г* – со смещенным внутренним отверстием; *д* – с двумя параллельными лысками

Специалисты КазИМСа одни из первых в стране начали исследования нетрадиционных методов снижения искривления скважин, которые основываются на работах по изучению динамики бурильных колонн.

Механизм работы компоновок КСМ предусматривает проявление нового технического свойства, которое состоит в регулировании центробежной силы  $F_{ц}$  с одновременным обеспечением вида движения  $\Phi_1$  (вращение компоновки вокруг оси скважины), что позволяет снизить искривление скважин и в целом повысить эффективность бурения.

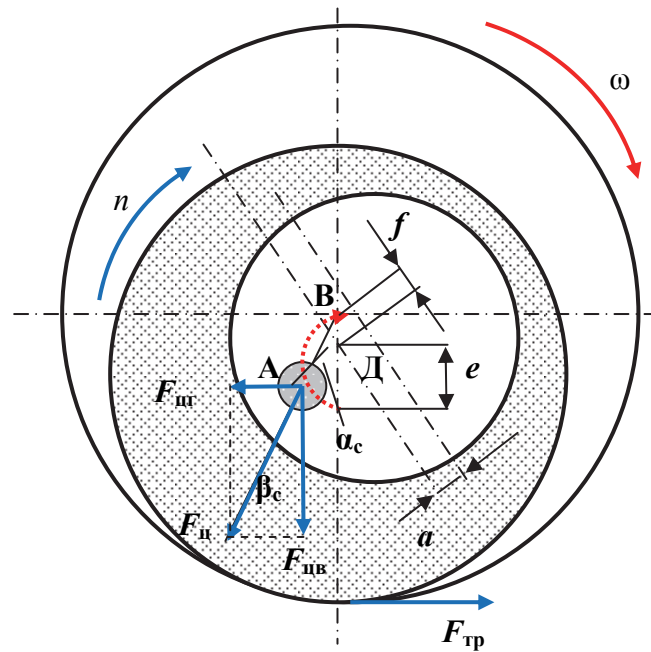


Рис. 4.13. Схемы для анализа работы компоновки со смещенным центром тяжести поперечного сечения:  $\omega$  – направление вращения колонны, задаваемое буровым станком;  $n$  – направление качения колонны по стенке скважины

При вращении компоновки со смещенным центром тяжести поперечного сечения в скважине с частотой  $\omega$  (рис. 4.13) вектор центробежной силы  $F_{ц}$  направлен из точки вращения колонны через центр тяжести поперечного сечения. В точке контакта поверхности компоновки со стенкой скважины возникает сила трения  $F_{тр}$ , под действием которой вращение КСМ притормаживается, и она занимает такое положение в скважине, при котором  $F_{ц}$  получает векторную направленность с отклонением от точки контакта со стенкой скважины, что не характерно для бурильных труб с поперечным сечением в виде кольца. Величины углов  $\beta_c$  и  $\alpha_c$  (рис. 4.13) ориентации вектора  $F_{ц}$  определяются в зависимости от направления вращения инструмента и действия других факторов. При повышении частоты вращения наблюдается рост центробежной силы  $F_{ц}$  (в квадрате от частоты

вращения) и, соответственно, силы трения компоновки о стенку скважины  $F_{тр}$ . При определенной частоте вращения сила трения достигает критической величины –  $F_{т.к.}$ , которая способна создать условия для качения КСМ в направлении, обратном направлению вращения колонны –  $n$ , но качение КСМ в данном случае может происходить лишь как проворот компоновки вокруг продольной оси своей наружной поверхности, поскольку при этом происходит уменьшение расстояния АВ от центра тяжести поперечного сечения компоновки до оси вращения, что сдерживает рост центробежной силы и силы трения компоновки о стенку скважины, так как сила  $F_{ц}$  пропорциональна этому расстоянию. При провороте корпуса КСМ одновременно наблюдается уменьшение и расстояния  $f$  – прогиба буровой компоновки. Таким образом, КСМ обладает свойством повышения устойчивости при работе вследствие *динамической самоцентриции*.

Таким образом, возможное повышение центробежной силы, соответственно сил прижатия компоновки к стенке скважины и трения компоновки о стенку скважины, вызванные, например, ростом частоты вращения колонны, может приводить только к провороту компоновки на угол  $\alpha_c$ , после чего устанавливается прежний (до повышения частоты вращения) уровень сил, а потому качения КСМ в скважине не произойдет. Расстояние АВ, определенное из геометрических построений (рис. 4.13),

$$AB = \frac{\sin\alpha_c e}{\sin\beta_c}, \quad (4.7)$$

где  $\beta_c = \arctg \frac{\sin\alpha_c e}{(f + \cos\alpha_c e)}$ .

В формулах  $\alpha_c$  изменяется от  $0^\circ$  до  $180^\circ$ , а расстояние АВ, таким образом, от максимального  $BM = (f + e)$  уменьшается до нулевого значения. При этом поворот КСМ происходит на угол, который уменьшает расстояние АВ ровно на столько градусов, насколько это требуется для предотвращения качения компоновки по стенке скважины. В результате практически всегда проявляется свойство КСМ обеспечивать в скважине вращение вокруг оси скважины за счет динамического регулирования внешних сил, определяющих вид движения компоновки.

Для обеспечения наиболее стабильного вращения вокруг оси скважины при минимальном эксцентриситете центра масс требуется соблюдение следующих условий:

- высокие частоты вращения бурильных колонн;
- минимальная деформированность колонны, что предполагает использование технологий и инструментов, позволяющих эффективно бурить при пониженных осевых нагрузках, а также использование систем «колонна – скважина» с минимальными радиальными зазорами;

- минимальное значение коэффициента трения между компоновкой, колонной и стенкой скважины;
- снижение изгибающих моментов, действующих на торец бурового инструмента и компоновку со стороны забоя скважины при бурении анизотропных горных пород.

Следовательно, стабильность вращения компоновки вокруг оси скважины повышается с ростом эксцентриситета центра масс, веса отдельной КСМ и числа отдельных КСМ, распределенных вдоль сжатого участка бурильной колонны с некоторым шагом.

На рис. 4.14 представлены графики, полученные в ходе расчета в соответствии с аналитическими выкладками [9].

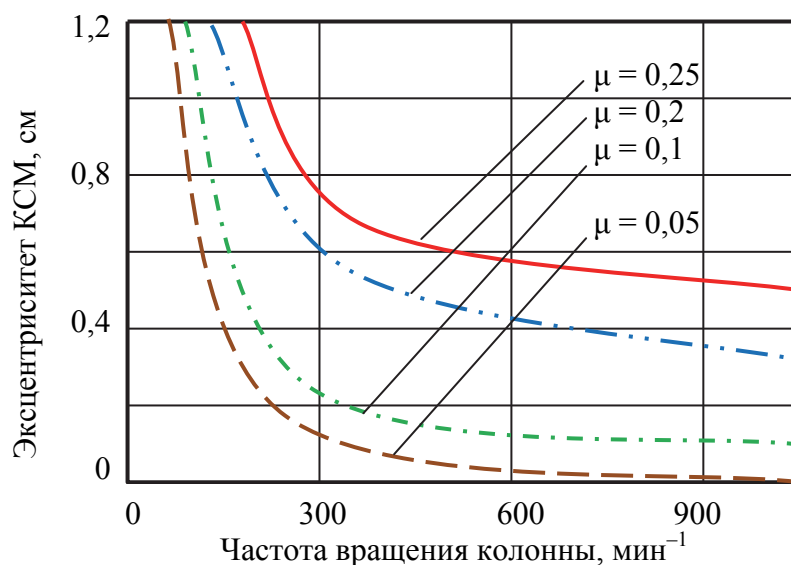


Рис. 4.14. Расчетные графические зависимости эксцентриситета буровой компоновки от частоты вращения колонны, коэффициента трения колонны о стенку скважины и величины опрокидывающего момента  $M_{оп}$

Анализ показывает, что наиболее активно на достаточную величину эксцентриситета, гарантирующую стабильный вид вращения колонны вокруг оси скважины, оказывает влияние коэффициент внешнего трения колонны о стенку скважины. С учетом данного обстоятельства для активного снижения коэффициента трения между КСМ и стенкой скважины была разработана конструкция КСМ с верхним и нижним переходниками, которые оснащены опорами качения в зоне контакта КСМ со стенкой скважины (рис. 4.15, б – угол  $\lambda$ ), что позволяет снизить коэффициент трения в несколько раз. Переходники с опорами качения должны устанавливаться с совмещением диапазона угла  $\lambda = 120^\circ$  установки опор качения и зоны возможного контакта КСМ со стенкой скважины. Это возможно при уста-



новке переходников (рис. 4.15, б) с совмещением поперечных сечений КСМ (рис. 4.15, а). Угол  $\Psi$ , равный  $60^\circ$ , определен из условия защиты КСМ от износа и определяет места установки твердого сплава на поверхности труб со смещенным центром тяжести поперечного сечения. Данное техническое решение защищено патентом (патент РФ № 2078194).

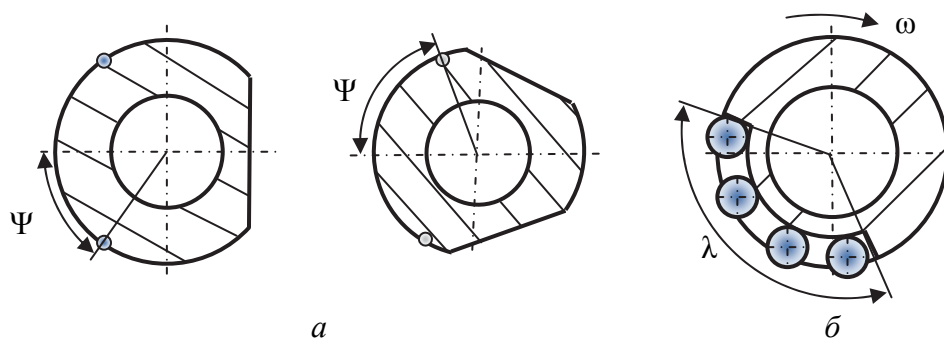


Рис. 4.15. Компоновки КСМ с опорами качения

Учитывая существенное влияние на реализацию вращения вокруг оси скважины такого параметра, как частота вращения (рис. 4.14), можно сделать вывод о целесообразности применения компоновок со смещенным центром тяжести при бурении турбобурами, когда реализуется вращение с достаточно высокой частотой.

Среди компоновок, реализующих принцип динамической стабилизации направления скважины, наиболее известны компоновки с неравной жесткостью (эллиптические УБТ), разработанные в СевКавНИПИнефть (а.с. № 560056) [5] (см. рис. 4.12, д). Исследования В. Т. Лукьянова и др. показали, что силы, возникающие при вращении компоновок с УБТЭ, непосредственно не оказывают воздействия на искривление скважины, так как вектор динамической составляющей поперечной силы на долоте описывает за один оборот окружность, способствуя некоторому расширению ствола, но не его искривлению. Последнее связано с тем, что УБТЭ, обладая неравной жесткостью на изгиб по осям поперечного сечения  $Y$  и  $X$  под действием осевой нагрузки, прогибается именно в направлении оси  $X$  и вращается в скважину прогнувшись, совершая вращение вокруг оси скважины (вид движения  $\Phi_1$  – см. п. 2.2.2). Вращение вокруг собственной изогнутой оси (вид вращения  $\Phi_2$ ) у данной компоновки практически исключается, что и является главным механизмом снижения искривления скважины, так как долото не получает фиксированного перекоса (см. п. 2.2).

УБТЭ успешно использовались при бурении скважин ротором. В этом случае эллиптическая УБТ длиной 8–12 м устанавливается непосредственно над долотом. Опыт эксплуатации УБТЭ при бурении на площадях «Грознефть» показал их эффективность в случае заклинивания

и прихвата (при оставлении КНБК на забое без движения, осыпания пород, бурении с большой регрессией на пласт). Это объясняется уменьшенной площадью контакта поверхности УБТЭ с глинистой коркой при изгибе труб. При этом основная цель применения КНБК с УБТЭ – снижение искривления скважин. Наиболее распространены УБТЭ с одним верхним центратором. Использовались при бурении следующие типы УБТЭ – 127×105; 165×135; 178×149; 203×167; 229×190; 254×210 (наружный диаметр трубы × поперечный размер трубы в месте расположения лысок).

Известен положительный опыт использования эллиптических УБТ при турбинном бурении скважины СГ-3 [6]. Для снижения искривления скважин ЭУБТ применялись как при бурении сплошным забоем, так и с отбором керна. В этих компоновках УБТЭ установлена над центратором и долотом и выполнена с эксцентричным расположением присоединительных резьб и центрального промывочного канала по отношению как к долоту, так и к основной компоновке, что увеличивало эффект динамической стабилизации направления скважины за счет действия смещенного центра тяжести УБТ.

При турбинном бурении необходимо усиление эффекта динамической стабилизации, поскольку в этом случае длина применяемой УБТ существенно меньше длины УБТЭ, используемой при бурении ротором.

При вращении УБТЭ за счет циклического изменения её жесткости обеспечивается значительное динамическое воздействие на буровую компоновку. Присоединительные резьбы и промывочный канал расположены в плоскости, проходящей через большую ось поперечного сечения, где имеет место максимальная жесткость сечения. Под действием осевой нагрузки происходит продольный изгиб УБТЭ в плоскости, проходящей через малую ось поперечного сечения  $X$  (см. рис. 4.12,  $d$ ). При вращении, когда плоскость, проходящая через ось  $X$ , не совпадает с плоскостью искривления скважины, усиливается динамическое воздействие на «лежащую» стенку ствола. Когда плоскость, проходящая через ось  $X$ , совпадает с плоскостью искривления ствола, эксцентричная масса, образовавшаяся за счет смещения осей симметрии, находится против «лежащей» стенки ствола и увеличивает прижимающее усилие, в то время как увеличенная в этом направлении жесткость сечений снижает вероятность отклонения оси ЭУБТ в сторону возрастания зенитного угла [10].

На рис. 4.16 показаны некоторые КНБК, применявшиеся при бурении скважины СГ-3. Это жесткая компоновка с УБТ со спиральной наружной поверхностью, диаметр которой максимально приближен к диаметру долота (рис. 4.16,  $a$ ), КНБК для бурения без отбора керна (рис. 4.16,  $b$ ) и с отбором керна (рис. 4.16,  $в$ ), оснащаемые ЭУБТ. Все компоновки оснащались датчиками телеметрии частоты вращения забойного двигателя и сигнализатором предельного зенитного угла СПЗУ-1, схема которого дана на рис. 3.7.

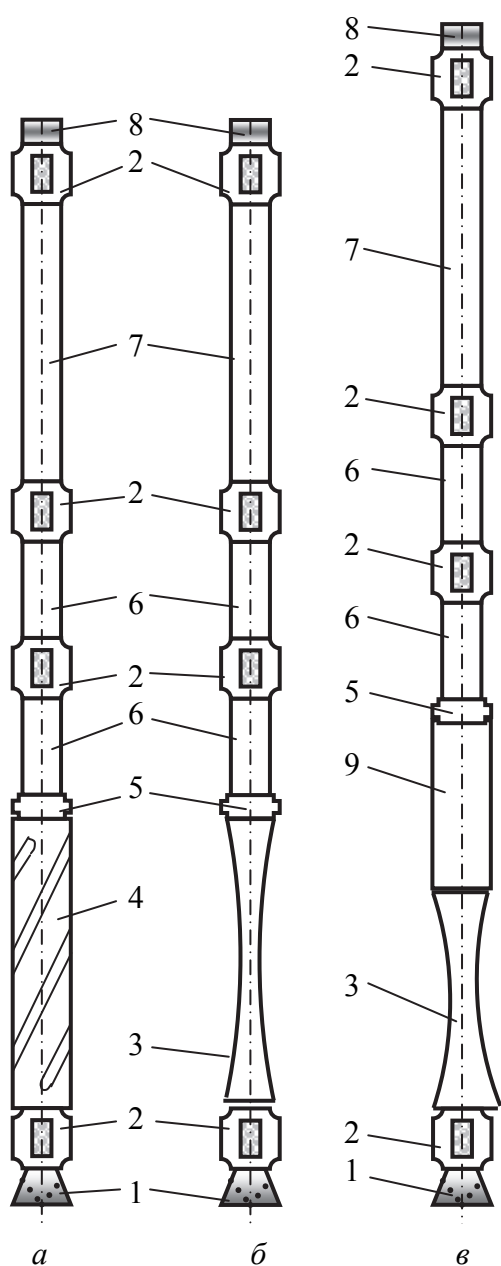


Рис. 4.16. КНБК, применяемые при бурении скважины СГ-3: 1 – долото; 2 – центратор КЛС; 3 – УБТЭ; 4 – УБТ со спиральной формой наружной поверхности (СУБТ); 5 – сигнализатор предельного зенитного угла СПЗУ-1; 6 – редуктор; 7 – забойный двигатель; 8 – забойный датчик частоты вращения забойного двигателя; 9 – керноотборочный снаряд

Среди компоновок динамической стабилизации направления скважины известны также КНБК с эксцентричными переводниками. Данные компоновки имеют различные конструктивные воплощения, но основным является наличие в составе КНБК переводника с несоосными резьбами. Смещение осей резьбовых соединений в переводнике может быть в пределах 10–15 мм. В результате при вращении такой КНБК возникают динамические составляющие, заставляющие деформированную компоновку двигаться в режиме вращения вокруг оси скважины, что и приводит к снижению искривления скважины.

Для бурения вертикальных скважин наиболее современной является конструкция роторной управляемой системы для поддержания вертикальности ствола скважины в автоматическом режиме *Power V* компании *Schlumberger*.

Параметры компоновки аналогичны компоновкам *Power Drive X5* при соответствии типоразмерам 279,4 – 120,7 мм. Общий вид отклонителя *Power V* показан на рис. 4.17. Схема работы отклонителя представлена на рис. 4.18 и 4.19. На рис. 4.20 дано фото системы *Power V* перед спуском в скважину.

Отклонитель оснащен тремя выдвижными лопатками 1, которые выдвигаются под действием трех поршней 2 (см. рис. 4.19), выталкиваемых за счет давления бурового раствора. В процессе бурения отклонитель вместе с бурильной колонной постоянно вращается. Поршень 2 выдвигает ло-

патку на предельное расстояние 15–20 мм до контакта со стенкой скважины 4, создавая усилие воздействия  $P_p$ . Упираясь в стенку скважины 4 с усилием  $P_p$  лопатка создает на долоте 5 отклонителя усилие фрезерования стенки скважины  $P_{от}$ . В результате фрезерования стенки скважины происходит отклонение скважины.

Работой лопаток 1, очередностью их выдвижения управляет электронный блок, который задает режим работы специальному клапану 3, направляющему поток раствора к поршню 2 – приводу выдвижной лопатки 1. При этом выдвигается и упирается в стенку скважины только одна лопатка 1. Управление системой производится специальным датчиком-акселерометром, который контролирует вертикальность ствола скважины (рис. 4.18). Если ствол скважины вертикален, система находится в состоянии покоя и бурится вертикальная скважина без включения отклонителя (рис. 4.18, а). При отклонении скважины от вертикали на величину не более одного градуса акселерометр передает информацию в электронный блок управления, который включает клапан-распределитель 3 бурового потока и направляет раствор к тем поршню 2 и лопатке 1, которые при вращении отклонителя оказываются с той стороны, в которую отклоняется скважина (рис. 4.18, б). В результате происходит фрезерование стенки скважины под действием усилия  $P_{от}$  и ствол возвращается к вертикальному положению. Как только акселерометр определяет, что ствол вновь стал вертикальным, работа отклонителя прекращается.

Рассмотрим примеры применения системы *Power V*.

**Пример 1** применения *Power V*. Пробурена скважина глубиной 2 590 м с применением компоновки *Power V*. При этом получена максимальная интенсивность искривления 0,2 град/30 м, смещение ствола скважины составило только 0,7 м, что можно признать как проходка вертикального ствола практически без отклонения, так как такое исполнение позволяет попасть в цель радиусом 3 м при общей глубине скважины 6 100 м.

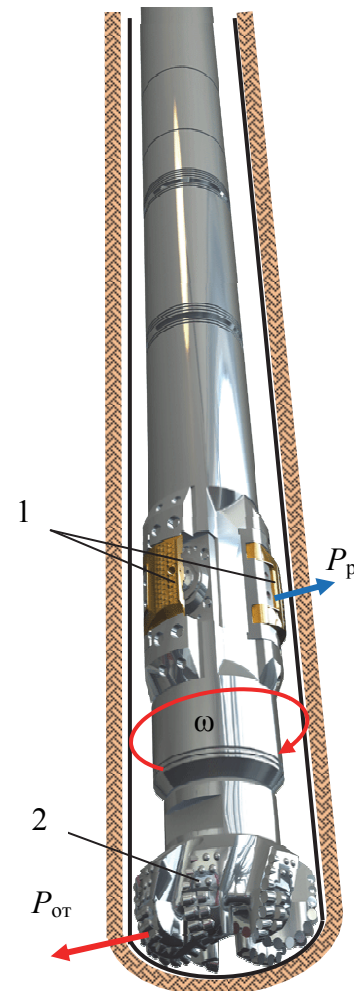


Рис. 4.17. Отклонитель *Power V*: 1 – выдвижные лопатки; 2 – долото;  $\omega$  – направление вращения отклонителя

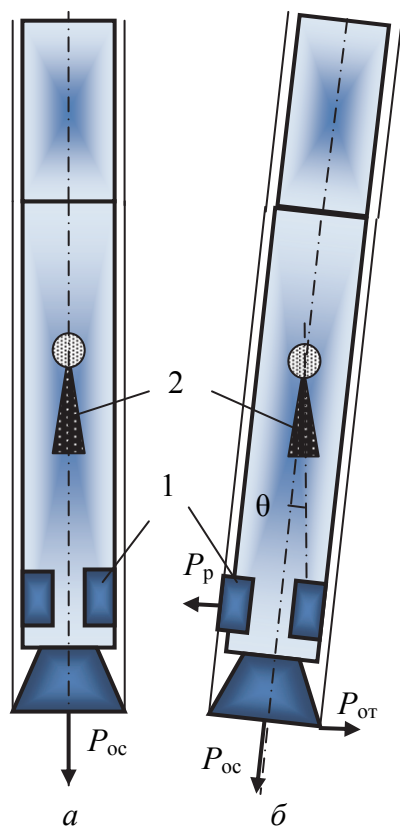


Рис. 4.18. Схема работы системы *Power V*: *a* – бурение вертикального ствола без отклонения; *б* – восстановление вертикальности ствола; 1 – выдвигающиеся лопатки; 2 – система контроля вертикальности ствола

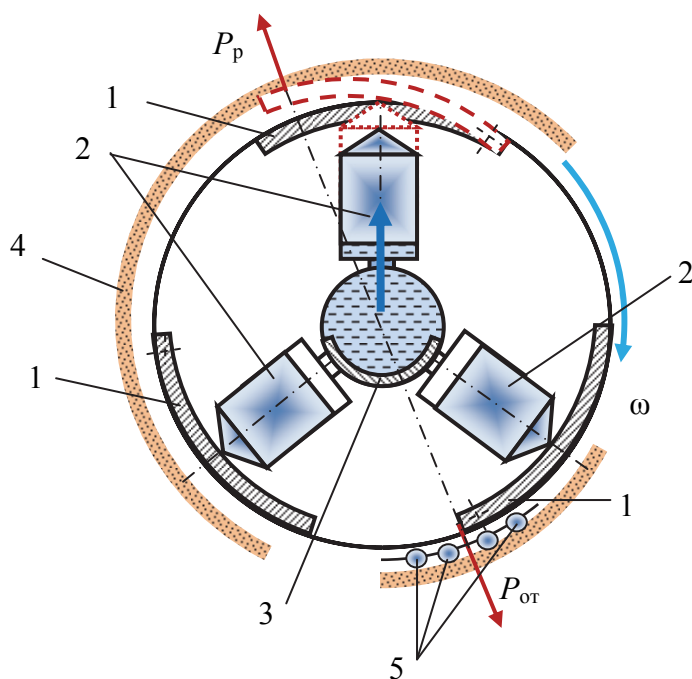


Рис. 4.19. Схема работы отклонителя *Power V*: 1 – выдвигающиеся лопатки; 2 – поршни; 3 – клапан; 4 – стенка скважины; 5 – боковые резцы долота;  $\omega$  – направление вращения отклонителя



**Пример 2** применения *Power V*. Спуск КНБК *Power V* произвели при угле отклонения вертикального ствола на 4 град на глубине 3 205 м. Смещение забоя скважины составило 27,7 м. На глубине 3 281,5 м после бурения с применением *Power V* угол отклонения от вертикали составил только 0,1 град при смещении забоя 30,5 м. Таким образом, на интервале бурения 76,5 м компоновкой *Power V* удалось восстановить вертикальность ствола. При глубине скважины 3 513 м угол отклонения составил 0,1 град, а смещение забоя 31,1 м. Бурение компоновкой *Power V* продолжали 1 122 м, при этом максимальный гол отклонения ствола составил 0,2 град при смещении забоя 0,3 м.

Роторная система *Power V* может совмещаться при бурении с технологией *Power Drive vortex* компании *Schlumberger*, т. е. для повышения мощности привода в компоновке может использоваться забойный гидродвигатель, что в сочетании с бурением ротором или системой верхнего привода дает существенное повышение мощности разрушения горных пород.

При этом важно отметить, что компоновка *Power V* может использоваться при бурении любыми типами буровых установок.

Долота *Verti Drill* (рис. 4.21) разработаны подразделением *Smith Bits* компании *SMITH (Schlumberger)* для обеспечения вертикальной траектории ствола скважины или при необходимости его исправления на вертикальное направление, что достигается оригинальной схемой расположения резцов и геометрией долота *Verti Drill*, в которой сочетаются «активные» и «пассивные» зоны бурения.

У долота *Verti Drill* нет движущихся частей, так как долото имеет вооружение в виде резцов *PDC (polycrystalline diamond cutters)*, подверженных износу, или уплотнений, которые могут протекать. Так как долото *Verti Drill* может эксплуатироваться с традиционной роторной компоновкой, вертикальные интервалы ствола скважины могут быть пробурены без использования дорогостоящего оборудования наклоннонаправленного бурения типа *Power V* или иных роторно-управляемых систем (РУС).



Рис. 4.20. Система *Power V* перед спуском в скважину



Рис. 4.21. Долото *Verti Drill*

Долото *Verti Drill* производит разрушение стенок ствола скважины только тогда, когда активная зона входит в контакт с нижней стенкой ствола скважины.

Обладая строго заданной схемой расположения резцов и их геометрией, долото *Verti Drill* всегда прижимается к нижней стенке ствола скважины. В пластах с большим углом падения долото поддерживает вертикальную траекторию благодаря активным и пассивным зонам его режущих элементов. Бурение породы происходит при контакте активной зоны долота с нижней стенкой ствола скважины. При повороте долота к верхней стенке ствола активный участок долота отходит от породы и пассивная зона оказывается на нижней стенке ствола скважины. Благодаря уникальной схеме расположения резцов и геометрии долота пассивная зона не вступает в контакт со стволом скважины. В результате до-

## 4.2. Технические средства для искусственного искривления скважин в любом заданном направлении

При выполнении работ по искусственному искривлению скважин применяются: отклонители, технологические снаряды, ориентаторы.

Отклонители предназначены для отклонения ствола скважины с естественного или искусственного забоя и разделяются на три основные группы:

- стационарные клиновые отклонители;
- извлекаемые (съёмные) клиновые отклонители;
- отклонители непрерывного действия (ОНД).

Технологические снаряды предназначены для выполнения определенных операций цикла искусственного искривления, как предшествующих постановке отклонителя, так и после отклонения ствола скважины.

Отклонители являются основной составной частью технической системы для направленного бурения. Различные типы отклонителей определяют возможности этой системы при решении разнообразных геолого-методических и технических задач.

*Отклонитель* – техническое средство, предназначенное для управляемого изменения направления и кривизны ствола скважины.

Основные схемы реализации искусственного искривления:

А. Без вращения породоразрушающего инструмента:

- 1) задавливанием или (и) забиванием наконечника с ориентированными скосом;
- 2) гидравлическим метанием шаров из изогнутого наконечника;
- 3) плавлением в ориентированном направлении.

Б. Без вращения бурильной колонны, с вращением долота забойными двигателями:

- с изогнутой трубой;
- с кривым переходником;
- с изогнутым корпусом;
- с накладкой на корпусе.

В. С вращением бурильной колонны.

- 1) отклонением от скошенного ложка клина;
- 2) отклонителями непрерывного действия:
  - асимметричным разрушением забоя за счет перекоса бурового инструмента;
  - фрезерованием стенки скважины под действием отклоняющего усилия;

• совместным фрезерованием и асимметричным разрушением забоя.

Г. С вращением бурильной колонны и наложением ударных импульсов:

- асимметричным разрушением забоя за счет перекоса бурового инструмента (гидро- или пневмоударника);
- внецентренным приложением ударов к инструменту.

В современных системах направленного бурения протяженных горизонтальных стволов при освоении нефтяных и газовых месторождений системы *rotary steerable system* (RSS) – роторные управляемые системы (РУС) сочетаются с применением винтовых забойных гидродвигателей. Таким образом, в практике направленного бурения нефтяных и газовых скважин нашло применение сочетание вариантов Б и В приведенной выше классификации как единой технологической схемы.

Изменение направления скважины задавливанием реализуется в деформируемых грунтах при горизонтальном направленном бурении (ГНБ) с целью прокладки коммуникаций под природными и техногенными объектами [9]. При задавливании инструмента в направлении, противоположном скосу, будет действовать поперечная сила  $N_{от}$  (рис. 4.22), равная

$$N_{от} = \kappa_T P_{ос} \operatorname{ctg} \lambda, \quad (4.8)$$

где  $\kappa_T$  – коэффициент, учитывающий действие сил внешнего и внутреннего трения при внедрении инструмента и деформировании грунта;  $P_{ос}$  – осевая нагрузка на инструмент, даН;  $\lambda$  – угол приострения инструмента со скосом, град.



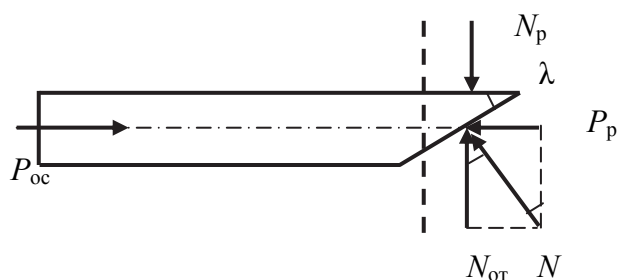


Рис. 4.22. Схема сил при задавливании в грунт инструмента со скосом торца

Под действием силы  $N_{от}$  происходит отклонение инструмента, что позволяет при последующем вращении колонны с наконечником отклонять ствол скважины в заданном направлении.

Разрушение твердых горных пород гидравлическим метанием шаров, или шароструйный способ бурения, разрабатывавшийся в 60–70 гг. прошлого столетия, в том числе и для направленного бурения, не нашло своего применения в практике бурения. В этом случае искривление скважины достигается направленным метанием шаров в определенный участок забоя с помощью искривленного наконечника.

Искривленный наконечник может применяться и при изменении направления скважины, бурение которой осуществляется плавлением во льдах или горной породе.

Другие приведенные схемы реализации искривления широко применяются в практике бурения и будут рассмотрены далее.

#### 4.2.1. Стационарные клиновые отклонители

Стационарный клиновой отклонитель, или стационарный клин, – отклонитель с отклоняющим узлом в виде направляющего ложка и отбурочным набором. Стационарный клин используется только для одного искривления и из скважины после искривления не извлекается. В практике бурения нефтяных и газовых скважин применение стационарного клина бывает только эпизодическим. Тем не менее данное устройство может быть востребовано при решении определенных технических задач.

Угол скоса ложка клина определяется размерами ложка: диаметром  $d_k$  и длиной ложка  $l_k$ :

$$\alpha_{л} = \arctg \frac{d_k}{l_k}. \quad (4.9)$$

Основной элемент стационарного клина – ложка клина. Ложка клина имеет желоб, вытянутый вдоль оси клина со скосом. Угол скоса обычно составляет 1–3 град, а длина желоба примерно 1,5 м.

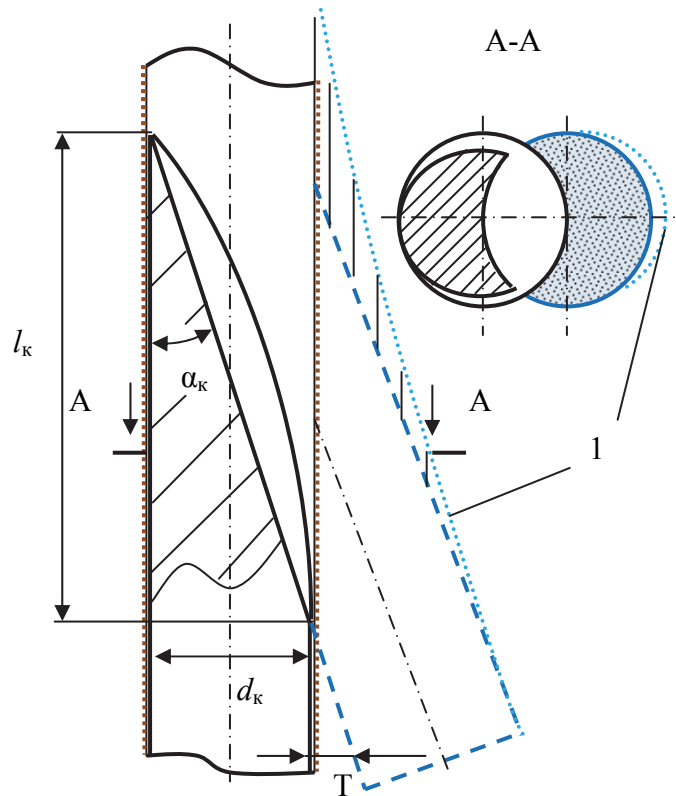


Рис. 4.23. Схема отклонения скважины от клинового отклонителя

Клиновые отклонители конструктивно бывают открытого или закрытого типа, т. е. полностью или частично открывающимися забой.

Клинья открытого типа соединяют с колонной бурильных труб для спуска в скважину с помощью заклепок или штифтов, которые при установке клина на забой срезают под действием осевой нагрузки. Осевая нагрузка, достаточная для срезания заклепок или штифтов, должна быть существенно выше (в 1,5 раза) усилия, необходимого для срабатывания распорного механизма клина, предназначенного для закрепления клина в скважине. После извлечения отсоединенной колонны бурильных труб из скважины такой клин становится открытым, что позволяет применить при операции отклонения буровой инструмент того же диаметра, что и диаметр ствола в месте установки клина (рис. 4.23).

Закрытый клин в верхней части снабжен переходником в виде кольца или патрубка, с помощью которого он соединяется с колонной бурильных труб при спуске в скважину. Использование соединительного кольца уменьшает диаметр забуриваемой от клина скважины.

Стационарные клинья применяются в основном для решения задач по забуриванию дополнительных стволов при бурении многоствольных скважин и обходе аварийных интервалов.

При отсутствии стационарного клина в случае необходимости экстренного обхода аварийного интервала стационарный клин можно изготовить из обсадной трубы.

В этом случае рассчитывают длину ложка клина по зависимости

$$l_{\text{л}} = \frac{D_{\text{т}}}{\text{tg}\alpha_{\text{л}}}, \quad (4.10)$$

где  $D_{\text{т}}$  – диаметр трубы, м;  $\alpha_{\text{л}}$  – угол скоса ложка, град.

Угол скоса ложка клина выбирают в пределах 1–4 град в зависимости от твердости горных пород. Меньшее значение угла скоса ложка соответствует более твердой горной породе.

На рис. 4.24 приведены схемы, поясняющие процесс изготовления стационарного клина из обсадной трубы.

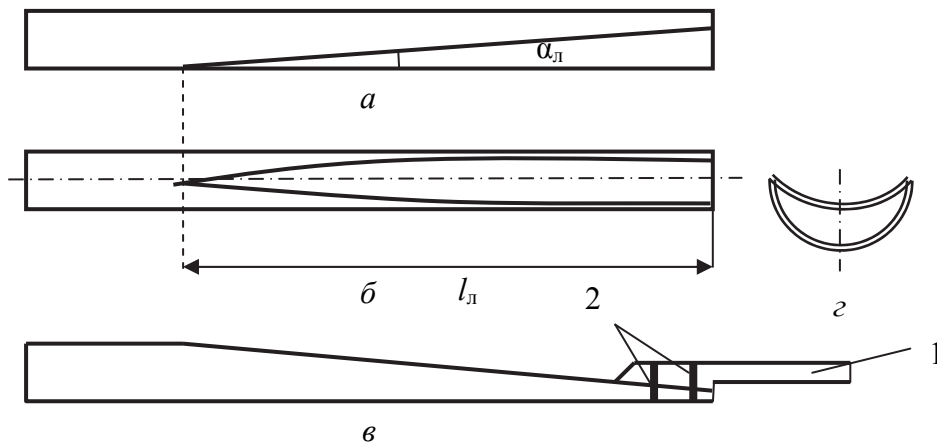


Рис. 4.24. Схемы, поясняющие процесс изготовления стационарного клина: а, б – разметка линии отреза при изготовлении ложка; в – схема клина с установочным патрубком 1 и срезными штифтами 2; г – поперечное сечение ложка клина

Трубу в соответствии с разметкой разрезают и отделенную меньшую часть трубы приваривают к вырезу другой части, но повернув относительно оси трубы на 180 град.

Срезные штифты, которыми крепятся между собой клин и установочный патрубок, срезаются при установке клина в скважину под действием осевого усилия  $P_{\text{ос}}$ . Диаметр  $d$  срезных штифтов можно определить по зависимости

$$d = 2 \sqrt{\frac{P_{\text{ос}}}{\pi \sigma_{\text{ср}}}}, \quad (4.11)$$

где  $\sigma_{\text{ср}}$  – предел прочности стали на срез, Па.

Закрепление клина, изготовленного из обсадной трубы, в скважине производится, как правило, с помощью цементного раствора.

При этом предварительно в скважине изготавливается временная пробка-забой.

#### 4.2.2. Извлекаемые (съемные) клиновые отклонители

Клиновые отклонители, извлекаемые после изменения направления скважины, являются достаточно простыми в изготовлении, работе и относительно надежными техническими средствами направленного бурения. Они позволяют за один цикл работ, который включает установку отклонителя, отбуривание, расширение и проработку отклоненного ствола, изменить направление скважины на 0,5–6 град и могут применяться многократно.

В съемных клиновых отклонителях может быть применен клин 1 закрытого типа (рис. 4.25, *a*), поэтому отбурочная компоновка 3 может иметь породоразрушающий инструмент на один или два размера меньше, чем диаметр ствола скважины 1, в интервале установки съемного клина. В этом случае на первом этапе цикла искусственного искривления осуществляется забуривание нового направления ствола скважины 4 в виде пилот-скважины, а затем, после подъема клинового отклонителя, расширение пилот-скважины до диаметра, равного диаметру основного ствола 1, с одновременным углублением и последующей проработкой интервала искривления для устранения перегиба в точке забуривания нового направления ствола скважины 4.

Преимуществом съемных клиновых отклонителей закрытого типа является то, что они извлекаются одновременно вместе с отбурочной компоновкой 3 после забуривания пилот-скважины. Расширение пилот-скважины производится уже другой буровой компоновкой с соответствующими параметрами, позволяющими получить ствол номинального диаметра и с минимальным перегибом в месте забуривания.

В настоящее время съемные отклонители применяются при бурении нефтяных и газовых скважин исключительно для создания нового направления ствола скважины из обсаженного обсадными колоннами ствола.

Для этой цели применяют, как правило, съемные клинья открытого типа. Это позволяет после установки клина сразу производить искривление ствола скважины такого же диаметра, что и основной ствол 1 (рис. 4.25, *б*). В этом случае формируется новое направление ствола скважины 4, равного с основным стволом 1 диаметра. Для забуривания нового направления ствола скважины 4 применяют отбурочные компоновки 3 с буровыми шарнирами 5 для обеспечения перекоса компоновки 3 в скважине при забуривании.

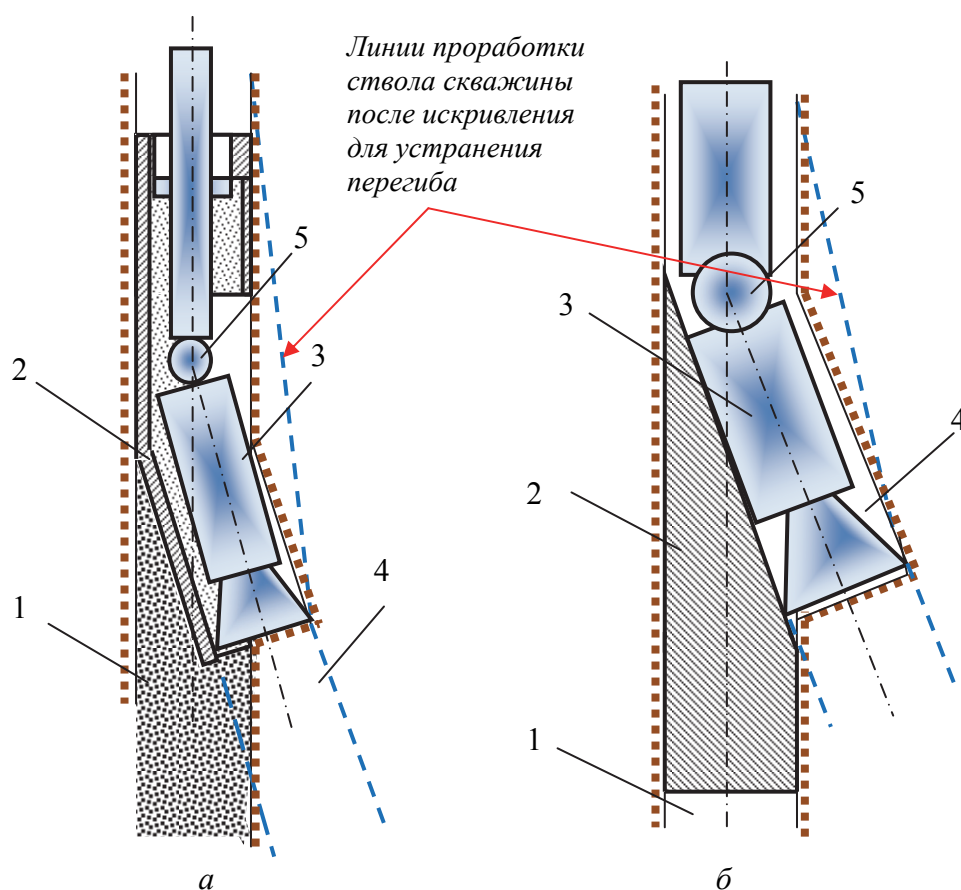


Рис. 4.25. Схемы забуривания нового направления ствола скважины съёмными клиновыми отклонителями: *а* – закрытого типа; *б* – открытого типа; 1 – ствол скважины; 2 – клин съёмного отклонителя; 3 – отбурочная компоновка; 4 – новое направление ствола скважины; 5 – шарнир

В то же время, несмотря на то что новый ствол 4 имеет равный с основным стволом 1 диаметр, требуется в обязательном порядке производить проработку интервала забуривания нового направления ствола скважины, так как в этом месте ствол скважины получает резкий перегиб, который следует устранить во избежание осложнений и аварий при дальнейшем бурении. Проработка интервала забуривания нового направления ствола скважины осуществляется специальной компоновкой с двумя или тремя калибраторами для срезания резкого перегиба ствола скважины.

Шарнир 5 предназначен для обеспечения угла перекоса снаряда в скважине с возможностью передачи крутящего момента и осевого усилия на породоразрушающий инструмент. Устройство шлицевого шарнирного соединения и схема, поясняющая принцип работы шарнирных переходников, показаны на рис. 4.26, *а, б*.

Шарнирное соединение (рис. 4.26, *а*) состоит из верхнего переходника 1, соединенного с шаровым пальцем 2 резьбой. Шаровой палец 2 сферой 3

опирается и передает осевое усилие на подпятник 4. Сфера 3 шарового пальца 2 и корпус 5 соединены посредством шлицевого соединения, что позволяет передавать через шарнирное соединение вращающий колонну момент. Между переходником 1 и корпусом 5 на шаровом пальце 2 установлено резиновое уплотнение 6. К отклонителю шлицевое соединение крепится нижним переходником 7. В корпусе 5 выполнена конусная проточка, которая обеспечивает возможность перекоса шарового пальца 2 по отношению к корпусу 5, нижнему переходнику 7 и буровому снаряду на угол  $\gamma$ .

В то же время, несмотря на то что новый ствол 4 имеет равный с основным стволом 1 диаметр, требуется в обязательном порядке производить проработку интервала забуривания нового направления ствола скважины, так как в этом месте ствол скважины получает резкий перегиб, который следует устранить во избежание осложнений и аварий при дальнейшем бурении (рис. 4.25).

Проработка интервала забуривания нового направления ствола скважины осуществляется специальной компоновкой с двумя или тремя калибраторами, для срезания резкого перегиба ствола скважины.

Извлечение съемного клина из скважины после забуривания нового направления ствола скважины производится специальными технологическими снарядами, например, крючьями.

Некоторые конструкции таких средств будут рассмотрены в параграфе, посвященном вопросам многоствольного бурения.

### 4.2.3. Отклонители непрерывного действия (ОНД)

Отклонители непрерывного действия (ОНД) – одни из основных инструментов управления кривизной скважины в современном направленном бурении.

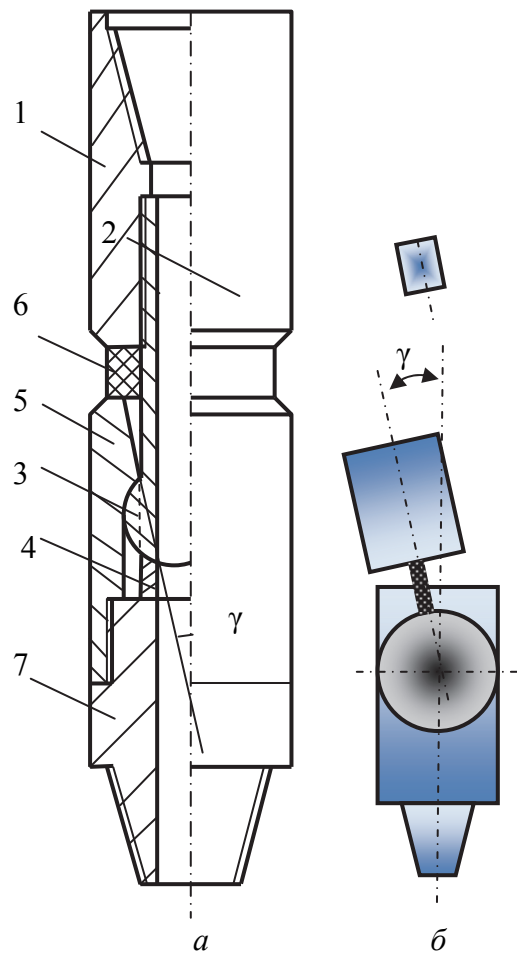


Рис. 4.26. Устройство шлицевого шарнирного соединения (переходника) – (а) и схема, поясняющая существо работы шарнирного переходника (б)

ОНД разделяются на отклонители:

- с механическими распорными устройствами скользящего типа;
- с гидромеханическими распорными устройствами скользящего типа;
- без распорных устройств.

Основная функция распорного устройства состоит в фиксации корпуса-статора ОНД в скважине (рис. 4.27) от проворота при передаче крутящего момента  $M_{кр}$  от бурильной колонны к долоту через вал-ротор. Таким образом, распорными устройствами оснащают прежде всего отклонители роторного типа, а без распорных устройств применяют ОНД на базе гидродвигателей.

Таким образом, различие распорных устройств состоит в том, под действием каких усилий происходит их срабатывание: механические распорные устройства срабатывают под действием осевого усилия  $P_{ос}$  (рис. 4.27, а), а гидромеханические распорные устройства под действием перепада давления промывочной жидкости на входе и выходе из ОНД (рис. 4.27, б).

Любой ОНД включает следующие основные конструктивные элементы: вал-ротор, соединяемый с бурильной колонной для передачи крутящего момента  $M_{кр}$  и осевого усилия  $P_{ос}$  к отклонителю, невращающийся при бурении корпус-статор с распорным механизмом скользящего типа для фиксации корпуса-статора ОНД при вращении ротора, но обеспечивающего продольное перемещение в процессе углубления ствола и набора кривизны ОНД, а также долото.

Кроме названных составных частей в конструкции любого ОНД обязательны подшипники радиальные и радиально-упорные, устанавливаемые между валом-ротором и корпусом-статором, резиновые уплотнения для защиты подшипников от раствора с абразивными частицами, пружины для передачи осевых усилий и возврата частей ОНД в исходное положение (например, распорного механизма), после того как силовое воздействие на конструкцию ОНД прекращено. Как один из необходимых элементов в конструкции ОНД присутствует стопорный замок, обеспечивающий сцепление вала-ротора и корпуса-статора при спуске ОНД (транспортное положение) и его ориентирование в скважине. Стопорный замок раскрывается и освобождает вал-ротор или под действием осевого усилия (ОНД с механическими распорными устройствами), или давления промывочной жидкости (ОНД с гидромеханическими распорными устройствами).

Вал-ротор ОНД с механическим распорным механизмом (рис. 4.27, а), как правило, состоит не менее чем из двух частей, связанных между собой шлицевым соединением, которое обеспечивает продольное перемещение частей вала и его укорачивание под действием осевого усилия, что необхо-

димо для срабатывания распорного механизма. Распорный механизм, срабатывая под действием осевого усилия, выдвигается в поперечном направлении до упора в стенку скважины. Со стенкой скважины ползун распорного механизма соединяется катками или ребрами с острыми твердыми краями для фиксации корпуса ОНД от проворота.

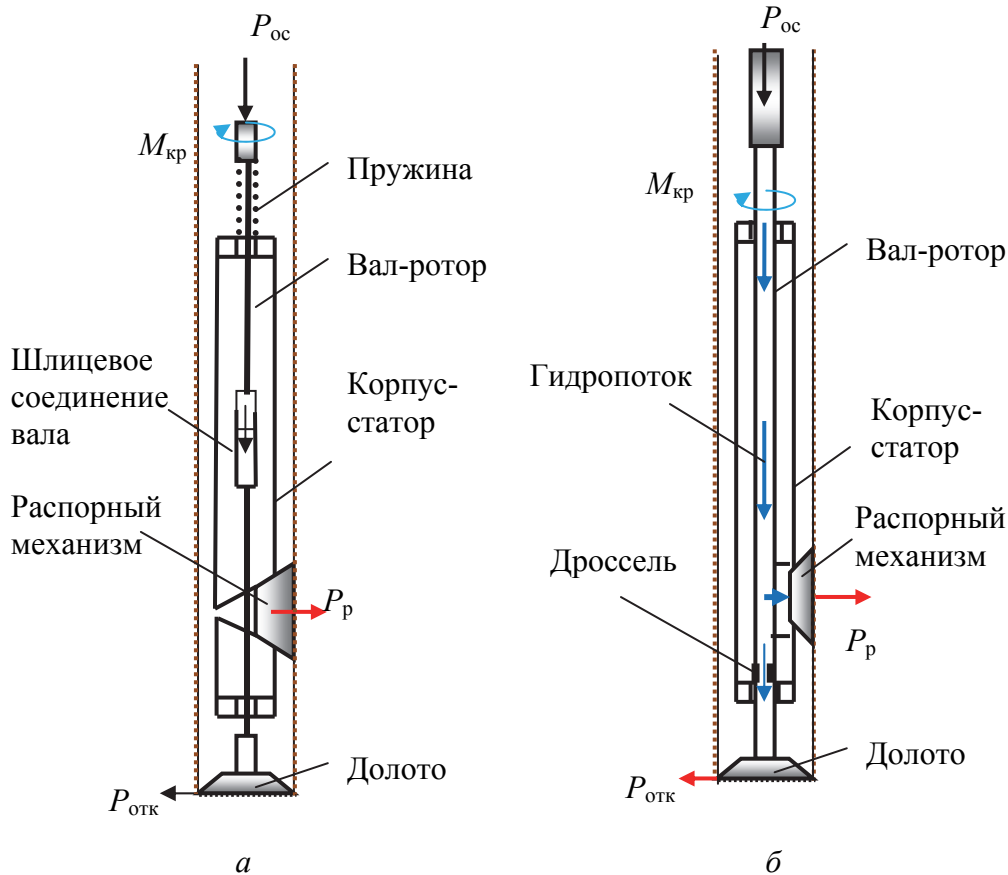


Рис. 4.27. Схемы ОНД роторного типа: а – с механическим распорным устройством; б – с гидромеханическим распорным устройством

Вал-ротор ОНД с гидромеханическим распорным устройством (рис. 4.27, б) не имеет шлицевого соединения, поскольку выдвижной ползун выдвигается под давлением промывочной жидкости. Для создания достаточного давления для работы механизма отклонителя в вале-роторе ниже распорного механизма устанавливают дроссель.

Несмотря на многообразие технических решений, использованных при разработке ОНД, все они являются прототипами и аналогами по принципу реализуемого процесса набора кривизны – основной характеристики, определяющей конструктивную схему, свойства, особенности и эффективность отклонителей при их использовании в тех или иных горно-геологических и технико-технологических условиях.



В табл. 4.6 приведена классификация ОНД по признаку реализуемого процесса набора кривизны при искривлении [9].

Таблица 4.6

Классификация ОНД по признаку реализуемого процесса набора кривизны при искривлении

Типы ОНД	Примеры реализации ОНД
1. Реализующие асимметричное разрушение забоя вследствие перекоса породоразрушающего инструмента	Отклонители на базе турбобуров (винтовых забойных двигателей – ВЗД) с кривым переводником (верхнее расположение) при условии шарнирного соединения отклонителя с вышерасположенной бурильной колонной. Отклонители на базе турбобуров (винтовых забойных двигателей – ВЗД) с кривым переводником (нижнее расположение) при условии шарнирного соединения забойного двигателя и кривого переводника. <i>Rotary steerable system (RSS)</i> – роторные управляемые системы (РУС) с изменением направления перекоса долота ( <i>point-the-bit</i> )
2. Реализующие фрезерование стенки скважины породоразрушающим инструментом под действием отклоняющего усилия	<i>Rotary steerable system (RSS)</i> – роторные управляемые системы (РУС) с отклонением долота ( <i>push-the-bit</i> ).
3. Реализующие совместное фрезерование стенки скважины и асимметричное разрушение забоя:	
3.1. Реализующие набор кривизны за счет не совпадающих по направлению процессов фрезерования стенки скважины и асимметричного разрушения забоя	<i>Rotary steerable system (RSS)</i> – роторные управляемые системы (РУС) смешанного типа и с отклонением долота и с изменением его перекоса ( <i>Geopilot, DART</i> )
3.2. Реализующие набор кривизны за счет совпадающих по направлению процессов фрезерования стенки скважины и асимметричного разрушения забоя	Отклонители на базе турбобуров или ВЗД с кривым переводником или накладкой на корпусе турбобура, турбинные отклонители типа ТО-172, ТО-195, ТО-240. <i>Rotary steerable system (RSS)</i> – роторные управляемые системы (РУС) смешанного типа и с отклонением долота и с изменением его перекоса ( <i>Power Drive Archer</i> )

Интенсивность набора кривизны ОНД асимметричного разрушения забоя (рис. 4.28) определяется зависимостью

$$i_a = \frac{57,3(D_c - d_k)}{l^2}, \quad (4.12)$$

где  $D_c$ ,  $d_k$  – диаметры скважины и корпуса ОНД в месте контакта со стенкой скважины при перекосе, м;  $l$  – расстояние от забоя до точки контакта корпуса ОНД со стенкой скважины при перекосе нижней части отклонителя, м.

Из формулы (4.12) и схемы на рис. 4.28 следует, что интенсивность искривления скважины задается конструктивными размерами ОНД и диаметром скважины, а отклоняющая сила на породоразрушающем инструменте отсутствует.

В результате конструкции ОНД, реализующие процесс асимметричного разрушения забоя, менее нагружены и деформированы, а потому достаточно просты по конструкции и надежны в работе, а также отличаются возможностью прогнозировать интенсивность искривления и получать ее при искривлении с высокой точностью.

Процесс искривления ствола скважины вследствие асимметричного разрушения забоя при отсутствии отклоняющей силы на долоте имеет следующие положительные стороны:

1. Улучшение условий работы опор и вооружения долот, повышение их стойкости и снижение темпа износа калибрующего вооружения долота в результате отсутствия действия поперечной отклоняющей силы.

2. Облегчение условий запуска турбобуров, лучшее использование энергетических параметров забойных двигателей за счет максимальной передачи развиваемых ими мощности и вращающего момента для разрушения горных пород на забое.

3. Возможность бурения при повышенных осевых нагрузках на долото, что позволяет повысить скорость бурения.

4. В результате совокупного влияния факторов 2 и 3 имеется возможность искривления скважины с высокой скоростью бурения, так как интенсивность искривления в данном случае не зависит от скорости фрезерования и механической скорости бурения, а значит, и от параметров режима бурения.

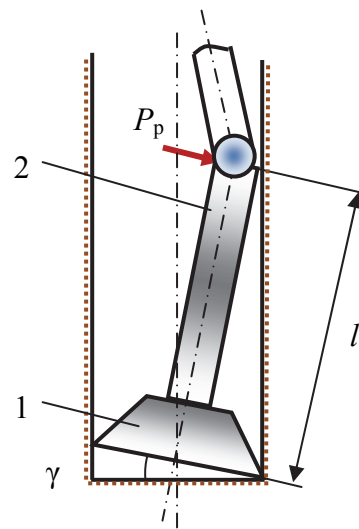


Рис. 4.28. Схема набора кривизны ОНД асимметричного разрушения забоя: 1 – породоразрушающий инструмент; 2 – корпус ОНД;  $P_p$  – распорное усилие, даН;  $\gamma$  – угол перекоса породоразрушающего инструмента, град

Однако процесс искривления только под действием неравномерного разрушения забоя имеет такой недостаток, как ограниченная интенсивность искривления ствола, что увеличивает интервал бурения и объем работ с отклоняющей КНБК.

Радиус искривления ствола за счет неравномерного разрушения забоя  $R_a$  без фрезерования стенки скважины при отсутствии отклоняющей силы на долоте определяется по формуле

$$R_a = \frac{L_T^2}{mD - d_T - 8f}, \quad (4.13)$$

где  $L_T$  – длина забойного двигателя с долотом, м;  $m$  – коэффициент уширения ствола ( $m = D_c / D$ ,  $D_c$  – диаметр скважины, м);  $D$ ,  $d_T$  – диаметры соответственно долота и забойного двигателя, м;  $f$  – прогиб забойного двигателя, м.

Из формул (4.12) и (4.13) следует, что искривление ствола скважины в результате неравномерного разрушения забоя может произойти с постоянной интенсивностью по дуге окружности радиусом  $R_a$ , если параметры, входящие в эти формулы, останутся без изменения.

Интенсивность искривления, реализуемая ОНД фрезерующего типа, может определяться следующей аналитической зависимостью [9, 10]:

$$i_\phi = \frac{57,3v_\phi}{v_b L_{ж}}, \quad (4.13)$$

где  $v_\phi$ ,  $v_b$  – скорости фрезерования стенки скважины под действием отклоняющего усилия и углубления забоя, м/ч;  $L_{ж}$  – длина жесткой базы отклонителя, м.

На рис. 4.29 приведены схемы, поясняющие процесс набора кривизны фрезерованием стенки скважины под действием отклоняющего усилия  $P_{отк}$ . При этом условием идеальной реализации данного вида искривления будет равенство нулю угла перекоса оси породоразрушающего инструмента по отношению к оси скважины.

Преимущество искривления скважины вследствие фрезерования стенки ствола скважины состоит в значительном увеличении интенсивности искривления скважин, что позволяет сократить интервал бурения и объем работ с отклоняющими КНБК. В то же время, как следует из зависимости (4.13), процесс набора кривизны фрезерованием существенно ограничивается величиной скорости бурения. Так, например, высокая скорость бурения приведет к ограничению или даже полному устранению процесса искривления ствола скважины. Оптимальной скоростью бурения, при которой в полной мере реализуется эффективное искривление за счет фрезерования стенки скважины, является скорость 0,8–1,0 м/ч (рис. 4.30) [9, 10].

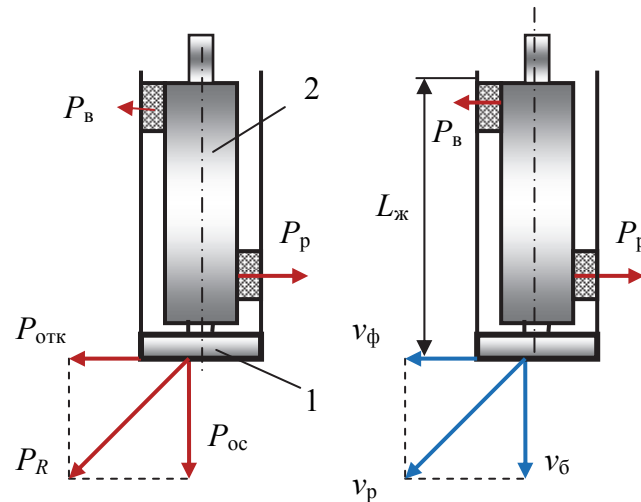
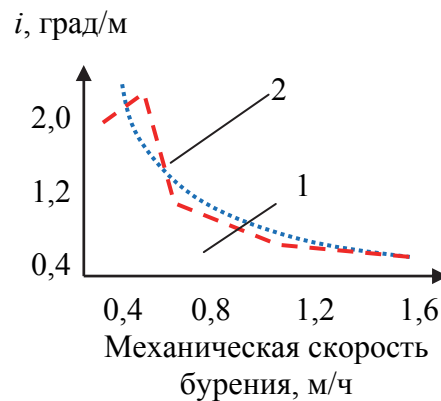


Рис. 4.29. Схемы, поясняющие процесс набора кривизны фрезерованием стенки скважины под действием отклоняющего усилия  $P_{отк}$ : 1 – породоразрушающий инструмент; 2 – корпус ОНД

Рис. 4.30. Зависимость интенсивности искривления от механической скорости бурения ОНД фрезерующего типа: 1 – теоретическая зависимость; 2 – зависимость, полученная по данным бурения



По данным работы [4], соотношения скоростей  $v_{\phi}$  и  $v_{\delta}$  в процессе набора кривизны фрезерованием с интенсивностью 0,5; 1,0; 1,5 и 2° на 10 м проходки могут составить соответственно 0,0044; 0,0087; 0,0131 и 0,0174.

Эти соотношения скоростей фрезерования и углубления забоя независимо от величин отклоняющей силы и осевой нагрузки на долото и других факторов являются предельными. Из этих соотношений, располагая значением скорости бурения в процессе искривления скважины, можно рассчитать предельное значение скорости фрезерования стенки скважины.

Необходимо подчеркнуть, что некоторые операции при бурении скважин, например, забуривание нового ствола, исправление уже искривленного ствола и в других случаях, невозможны без фрезерования стенки скважины.

Для ОНД, реализующих совместное фрезерование и асимметричное разрушение забоя при несовпадающих по направлению действия процессов, интенсивность искривления может определяться по зависимости

$$i_{\phi-a} = 57,3 \left( \frac{v_{\phi}}{v_{\phi} L_{\text{ж}}} - \frac{D_c - d_{\text{к}}}{l^2} \right). \quad (4.14)$$

В соответствии со схемой на рис. 4.31 отклоняющая сила является результатом прогиба вала-ротора отклонителя, что приводит к перекосу долота на забое в сторону, противоположную направлению фрезерования стенки скважины.

Для ОНД, реализующих совместное фрезерование и асимметричное разрушение забоя, интенсивность искривления может определяться по зависимости

$$i_{\phi+a} = 57,3 \left( \frac{v_{\phi}}{v_{\phi} L_{\text{ж}}} + \frac{D_c - d_{\text{к}}}{l^2} \right). \quad (4.15)$$

На рис. 4.31 представлена схема, поясняющая процесс искривления ОНД под действием отклоняющей силы  $P_{\text{отк}}$  и перекоса породоразрушающего инструмента 1.

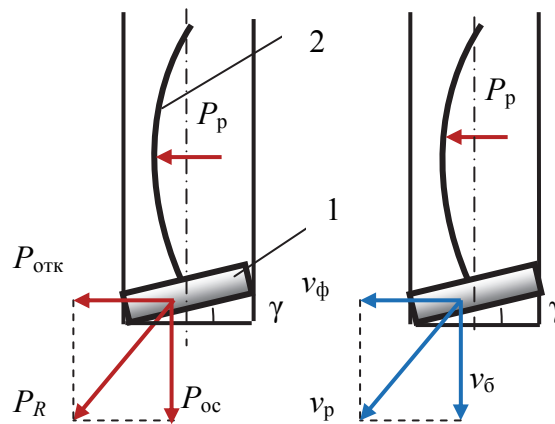


Рис. 4.31. Схемы, поясняющие процесс искривления скважины при несовпадении по направлению фрезерования стенки скважины под действием отклоняющего усилия и перекоса породоразрушающего инструмента: 1 – породоразрушающий инструмент; 2 – вал ОНД

Для полного использования способности отклоняющей компоновки искривлять ствол скважины с максимально возможной интенсивностью необходимо соблюдать следующие условия:

- наличие достаточной отклоняющей силы, чтобы фрезерование стенки ствола было эффективным;

- долото должно обладать достаточной боковой фрезерующей способностью и не ограничивать процесс искусственного искривления скважины.

По данным из работы [4], для любой отклоняющей компоновки, реализующей совместное фрезерование и асимметричное разрушение забоя, искривление ствола под действием фрезерования проявляется в 4,84 раза более активно в сравнении с неравномерным разрушением забоя скважины. Другими словами, для любой отклоняющей компоновки 83 % от возможного приращения искривления ствола может быть достигнуто вследствие фрезерования стенки скважины и лишь 17 % – вследствие неравномерного асимметричного разрушения забоя.

Если в процессе бурения отклонитель будет упруго деформирован, то доля искривления ствола скважины в результате неравномерного разрушения забоя уменьшится и при определенном значении станет равной нулю, а доля искривления за счет фрезерования стенки ствола, наоборот, увеличится и достигнет 100 %. При дальнейшем повышении прогиба отклонителя будет иметь место перекося долоота в обратную, от направления действия отклоняющего усилия, сторону, что приведет к снижению интенсивности набора кривизны (см. зависимость (4.14)).

В качестве примера искривления скважины за счет фрезерования стенки скважины и асимметричного разрушения забоя на рис. 4.32 приведен ОНД на базе гидродвигателя – турбобура или винтового забойного двигателя (ВЗД) 2 с кривым переходником 3. В данном случае перекося долоота  $\gamma$  задан углом несоосности  $\delta$  резьбовых соединений кривого переходника, а действие  $P_{отк}$  деформацией бурильных труб (УБТ) 4, расположенных над ним.

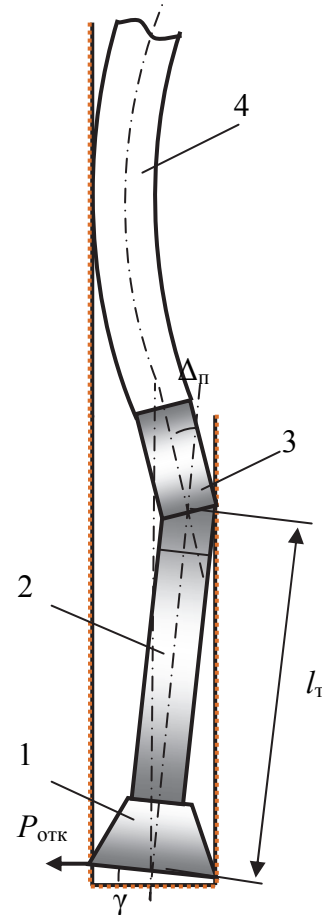


Рис. 4.32. Схема, поясняющая процесс искривления скважины при совпадении направлений фрезерования стенки скважины под действием  $P_{отк}$  и перекося породоразрушающего инструмента на примере ОНД на базе забойного двигателя с кривым переходником: 1 – долото; 2 – забойный двигатель; 3 – кривой переходник с углом перекося  $\delta$ ; 4 – бурильная труба (УБТ)

Отклоняющая сила  $P_{отк}$  за счет деформации бурильных труб, расположенных над кривым переходником, может быть определена по формуле [4, 9]

$$P_{отк} = \frac{2EJ_T}{3al} \sin^2(\Delta_{п} - \gamma_T), \quad (4.17)$$

где  $EJ_T$  – жесткость бурильных труб, размещенных над турбобуром, даН·м<sup>2</sup>;  $a$  – смещение бурильных труб при их деформации в стволе скважины, м;  $\Delta_{п}$  и  $\gamma_T$  – углы перекоса, соответственно, осей резьбовых соединений кривого переходника и турбобура в скважине, град;  $l$  – длина турбобура с долотом, м.

$$a = D_d - \frac{d_T + d_б}{2}, \quad (4.18)$$

где  $D_d$ ,  $d_T$ ,  $d_б$  – диаметры, соответственно, долота, турбобура и бурильных труб, м;

Угол  $\gamma$  определяется размерами турбобура:

$$\gamma_T = \frac{D_d - d_T}{l_T}. \quad (4.19)$$

Как следует из формулы (4.17), для увеличения отклоняющей силы следует увеличивать жесткость бурильных труб, устанавливаемых над кривым переходником и забойным гидродвигателем, использовать кривые переводники с большими углами перекоса осей резьбовых соединений. Определенное влияние на величину отклоняющей силы оказывает длина и диаметр забойного двигателя.

Для повышения отклоняющей силы или её определенного регулирования в практике буровых работ над турбобуром с кривым переводником обычно устанавливают УБТ.

Под действием  $P_{отк}$  происходит фрезерование стенки скважины, а долото, находящееся в состоянии перекоса, обеспечивает набор кривизны и за счет асимметричного разрушения забоя.

**Пример.** Рассчитать  $P_{отк}$  компоновки с кривым переходником с углом перекоса осей резьбовых соединений  $\Delta_{п} = 2,5$  град, длине турбобура 7 м, диаметре турбобура 172 мм, диаметре долота 190,5 мм, наружном диаметре труб над турбобуром 146 мм и внутреннем диаметре 90 мм.

Угол  $\gamma_T = (0,1905 - 0,172) \cdot 57,3 / 7 = 0,15$  град.

Смещение труб над турбобуром  $a = 190,5 - 0,5 \cdot (172 - 146) = 31,3$  мм.

Отклоняющее усилие

$$P_{отк} = \frac{2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 0,05(0,146^4 - 0,09^4)}{3 \cdot 0,0315 \cdot 7} \sin^2(2,5 - 0,15) = 20,28 \text{ кН.}$$

Рассмотрим конструкции некоторых ОНД в соответствии с классификацией, приведенной в табл. 4.7.

#### 4.2.4. Отклонители непрерывного действия на базе забойных двигателей

Главной особенностью, определяющей сумму преимуществ технологий производства буровых работ забойными двигателями (турбобуров и *винтовых забойных двигателей – ВЗД*), является отсутствие необходимости вращения бурильной колонны, что обеспечивает существенное упрощение конструкции отклонителей, более высокую стабильность, управляемость и возможность контроля над процессом набора кривизны, несколько больший диапазон технологических возможностей отклонителей на базе забойных двигателей.

Появление в 80-х гг. прошлого столетия малогабаритных винтовых забойных двигателей, разработанных ВНИИБТ и зарубежными компаниями, позволило оценить перспективы применения этих разработок для производства работ по направленному бурению разведочных скважин.

Винтовые забойные двигатели по своему принципу действия относятся к так называемым объемным машинам (двигателям или насосам) без клапанов с единственной движущейся деталью – ротором. По этому принципу созданы двигатели внутреннего сгорания, в частности для автомобилей, на основе двигателя Ванкеля, в котором камерами сгорания являются изменяющиеся объемы между ротором и статором специальной формы. Широко известны объемные насосы Муано. Рабочие органы двигателя (один из вариантов показан на рис. 4.33) – статор 1 и ротор 2 выполняются в виде многозаходных винтовых поверхностей: статор – многозаходной винтовой трубчатой полости (на рис. 4.33 статор имеет 4-заходную поверхность, ротор – объемное многозаходное тело винтообразной формы, имеет 3-заходную поверхность), представляющие в паре планетарный механизм. Число заходов винта статора на единицу больше числа заходов винта ротора. При этом ротор размещен внутри статора со смещением оси вращения, что позволяет ему при вращении окатываться по внутренней полости статора, копируя линию его поверхности.

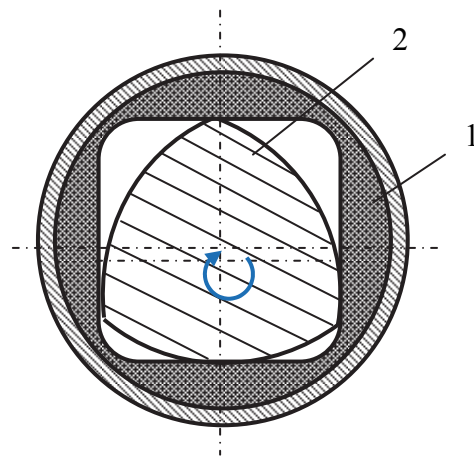


Рис. 4.33. Схема поперечного сечения объемного двигателя при соотношении пары статор: ротор – 4:3



Внутренняя поверхность статора выполнена из технической резины, поэтому достигается достаточно герметичное прилегание гладкой стальной наружной поверхности ротора к внутренней поверхности статора, а перепад давлений в полостях между ротором и статором при прокачивании бурового раствора обеспечивает вращение ротора вокруг оси статора.

Отклонители на базе ВЗД могут применяться в самых разнообразных геологических условиях для искривления скважины по плавной траектории или для забуривания дополнительных стволов от искусственных забоев при многоствольном бурении. На базе ВЗД работают в настоящий момент основные типы отклонителей, в том числе такие, как роторные управляемые системы (РУС).

Отклонители на основе турбобуров или ВЗД имеют следующие схемы:

- над турбобуром 1 устанавливается «кривой» переводник 2 – переводник, имеющий несоосные соединительные резьбы (угол несоосности  $1-3^\circ$ ) (рис. 4.34, а, б);
- перекося долота в скважине обеспечивается фиксированным изгибом корпуса забойного двигателя посредством соединения верхнего узла – турбины 1 с нижним узлом-шпинделем 3 через «кривой» переводник 2, а валов турбины и шпинделя через специальный шарнир (рис. 4.34, в);
- перекося турбобура 1 и долота обеспечивается «кривым» переводником 2 и накладкой на корпусе турбобура 3 (рис. 4.34, г);
- на нижний ниппель турбобура или ВЗД 1 устанавливают накладку 2 для создания поперечного усилия на долоте для фрезерования стенки скважины (рис. 4.34, д);
- на нижний ниппель гидродвигателя 1 устанавливают накладку 2 с плашками 3 и резиновой опорой, толщина которой позволяет регулировать интенсивность искривления (рис. 4.34, е).

Технические средства, представленные на рис. 4.34, предназначены для набора кривизны и забуривания новых направлений стволов скважин. Отличительной чертой данных отклонителей являются жестко заданные параметры искривления, так как углы перекося «кривого» переводника 2 (рис. 4.34, а, б, в) и накладок на корпусе 3 (рис. 4.34, г, е, д) строго фиксированы и для корректировки этих параметров необходимо техническое средство извлекать на поверхность и заменять данные элементы. Поэтому в процессе набора кривизны исключена возможность как прекращения искривления ствола, так и строго регламентированное изменение интенсивности набора кривизны.

Опыт бурения наклонно направленных скважин в различных районах показывает, что отклоняющими компоновками на базе забойных гидродвигателей с «кривым» переводником (рис. 4.34, а, б, в) возможно обеспечить кривизну скважины  $6-9^\circ$  на 100 м проходки при угле перекося кри-

вого переводника  $1,5-2^\circ$  и  $9-12,5^\circ$  на 100 м проходки при угле перекося  $2,25-3,5^\circ$ . В случае применения наддолотного калибратора кривизна скважины в интервале набора зенитного угла уменьшается на  $1-3^\circ$  на 100 м проходки. Применение укороченных (до 5–7 м) турбобуров позволяет увеличить кривизну до  $15-20^\circ$  на 100 м проходки.

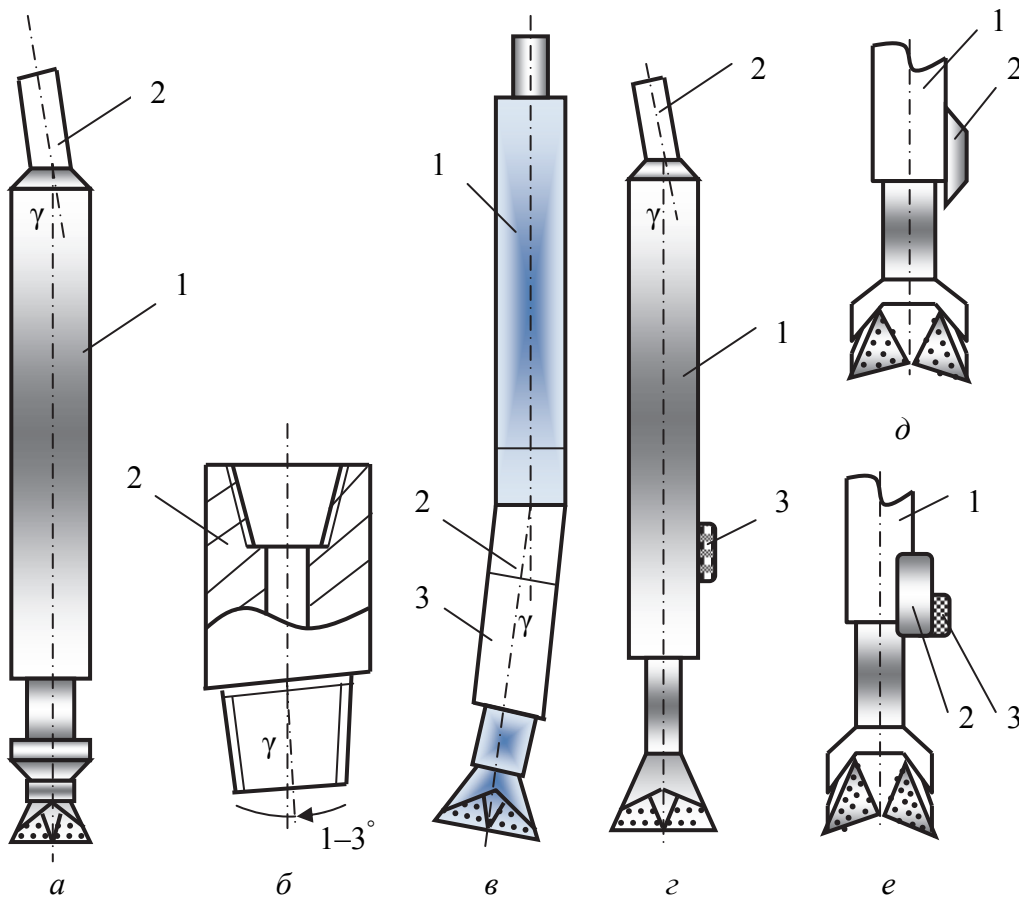


Рис. 4.34. Схемы отклонителей на базе забойных гидродвигателей

Отклоняющие компоновки с накладками на корпусе (рис. 4.34, г, е, д) обеспечивают при наборе зенитного угла кривизну  $5-15^\circ$  на 100 м проходки – в зависимости от толщины накладки 3 и горно-геологических условий бурения. Подобные отклонители применяют как с металлическими накладками, так и упругими ниппелями (ЭУН) для турбобуров диаметром 240, 195 и 172 мм. Эксцентричный упругий ниппель устанавливается вместо серийного ниппеля на нижнем конце корпуса забойного двигателя или на шпинделе на расстоянии 1–1,2 м от торца долота (рис. 4.35). Он включает корпус с выполненными в нем пазами типа «ласточкин хвост», в которых установлены плашки 2, армированные твердым сплавом, и амортизаторы в виде упругого элемента 4. Выход плашки 2 в радиальном направ-

лении за габариты долота в свободном состоянии для 195 мм турбобура 13 мм, для 240 мм турбобура – 25 мм. В скважине плашки 2 вдавливаются в пазы, сжимают упругие элементы 4 и смещают корпус двигателя, вал и долото в противоположную сторону, обуславливая возникновение поперечной отклоняющей силы на долоте  $P_{от}$ . ЭУН комплектуются амортизаторами жесткостью 30 и 15 кН/см. Кривизна скважины, формируемая КНБК с ЭУН, в значительной степени зависит от жесткости амортизаторов и числа секций забойного двигателя и может составлять 5–15 град на 100 м проходки. Основное достоинство таких отклонителей – их безопасность при спускоподъемных операциях и работе в скважине.

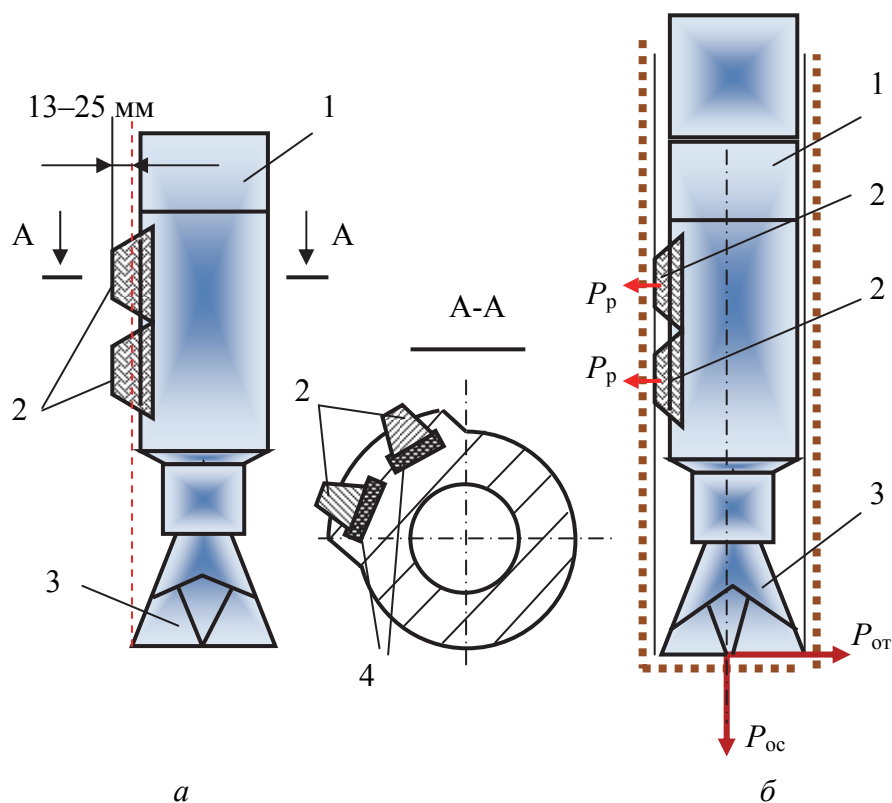


Рис. 4.35. Отклонитель с радиально-упругими накладками: а – общий вид; б – работа в скважине; 1 – шпindelь турбобура; 2 – плашки; 3 – долото; 4 – упругий элемент

Широко распространены отклонители с шарнирным устройством. К ним относятся турбинные отклонители типа ОТ, в которых нижний узел отклоняющего устройства соединяется с верхним через кривой переводник, а валы – через специальный шарнир (рис. 4.34, в). Верхняя секция турбобура-отклонителя представляет собой верхнюю секцию обычного турбобура соответствующего диаметра. Угол изгиба «кривого» переводника 1–2°. Отклонители такого типа позволяют получить кривизну скважины в интервале набора зенитного угла равную 10–30° на 100 м проходки.

Для бурения наклонной части ствола используются следующие основные виды отклонителей [8]:

1. Долото диаметром 295,3 мм, одна секция турбобура ТСШ-240, искривленный переводник с углом перекоса 1,5–3 град, переводник с магнитной меткой (устройство для ориентирования отклонителя), 178-мм или 203-мм УБТ длиной 9–12 м, легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) длиной 25 м, бурильные трубы.

2. Долото диаметром 215,9 мм, винтовой двигатель ДЗ-172 или Д5-172, искривленный переводник, переводник с магнитной меткой (устройство для ориентирования отклонителя), 178-мм УБТ, ЛБТ длиной 25 м, бурильные трубы.

3. Долото диаметром 295,3 мм, турбинный отклонитель ТО2-240, переводник с магнитной меткой (устройство для ориентирования отклонителя), 178-мм УБТ, ЛБТ длиной 25 м, бурильные трубы.

4. Долото диаметром 215,9 мм, турбинный отклонитель ТО2-195, переводник с магнитной меткой, 178-мм УБТ, ЛБТ длиной 25 м, бурильные трубы.

5. Долото диаметром 215,9 мм, шпindelь-отклонитель ШО1-195, одна-две секции турбобура диаметром 195 мм, переводник с магнитной меткой (устройство для ориентирования отклонителя), 178-мм УБТ, ЛБТ длиной 25 м, бурильные трубы.

6. Долото диаметром 215,9 мм, шпindelь винтового забойного двигателя (ДЗ-172, Д5-172), искривленный переводник, рабочая пара двигателя, переводник с магнитной меткой, 178-мм УБТ, ЛБТ длиной 25 м, бурильные трубы.

7. Долото диаметром 215,9 мм, шпindelь винтового забойного двигателя (Д2-195), искривленный переводник, рабочая пара двигателя, переводник с магнитной меткой (устройство для ориентирования отклонителя), 178-мм УБТ, ЛБТ длиной 25 м, бурильные трубы.

8. Долото диаметром 190,5 мм, турбинный отклонитель ТО-172, переводник с магнитной меткой (устройство для ориентирования отклонителя), 178-мм УБТ, ЛБТ длиной 25 м, бурильные трубы.

9. Долото, наддолотный полноразмерный калибратор (или без него), турбобур с накладкой на ниппеле (или с устройством УЭН), переводник с магнитной меткой (устройство для ориентирования отклонителя), ЛБТ длиной 25 м, бурильные трубы.

10. Долото, наддолотный полноразмерный калибратор (или без него), турбинный отклонитель с углом перекоса валов 1–2 град, переводник с магнитной меткой (устройство для ориентирования отклонителя), ЛБТ длиной 25 м, бурильные трубы.

Параметры отклонителей типа ТО, ШО1-195 и Д-172 м приведены в табл. 4.7.

Таблица 4.7

Параметры отклонителей на базе забойных двигателей

Параметр	Тип отклонителя				
	ТО-172	Т02-195	ТО2-240	ШО1-195	Д-172М
Внешний диаметр, мм	172	195	240		172
Длина, м	10,7	10,1	10,2		5,6
Частота вращения вала, мин <sup>-1</sup>	670	660	660		115–220
Вращающий момент, Н·м	650	810	2040	195	2900–4150
Расход жидкости, м <sup>3</sup> /с	0,025	0,03	0,05	4,6	0,023–0,036
Перепад давления, МПа	3,8	3,3	4,1		4,5–6,0
Угол перекоса искривленного переводника, град	1; 1,5; 2	1; 1,5; 2	1; 1,5; 2		2,5–3,0

Таблица 4.8

Ориентируемые КНБК для бурения направленных скважин

Диаметр долота, мм	Шифр забойного двигателя	Диаметр кривого переводника, мм	Угол изгиба кривого переводника или механизма искривления, град	Диаметр УБТ, мм
393,7 (346,0)	Т12МЗБ-240	219(203)	2,5–3,0	219 (203) выше 178
	ЗТСШ-240 (1 секция)	219(203)	2,5–3,0	219 (203) выше 178
	ТО-240	–	1,5–2,0	203(178)
295,3	Т12МЗБ-240	203	2,0–3,0	219 (203)
	ЗТСШ-240 (1 секция)	203	2,0–3,0	219 (203)
	ТО-240	–	2,0–2,5	203(178)
269,9 (267,5)	Т12МЗБ-240	203	2,0–3,0	203(178)
	ЗТСШ-240 (1 секция)	203	2,0–3,0	203(178)
	ТО-240	–	1,5–2,0	203(178)
269,9 (267,5; 244,5)	Т12МЗБ-195	178	2,0–3,0	178
	Ш01-195	–	1,5–2,0	178
	ТО-195	–	1,5–2,0	178
	ТО-172	–	1,5–2,0	178
	Д2-172	–	1,5–2,0	178
215,9	Т12МЗБ-195	178(159)	2,0–2,5	178 (159)
	Ш01-195	–	1,5	178 (159)
	ТО-195	–	1,5	178 (159)
	ТО-172	–	1,5	178 (159)
	Д2-172	–	1,5	178 (159)
190,5 (188,9)	ОТС-172 (164)	–	1,5	146

В табл. 4.8 приведены примеры ориентируемых КНБК.

Отклонитель Д-172 обеспечивает искривление скважины по радиусу, равному 150–200 м (интенсивность искривления 3,0–3,8 град/10 м). У данного отклонителя «кривой» переводник установлен между секциями шпинделя и двигателя.

Турбинные отклонители типа ТО2 и ШО1-195 обеспечивают искривление скважин по радиусу 290–700 м (интенсивность искривления 0,8–2,0 град/10 м).

Для искривления скважины по малому радиусу (40–50 м) используются отклонители типа ДГ2-106, ДГ-155, ОШ-172 с шарнирными соединениями. Корпусные дополнительные шарниры позволяют снизить радиус кривизны до 20–30 м, а интенсивность искривления увеличить до 2–3 град/м.

С увеличением осевой нагрузки на долото способность отклоняющих КНБК увеличивать зенитный угол несколько уменьшается. Рациональное значение удельной осевой нагрузки на долото – 4–6 кН на 1 см диаметра долота.

Следующим этапом в развитии отклоняющих систем на базе забойных гидродвигателей стало создание агрегатов с управляемыми дистанционно с поверхности узлами отклонения, например, отклонителей с изменяемыми углами перекоса «кривых» переводников, устанавливаемых чаще над долотами (рис. 4.36). Угол перекоса переводника может изменяться от 0 до 4°. В этом случае отклонение переводника позволяет проводить искривление скважины в одной плоскости (система 2D).

В практике наклонного и горизонтального бурения используются отклонители как с изменяемым углом изгиба искривленного переводника на забое, так с двойным изгибом корпуса и с децентраторами – накладками на корпусе.

Такие отклонители работают в сочетании с забойным измерительным комплексом, который способен осуществлять контроль параметров ствола скважины и режима бурения.

Например, интересен отклонитель *Telepilot*, который создан в *FIN* и включает три модуля: короткий винтовой забойный двигатель; механизм искривления; забойную систему управления механизмом искривления [5].

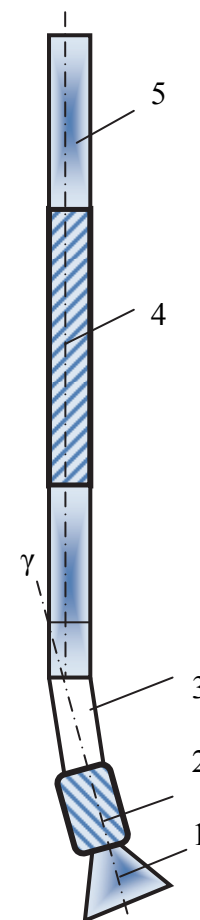


Рис. 4.36. Схема забойной компоновки с управляемым переводником: 1 – долото; 2 – стабилизатор; 3 – «кривой» переводник; 4 – гидродвигатель; 5 – электронный узел управления

Механизм искривления, который устанавливается под забойным двигателем, состоит из корпуса в виде двух трубчатых секций, связанных между собой подшипником, ось которого наклонена к оси каждой секции под равным углом, расположенных в корпусе привода и фиксирующего узла (рис. 4.37). При вращении нижней секции корпуса происходит его перекося. Так, например, при повороте нижней секции корпуса на  $180^\circ$  относительно исходного положения, при котором оси секции находятся на одной прямой, корпус изгибается на максимальный угол (рис. 4.37, б). Путем последовательных поворотов можно получить различные значения угла перекося корпуса.

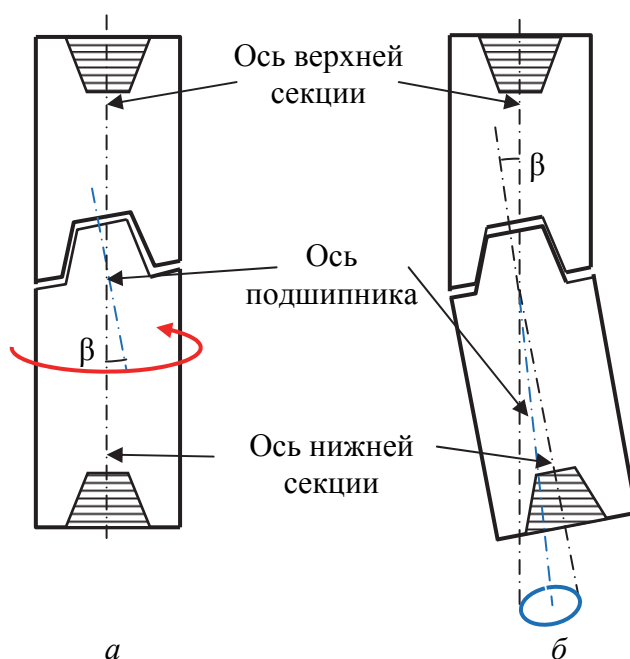


Рис. 4.37. Механизм искривления отклонителя *Telepilot*: а – положение без перекося – бурение в режиме вращения колонны без набора кривизны; б – положение с перекосям – бурение забойным двигателем с набором кривизны

Система *Telepilot* может иметь механическую или электромеханическую забойную систему управления механизмом искривления.

При механическом управлении в нижней части поршня установлено седло под бросовой шаровой клапан, а в верхней части бурильной колонны – устройство, позволяющее вводить шар в полость бурильной колонны. Для использованных шаров под поршнем установлен контейнер.

При размещении шара в седле клапана давление промывочной жидкости над поршнем повышается. При этом поршень перемещается в крайнее нижнее положение, нижняя секция поворачивается относительно верх-

ней секции на одну позицию, а шаровой клапан освобождается и попадает в контейнер. Под действием пружины поршень возвращается в исходное положение, а нижняя секция фиксируется.

Система электрического управления включает гибкую мембрану, разделяющую промывочную жидкость и масло, которое заполняет полость узла управления и управляемые с поверхности электроклапаны. По команде с поверхности электроклапан приводится в действие, и масло пропускается к поршню, который под действием масла перемещается и поворачивает нижнюю секцию на заданный угол.

После проводки прямолинейного участка скважины для искривления корпуса отклонителя в полость бурильных труб сбрасывается шар или подают сигнал для привода электроклапана, в зависимости от того, какой привод имеет отклонитель – механический или электромеханический. После ориентирования отклонителя бурится ствол скважины с набором кривизны. За счет последовательного изменения угла перекоса корпуса отклонителя меняют радиус кривизны ствола скважины.

Отклонитель *Dine-Flex* компании *Dine-Drill* по своей конструкции и принципу действия отличается от других шарнирных отклонителей (рис. 4.38). Он имеет в своем составе корпус 1, подпружиненный верхний поршень 2, возвратную пружину 3, нижний поршень 4, кулачковый механизм 5, шарнир 6 и вставной сменный затвор 7. Под давлением бурового раствора поршни 2 и 4 вместе с соединяющим их полым штоком опускаются вниз и с помощью кулачкового механизма 5 поворачивают нижнюю часть отклонителя вокруг шарнира 6, как показано на рис. 4.38, б. Затвор 7 бросают в бурильную колонну для посадки в специальное гнездо, что позволяет жестко фиксировать положение нижней части от-

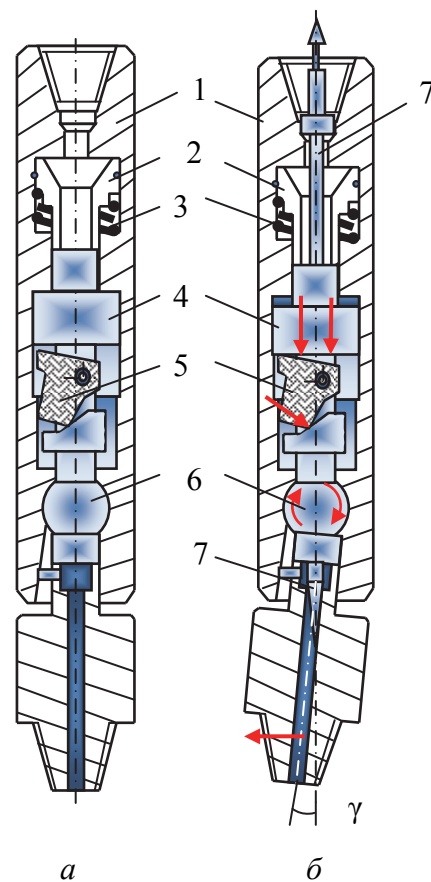


Рис. 4.38. Шарнирный отклонитель *Dine-Flex* фирмы *Dine-Drill*: а – нейтральное положение отклонителя для выполнения СПО; б – положение отклонителя с перекосом для искривления с набором кривизны; 1 – корпус; 2 – верхний подпружиненный поршень; 3 – возвратная пружина; 4 – нижний поршень; 5 – кулачковый механизм; 6 – шарнир; 7 – вставной сменный затвор



клонителя или в прямолинейном состоянии (рис. 4.38, *а*) или в состоянии перекоса (рис. 4.38, *б*). В первом случае возможно бурение прямолинейного ствола, а во втором – бурение с набором кривизны. Затворы 6 различного размера позволяют получить перекос отклонителя от 0 до 2°.

Спускоподъемные операции (СПО) производят при нейтральном положении отклонителя (рис. 4.38, *а*). Отклонитель позволяет осуществлять бурение с отклонением и без отклонения чередованием интервалов путем спуска в компоновку различных по размеру затворов 7. Указанные отклонители выпускают диаметром 127,0, 165,1, 196,9 мм.

Отклонители с двойным изгибом корпуса включает гидравлический забойный двигатель и шпиндель, корпус которого выполнен с двойным изгибом. При этом направление одного изгиба противоположно направлению другого. Общий угол изгиба изменяется от 0,13 до 0,78° (рис. 4.39). Для передачи вращающего момента долоту вал забойного двигателя имеет в месте изгиба U-образный шарнир. В верхней и нижней части забойного двигателя расположены опорно-центрирующие элементы.

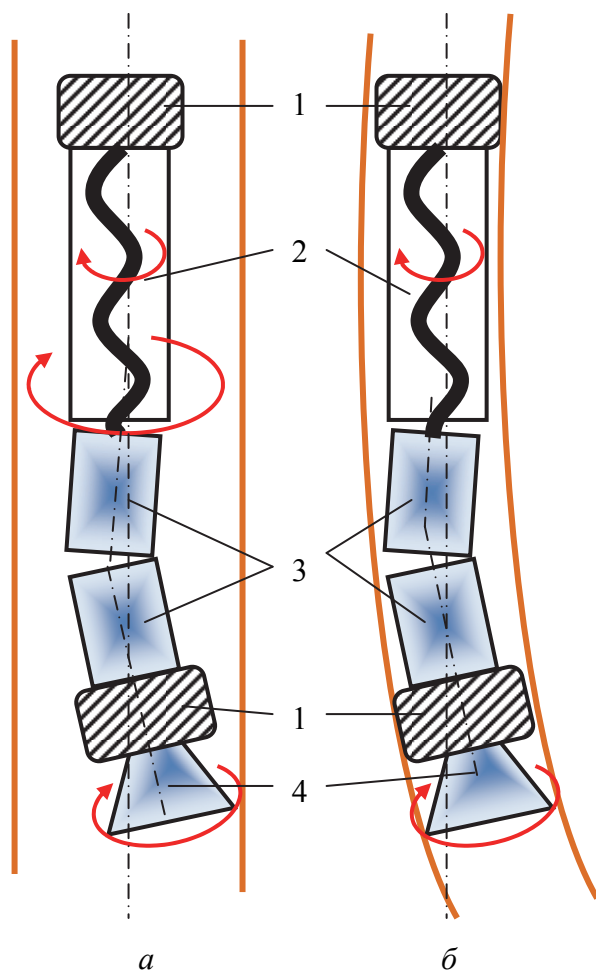


Рис. 4.39. Отклонитель с двойным изгибом корпуса: *а* – бурение прямолинейного интервала; *б* – бурение с набором кривизны; 1 – центратор; 2 – забойный двигатель; 3 – отклонитель с двойным изгибом; 4 – долото

При проводке прямолинейного участка ствола скважины бурильную колонну вместе с двигателем и отклонителем вращают с частотой  $60\text{--}100\text{ мин}^{-1}$  (рис. 4.39, а). Для отклонения скважины производят ориентирование отклонителя системами телеметрии, а бурение производят без вращения колонны, но с работающим забойным двигателем (рис. 4.39, б). Для эффективного набора кривизны становится важным долото, которое должно быть высокоресурсным и соответствовать требованиям бурения скважины с набором кривизны. В этом случае более эффективны долота с резцами *PDC*, как имеющие более высокий ресурс.

Чередую роторный и турбинный способы бурения, можно осуществить проводку скважин по сложному профилю одним рейсом без смены КНБК.

При использовании данной технологии бурения направленных скважин и горизонтальных стволов были отмечены такие недостатки, как снижение производительности бурения и формирование стволов скважин сложной спиралеобразной формы ствола, что требует длительной и трудоемкой проработки ствола скважины. Данный метод проходки направленных горизонтальных скважин в западной технической литературе получил название «слайдирование».

Из подобных отклоняющих систем в настоящее время наиболее известна компоновка *Power Pak Motirs* компании *Schlumberger* с ВЗД *XF* и *XC* и регулируемым переводником, установленным под двигателем. Компоновка предназначена для искривления скважин с малым и средним радиусами кривизны. Крутящий момент  $380\text{--}32\,500\text{ Н}\cdot\text{м}$ . Мощность  $11\text{--}522\text{ кВт}$ . Наружный диаметр корпуса ВЗД  $54\text{--}285,5\text{ мм}$ .

Отклоняющая система с децентратором (эксцентричная накладка на корпусе забойного двигателя – пример на рис. 4.34, а и рис. 4.35) включает забойный двигатель

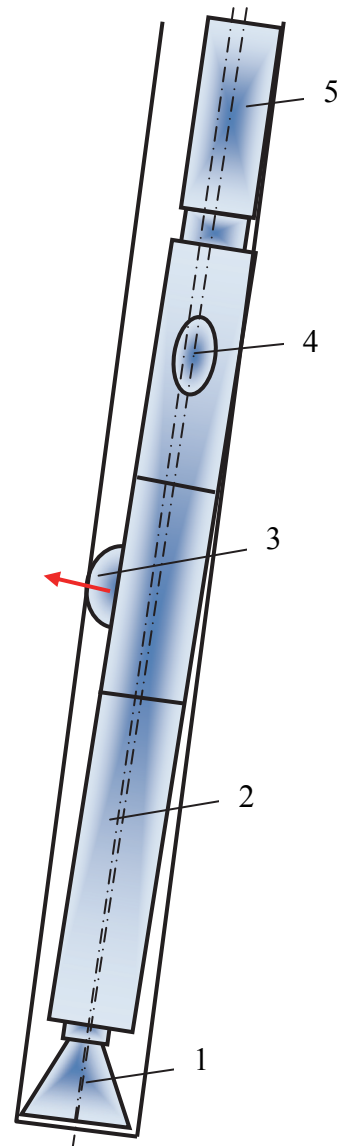


Рис. 4.40. Схема отклонителя с двумя узлами отклонения: 1 – долото; 2 – гидродвигатель; 3 – отклонитель азимутальный; 4 – отклонитель зенитный; 5 – забойная телеметрическая система

с долотом, центратором и расположенный между долотом и центратором децентратор. По другой схеме децентратор может располагаться над центратором.

Назначение децентратора заключается в создании отклоняющей силы на долоте.

В отличие от отклонителя с двумя изгибами кривого переводника у отклонителя с децентратором очень маленький угол перекоса долота в скважине, поэтому диаметр ствола скважины при роторном режиме бурения увеличивается незначительно. Отклоняющая система с децентратором имеет те же недостатки, что и отклоняющая система с двумя изгибами.

Известно создание отклоняющих систем с «кривыми» переводниками, которые имеют два управляемых шарнирных узла, отклонители с кривыми переводниками, устанавливаемые над забойным двигателем (рис. 4.40). В этом случае за счет работы двух шарнирных узлов система работает не в одной плоскости набора кривизны, а в трех плоскостях, давая эффект формирования пространственной кривизны ствола (система 3D).

В этом случае потребовалось создание телеметрической системы, которая включает как средства непрерывного контроля положения забоя скважины в пространстве и узел управления, так и средства дистанционной передачи данных с забоя скважины на поверхность и команд управления с поверхности к блоку управления и самому отклонителю. Узел управления углом перекоса переводника выполняют гидравлическим.

#### 4.2.5. Роторные управляемые системы

В настоящее время для проходки вертикальных, наклонных и горизонтальных стволов активно применяются *rotary steerable system (RSS)* – роторные управляемые системы (РУС), в которых разрушение горной породы осуществляется вращением долота с бурильной колонной верхним приводом буровой установки или ротором, а также отклоняющие системы, сочетающие применение винтовых забойных гидродвигателей и РУС [1]. Данные системы являются наиболее совершенными, а в сочетании с системами телеметрии и геонавигации превратились в совершенные беспилотные средства дистанционного управления направлением буримых скважин. Возможности этих систем впечатляют: при высочайших точности ( $\pm 0,1^\circ$ ) и оперативности данные системы способны осуществлять бурение скважин любой ориентации в пространстве протяженностью до 13 км непрерывными рейсами, протяженность которых может составлять более 1 000 м. Современная отклоняющая система представляет собой беспилотный электронно-механический агрегат, управляемый дистанционно, подобно современным беспилотным самолетам и вертолетам-дронам.

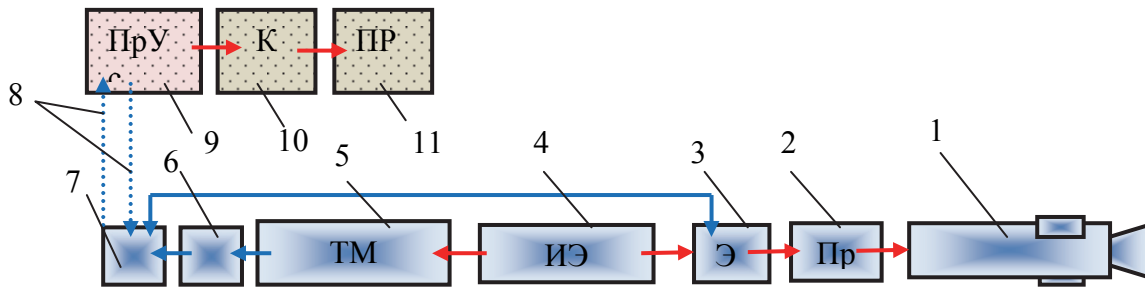


Рис. 4.41. Блок-схема забойной отклоняющей системы: 1 – механизм искривления; 2 – привод механизма искривления; 3 – электронный блок управления приводом механизма искривления; 4 – источник электроэнергии (гидротурбина или аккумуляторные батареи); 5 – телеметрия; 6 – электронный блок телеметрии; 7 – блок передачи и приема информации, передаваемой с поверхности и к забойной системе; 8 – канал связи (гидроимпульсный, электромагнитный); 9 – приемное устройство и усилитель сигнала; 10 – компьютер; 11 – прибор для визуального контроля процесса бурения на буровой

На рис. 4.41 приведена блок-схема современной забойной отклоняющей системы типа РУС.

Обладая автономным источником электрической энергии 4 подобные отклоняющие системы управляются с поверхности оператором через компьютер 10, который формирует сигнал, передаваемый через буровой раствор или посредством электромагнитного излучения 8 до забойной компоновки, в которой посредством электронного блока 3 и системы привода 2 отклоняющего механизма 1 производится ориентированное в заданном направлении изменение направления скважины. В то же время встроенная система телеметрии 5 ведет постоянный мониторинг угловых параметров бурящейся скважины и посредством электронного блока 6 и системы преобразования сигнала 7 передает информацию на поверхность в блок приемки и усиления сигнала 9, далее в компьютер 10 и на прибор для визуального контроля процесса бурения на буровой 11 к оператору. В результате такого взаимодействия формируется новое задание для корректировки направления скважины, которое и реализуется с высокой точностью.

Эффективность РУС определяется следующими обстоятельствами:

- улучшается вынос шлама, так как РУС не создает зауженных интервалов ствола скважины;
- повышается скорость проходки, поскольку эффективный вынос шлама препятствует его осаждению, что положительно влияет на процесс разрушения породы;
- повышается скорость бурения и длина горизонтального ствола за счет снижения силы трения между колонной и стенкой скважины вследствие вращения всей колонны;

- сокращается риск механического и дифференциального прихватов, поскольку нет неподвижных элементов РУС, контактирующих с обсадной колонной, отклонителем или стенкой ствола скважины.

Системы *RSS* позволяют бурить пологие и горизонтальные скважины с плавным профилем из-за отсутствия перегибов ствола (обычных при использовании забойных двигателей) с большей протяженностью за счет снижения сил трения и лучшей очистки ствола от шлама. Более высокая проходка с постоянным вращением бурильной колонны предотвращает вероятность прихватов бурильного инструмента, сокращает время на очистку ствола от выбуренной породы и дает ряд дополнительных преимуществ по качеству вскрытия продуктивного горизонта. Применение РУС позволяет бурить протяженные – более 10 км – горизонтальные стволы, так как бурение с вращением бурильной колонны снижает вероятность зашламования колонны и обеспечивает более высокую способность к проталкиванию колонны по горизонтальному стволу.

Различают два вида РУС: с отклонением долота (*push-the-bit*) и с изменением направления перекоса долота (*point-the-bit*) – (см. табл. 4.7).

Первый вариант – РУС с отклонением долота – предполагает набор кривизны фрезерованием стенки скважины под действием отклоняющего усилия, второй – асимметричного разрушения забоя скважины. В системе с отклонением долота отклоняющая сила на долоте  $P_{от}$  появляется в результате выдвижения лопаток 1, осуществляющих давление на стенку скважины с усилием  $P_p$  (рис. 4.42, рис. 4.43).

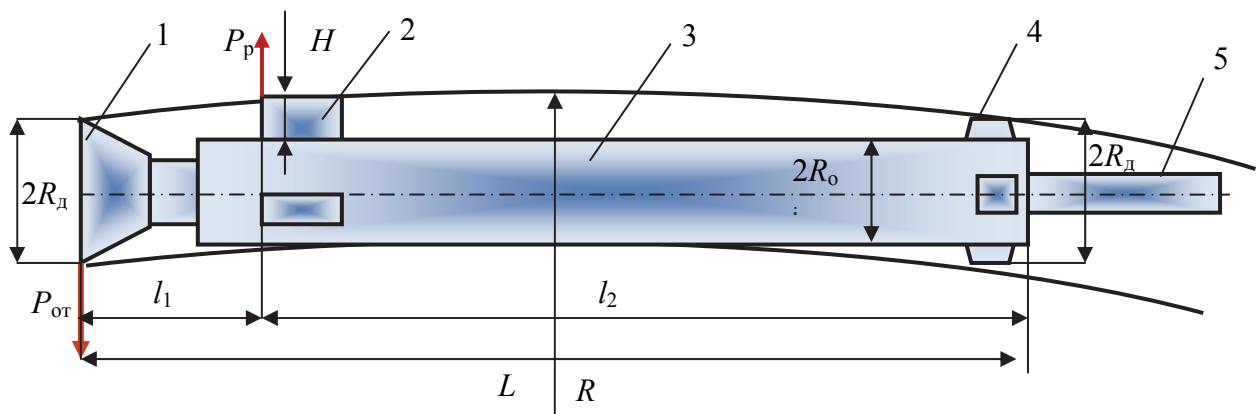


Рис. 4.42. Схема для расчета радиуса искривления РУС с радиальным смещением долота: 1 – долото; 2 – выдвижные лопатки; 3 – корпус; 4 – верхний стабилизатор; 5 – труба;  $D_d$  – диаметр долота;  $H$  – выход лопатки из корпуса;  $D_o$  – диаметр корпуса;  $D_c$  – диаметр стабилизатора

Привод лопаток 1 гидравлический, осуществляется за счет последовательной подачи бурового раствора в соответствующие гидрокамеры. Для увеличения угла отклонения каждая лопатка 1, проворачиваясь и находясь

в нижней части ствола, нажимает на нижнюю сторону ствола, а для уменьшения угла каждая лопатка 1 нажимает на верхнюю часть ствола. Команды, направляемые при помощи телеметрии по гидроимпульсному и электромагнитному каналам связи, определяют время и силу срабатывания башмака 1. Блок управления 3, расположенный над блоком отклонения 5, приводит в действие поворотную заслонку 6, которая закрывает или открывает канал для подачи бурового раствора в камеры с лопатками 1 в соответствии с поворотом бурильной колонны. Система синхронно изменяет интервал воздействия и усилие, с которым лопатка 1 воздействует на стенку скважины, тем самым направляя долото 4 в требуемом направлении. Долото 4 обеспечивает отклонение ствола фрезерованием стенки скважины боковым вооружением. Таким образом, значительная роль в процессе искривления данным типом РУС отводится долоту, которое должно отвечать определенным требованиям.

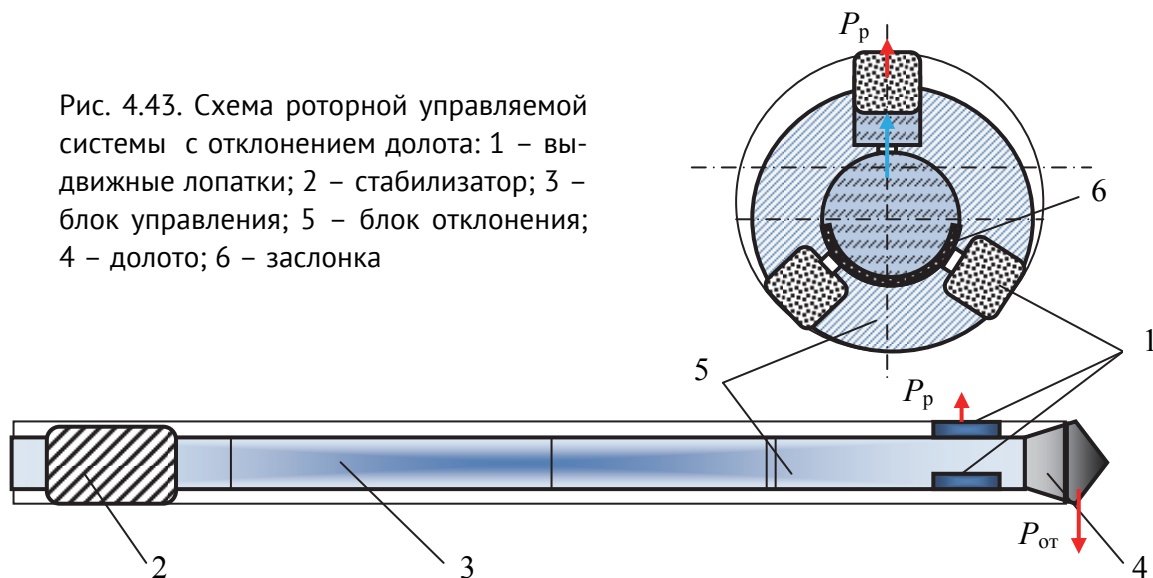


Рис. 4.43. Схема роторной управляемой системы с отклонением долота: 1 – выдвижные лопатки; 2 – стабилизатор; 3 – блок управления; 5 – блок отклонения; 4 – долото; 6 – заслонка

В соответствии с работой [1] и схемой на рис. 4.42 радиус кривизны ствола скважины, реализуемый РУС с радиальным смещением долота, можно определить по формуле

$$R = \frac{0,5l_1l_2}{h}, \quad (4.20)$$

где  $h = H - (R_d - R_o) + \frac{l_1(R_d - R_u)}{L}$ .

Формула (4.20) получена из условия вписываемости отклонителя в искривленный ствол скважины без деформирования корпуса. Именно по-

этому по формуле (4.20) можно определить минимальное значение радиуса кривизны и, соответственно, минимальное значение интенсивности искривления ствола при заданных значениях параметров. В то же время в процессе фрезерования стенки скважины значительную роль играет фрезерующая способность долота под действием отклоняющего усилия  $P_{от}$ . В этом случае интенсивность искривления может определяться по формуле (4.13), а радиус кривизны по зависимости

$$R = \frac{v_б}{v_ф L},$$

из которой следует, что формируемая кривизна существенно зависит от скоростей бурения  $v_б$  и фрезерования стенки скважины  $v_ф$ . Для удовлетворения требуемым параметрам набора кривизны радиус кривизны, рассчитанный по формуле (4.20), может быть получен только при определенных скоростях бурения и фрезерования.

Отклоняющая сила, действующая в направлении фрезерования РУС, будет зависеть от размеров и давления промывочной жидкости в дроссельно-циркуляционной системе отклонителя и может определяться по формуле

$$P_{от} = \frac{P_p l_2}{2L} = \frac{\rho_ж S_{п} l_2}{2L}, \quad (4.21)$$

где  $\rho_ж$  – давление промывочной жидкости в гидрокамере над выдвижным башмаком, МПа;  $S_{п}$  – площадь выдвижной лопатки со стороны гидрокамеры, м<sup>2</sup>;  $L$  – длина РУС, м;  $l_2$  – расстояние от выдвижной лопатки до стабилизатора отклонителя, м.

Расчеты по формуле (4.20) для РУС с  $R_d = 147,65$  мм,  $R_o = 122$  мм,  $R_{ц} = 140$  мм,  $l_1 = 0,7$  м,  $l_2 = 2,5$  м позволяют определить значения радиусов кривизны, которые изменяются от 152 до 350 м при выдвижении лопатки на расстояние  $H = 30–26,75$  мм.

На рис. 4.44 показана компоновка РУС *Power Drive vortex* компании *Schlumberger* повышенной мощности для реализации интенсивного искривления скважин. В системе используется ВЗД с системой ротор-статор 7×8, который реализует крутящий момент 24,4 кН·м при расходе бурового раствора 77 л/с. В отклонителе используется адаптированный к высокой температуре эластомер, что позволяет использовать его при забойной температуре до 150°. Автоматизированная система управления данным РУС реализует функцию «круиз-контроль» по зенитному и азимутальному углу, существует возможность проработки ствола скважины.

Размеры долота для данной системы 279,4–120,7 мм, длина компоновки 15,42 м.



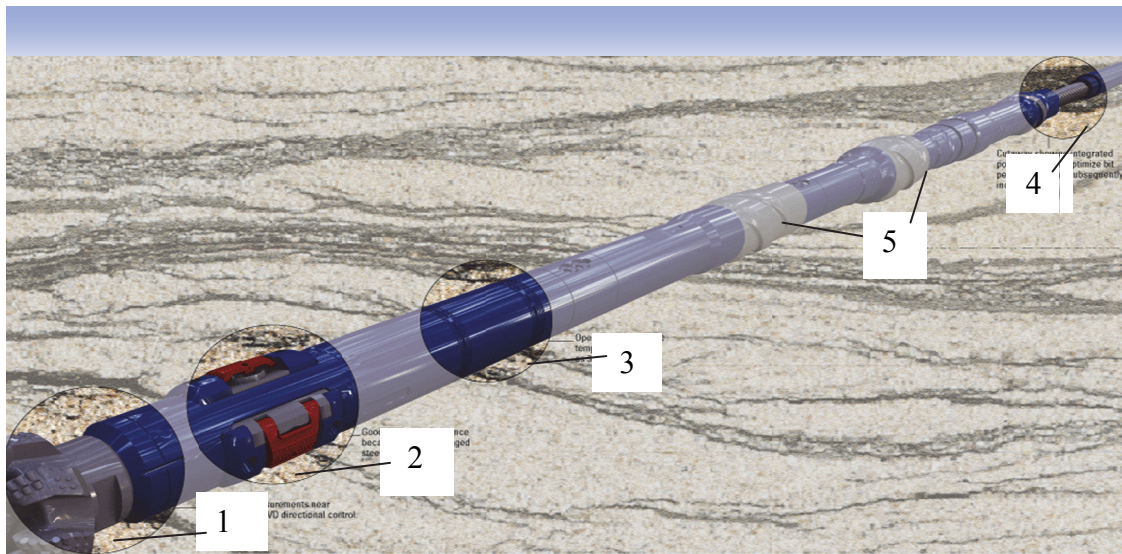


Рис. 4.44. Система РУС *Power Drive vortex* с отклонением долота: 1 – долото с системой контроля положения забоя; 2 – выдвижные лопатки; 3 – энергетический блок и электронный блок управления; 4 – гибкая УБТ; 5 – стабилизаторы

На рис. 4.45 показана роторно-управляемая система с отклонением долота (*push-the-bit*) перед спуском в скважину.

Роторные управляемые системы *Power Drive X5* компании *Schlumberger* реализуют набор кривизны с отклонением долота (*push-the-bit*).

РУС *Power Drive X5* обеспечивают бурение полностью вращающейся роторной системой для осуществления наклонно-направленного бурения и проходки прямолинейных стволов. При этом конструкция РУС имеет возможность получения данных в режиме реального времени при использовании с телеметрическими системами *Power Pulse* и *Power Scope*.

Роторные управляемые системы *Power Drive X5* позволяют производить в процессе бурения:

- измерение зенитного и азимутального углов в непосредственной близости от долота;
- измерение уровня вибрации и ударной нагрузки КНБК;
- измерение скорости вращения долота;
- измерение гамма-излучения для геонавигации;
- производить режим автоматического поддержания зенитного угла.



Рис. 4.45. Роторная управляемая система перед спуском в скважину



Основные характеристики РУС *Power Drive X5* приведены в табл. 4.9.

Система отклонения долота от оси вращения в заданном направлении под названием *Bias Unit* состоит из корпуса, системы отклоняющих лопаток, управляющего клапана и фильтра, расположенного в удлиняющем переводнике. Башмаки 2 поочередно отклоняются в определенный момент времени давлением промывочной жидкости. Клапан, управляющий работой выдвижных башмаков 2, и фильтр, предназначенный для очистки бурового раствора, располагаются над башмаками 2 в корпусе.

Таблица 4.9

Параметры РУС *Power Drive X5*

Параметры системы	Типоразмер РУС <i>Power Drive X5</i>				
	475	675	825	900	1100
Диаметр, мм	146,1; 165,1	215,9–250,8	254	311,2–374,4	406,4–660,4
Длина компоновки, м	4,56	4,11	4,45	4,45	4,6
Расстояние до калибратора (точка контакта)	3,05	3,11	4,02	3,65	3,69
Максимальная интенсивность искривления, град/30 м	8	6,5	6	3	3
Расход промывочной жидкости, л/мин	813–1 514	813–1 514	1 817–7 192	1 817–7 192	1 817–7 192
Максимальная частота вращения, мин <sup>-1</sup>	250	220	220	200	200
Максимальное давление, кПа	137 895	137 895	137 895	137 895	137 895

Конструкция клапана во всех отклонителях с отклонением долота аналогична, принцип его работы показан на рис. 4.46.

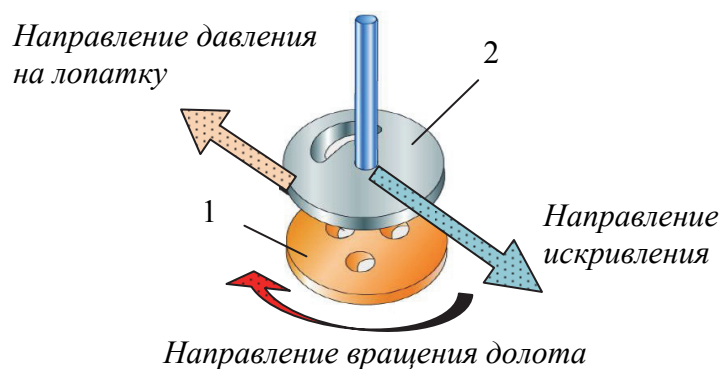


Рис. 4.46. Схема работы клапана: 1 – пластина с отверстиями; 2 – тарелка клапана

Работает клапан следующим образом.

Во время управления пластина 1 с тремя отверстиями вращается вместе с бурильной колонной, а тарелка клапана 2, связанная с управляющей электроникой, неподвижна, так как свободно вращается на подшипниках и соединена осью с управляющей электроникой, находящейся в *Control Unit*. Как только отверстие в пластине 1 совпадает с окном в тарелке клапана 2, промывочная жидкость подается в направлении поршня соответствующей лопатки РУС 2 (см. рис. 4.44) и отклоняет её. Таким образом, поочередно отклоняются все лопатки 2 отклоняющего комплекса РУС.

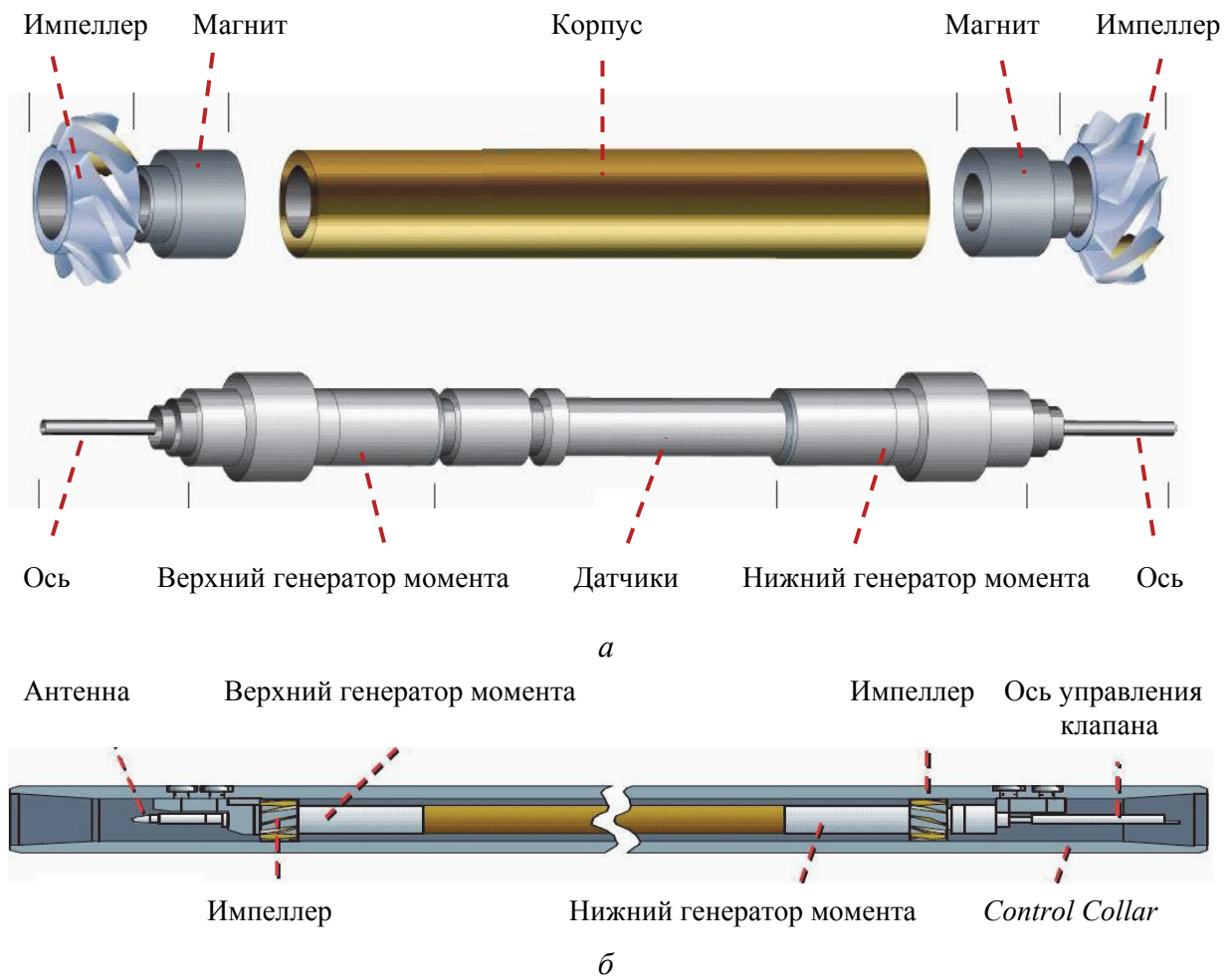


Рис. 4.47. Энергетический блок и электронный блок управления РУС: *a* – в разобранном виде; *б* – в сборе

Система *Control Collar* (энергетический блок и электронный блок управления 3 (рис. 4.47) состоит из узла *Control Unit* и УБТ, внутри которой он крепится болтами. *Control Unit* состоит из двух импеллеров, которые приводятся во вращение потоком промывочной жидкости и вращаются в противоположные относительно друг друга стороны двумя генерато-

рами момента. *Control Unit* также оснащен антенной для связи с телеметрической системой в реальном времени, осью, с которой соединен клапан управления лопатками (см. рис. 4.46) и электроники с датчиками и устройством управления системой (рис. 4.47).

Главная задача *Control Unit* – поддерживать постоянным направление отклонения башмаков 2 (рис. 4.47) в соответствии с заданной программой, записанной в память прибора при начальной установке или посланной с поверхности по каналу связи.

Промывочная жидкость, проходя через колонну и систему, раскручивает импеллеры и соответствующие магниты, которые закреплены на них. Команда на поворот *Control Unit* вокруг своей оси подается от системы датчиков, расположенных в сенсорном модуле. В зависимости от того, в какую сторону необходимо повернуть *Control Unit*, напряжение подается на генератор момента и реактивный момент поворачивает прибор в ту или иную сторону. Например, если необходимо повернуть *Control Unit* против часовой стрелки, то нижний магнит вращается против часовой стрелки, но напряжение подается на нижний генератор момента, а создавшееся электромагнитное поле взаимодействует с магнитом и вырабатывает реактивный момент, который разворачивает *Control Unit* против часовой стрелки.

Сенсорный модуль состоит из трехосевого магнитометра, измеряющего магнитное поле Земли и ориентированного относительно оси прибора (магнитный азимут), трехосевого акселерометра, измеряющего гравитационное поле Земли и ориентированного относительно оси прибора (зенитный угол), двухосевого магнитометра, состоящего из датчика магнитного поля, и двух взаимно перпендикулярных магнитов и измеряющих частоту вращения и положения *Control Unit* относительно *Control Collar* и гиродатчика вращения, который управляет скоростью вращения прибора относительно его оси.

Стабилизатор 5 и гибкая УБТ 4 (рис. 4.48) предназначены для увеличения общей интенсивности искривления скважины, реализуемой системой РУС. Устройство этих элементов компоновки показано на рис. 4.48. Они бывают двух исполнений – с каналом для передачи данных в реальном времени и без него. Данные передаются по электромагнитному каналу на приемник 1, а затем через разъем на *Power Pulse (Power Drive X5 675–1 100)* или на *IMPulse (Power Drive X5 475)*.

Канал передачи данных в реальном времени позволяет уменьшить расстояние от датчика до долота (*Inc Cont* около 2 м), а также служит для подтверждения принятой команды *Down Link*. Уменьшение расстояния от долота до датчика повышает точность измерений, так как в этом случае полученные данные более соответствуют реальному положению забоя бу-

рящейся скважины. При удалении датчика от забоя получаемая информация о положении ствола будет отличаться от реальной, так как будет поступать к управляющему компьютеру и оператору с запаздыванием.

Управление РУС во время бурения осуществляется подачей команд с поверхности путем уменьшения-увеличения подачи раствора буровыми насосами по заданному алгоритму в соответствии с программой *Tool Scope*.

Выбирается нужная установка (*Tool Face*), а также процентное соотношение слайд – ротор. В соответствии с требуемыми данными программа выдает повременную распечатку команд на уменьшение-увеличение расхода промывочной жидкости.

При бурении процентное соотношение слайд – ротор распределяется так:

- в начале цикла бурения (по умолчанию 180 с) выдвижные лопатки 2 компоновки (рис. 4.44) отклоняются в соответствии с выбранным направлением;
- далее система переходит в нейтральный режим (частота открывания башмаков 2 на 16 мин<sup>-1</sup> меньше, чем частота вращения бурильной колонны);
- в следующем цикле все повторяется снова.

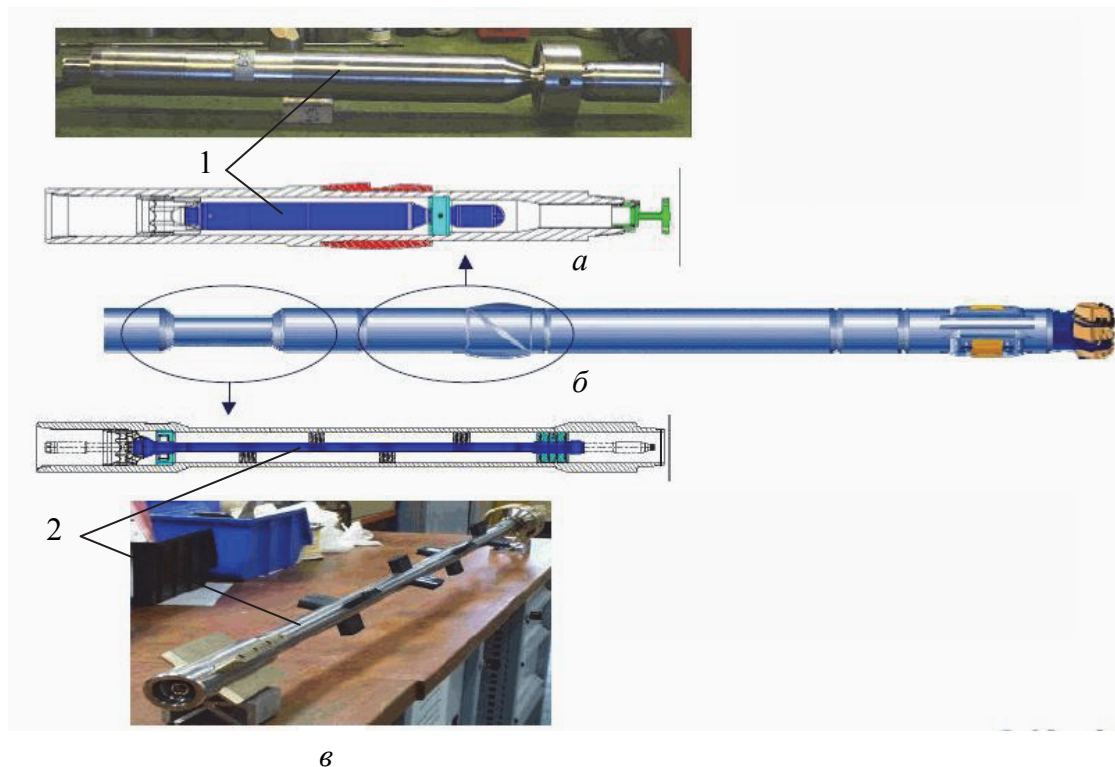


Рис. 4.48. Стабилизатор и гибкая УБТ: а – приемник данных 1 в реальном времени; б – компоновка РУС в сборе; в – гибкая УБТ с каналом 2 для передачи данных в реальном времени

На рис. 4.49 показан пример реализации искривления, при котором 60 % времени выдвижные лопатки 2 (рис. 4.44) отклоняют компоновку в направлении 45° (выполаживание и отклонение ствола вправо), а затем 40 % времени система работает в нейтральном режиме, т. е. без отклонения.

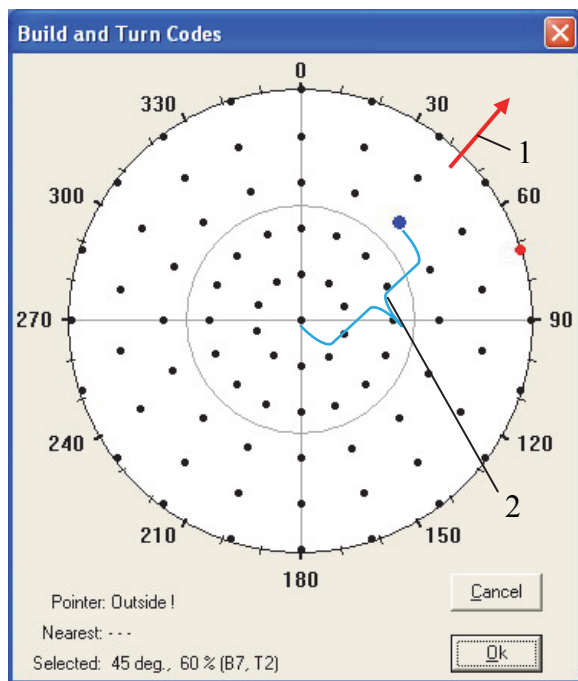


Рис. 4.49. Диаграмма на компьютере, отображающая направление и режим отклонения скважины компоновкой: 1 – направление набора кривизны под углом установки отклонителя 45 град (выполаживание – повышение зенитного угла и отклонение вправо); 2 – временной интервал интенсивного отклонения (в данном случае 60 %)

При выборе долота для системы *Power Drive X5* (и иных систем фрезерующего типа) следует отдавать предпочтение долотам, которые могут обеспечить минимальную вибрацию, хорошую управляемость, наличие активного бокового фрезерующего вооружения, максимальной скорости проходки, надежности и долговечности. Выбор долот также определяется профилем скважины, интенсивностью искривления, протяженностью интервала набора кривизны и интервалом ствола скважины, в котором проводится бурение с набором кривизны.

В РУС с изменением направления перекоса долота (*point-the-bit*) используют внутренний изгиб вала отклонителя для изменения направления скважины. В такой системе точка изгиба вала находится внутри корпуса над долотом (рис. 4.49). Ориентация изгиба вала контролируется с помощью серводвигателя, который вращается с той же скоростью, что бурильная колонна, но в обратном направлении. Это позволяет сохранить геостационарную ориентацию торца бурового инструмента при вращении колонны.

Радиус искривления скважины для РУС с изменением перекоса долота при отсутствии деформации корпуса определяется выражением [1]

$$R = \frac{L}{2\sin(\gamma - \beta)}, \quad (4.22)$$

где  $\beta$  – угол наклона отклонителя к оси скважины, град.

Угол  $\beta$  определяют по формуле  $\beta = \arctg \frac{D_d - D_{ц}}{2l_1}$ .

Угол  $\gamma$  создается при изгибе вала отклонителя (рис. 4.50) и может определяться по формуле

$$\gamma = \frac{3\Delta(1-\eta)^2}{\alpha^3\eta l_2}, \quad (4.23)$$

где  $\Delta$  – угол отклонения вала при изгибе, град;  $\alpha = \frac{a}{l_2}$ ;  $\eta = \frac{b}{l_2}$  (см. рис. 4.41).

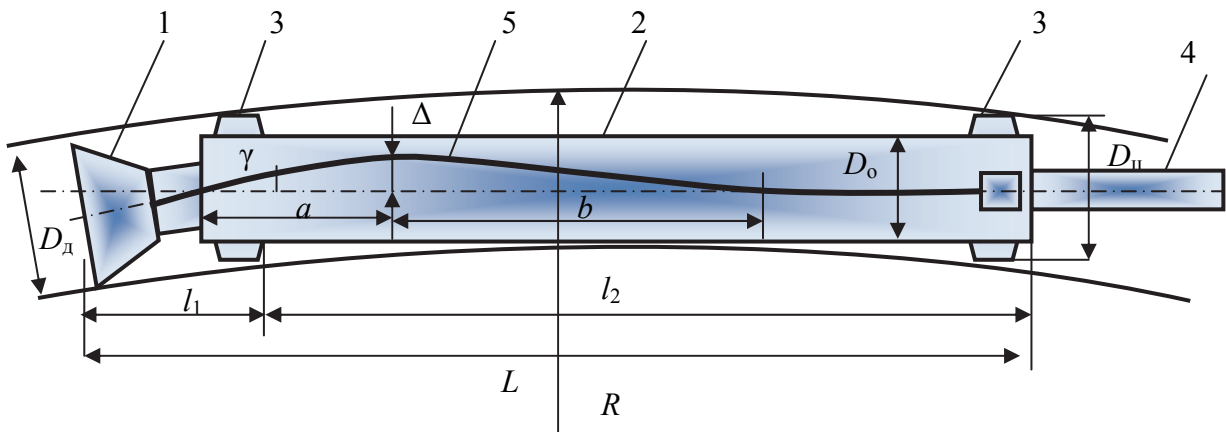


Рис. 4.50. Схема для расчета радиуса искривления РУС с изменением направления перекоса долота: 1 – долото; 2 – корпус; 3 – стабилизатор; 4 – труба; 5 – вал отклонителя;  $D_d$  – диаметр долота;  $D_o$  – диаметр корпуса;  $D_{ц}$  – диаметр стабилизатора

Для системы *Geopilot*, имеющей следующие параметры:  $a = b = 2,25$  м;  $l_1 = 0,8$  м;  $l_2 = 4,5$  м;  $D_o = 244$  мм, значения радиусов искривления при бурении долотом диаметром 295,3 мм и различных прогибах вала отклонителя приведены в табл. 4.10.

Таблица 4.10

Расчетные данные радиуса искривления РУС *Geopilot*

Диаметр центриатора $D_{ц}$ , мм	244			280			
Прогиб вала $\Delta$ , мм	4	5	6	2	3	4	5
Угол перекоса $\gamma$	1,75	2,18	2,62	0,87	1,31	1,75	2,18
Радиус искривления $R$ , м	–	438	194	475	200	126	93



В управляемой роторной системе *Geopilot* (рис. 4.51) используется управляемый отклонитель, состоящий из цельного вала 1, расположенного между долотом 2 и верхней частью инструмента.

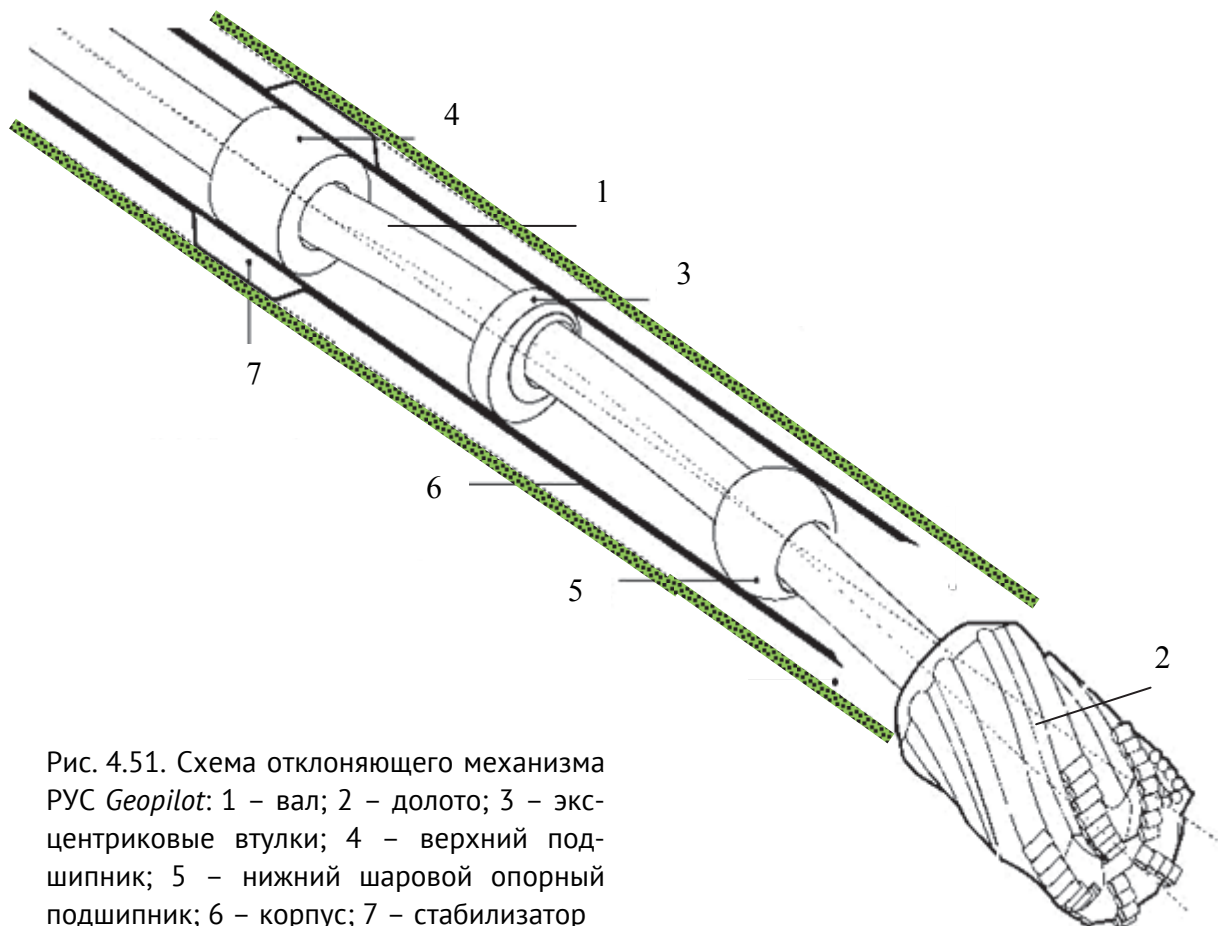


Рис. 4.51. Схема отклоняющего механизма РУС *Geopilot*: 1 – вал; 2 – долото; 3 – эксцентриковые втулки; 4 – верхний подшипник; 5 – нижний шаровой опорный подшипник; 6 – корпус; 7 – стабилизатор

Выполненный из нержавеющей высокопрочной стали вал 1 имеет внутренний канал для прохода бурового раствора. Компактный и прочный отклоняющий узел, размещённый внутри не вращающейся верхней части корпуса 6 передаёт контролируемое отклонение на вал 1 через две вращающиеся эксцентриковые втулки 3. Связь с эксцентриковыми втулками 3 сверху и снизу осуществляется с помощью двух систем привода.

В результате действия одного или обеих систем привода эксцентриковые втулки 3 поворачиваются вместе или по отдельности и отводят вал 1 в сторону по осевой линии корпуса 6, заставляя вал 1 искривляться и ориентировать долото 2 в направлении заданного угла установки отклонителя. Специально сконструированные вращающиеся уплотнения внутри корпуса 6 не позволяют буровому раствору попадать внутрь отклонителя, а смазочной жидкости вытекать наружу, что обеспечивает достаточно высокие ресурс и надежность системы.

Секция вала 1, проходящая через корпус 6, опирается на верхний подшипник фиксированного конца 4, подшипник радиальной опоры и нижний плавающий подшипник 5. Когда эксцентриковые кольца 3 изгибают вал 1, то вал 1 изгибается между верхним подшипником 4 фиксированного конца, который не даёт валу изгибаться выше себя и нижним плавающим подшипником 5, который позволяет долоту 2 отклоняться в любом заданном направлении и свободно вращаться. Так как основная нагрузка на долото 2 передаётся через корпус 6, то благодаря этому вал 1 изготавливается более тонким и потому более управляемым.

Расположенный в верхней части компоновки компактный прочный компьютеризированный блок осуществляет контроль за отклонением вала 1.

В системе РУС с изменением направления перекоса или позиционирования долота (*point-the-bit*) используются механизм управления с эксцентриковыми втулками. Примером могут служить кольца 3 системы *Geopilot* (рис. 4.51). При этом возможно использование одной или двух таких втулок для обеспечения изгиба вала и перекоса долота.

В первом случае такая втулка располагается внутри корпуса отклонителя с некоторым смещением от геометрического центра поперечного сечения корпуса отклонителя. Это необходимо для того, чтобы в процессе бурения была возможность обеспечить такое положение втулки, при котором скважина бурится без отклонения, так как эксцентрично расположенное отверстие втулки располагается соосно корпусу отклонителя (рис. 4.52, а).

Схема работы устройства данного типа показана на рис. 4.52.

Эксцентриковая втулка 1 имеет возможность поворота как вокруг собственной оси в направлении  $\eta$ , так и вокруг оси корпуса-статора 2 РУС в направлении  $\tau$ . Вал-ротор 3 РУС, на котором установлено долото 5, вращается внутри эксцентриковой втулки 1 с частотой  $\omega$ . Корпус-статор 2 РУС фиксируется в скважине при выдвигении плашек 4. Поворот эксцентриковой втулки 1 осуществляется с помощью сервомеханизма, работа которого управляется электронным блоком по команде от управляющего процессом компьютера. Поворот эксцентриковой втулки 1 приводит к отклонению оси вала-ротора 3 от центральной оси корпуса 2 РУС на величину зазора  $\Delta$  и долото 5 получает перекося в ту или иную сторону, в зависимости от положения втулки 1 внутри корпуса-статора 2 РУС.

На рис. 4.52, а дана схема, соответствующая случаю бурения без искривления, при котором внутреннее отверстие эксцентриковой втулки 1, вал 3 соосны корпусу 2 РУС ( $\Delta = 0$ ), а долото 5 не имеет перекося.

В иных случаях, проиллюстрированных рис. 4.52, б, в, эксцентриковая втулка 1, проворачиваясь, занимает такую позицию в корпусе РУС, которая обеспечивает изгиб вала 3, перекося долота 5, изменение направления бурения и искривление скважины в направлениях, указанных на схемах (позиция б).



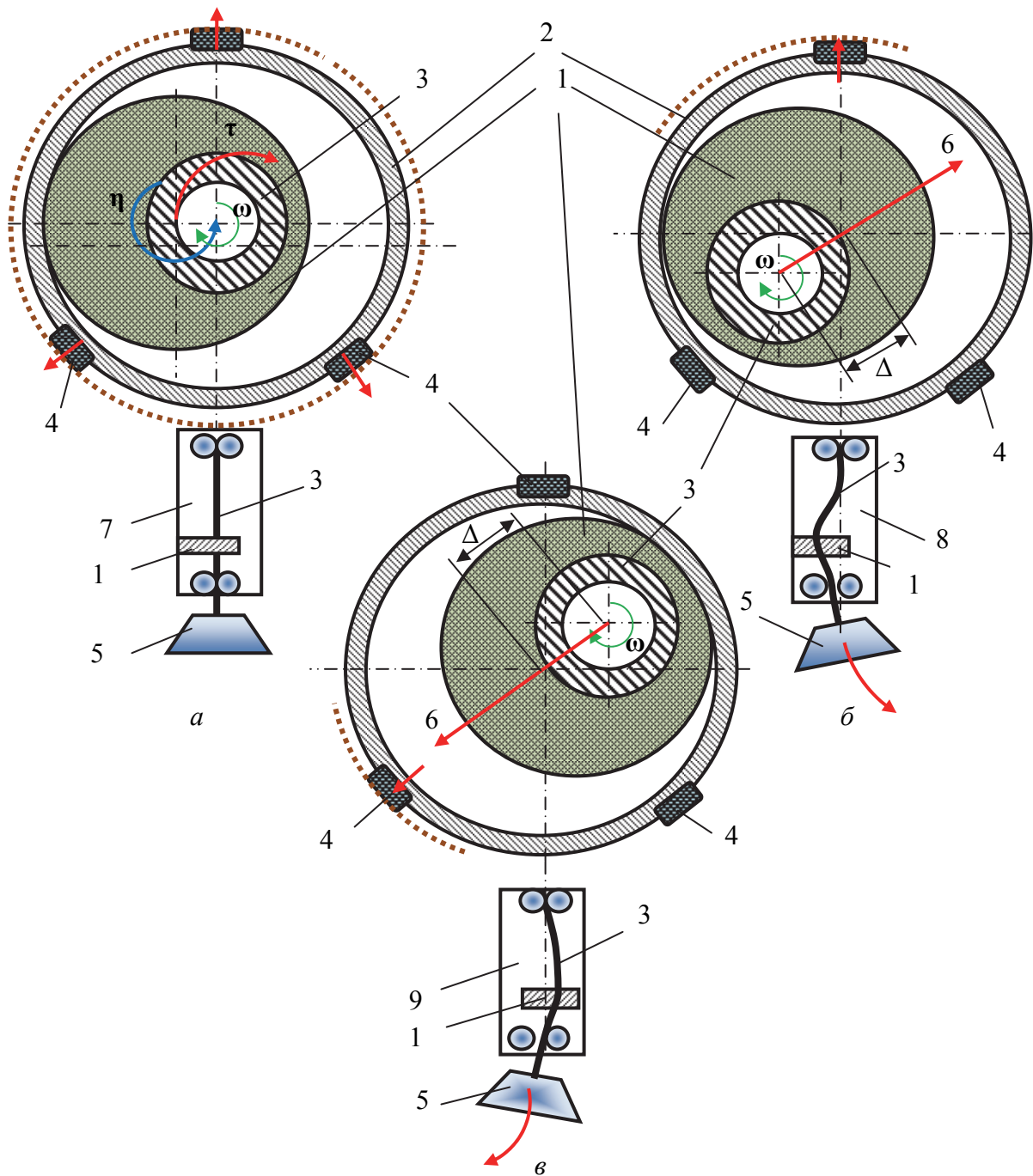


Рис. 4.52. Схемы работы РУС с позиционированием долота: а – положение системы, определяющей прямолинейное направление бурения; б, в – положения системы, определяющей изменение направления бурения; 1 – эксцентриковая втулка; 2 – корпус-статор; 3 – вал-ротор; 4 – выдвижные плашки; 5 – долото; 6 – направление искривления скважины; 7 – схема РУС при прямолинейном бурении; 8, 9 – схемы РУС при изменении направления бурения

В системе *Geopilot* реализован механизм с двумя эксцентриковыми втулками, что позволяет располагать данные втулки без смещения от геометрического центра корпуса отклонителя (рис. 4.53). В этом случае есть

возможность для большей управляемости процессом набора кривизны за счет сдвоенной системы регулирования углом перекоса долота.

На рис. 4.54 приведена иная схема управления изгибом ведущего вала РУС за счет поперечного отклонения симметричной кольцевой втулки. Такой вариант исполнения возможен, но требует иного, несколько более сложного, привода системы, которая должна осуществлять поперечное силовое перемещение втулки с валом, что в ограниченных пределах корпуса отклонителя затруднено.

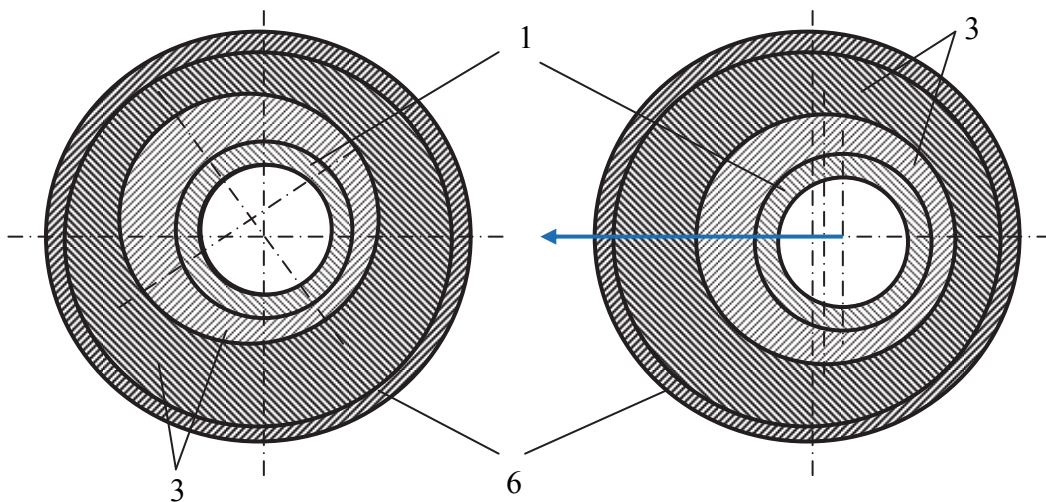


Рис. 4.53. Схемы различных положений эксцентриковых втулок: *а* – бурение без набора кривизны; *б* – набор кривизны влево (угол установки  $270^\circ$ ); обозначения элементов аналогичны обозначениям на рис. 4.51

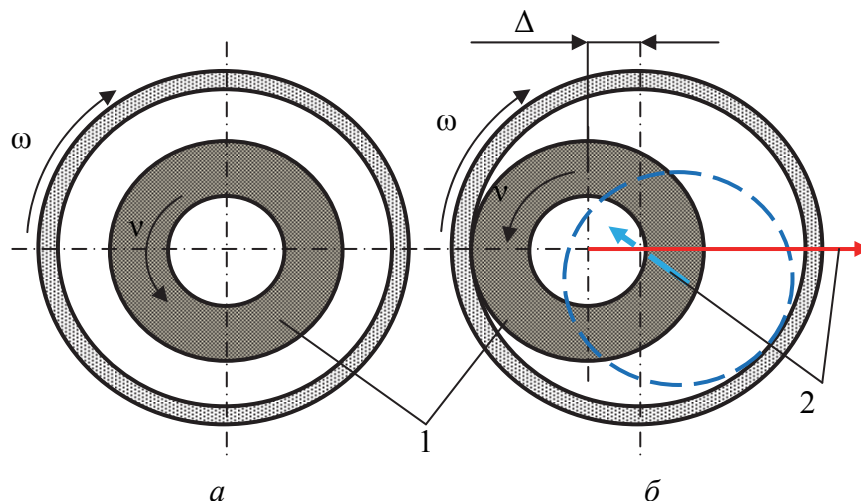


Рис. 4.54. Схема работы отклоняющего узла и набора кривизны РУС с позиционированием положения долота: *а* – положения вала 1 при бурении без отклонения; *б* – положение вала 1 при изменении направления скважины; 2 – направления искривления скважины

Роторная управляемая система *Power Drive Xceed 675* предназначена для направленного бурения и может использоваться для забуривания новых направлений ствола скважины, бурения скважин увеличенного диаметра. РУС *Power Drive Xceed 675* дает возможность получения данных в режиме реального времени при использовании с телеметрическими системами *Power Pulse* и *Power Scope*. Система позволяет автоматически поддерживать зенитный и азимутальный угол скважины, производить измерение зенитного и азимутального углов в непосредственной близости от долота, измерение скорости вращения долота. Диаметр долота 212,7–250,8 мм. Максимальная интенсивность искривления 8 град/30 м. Расход промывочного раствора 1 098–3 098 л/мин. Максимальная частота вращения 350 мин<sup>-1</sup>. Длина компоновки 7,62 м. Расстояние до второго стабилизатора 3,38 м, до первого 0,34 м. *Power Drive Xceed 900*. Диаметр долота 311,2–444,5 мм.

Основные характеристики РУС *Power Drive Xceed* приведены в табл. 4.11.

Таблица 4.11

Механическая спецификация и эксплуатационные характеристики  
*Power Drive Xceed 675* и *Power Drive Xceed 900*

Характеристики	<i>Power Drive Xceed 675</i>	<i>Power Drive Xceed 900</i>
Номинальный наружный диаметр, мм	171,5	228,6
Диаметр ствола, мм	212,7–250,8	311,2–444,5
Максимальный наружный диаметр корпуса (муфта), мм	193,7	248,92
Минимальный внутренний диаметр (муфта), мм	99,9	133,4
Максимальная высадка наружу, мм	193,7	248,9
Крутящий момент на верхнем резьбовом соединении при пределе текучести, Н·м	31 184–35 251	56 944–62 368
Крутящий момент на нижнем резьбовом соединении при пределе текучести, Н·м	17626–20337	37963–43386
Максимальная интенсивность кривизны, град/30 м		
при вращении	8	6,5
без вращении	15	12
Максимальная нагрузка на долото, Н	244 652	366 617
Максимальная рабочая частота вращения, мин <sup>-1</sup>	350	
Максимальный рабочий крутящий момент, Н·м	27 116	47 454

Окончание табл. 4.11

Характеристики	<i>Power Drive Xceed</i> 675	<i>Power Drive Xceed</i> 900
Максимальная рабочая растягивающая нагрузка, Н	226 800	340 190
Максимальная ударная нагрузка, кН	4 535,92	
Максимальная вибрационная нагрузка, g/Гц	250	
Максимальное рабочее давление, кПа	137 900	137 900
Максимальная рабочая температура, °С	150	
Подача турбин, л/мин	1 098–1 552	1 703–2 839
	1 363–2 158	2 271–4 542
	1 798–3 028	3 407–6 814
Максимальное содержание песка в буровом растворе, %	2	
Немагнитный переходник	Да	
Магнитная проницаемость переходника	Незначительна	
Силовой модуль	Турбогенератор вырабатывает электроэнергию для питания системы управления и направляющей секции	
Система управления	Блок электроники и датчиков проводит измерения для контроля направляющей секции	
Направляющая секция	Непрерывно ориентирует наклонный шпиндель долота для контроля направления бурения и интенсивности кривизны ствола скважины	

Последнее достижение в области управляемых роторных систем – РУС *Power Drive Archer*, сочетающее в себе характеристики систем с отклонением и изменением перекаса долота. Эта гибридная система совмещает высокий темп набора кривизны ствола наклонной скважины, обеспечиваемый двигателем объемного типа, с высокой скоростью проходки роторной управляемой системы.

Данная система позволяет автоматически поддерживать углы положения скважины в пространстве. Интенсивность искривления системой составляет 0,1–0,3 град/м в зависимости от диаметра скважины, который может составлять от 406,4 до 660,4 мм.

В отличие от некоторых других роторных управляемых систем в РУС *Power Drive Archer* не используются выдвигаемые наружу башмаки для оказания давления на пласт. Вместо этого четыре поршня привода внутри УБТ изнутри нажимают на цилиндрический поворотный хомут, ко-

торый вращается на универсальном шарнире, ориентируя долото в желаемом направлении (рис. 4.55, 4.56). Кроме того, четыре лопасти стабилизатора, расположенные на внешней части хомута над универсальным шарниром, оказывают боковое усилие на долото при контакте со стенкой скважины, что заставляет РУС работать в режиме системы с отклонением долота. Такая РУС имеет более низкий риск отказа или повреждения, поскольку все подвижные детали находятся внутри, что защищает их от воздействия неблагоприятной внутрискважинной среды. Такая конструкция также способствует увеличению срока эксплуатации РУС.

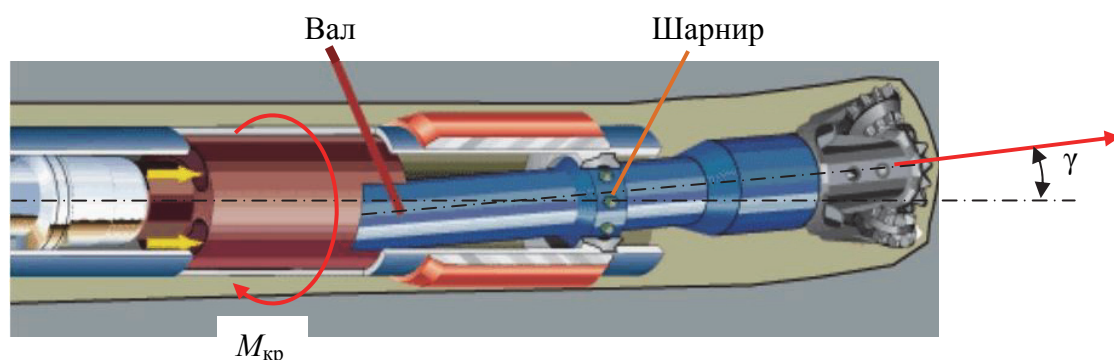


Рис. 4.55. Устройство РУС с позиционированием долота за счет отклонения вала:  
 $\gamma$  – угол перекоса долота

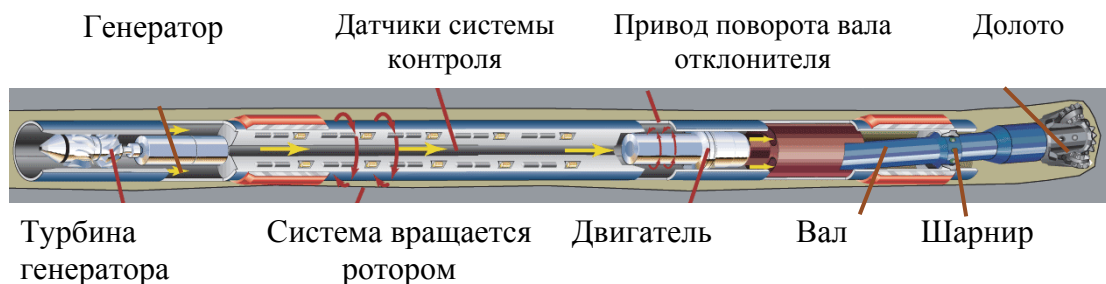


Рис. 4.56. Роторная управляемая система *Power Drive Archer*

Внутренний клапан, удерживаемый в геостационарном положении относительно торца бурового инструмента, отводит небольшую часть бурового раствора на поршни. Буровой раствор приводит в действие поршни, которые нажимают на поворотный хомут, что обеспечивает заданную ориентацию долота и отклонение скважины.

В нейтральном режиме клапан бурового раствора непрерывно вращается; таким образом усилие бурового долота распределяется равномерно по стенке скважины, что позволяет РУС сохранять курс.

Наддолотные измерения таких параметров, как интенсивность гамма-излучения, угол наклона и азимут, позволяют оператору тщательно контролировать процесс бурения. Текущее значение курса и другие рабочие параметры передаются оператору через блок управления, который направляет эту информацию на поверхность путем непрерывной телеметрии по гидроимпульсному каналу связи. С поверхности специалисты по наклонному бурению направляют команды вниз на блок управления, расположенный над блоком навигации. Эти команды превращаются в колебания скорости подачи бурового раствора. Каждой команде соответствует уникальный набор таких колебаний в отдельных точках карты навигации, которая вносится в программу бурового снаряда до начала бурения.

Поскольку система *Power Drive Archer* может бурить как вертикальные, так и изогнутые и горизонтальные участки скважины, её можно применять для создания сложных трехмерных траекторий и бурения разнообразных по кривизне интервалов без подъема инструмента.

Система *Mjtary Steerable*<sup>TM</sup> компании *Weatherford* – система управления траекторией скважины при роторном бурении. Представляет собой забойный двигатель с узлом перекоса и модуль *MWD*. Она предназначена для бурения стволов диаметром 152–311 мм с набором кривизны от 0 до 3 град на 30 м. В системе применяется новая технология контроля направления бурения (*TBS*), которая для управления скоростью вращения ротора использует модуляцию потока бурового раствора. Технология *TBS* обеспечивает полный контроль пространственного положения при непрерывном вращении колонны, что позволяет отказаться от метода слайдирования, необходимого при бурении традиционными ВЗД. В результате повышается механическая скорость бурения и очистка ствола скважины, а система становится экономичной альтернативой РУС с небольшими темпами набора кривизны.

Роторная система искривления скважин *DART (Downhole Adjustable Rotary Tool)* (рис. 4.57) представляет собой механический инструмент для бурения наклонных участков скважин по плавным траекториям с постоянной интенсивностью изменения положения забоя и кривизны ствола. Искривление скважины по принципу трёхточечной стабилизации компоновки (стабилизаторы 3 и 4 и скребок 2) обеспечивается путём приложения постоянного бокового усилия от несоосного стационарного стабилизатора 3 к долоту 1.

В процессе бурения ориентация торца инструмента поддерживается невращающимся эксцентриком 5, который, находясь в подвешенном состоянии при отрыве компоновки от забоя за счет наличия эксцентрика в наклонной скважине, проворачивает элементы компоновки с несоосным стабилизатором 4, задавая определенный угол его ориентации относитель-

но зенита скважины. Изменение ориентации торца инструмента производится при отрыве долота от забоя при выключенных насосах и занимает не более 3 мин. Данный эксцентрик является аналогом ориентирующей приставки ОП-3, конструкции ЗабНИИ, разработанной для ориентирования отклонителей типа ТЗ [9].

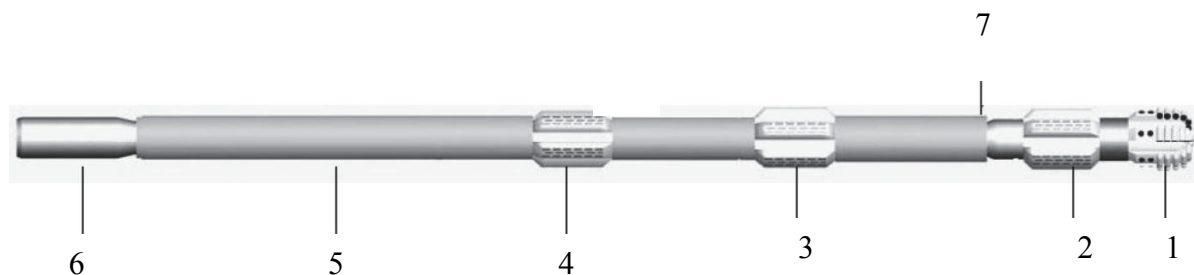


Рис. 4.57. Компоновка *DART*: 1 – долото; 2 – скребок; 3 – несоосный стабилизатор; 4 – соосный стабилизатор; 5 – эксцентрик; 6 – сердечник; 7 – механизм ориентации торца долота

Система *DART* включает следующие элементы и устройства:

- сердечник 6, проходящий сквозь инструмент для передачи крутящего момента и вращения долота 1, используется как часть механизма изменения ориентации торца долота 1;
- скребок 2 является частью сердечника 6 и вращается вместе с ним. Диаметр скребка 2 меньше диаметра долота 1, и обычно скребок не касается стенок ствола и предназначен для удаления всех уступов, образующихся в процессе бурения и способных затруднить продвижение невращающихся стабилизаторов (соосного и несоосного);
- несоосный (управляющий) стабилизатор 3 – невращающийся, полноразмерный, немного смещённый по отношению к оси сердечника 6. Это смещение создаёт боковое усилие на долото 1, позволяющее управлять траекторией ствола;
- соосный стабилизатор 4 – концентрический, также невращающийся, создаёт третью точку опоры для реализации трёхточечной стабилизации, которая необходима для управления компоновкой с помощью системы *DART*.

На рис. 4.58 показан пример принципа действия системы *DART*: несоосный стабилизатор 3 передаёт на долото 1 боковое усилие, которое направляет инструмент на 45 град вправо от точки зенита.

Для изменения ориентации торца долота выполняют следующие операции: отрывают долото от забоя и прекращают вращение колонны; останавливают насосы; вращают бурильную колонну на количество щелчков ротора, необходимое для установки новой ориентации торца долота (каж-



дый щелчок ротора смещает вектор бурения вправо на 2,25 град); прекращают вращение по достижении заданной ориентации торца; запускают насосы и начинают циркуляцию с обычным расходом; продолжают бурение скважины.

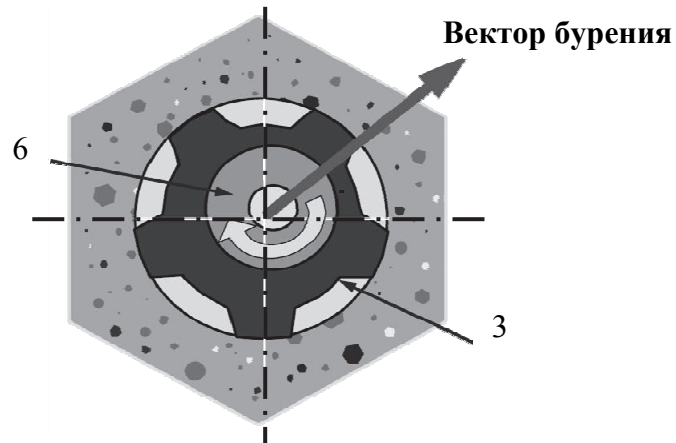


Рис. 4.58. Схема, поясняющая принцип работы отклоняющей системы *DART*; обозначения элементов аналогичны обозначениям на рис. 4.57

Бурение прямолинейно-наклонных участков с применением системы *DART* производится путём поочередной ориентации торца в противоположных направлениях. Поскольку изменение ориентации торца долота при помощи системы *DART* производится достаточно оперативно, эта процедура позволяет получить прямой ствол скважины без существенных затрат времени.

Технические характеристики системы *DART* приведены в табл. 4.12.

Таблица 4.12

Технические характеристики системы *DART*

Характеристика	Значение
Диаметр инструмента, мм	120,6 для бурения скважин диаметром 149,2–171,5 мм
Длина, м	8,23
Интенсивность набора угла, град/30 м	до 3
Объём подачи раствора, л/с	9,5–18,9
Максимальная осевая нагрузка, кН	13,6
Максимальная частота вращения, мин <sup>-1</sup>	220
Максимальная интенсивность искривления, град/30 м	25

Для искривления скважин малого диаметра в ЗабНИИ созданы отклонители на базе ВЗД Д1-54 и ДГ-70 (наружный диаметр корпуса двигателей 54 и 70 мм).



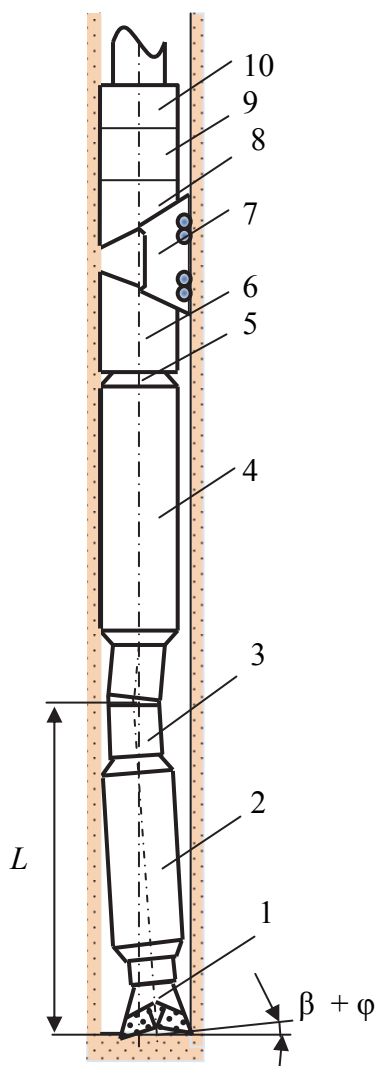


Рис. 4.59. Отклонитель ОД-76: 1 – долото, 2 – шпindelь, 3 – шарнирное соединение и механизм регулирования угла перекоса, 4 – ВЗД, 5 – шарнирный вал, 6 – нижний полуклин, 7 – ползун с катками, 8 – верхний полуклин, 9 – гидропривод ползуна, 10 – переходник

Учитывая слабую стабилизацию отклонителя на бурильных колоннах малого диаметра (42, 50, 63,5 мм) для стабилизации положения ОНД на базе ВЗД малого диаметра, предпочтительно использование распорных механизмов, которые позволяют фиксировать ОНД в скважине, не давая ему возможности проворота, но обеспечивая продольное перемещение по мере углубления ствола скважины. В отклонителях типа ОД-54 и ОД-70 распорные механизмы выполнены в виде устройств скользящего типа.

Двигатель ДГ-70 имеет наружный диаметр 70 мм и более предпочтительные показатели работы в сравнении с двигателем Д1-54: обеспечивает крутящий момент 140 Н·м и частоту вращения 200–300 мин<sup>-1</sup> при расходе жидкости 1,7 л/с и перепаде давления 2,5 МПа. На базе двигателя ДГ-70 создан отклонитель ОД-76 (рис. 4.59).

Конструкция отклонителя ОД-76 имеет отклоняющее устройство типа «кривой переводник» с регулируемым углом перекоса, рабочую пару двигателя ДГ-70 4 и распорное клиновое устройство скользящего типа – 6, 7, 8 с гидроприводом 9. Устройство стабилизации направления искривления в виде выдвигного ползуна 7 взаимодействует со стенкой скважины при помощи роликов-катков. Необходимое распорное усилие создается гидроприводом 9 за счет давления промывочной жидкости над рабочим органом ВЗД.

При создании ОНД на базе ВЗД впервые выполнен анализ отклоняющей способности кривых переходников в скважинах

малых диаметров. По данным И. В. Кукушкина [13, 21], изменение полного угла ( $\delta$ ) и интенсивности искривления ( $i_m$ ) на интервале работы отклоняющей системы с кривым переходником можно описать зависимостями следующего вида:

$$\delta = 1,81 \left( \frac{S}{L} \right)^{1,05} (\beta + \eta + \varphi), \quad (4.24)$$

$$i_m = 1,9 \frac{S^{1,05}}{L^{1,05}} (\beta + \eta + \varphi), \quad (4.25)$$

где  $S$  – углубление скважины от начала цикла искривления, м;  $L$  – длина направляющего звена ОНД, м;  $\beta$  – угол наклона долота за счет радиального зазора, радиан;  $\eta$  – угол фрезерования, радиан;  $\varphi$  – угол поворота долота при деформации направляющего звена под действием внешних сил, радиан.

Из выражений (4.24) и (4.25) следует, что в данном случае реализуется не только асимметричное разрушение забоя, но и фрезерование стенки скважины в направлении перекоса долота. При этом наиболее интенсивно фрезерование реализуется на начальном интервале работы ОНД, когда формируется неравномерная кривизна скважины. По мере углубления скважины неравномерность кривизны сглаживается и искривление стабилизируется, поскольку известно, что искривление является процессом с обратной связью (рост кривизны снижает величину отклоняющей силы). В то же время деформация направляющего звена гарантирует некоторый рост значений  $\delta$  и  $i_m$ . Для ОД-76 интенсивность искривления составляет 0,2–1,2 град/м.

Результаты работы отклонителя ОД-76 позволили сделать вывод о возможности надежного регулирования интенсивности искривления путем изменения угла перекоса отклонителя. Увеличение угла перекоса от 0,5 до 2,5° приводит к росту темпа искривления от 0,2 до 1,2 град/м.

Процесс искривления скважины отклонителем ОД-76 характеризуется достаточно высоким соответствием фактической интенсивности искривления ее проектному значению, поскольку в его основу положен принцип асимметричного разрушения забоя, отличающийся управляемостью и предсказуемостью выходных параметров кривизны при реализации искривления.

Возможность равномерного и стабильного набора кривизны с помощью ОД-76 на протяженном интервале скважины наглядно проиллюстрирована векторной диаграммой искривления скважины (рис. 4.60). Техническим заданием было предусмотрено увеличить азимут скважины от 285 до 360° с увеличением зенитного угла от 5,5 до 15° в интервале 50–82 м. Отклонителем ОД-76 с использованием системы ориентирования с контролем за величиной угла установки был выполнен один цикл искривления протяженностью 31,9 м. Корректировка угла установки произведена на глубинах 58, 64 и 68 м. На диаграмме отражены результаты инклинометрии с шагом 2 м. Полный угол искривления составил 14,75°, а интенсивность искривления 0,5 град/м.

Отклонителем ОД-76, учитывая наличие у него гидравлического привода распорного механизма, можно также эффективно производить забуривание дополнительного ствола от цементного забоя в достаточно твердых породах.

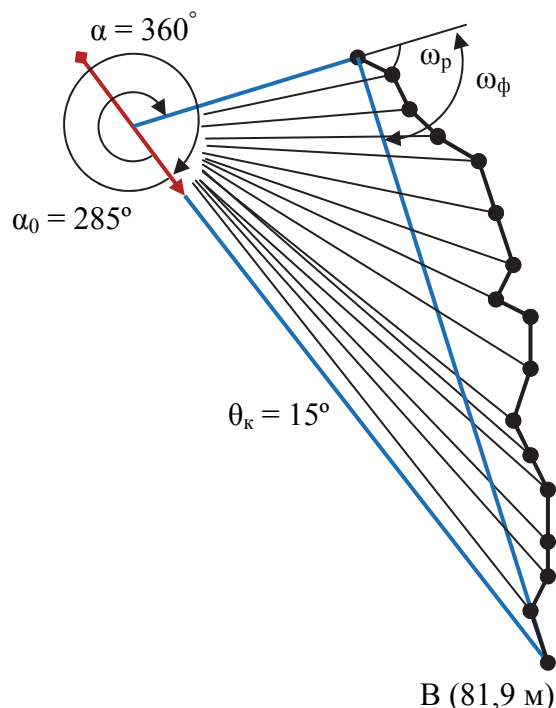


Рис. 4.60. Векторная диаграмма (годограф) искривления скважины отклонителем ОД-76 на интервале 31,9 м

Отклонители *Navi-Drill* и *Dyna-Drill* компании *Smiht* (США) для искривления скважин малых диаметров (диаметры корпуса 44 и 69 мм), широко используемые зарубежными фирмами, в отличие от отечественных ОНД на базе ВЗД имеют несколько иную компоновку узлов. Устройство стабилизации направления искривления расположено под ВЗД над долотом в виде выдвигного ползуна, который выдвигается под давлением промывочного раствора. Выдвигной ползун обеспечивает появление отклоняющей силы на долоте и фрезерование стенки скважины.

Отклонители малых диаметров с распорными механизмами могут успешно использоваться с колтюбинговыми буровыми агрегатами, поскольку диаметр бурильной трубы в таких установках очень мал (60–70 мм), а значит, угол закручивания колонны очень велик. Именно поэтому подобные отклонители могут быть востребованы.

### 4.3. Основные факторы, влияющие на точность искривления скважины отклонителями. Угол закручивания бурильной колонны

Факторы, влияющие на точность искривления скважин отклонителями, могут носить случайный и систематический характер.

К случайным факторам следует отнести различные аспекты нарушения технологии и влияние горно-геологических условий, например, анизо-

тропии, трещиноватости, повышенной или очень низкой твердости горных пород.

К систематическим факторам, снижающим результативность работ по искривлению скважин, следует отнести влияние индивидуальных особенностей конструкций технических средств направленного бурения, которые вызывают отклонения при реализации искривлений. Одним из таких факторов является угол закручивания колонны.

Реактивный момент сил возникает при работе забойного двигателя на его корпусе вследствие реакций разрушаемой породы на работу вооружения долота на забое. Под действием реактивного момента бурильная колонна закручивается в направлении, обратном направлению вращения колонны, т. е. против часовой стрелки.

Угол закручивания колонны зависит от характеристики забойного двигателя и самой колонны, физико-механических свойств горных пород, осевой нагрузки на долото, зенитного угла скважины и др. Это обстоятельство вызывает серьезную проблему при направленном искривлении скважины, поскольку реактивный момент приводит к закручиванию бурильной колонны и нарушает ориентацию отклонителя, если его корпус не имеет распорного механизма. К таким средствам относятся отклонители на базе турбобуров и винтовых забойных двигателей (рис. 4.34). Наличие распорного механизма устраняет проворот отклонителя и снимает проблему влияния угла закручивания колонны на точность ориентирования отклонителя.

Для корректировки положения отклонителя в соответствии с параметрами ориентирования необходимо знать величину угла закручивания бурильной колонны.

Угол закручивания бурильной колонны определяется формулой [4]

$$\varphi = \frac{M_p L}{G J_o}, \quad (4.26)$$

где  $M_p$  – реактивный момент на корпусе двигателя, даН·м;  $L$  – длина бурильной колонны, воспринимающей кручение под действием  $M_p$ , м;  $G$  – модуль сдвига, даН/м<sup>2</sup>;  $J_o$  – полярный момент инерции, м<sup>4</sup>.

Реактивный момент  $M_p$  определяется по формуле

$$M_p = M_d = M - M_{\Pi} - M_{po}, \quad (4.27)$$

где  $M_d$  – вращающий момент на долоте;  $M$  – вращающий момент, развиваемый турбиной турбобура;  $M_{\Pi}$  – момент сил трения в резинометаллической пяте или шаровой опоре турбобура;  $M_{po}$  – момент сил трения в радиальных опорах турбобура.

Реактивный момент на долоте, вызванный реакцией разрушаемой породы, может определяться также по упрощенной формуле

$$M_p = P_{oc} \cdot \mu_c \cdot R, \quad (4.28)$$

где  $P_{oc}$  – осевая нагрузка на долото;  $\mu_c$  – коэффициент сопротивления вращения долота, который зависит от частоты вращения долота, типа долота, свойств горных пород и других факторов;  $R$  – радиус долота.

На рис. 4.61 приведены зависимости вращающего момента от осевого усилия на долото, определяющего величину закручивания колонны при бурении турбобуром ЗТСШ-240, при различных значениях подачи бурового раствора.

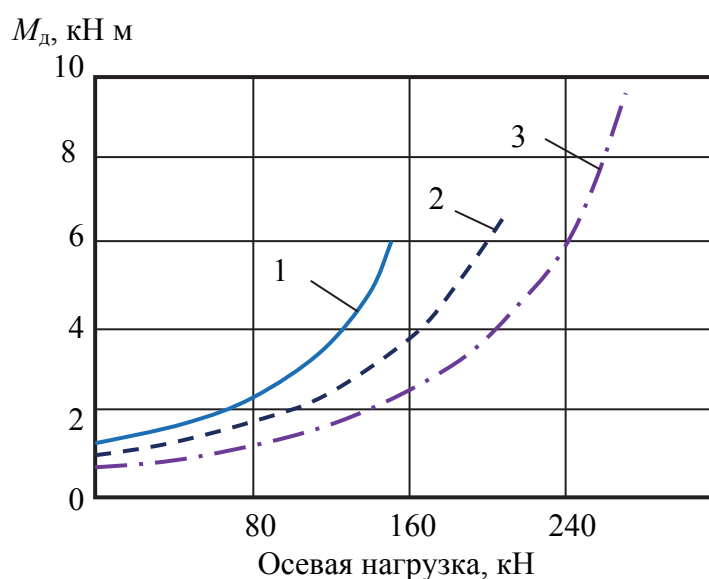


Рис. 4.61. Зависимость вращающего момента на долоте от осевой нагрузки при разных расходах бурового раствора при бурении турбобуром ЗТСШ-240: 1 – 0,032 м³/с; 2 – 0,0365 м³/с; 3 – 0,0425 м³/с

Возможные пути учета угла закручивания колонны при ориентировании отклонителей состоят в следующем:

- угол закручивания колонны устраняется за счет применения отклонителей с распорными механизмами, которые позволяют фиксировать ОНД в скважине, не давая ему возможности проворота, но обеспечивая продольное перемещение по мере углубления ствола скважины, а поэтому угол закручивания колонны при ориентировании не учитывается;
- угол закручивания колонны учитывается при ориентировании путем упреждения при установке отклонителя таким образом, что при бурении проворот компоновки с отклонителем на угол закручивания позволяет ОНД занять расчетное положение;

- при использовании систем телеметрии с постоянным каналом связи систем управления отклонителем с оператором существует возможность оперативного учета угла закручивания колонны путем корректировки направления набора кривизны.

Устранение угла закручивания колонны становится возможно, если используются ОНД с распорными механизмами, например такими, которыми оснащены отклонители ДГ-70 (рис. 4.59). Подобные распорные устройства могут быть механического или гидромеханического принципа действия. Применение распорных механизмов особенно актуально при бурении скважин малого диаметра, поскольку для труб диаметром 63,5, 54, 50, 42 мм угол закручивания очень значителен (более 15–25° на 100 м длины колонны) и вызывает большие проблемы при проведении работ по направленному бурению – учесть такой значительный угол закручивания будет очень сложно, а точность набора кривизны окажется крайне низкой.

Бурильные трубы диаметром 114, 127, 141 и 168 мм, применяемые для бурения скважин большого диаметра, могут иметь угол закручивания 6,5; 5,0 и 3° на 100 м длины, поэтому суммарный угол закручивания даже для колонн большого диаметра может составлять также значительную величину. Тем не менее отклонители большого диаметра на базе гидродвигателей (см. рис. 4.33) не имеют распорных механизмов, так как развиваемый такими двигателями крутящий момент настолько велик, что надежная стабилизация колонны специальным механизмом будет крайне затруднена. При этом проблема стабилизации колонны дополнительно усложняется тем, что горные породы при бурении нефтегазовых скважин достаточно слабы для удержания колонны от проворота механизмом распора. В то же время наличие распорного механизма существенно усложняет как конструкцию отклонителя, так и технологию бурения им.

При определении угла закручивания колонны в реальной скважине существует ряд сложностей и неопределенностей, которые влияют на расчетный показатель. Так, например, нижняя часть колонны на интервале от долота и выше на расстоянии около 100–150 м состоит из труб различного размера и жесткости. Соответственно, угол закручивания для различных УБТ, бурильных труб будет различен, а итоговый угол закручивания определяется как сумма отдельных углов закручивания для каждого участка колонны труб, например, для КНБК, включающей турбобур, УБТ-203, УБТ-178 и бурильные трубы диаметром 127 мм:

$$\varphi = \varphi_{\text{убт-203}} + \varphi_{\text{убт-178}} + \varphi_{\text{бт-127}}, \quad (4.29)$$

где соответственно приведены углы закручивания для каждого из трех участков колонны, расчет которых можно выполнить по формуле (4.26) с учетом параметров, входящих в компоновку типов труб.

При расчете угла закручивания колонны ориентировочно можно рассчитывать угол закручивания только бурильных труб – наиболее подверженных кручению под действием реактивного момента без учета в составе компоновки забойного двигателя и УБТ – особенно большого диаметра. Поэтому вышеприведенная зависимость может быть упрощена до формулы  $\varphi = \varphi_{\text{бт-127}}$  при условии, что расчет длины колонны будет производиться от долота.

При расчете угла закручивания участка колонны также крайне важен такой параметр, как длина каждого участка колонны. Длина бурильной колонны и её отдельных участков, воспринимающих реактивный момент, практически неизвестна, так как она зависит от момента сил трения между колонной и стенкой скважины, конфигурации ствола скважины и многих других факторов. Поэтому для расчета угла закручивания следует вводить поправочный коэффициент, определяемый опытным путем.

При расчетах можно ориентироваться на следующие углы закручивания бурильной колонны на каждые 100 м их длины: при бурении долотами 295,3, 240 мм турбобурами 6–10° для 140 мм бурильных труб и 10–15° для 127 мм труб; при бурении долотами 215,9, 195 мм турбобурами 3–5° для 140 мм труб и 4–6° для 127 мм труб.

Для управления процессом набора кривизны с целью контроля угла закручивания колонны и повышения точности работ применяют систему телеметрии, которая позволяет производить соответствующие измерения и корректировки непосредственно в процессе выполнения искривления скважины.

#### **4.4. Породоразрушающий инструмент и его возможности при реализации искривления ОНД**

Работоспособность, геометрические размеры и фрезерующая способность породоразрушающего инструмента в значительной степени определяют эффективность и технические возможности отклонителей при решении различных технологических задач, особенно в экстремальных условиях производства работ.

Под экстремальными условиями следует понимать реализацию искривления в интервалах:

- дробленых и легкоразрушаемых горных пород;
- в очень твердых и крепких горных породах;
- породах очень твердых и абразивных одновременно;
- в сильно анизотропных и перемежающихся по твердости горных породах;

- при забурировании дополнительного ствола скважины с мягкого искусственного забоя в твердых породах.

Перечисленные условия предъявляют свои особые требования к буровому инструменту, а соответствие параметров инструмента этим требованиям определяет результативность работ по искусственному искривлению.

Одной из главных способностей долот, предназначенных для направленного бурения, является способность долота фрезеровать стенку ствола скважины. Чтобы искривление проходило с фрезерованием стенки скважины, необходимы следующие условия:

- наличие на долоте достаточной для разрушения породы отклоняющей силы;
- долото должно обладать боковой фрезерующей способностью;
- деформация отклонителя (его прогиб), не должна быть такой, при которой теряется способность к фрезерованию стенки скважины.

Если в процессе бурения с отклонителем одно из этих условий будет нарушено, то углубление скважины будет происходить без фрезерования стенки скважины.

При искусственном искривлении применяют различные типы долот:

- шарошечные (двух- и трехшарошечные);
- долота с резцами *PDC*;
- специальные алмазные;
- специальные алмазно-шарошечные;
- долота с вооружением из сплава ВК (вольфрам-кобальт).

На рис. 4.62 приведен график изменения интенсивности набора кривизны на интервале работы отклонителя фрезерующего типа. Из графика следует, что в начальный момент работы ОНД интенсивность (вследствие максимальной величины отклоняющей силы) наибольшая (участок графика I), по мере формирования кривизны интенсивность снижается и стабилизируется после углубления забоя до того момента, когда наступает контакт стенки скважины и отклонителя (участок графика II). В последующем интенсивность искривления может быть относительно стабильной. Интервал стабилизации интенсивности искривления определяется стойкостью долота, а также прочностными и абразивными свойствами горной породы, так как по мере износа и притупления боковых резцов долота неизбежно наступает второй этап снижения интенсивности искривления (участок графика III) вследствие снижения скорости фрезерования стенки скважины.

На рис. 4.63 приведены данные об искривлении скважины за четыре рейса отклонителем [4] долотом типа С диаметром 214 мм с укороченным турбобуром диаметром 170 мм и длиной 4,8 м, с кривым переводником диаметром 178 мм с углом перекоса резьб 2,5°, УБТ диаметром 140 мм и бурильными трубами 140 и 114 мм.



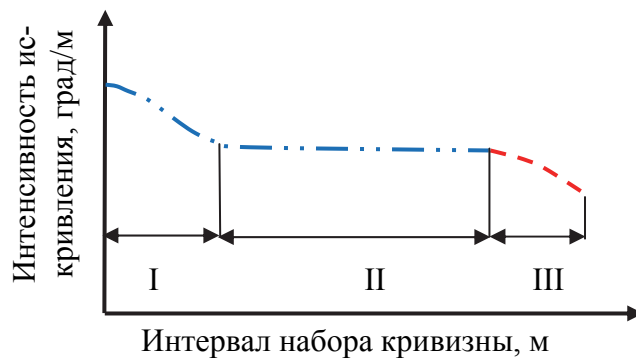


Рис. 4.62. Изменение интенсивности искривления на интервале углубления ствола скважины

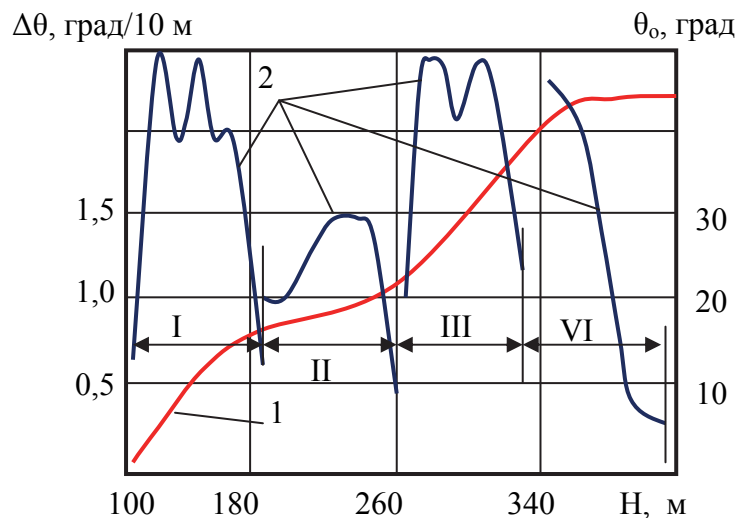


Рис. 4.63. Данные об искривлении скважины: 1 – изменение зенитного угла скважины с глубиной ( $\theta_0$ ); 2 – изменение зенитного угла за рейс ( $\Delta\theta$ ); I–VI – номер рейса с отклонителем

Приведенные данные показывают на характер изменения угла набора в течение рейса, а именно рост угла в начале искривления, затем стабилизацию искривления и падения угла набора кривизны по мере износа долота к концу рейса.

В качестве параметра оценки фрезерующей способности долота применяют коэффициент боковой фрезерующей способности долота  $K_\phi$ . Данный коэффициент представляет собой тангенс угла наклона  $\lambda$  к оси долота касательной к его корпусу, проходящей через верхнюю калибрующую точку С (рис. 4.64):

$$K_\phi = \operatorname{tg} \lambda = \frac{\delta + \Delta}{h_o + h_k}, \quad (4.30)$$

где  $\delta$  – завес шарошек, м;  $\Delta$  – полуразность диаметров корпуса долота у козырьков лап ( $D_{л}$ ) и у спинки (в конце первого участка корпуса –  $D_{к}$ );  $h_o$  – расстояние от верхней калибрующей точки шарошки до козырьков лап;  $h_{к}$  – высота первого участка корпуса от козырьков лап.

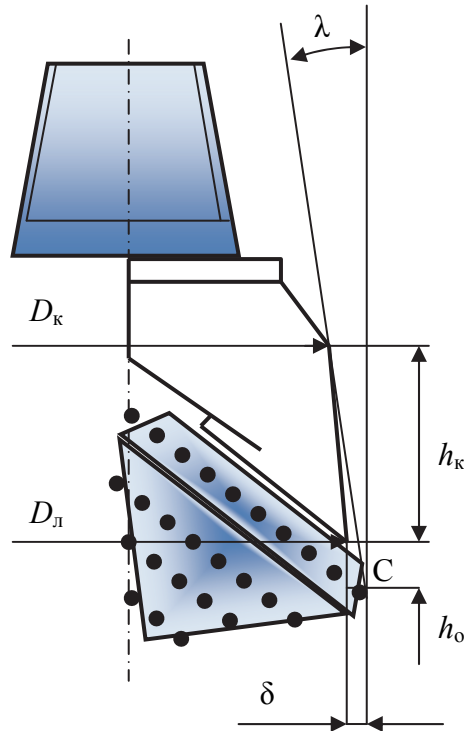


Рис. 4.64. Параметры шарошечных долот, определяющих величину коэффициента фрезерования по углу  $\lambda$

Формула (4.30) определяет расчет коэффициента фрезерования для шарошечного долота. Для долот иного типа данный коэффициент определяется так же: угол  $\lambda$  рассчитывается как угол между вертикалью, проходящей через точку калибровки на боковой рабочей поверхности долота, и линией, проведенной из этой же точки к корпусу долота.

Коэффициент  $K_{\phi}$  характеризует способность долота производить боковое разрушение ствола, ограниченное корпусом долота, поскольку при углублении долота с отклонением возможность отклонения ограничивается его размерами. Угол бокового фрезерования долота характеризует половину приращения угла искривления ствола при углублении скважины на величину  $h_o + h_{к}$  (рис. 4.64), ограничиваемого корпусом долота.

Ввиду малых значений угла  $\lambda$  можно принять

$$\lambda = \frac{\delta + \Delta}{h_o + h_{к}} 180/\pi.$$

Таблица 4.13

Значения коэффициентов боковой фрезерующей способности шарошечных долот

Диаметр долота, мм	139,7	190,5	215,9	244,5	269,9	295,3	349,2	393,7
Тип долота:								
трехшарошечное	0,19	0,22	0,236	0,262	0,265	0,284	0,316	0,337
одношарошечное	0,251	0,295						

В табл. 4.13 приведены ориентировочные сведения о значениях фрезерующей способности долот.

При бурении нефтяных и газовых скважин в настоящий момент применяются в основном долота с вооружением из резцов *PDC* (рис. 4.65), которые показывают высокую эффективность и имеют самый высокий ресурс при бурении в мягких горных породах и горных породах средней твердости.

На рис. 4.65 показаны примеры боковой режущей структуры долот, предназначенных для фрезерования стенки скважины под действием отклоняющего усилия.

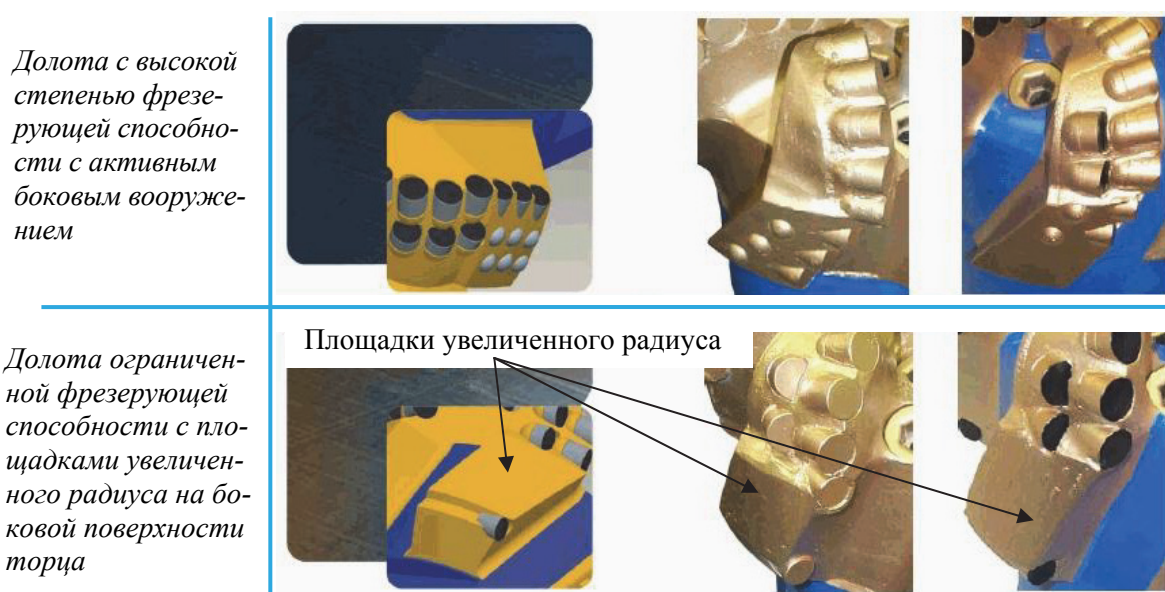


Рис. 4.65. Боковое вооружение долота с высокой и ограниченной степенью фрезерующей способности

Первая группа, включающая долота с высокой степенью фрезерующей способности, которые предназначены для решения следующих задач:

- искривление скважин отклонителями с высокой интенсивностью искусственного искривления – 0,2–1,0 град на 100 м проходки;
- забуривание дополнительных стволов скважин;
- бурение скважин с зенитными углами не более 20–30°.

Вторая группа, включающая долота с ограниченной способностью к фрезерованию, вследствие наличия специальных площадок увеличенного радиуса на боковой поверхности торца долота предназначены для решения несколько иных задач:

- искривление скважин отклонителями с малой интенсивностью искусственного искривления – 0,05–0,2 град на 100 м проходки;
- бурение скважин с зенитными углами более 30–60°;
- стабилизация направления скважины.

При выборе долота для систем типа *Power Drive*, *Power Drive X5* (и иных систем фрезерующего типа) следует отдавать предпочтение долотам, которые могут обеспечить минимальную вибрацию, хорошую управляемость, наличие активного бокового фрезерующего вооружения, максимальной скорости проходки, надежности и долговечности. Выбор долот так же определяется профилем скважины, интенсивностью искривления, протяженностью интервала набора кривизны и интервалом ствола скважины, в котором проводится бурение с набором кривизны.

Для отклоняющих систем типа РУС с изменением направления перекоса долота (*point-the-bit*) фрезерующая способность долот не является столь важной в отличие от отклонителей фрезерующего типа. К таким системам относятся РУС *PowerDrive Archer*, *Geopilot*, *Power Drive Xceed*.

В зависимости от интенсивности искривления  $i$  и, соответственно, радиуса кривизны скважины  $R$ , который является величиной обратно пропорциональной интенсивности искривления  $i = 1/R$ , применяются долота с различной высотой боковой калибрующей поверхности (рис. 4.66).

Для бурения стволов скважин по плавной дуге или при стабилизации направления скважины следует использовать долото с более удлиненным корпусом, например, с интегрированным калибратором (рис. 4.67, а).

Для реализации искривления по малому радиусу следует применять долота с уменьшенной высотой корпуса для большей способности долота к фрезерованию и повороту в стволе скважины. Подобные конструкции долот представлены на рис. 4.67, б, в.

Применение алмазных долот с отклонителями обуславливает специфические требования к их конструкции:

- особая форма торца долота с определенным углом конусности  $\epsilon$ , который обычно составляет 150–160° (рис. 4.68);
- высота торца матрицы  $h$ ;
- соотношение вооруженных площадей торцевой  $S_T$  и боковой  $S_B$  частей матрицы, которое рекомендуется выбирать по соотношению осевого и отклоняющего усилий, воздействующих на долото при искривлении;
- угол бокового фрезерования  $\lambda$ , который может быть равен 4–6°.

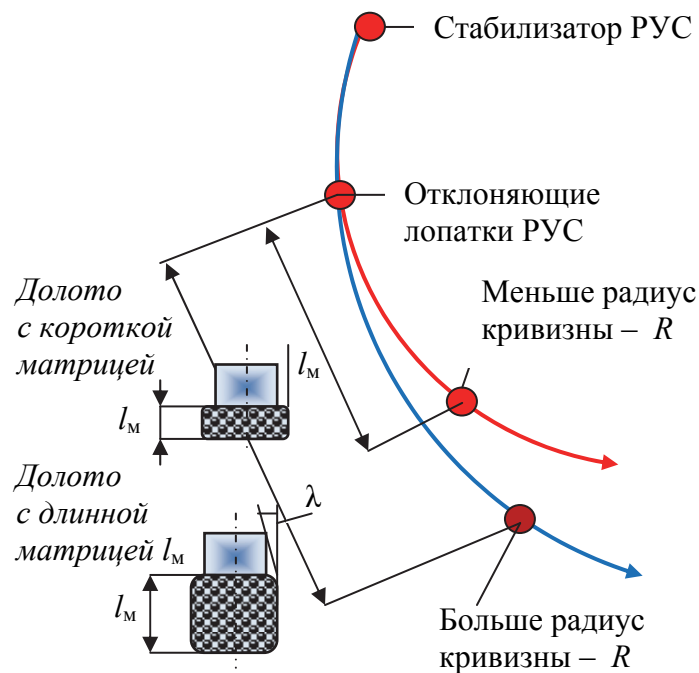


Рис. 4.66. Схема набора кривизны различного радиуса долотами с удлиненной и укороченной матрицей – боковой калибрующей поверхностью

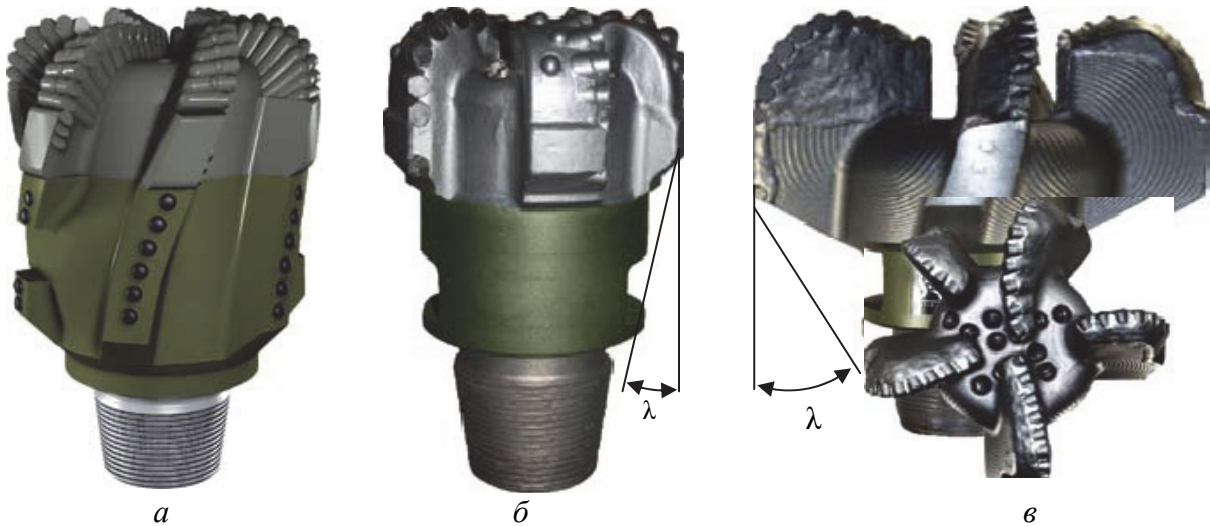


Рис. 4.67. Долота PDC с различной высотой боковой калибрующей поверхности: а – долото с высокой матрицей, интегрированное с калибратором *DOG Sleeve*; б, в – долота с короткой матрицей

Калибрующая часть алмазных долот, площадь которой определяется высотой матрицы  $h$ , при искусственном искривлении скважин, помимо общей функции по сохранению диаметра инструмента, выполняет работу по фрезерованию стенки скважины под действием отклоняющего усилия.

Поэтому калибрующая часть должна выполняться таким образом, чтобы последний нижний ряд подрезных алмазов находился на кромке цилиндрической части матрицы. При этом обязательным условием для долот, предназначенных для искусственного искривления скважин, должно быть наличие угла бокового фрезерования  $\lambda$  [3]. Для повышения угла бокового фрезерования долото должно иметь корпусную часть  $D_k$  меньшего диаметра и небольшую общую высоту.

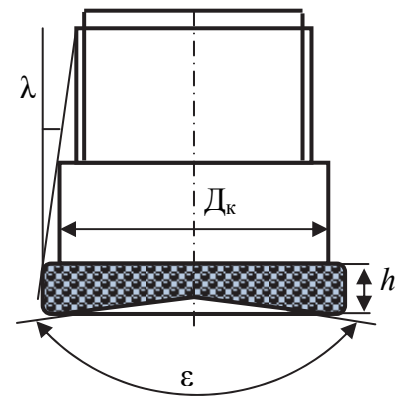


Рис. 4.68. Параметры алмазного долота

Угол бокового фрезерования важен для всех типов долот, предназначенных для искусственного искривления скважин, особенно для долот, чье предназначение – формирование резких искривлений, например, при забурировании новых направлений ствола скважины с искусственного забоя.

На рис. 4.69 показано долото ИСМ для забурирования нового направления ствола скважины с искусственного (цементного) забоя при многоствольном бурении, для которого характерна значительная величина угла бокового фрезерования  $\lambda$  и острая боковая режущая кромка, что позволяет обеспечивать активное фрезерование горной породы при формировании нового направления ствола скважины с цементного забоя.

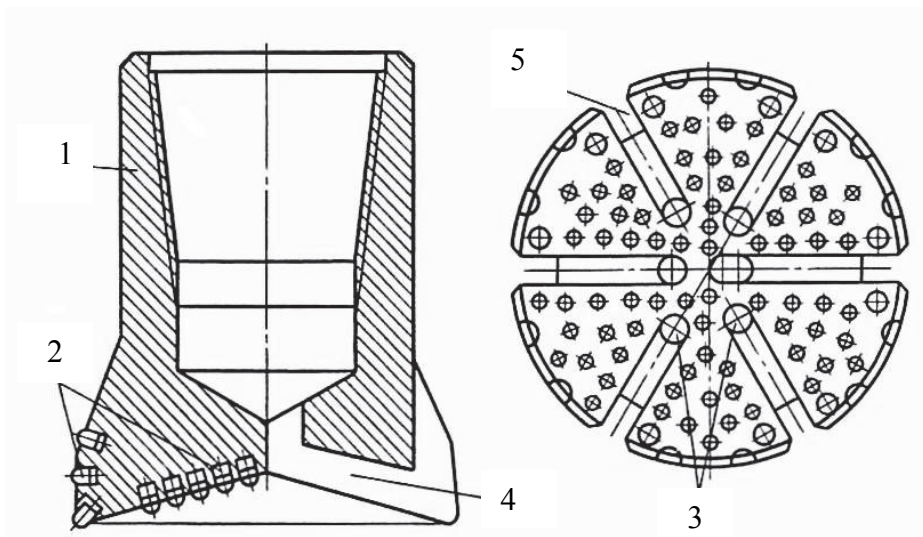


Рис. 4.69. Долото ИСМ с резцами из твердосплавноалмазного композита «Славутич»: 1 – корпус долота; 2 – вставки «Славутич»; 3, 4, 5 – промывочные отверстия и каналы



Подразделение *Smith Bits* компании *SMITH* разработало интегрированную аналитическую систему *IDEAS* для разработки более эффективных долот, приспособленных для конкретных условий применения. Платформа для проектирования *IDEAS* представляет собой программный продукт, решающий задачи анализа процессов на контакте порода-резец в динамической среде бурения, в которой по отдельности учитываются все компоненты КНБК.

Процесс сертификации долот для наклонно направленного бурения через *IDEAS* может учитывать специфические характеристики каждого типа роторной управляемой системы и точно определять производительность долота в любых условиях бурения, позволяя осуществлять проектирование алмазных долот, характеризующихся динамической стабильностью в сложных условиях наклонно-направленного бурения. Конструкции долот от *IDEAS* разрабатываются с помощью программы, обеспечивающей точное моделирование всей буровой системы, от места, в котором каждый резец вступает в контакт с породой, учитывая каждый компонент КНБК, до наземного механизма привода. С помощью *IDEAS* можно произвести индивидуальное и точное моделирование каждого типа роторной управляемой системы, а также прогнозировать то, как различные конструкции долот *IDEAS* будут работать в конкретных типах пород, с конкретной роторной компоновкой, рабочих параметрах и конфигурации КНБК.

В основном долота *IDEAS* для направленного бурения имеют меньшее количество лопастей, алмазные резцы большего диаметра и меньшие углы наклона резцов по сравнению со стандартными долотами для направленного бурения. Резцы большего диаметра обеспечивают оптимальную плотность вооружения, более высокую нагрузку на резец и большую глубину внедрения резца для максимизации скорости проходки. Все эти характеристики подбираются с учетом характеристик буримости различных пород и специфических литологических свойств. Кроме того, так как долота *IDEAS* обеспечивают стабильность при направленном бурении и высокую производительность с различными типами управляемых компоновок, риск неоптимальной производительности в случае, если необходимо изменить конфигурацию системы, рабочие параметры или что-либо еще, существенно сокращается. Опыт показывает, что бурение со стабильным долотом не только сокращает его стоимость, но и обеспечивает более гладкий и качественный ствол скважины.

Программа 4-мерного моделирования *i-Drill* позволяет прогнозировать поведение долота вместе с компоновкой, с использованием сверхмощных вычислительных машин, при помощи метода конечных элементов и данных, полученных в ходе лабораторных исследований, свойств горных пород. Модель, построенная с помощью синхронизированного по времени

моделирования с шестью степенями свободы, достаточно точно прогнозирует силы и вибрации, которые оказывают решающее воздействие на отклоняющее усилие на долоте, срок службы забойных датчиков, целостность бурильной колонны и эффективность процесса бурения в целом. Возможность выявления источника крутильных, осевых и поперечных колебаний позволяет инженерам по бурению и специалистам по искривлению ствола скважины определить необходимые изменения в КНБК и оптимизировать режимы бурения.

Одними из главных причин непроизводительных потерь времени в бурении принято считать аварии с трубами вследствие поломок из-за чрезмерных напряжений в бурильной колонне при их изгибе и кручении. *i-Drill* обеспечивает оценку прочности бурильной колонны с шагом один метр, получаемую измерением момента на изгиб в двух осях. Направление отклоняющих усилий на долоте определяется силами, возникающими на долоте при взаимодействии с породой с учетом динамики всей бурильной колонны. Стыковка виртуального пространства с реальным осуществляется путем введения в новейшее патентованное программное обеспечение компании *Smith Bits* данных лабораторных исследований физико-механических свойств пород.

Широкий спектр возможностей программы *i-Drill* включает моделирование работы роторных управляемых систем наклонно направленного бурения фрезерующего типа (*push-the-bit*) и систем с изменением направления перекоса долота (*point-the-bit*), концентрических и эксцентричных расширителей, ВЗД, раздвижных и шарошечных расширителей.

## Контрольные вопросы и задания

1. Назовите основные группы технических средств направленного бурения.
2. Каковы основные принципы создания технических средств для снижения естественного искривления скважин?
3. Каково назначение КНБК для проходки скважин большого диаметра: маятниковых компоновок, опорных компоновок, жестких компоновок, компоновок динамической стабилизации направления скважин?
4. Назовите принцип действия и основы определения параметров маятниковых компоновок.
5. Назовите принцип действия и основы методики определения параметров опорных компоновок.
6. Назовите принцип действия и основы определения параметров жестких компоновок.



7. Назовите принцип действия и виды компоновок динамической стабилизации направления скважин.

8. Какие технические средства применяются для искривления скважин в любом заданном направлении (отклонители)? Укажите назначение и назовите существующие виды отклонителей, их возможности.

9. Какие применяются стационарные клиновые отклонители?

10. Какие применяются съемные клиновые отклонители?

11. Какие применяются отклонители непрерывного действия (ОНД)?

12. Назовите типы ОНД по принципу реализуемого процесса набора кривизны.

13. Укажите особенности ОНД асимметричного разрушения забоя.

14. Назовите отклонители фрезерующего типа и ОНД совместного фрезерования и асимметричного разрушения забоя. Охарактеризуйте основные достоинства и недостатки.

15. Назовите ОНД на базе турбобуров и винтовых забойных двигателей.

16. Охарактеризуйте назначение и особенности конструкции роторных управляемых систем (РУС).

17. Назовите типы роторных управляемых систем. Охарактеризуйте их состав, устройство, принцип управления.

18. Назовите основные факторы, влияющие на точность искривления скважин ОНД. Каковы причины закручивания бурильной колонны и как этот параметр влияет на точность искривления скважины отклонителем?

19. Каковы пути решения проблемы закручивания бурильной колонны при искривлении скважины?

20. Какие применяются породоразрушающие инструменты для искривления скважин и каковы основные требования к нему?

21. Чем определяется фрезерующая способность долот?

22. Каковы основные требования к долотам, предназначенным для искусственного искривления скважин?

## 5. МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

Для решения многообразных задач направленного бурения применяются специальные методы и технологии, которые могут быть сведены к таким основным, как ориентирование отклонителей, искусственное искривление скважин, забуривание новых направлений стволов скважин из ранее пробуренных стволов.

### 5.1. Способы и средства ориентирования отклонителей, расчет угла установки отклонителя

*Ориентирование отклонителя* – этап цикла искусственного искривления, выполняемый с целью установки отклонителя в скважине перед искривлением в то положение, которое соответствует заданию по изменению угловых параметров (зенитного и азимутального углов) забоя буримой скважины.

При ориентировании необходимо в первую очередь твердо знать направление действия отклонителя, т. е. в каком направлении относительно собственной конструкции отклонитель производит искривление скважины. Из рассмотренных выше конструкций отклонителей возможны следующие варианты направлений действия отклонителей:

- по ложку клина – все клиновые съемные и стационарные отклонители;
- в направлении перекоса, если применяется кривой переводник;
- в противоположную сторону от накладки на корпусе гидродвигателя.

Процесс ориентирования или установка отклонителя в скважине в заданное положение выполняется тремя основными способами:

- ориентированным спуском до забоя отклонителя, установленного в соответствующее направлению искривления скважины положение (по азимуту);
- вращением установленной над забоем скважины бурильной колонны с отклонителем;
- проворотом спущенного в скважину и установленного над забоем отклонителя вокруг его оси механизмом ориентирования или самоориентатором, размещаемых непосредственно над отклонителем.

К отдельному разделу способов ориентирования, безусловно самому современному и высокофункциональному, следует отнести процесс фор-

мирования направления скважины с помощью телеметрической системы, при использовании которой осуществляется бурение скважины по заданной траектории с помощью следующих систем:

- забойных датчиков, определяющих положение забоя скважины;
- передачи информации с забоя скважины на пульт информационно-вычислительного центра и от управляющего пульта через компьютер в электронный блок управления отклонителем;
- информационного вычислительного центра и программ работы управляющего компьютера, который и задает направление искривления скважины забойной компоновкой через электронный блок управления и приводные двигатели отклонителя, с помощью которых осуществляется или направленное фрезерование стенки скважины боковым вооружением долота (*push-the-bit*), или заданный фиксированный перекося долота (*point-the-bit*).

Таким образом, операция ориентирования исключена из перечня работ цикла искусственного искривления скважины в случае использования систем телеметрии, поскольку процесс ориентирования происходит постоянно по мере поступления информации с забоя о его положении и управляющих команд, задающих координаты подземного пространства, через которые должна пройти скважина.

Тем не менее в определенных случаях, когда телеметрия отсутствует, применяются простые методы ориентирования отклонителей.

*Ориентированный спуск* – крайне медленный и неточный способ ориентирования, но, тем не менее, применяется в некоторых случаях при выполнении работ по искусственному искривлению в вертикальных скважинах. Способ ориентирования ориентированным спуском состоит в выверенном, без проворотов при наращивании колонны, спуске отклонителя с целью его постановки на забой в то положение, которое ему было задано на поверхности перед спуском. Для реализации способа часто применяют геодезическую аппаратуру (теодолиты и нивелиры) для более точного отслеживания положения спускаемой бурильной колонны, но точность такого ориентирования, однако, достаточно мала ( $\pm 50\text{--}80^\circ$  на 1 000 м), что ограничивает его применение малыми глубинами в пределах 500–800 м [4].

*Ориентирование вращением всей бурильной колонны вместе с отклонителем* с поверхности производится с целью поиска требуемого положения отклонителя, т. е. положения, которое соответствует заданию по искривлению скважины. Поиск заданного положения может производиться с помощью специальных устройств – ориентаторов [9, 10]: механического, электромеханического и гидромеханического типов.

В качестве ориентаторов применяются инклинометры, которые позволяют проводить ориентирование при следующих условиях:

- возможность спуска в скважину отклонителя через колонну бурильных труб;
- возможность определения азимутального направления в бурильной колонне, что, например, предполагает использование диамагнитных труб (алюминиевых и из диамагнитных сталей).

Ориентирование отклонителей происходит с помощью телеметрических систем, которые, по сути, являются встроенными в буровую компоновку ориентаторами, как правило, выполненными на основе современных инклинометров. Электроэнергия для работы встроенных в буровую компоновку ориентаторов подается или с поверхности (что затруднительно), или от автономного источника электроэнергии – аккумулятора, питаемого генератором с гидротурбиной. Гидротурбина работает под воздействием потока промывочной жидкости.

В ряде случаев (при малой глубине положения забоя, при реализации технологий горизонтального направленного бурения – ГНБ) ориентирование производится дистанционно путем распознавания приемником на поверхности радиосигнала от специального датчика, встроенного в отклонитель.

*Ориентирование проворотом отклонителя вокруг его оси механизмом ориентирования* применяется при ориентировании отклонителей в системе геологоразведочного бурения скважин малых диаметров на твердые полезные ископаемые. Например, подобные системы применяются в отклоняющих комплексах КЕДР [9, 10].

Проворотом бурильной колонны добиваются установки отклонителя в заданное положение, соответствие которому определяется или по определенному сигналу (динамическому, электрическому или гидравлическому), или по показаниям наземных приборов, указывающих азимутальное положение отклонителя или непосредственно *угол установки отклонителя*. В этих случаях средства получения сигнала (скважинные датчики-ориентаторы) опускаются в скважину перед ориентированием через внутреннюю полость бурильной колонны.

Работа по ориентированию отклонителя включает несколько этапов:

- расчет угла установки отклонителя  $\omega_0$  и внесение поправок в его значение, например, при учете погрешности работы отклонителя  $\Delta$  (п. 4.4.2) или угла закручивания бурильной колонны (п. 4.4);
- ориентирование отклонителя на поверхности на заданный угол установки  $\omega_0$  (совместная настройка отклонителя и ориентатора);
- ориентирование отклонителя в скважине.

В ряде случаев при реализации длинных интервалов искривлений может предусматриваться повторное ориентирование отклонителя на каком-либо интервале углубления скважины, осуществляемой с набором кривизны.

На первом этапе выполнения работ по ориентированию определяют:

- значения углов установки отклонителя  $\omega_0$ ;
- угол набора кривизны  $\delta$  по имеющимся данным начальных зенитного  $\theta_n$  и азимутального  $\alpha_n$  углов и запроектированных как результат искусственного искривления конечных зенитного  $\theta_k$  и азимутального  $\alpha_k$  углов.

Угол установки  $\omega_0$  и угол набора кривизны  $\delta$  могут быть определены аналитически, графически или по специальным таблицам (например, Методические указания по определению полного угла искривления и фактического угла установки отклонителя при бурении направленных и многоствольных скважин / сост.: А. Я. Анищенко, С. Д. Эрендженев, Г. Г. Ращупкин и др. – Алма-Ата: Изд-во КазИМС, 1983, 104 с.).

Аналитически угол установки отклонителя может быть рассчитан по следующей формуле [7]:

$$\omega_0, \eta = 2 \operatorname{arctg} \frac{\sin \delta \cos(\alpha_n - \alpha_k) \pm \sqrt{\sin^2 \delta - \sin^2(\alpha_n - \alpha_k) \sin \theta_n}}{\sin \Delta \alpha (\sin \theta_n - \sin \delta)}, \quad (5.1)$$

где  $\alpha_n, \alpha_k$  – начальное и конечное (запланированное) значения азимутального угла, град;  $\delta$  – запроектированный угол пространственного искривления скважины, град;  $\theta_n$  – значение начального (до искривления) зенитного угла скважины, град.

Из полученных по формуле (5.1) значений угла установки один соответствует искривлению скважины по азимуту с уменьшением зенитного угла, второй – случаю с увеличением зенитного угла. Выбирается тот угол установки отклонителя, который соответствует поставленной перед искривлением скважины задаче.

Для расчета угла установки могут использоваться и более простые формулы [7]. При увеличении зенитного угла:

$$\omega_0 = \pm \arcsin \frac{\theta_k \sin |\alpha_n - \alpha_k|}{\delta}, \quad (5.2)$$

при уменьшении зенитного угла:

$$\omega_0 = \pm 180^\circ - \arcsin \frac{\theta_k \sin |\alpha_n - \alpha_k|}{\delta}, \quad (5.3)$$

где  $\theta_k$  – заданный конечный зенитный угол скважины, град.

Значение угла установки отклонителя принимается со знаком плюс при увеличении азимута скважины в процессе искусственного искривления, а со знаком минус – при его уменьшении.

Определение угла установки  $\omega_0$  и полного угла искривления  $\delta$  графоаналитическим методом [7, 9, 10] предназначено для практических расчетов и рекомендуется для использования исполнителями работ по направленному бурению, если под рукой нет специальных таблиц.

Работа по определению необходимых параметров  $\omega_0$  и  $\delta$  производится следующим образом. Задают направление на север (рис. 5.1) и масштаб отображения зенитных углов, например,  $1^\circ$  равен 1 см.

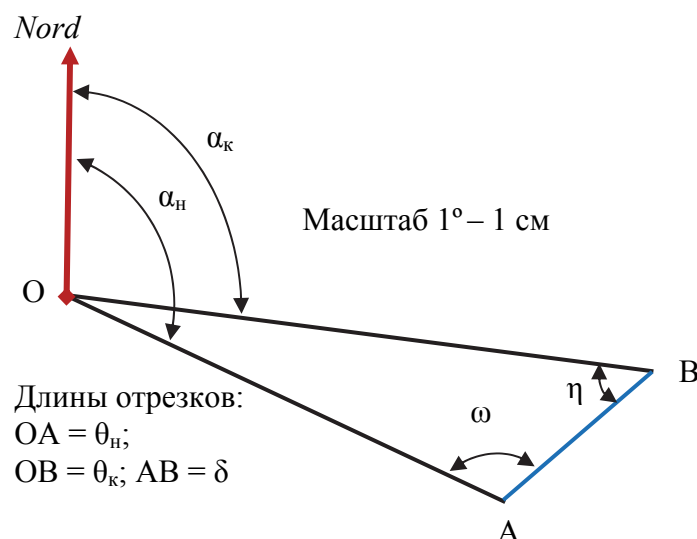


Рис. 5.1. Графоаналитическая диаграмма для расчета угла установки отклонителя  $\omega_0$  и полного угла искривления  $\delta$

Далее с помощью транспортира откладывают от стрелки, обозначающей направление на север, значение начального азимутального угла  $\alpha_n$  и проводят линию  $OA$ , причем длина этой линии в выбранном масштабе должна соответствовать значению начального зенитного угла  $\theta_n$ . Затем таким же образом проводят линию  $OB$ , но используя при этом заданные конечные значения азимутального  $\alpha_k$  и зенитного углов  $\theta_k$ . Конечные значения зенитного и азимутального углов принимают как желаемый результат искусственного искривления.

Длина линии  $AB$  с учетом выбранного масштаба будет равна значению угла набора кривизны  $\delta$ , который удовлетворяет условиям решения задачи по корректировке направления скважины. Этот угол ( $\delta$ ) практически аналогичен ранее представленному полному углу искривления  $\Delta\gamma$  (см. формулу (1.6)), который позволяет определить значение угла искривления по величинам изменения зенитного  $\Delta\theta$  и азимутального  $\Delta\alpha$  углов.

Углы установки отклонителя можно определить измерением углов у основания треугольника —  $\omega$  и  $\eta$  (см. рис. 5.1). Из двух полученных значений угла установки  $\omega$  и  $\eta$  первый соответствует искривлению скважины

по азимуту с уменьшением зенитного угла, второй – случаю с увеличением зенитного угла. Выбирается тот угол установки отклонителя, который соответствует поставленной перед искривлением скважины задаче. Например, требуется увеличение зенитного угла – принимаем острый угол  $\eta$  в качестве угла установки отклонителя.

Графоаналитический метод определения угла установки и угла набора кривизны уступает по точности аналитическому расчету или определению названных параметров по таблицам, но в то же время существенно проще и доступнее. Этот метод может очень просто использоваться в полевых условиях.

Ориентирование отклонителя на поверхности на заданный угол установки  $\omega_0$  требует представления этой операции в воображаемом пространстве. С этой целью рассмотрим схему на рис. 5.2.

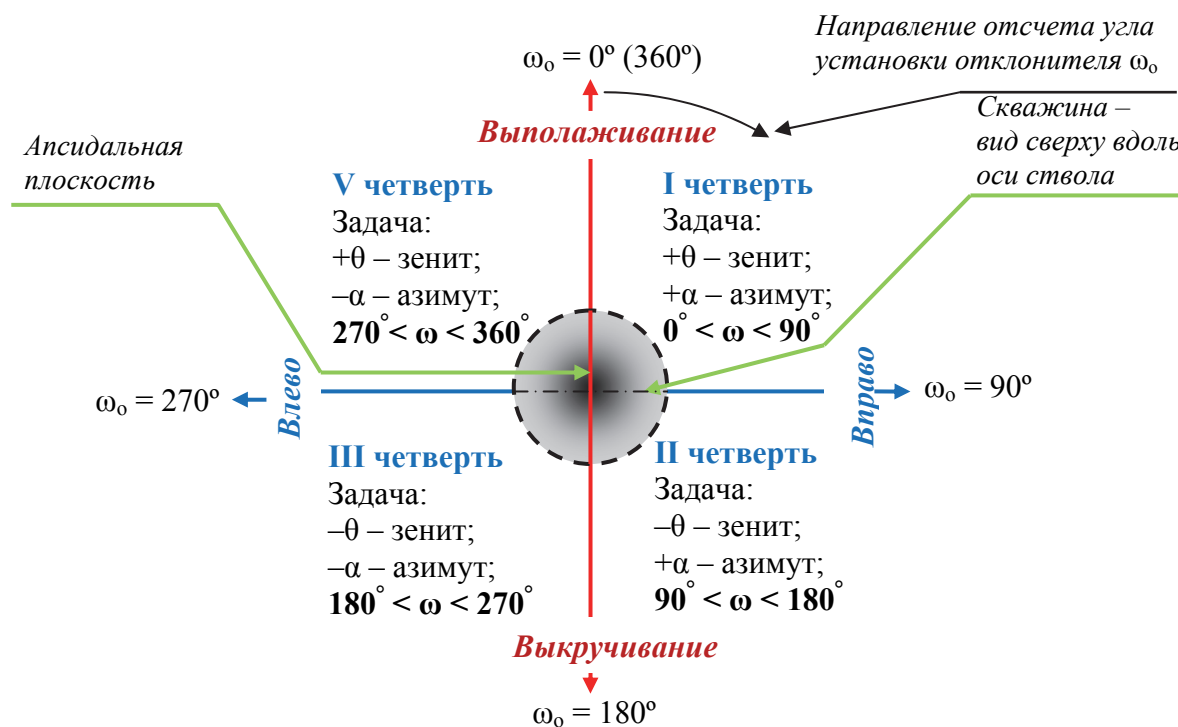


Рис. 5.2. Схема отсчета углов установки отклонителя  $\omega_0$

Отсчет угла установки отклонителя  $\omega_0$  производится от апсидальной плоскости скважины (вправо, если необходимо увеличение азимута, влево, если требуется уменьшение азимута).

На схеме рис. 5.2 положение апсидальной плоскости строго совпадает с вертикальной линией (стрелки  $0^\circ$  и  $180^\circ$ ).

Угол установки отклонителя  $\omega_0 = 0^\circ$ , принятый за начало отсчета, соответствует положению отклонителя, ориентированного строго на выполаживание.

живание (осуществляется увеличение зенитного угла без изменения азимута скважины). При начальном угле  $\omega_0 = 0^\circ$  плоскость искривления скважины совпадает с положением апсидальной плоскости по направлению вверх.

Как следует из схемы (рис. 5.2), возможны четыре случая, при которых будет осуществляться плоское искривление скважины (изменяется только зенитный или только азимутальный углы):

- угол установки отклонителя будет равен нулю, если решается задача только выполаживания скважины без изменения азимутального угла и положение отклонителя в скважине соответствует решению именно такой задачи;
- угол установки отклонителя будет равен  $90^\circ$ , если требуется только изменение азимутального угла в сторону увеличения (вправо) без изменения зенитного угла;
- угол установки отклонителя будет равен  $180^\circ$ , если решается задача только выкручивания скважины без изменения азимутального угла (искривление также осуществляется строго в апсидальной плоскости скважины по направлению вниз);
- угол установки будет равен  $270^\circ$ , если требуется только уменьшение азимутального угла (отклонение влево) без изменения зенитного угла.

При плоском искривлении скважины (корректировке подлежит только зенитный или только азимутальный угол) значение угла набора кривизны  $\delta$  будет равно значению  $\Delta\alpha$  или  $\Delta\theta$ , т. е. разности между начальным (исходное значение) и конечным (угловой параметр, который следует получить в результате искривления) значениями зенитного или азимутального углов.

Если же нужно изменить одновременно азимутальный и зенитный углы, то значения угла  $\omega_0$  будут находиться в том или ином диапазоне в зависимости от условий решаемой задачи (на схеме рис. 5.2 возможные диапазоны значений угла установки  $\omega_0$  в зависимости от условий решаемой задачи приведены в виде 4 четвертей) и необходимо провести точный расчет угла установки отклонителя.

При этом углы установки отклонителя в соответствии со схемой (рис. 5.2) будут положительными, если их отсчет производится от  $\omega_0 = 0^\circ$  по направлению движения часовой стрелки и изменяться этот угол будет соответственно от 0 до  $180^\circ$ . Положительными будут углы установки отклонителя, соответствующие задаче искривления скважины вправо и определенные по диаграмме на рис. 5.1.

Например, если по диаграмме на рис. 5.1 получено, что для искривления скважины вправо с одновременным уменьшением угла угол установки отклонителя равен  $\omega = 120^\circ$  (рис. 5.3, направление I). Значит, это и будет реальный и окончательный угол установки отклонителя, т. е.  $\omega_0 = \omega = 120^\circ$ .



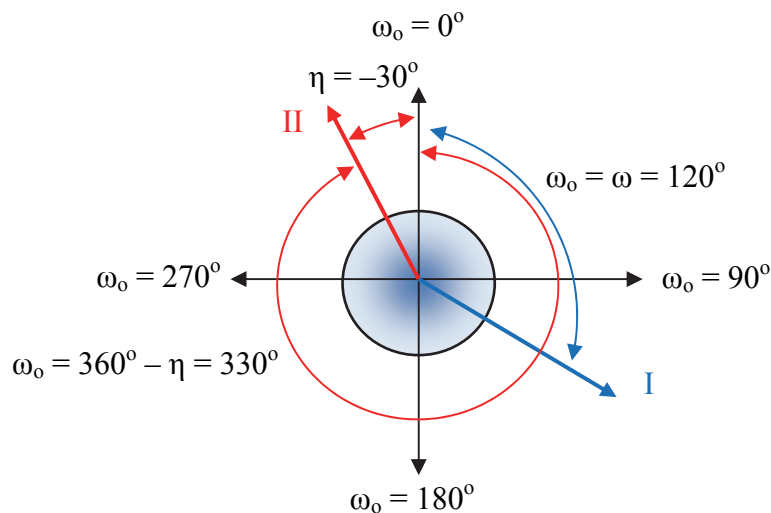


Рис. 5.3. Схема для определения угла установки отклонителя  $\omega_0$

Если ставится задача искривления скважины влево, то угол установки отклонителя, определенный в соответствии с диаграммой на рис. 5.1, берется со знаком минус, а реальное значение угла установки определяется в соответствии с выражением  $\omega_0 = 360^\circ - \omega$  или  $\omega_0 = 360^\circ - \eta$ .

Например, скважину нужно направить с увеличением зенитного угла – выположить и одновременно направить влево, т. е. с уменьшением азимута. Угол, полученный графоаналитическим методом в соответствии с решением по диаграмме, будет равен  $\eta = -30^\circ$ . Значит, угол установки отклонителя будет равен:  $\omega_0 = 360^\circ - \eta = 360^\circ - 30^\circ = 330^\circ$  (рис. 5.3, направление II).

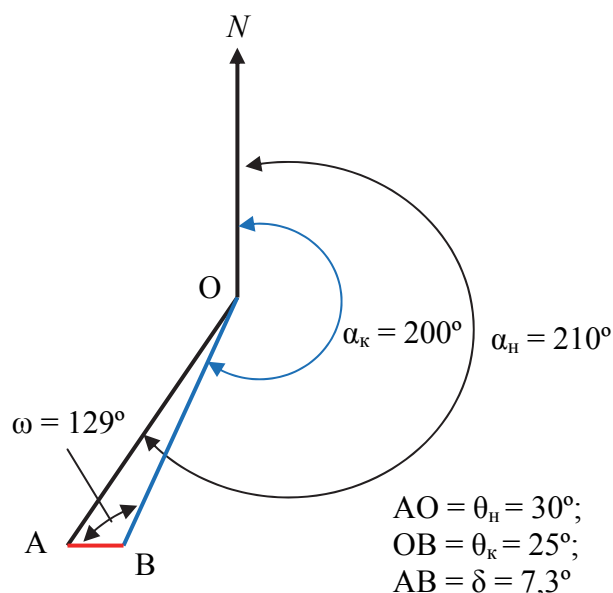
**Пример.** После проведения инклинометрии установлено, что зенитный угол скважины  $\theta_n = 30^\circ$ , азимутальный угол  $\alpha_n = 210^\circ$ . По заданию требуется изменить зенитный угол в сторону выкручивания до значения  $\theta_k = 25^\circ$ , а азимут скважины изменить до  $\alpha_k = 200^\circ$ . С этой целью следует определить угол установки отклонителя  $\omega_0$  и полный угол набора кривизны  $\delta$ .

Для графоаналитического решения принимаем масштаб отображения значений зенитного угла равный,  $1^\circ = 3$  см, и строим диаграмму (рис. 5.4) в следующем порядке:

- от вертикальной линии  $N$  (условно северное направление) откладываем угол  $\alpha_n = 210^\circ$  и проводим линию  $OA$ , равную в масштабе  $1^\circ = 3$  см значению  $\theta_n = 30^\circ$ ;
- от вертикальной линии  $N$  откладываем угол  $\alpha_k = 200^\circ$  и проводим линию  $OB$ , равную в масштабе значению  $\theta_k = 25^\circ$ ;
- полученные точки  $A$  и  $B$  соединяем и определяем в масштабе единиц величину  $\delta = 7,3^\circ$ ;
- определяем угол установки отклонителя  $\omega_0$  исходя из того, что по условию задачи нам следует направить скважину в III четверти диаграм-

мы, показанной на рис. 5.2 (искривление следует провести на выкручивание  $-(\theta)$  и влево  $-(\alpha)$ , а значит, угол для расчета угла установки отклонителя  $\omega_0$  будет больше  $90^\circ$  и равен  $\omega = -129^\circ$ . Далее по формуле определяем:  $\omega_0 = 360^\circ - 129^\circ = 241^\circ$ .

Рис. 5.4. Пример определения угла установки отклонителя и полного угла искривления графоаналитическим методом



Для понимания связи между системами углов установки отклонителя и ориентации скважины в пространстве в системе пространственных координат и стран света можно рассмотреть схему на рис. 5.5.

Из данной схемы следует, что основой системы ориентирования отклонителей является апсидальная плоскость, которая служит репером для измерения азимутального угла  $\alpha$ , а зенитный угол скважины  $\theta$  измеряется всегда строго в апсидальной плоскости. Положение апсидальной плоскости строго совпадает с направлениями изменения зенитного угла  $\theta$  (углы установки отклонителя  $0^\circ$  – выполаживание и  $180^\circ$  – выкручивание. Изменение азимутального угла  $\alpha$  производится вправо или влево от апсидальной плоскости (углы установки отклонителя от  $0$  до  $180^\circ$  – увеличение азимута,  $180-360^\circ$  – уменьшение азимута).

На рис. 5.6 приведено изображение на мониторе компьютера забойной телеметрической системы с указанием схемы углов установки отклонителя. В данном случае видно, что первоначальный угол установки отклонителя был  $202^\circ$ , а затем в процессе проходки этот угол менялся и достиг  $249^\circ$ . То есть первоначально ставилась задача бурить скважину с преимущественным уменьшением зенитного угла с умеренным отклонением влево, а затем потребовалось увеличить отклонение скважины влево с некоторым, уже более умеренным, уменьшением зенитного угла. Подобные условия искривления скважины рассмотрены в примере (см. рис. 5.4).

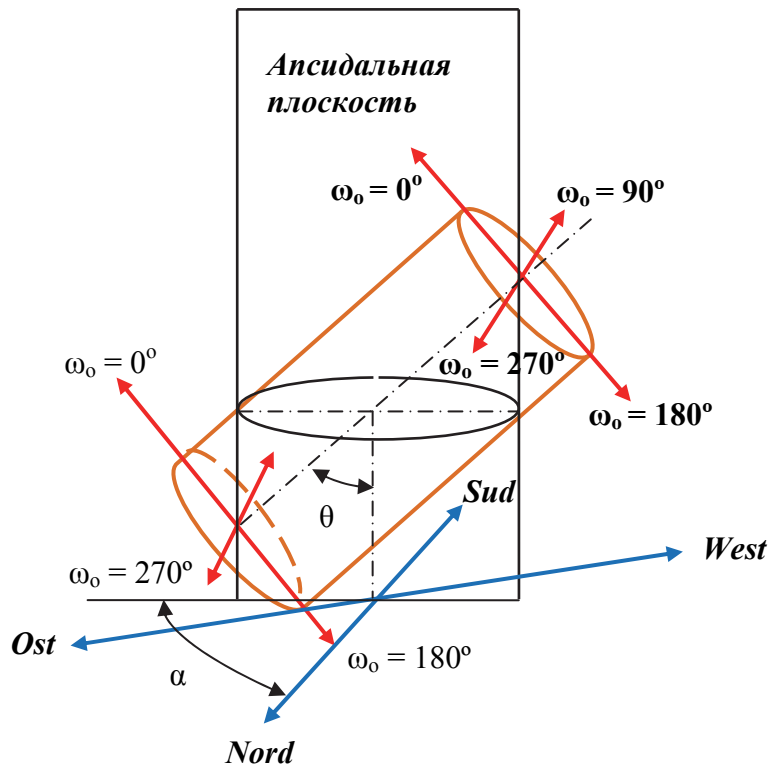


Рис. 5.5. Схема, показывающая связь системы отсчета углов установки отклонителя  $\omega_0$  с системой ориентирования скважины по странам света:  $\theta$  – зенитный угол;  $\alpha$  – азимутальный угол

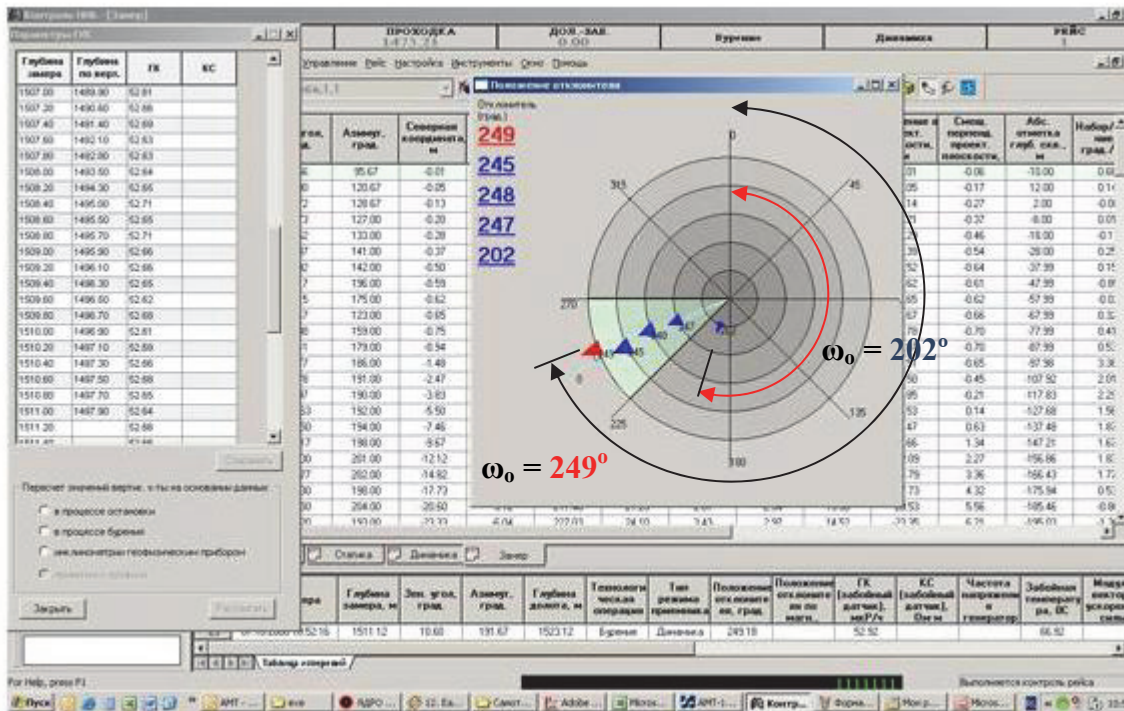


Рис. 5.6. Графическое изображение диаграммы отсчета углов установки отклонителя  $\omega_0$  в телеметрической системе

Определив значения угла установки  $\omega_0$  и полного угла искривления  $\delta$ , далее следует произвести настройку ориентатора и отклонителя на рассчитанный угол установки.

*Ориентирование отклонителя в скважине* производится после настройки отклонителя и ориентатора на поверхности и спуска отклонителя в скважину.

Если используются ориентаторы-сигнализаторы, т. е. дающие тот или иной сигнал об установке отклонителя на заданный угол, а для получения сигнала следует вращать отклонитель вместе с бурильной колонной в скважине, то отклонитель на бурильной колонне подвешивают над забоем и через внутреннюю полость колонны спускают скважинный прибор – ориентатор или инклинометр. После спуска ориентирующего прибора до заданного над отклонителем места медленным вращением колонны бурильных труб вместе с отклонителем добиваются такого его положения, при котором поступает необходимый сигнал о правильной установке отклонителя на заданный угол установки или в соответствии с требуемым азимутом бурения скважины. Для более высокой точности ориентирования процедуру ориентирования повторяют и стремятся, чтобы данные, полученные при повторных попытках ориентирования положения отклонителя, совпадали.

При ориентировании с помощью инклинометров (УОО, система с магнитным репером) или телеметрических систем ориентирование производится по азимуту, который определяется по прибору на поверхности и так или иначе соотносится с положением отклоняющей системы [4].

## 5.2. Ориентаторы и приемы работы с ними

Ориентирование отклонителя инклинометрами с магнитной bussолью и магнитным переводником основано на использовании многоточечных инклинометров, в которых азимут измеряется с помощью магнитных bussолей.

Использование данного метода ориентирования допустимо лишь при бурении наклонных скважин с зенитным углом не менее 5 град.

Для ориентирования с помощью магнитного переводника используют то положение, согласно которому можно добиться фиксирования положения магнитной стрелки инклинометра в направлении действия отклонителя, встроив источник магнитного потока в плоскость искривления (направление набора кривизны) с помощью специального переводника (рис. 5.7). На рис. 5.7 показано, что соединение кривого переводника 2 и переводника с магнитом 1 производится таким образом, что магнитный репер 1 совпадает с направлением перегиба переводника 2. Если такого

совпадения не будет, то при выполнении ориентирования этот угол несоответствия следует учитывать.

По фиксированному положению магнитной стрелки инклинометра определяют угол между плоскостью действия отклонителя и плоскостью искривления ствола скважины.

Направление перекоса переводника  
(направление набора кривизны)

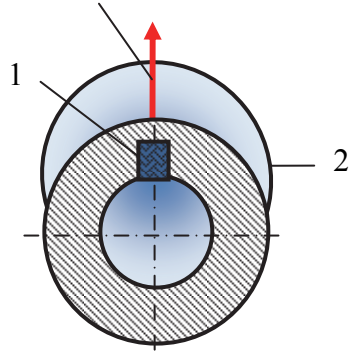


Рис. 5.7. Схема установки переводника с магнитным репером 1 по отношению к кривому переводнику 2

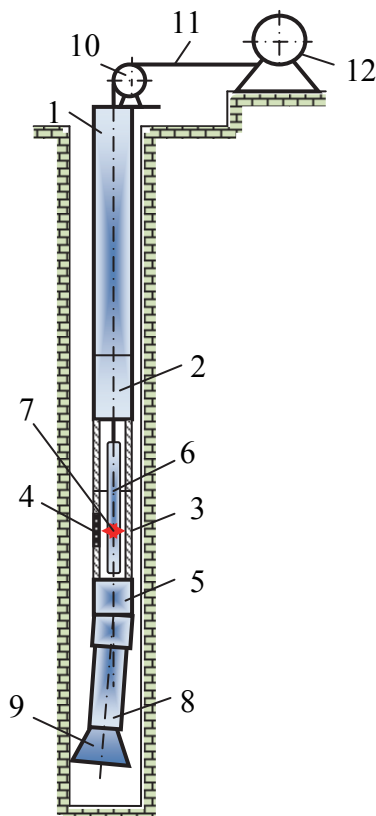


Рис. 5.8. Схема ориентирования с применением магнитного переводника

Состав инструмента для ориентирования с помощью инклинометра и магнитного переводника показан на рис. 5.8.

Инструмент включает колонну буровых труб 1, заканчивающуюся в нижней части диамагнитной трубой 2 (из стали марки 1Х18Н9Т или алюминиевого сплава Д16Т). На нижнюю часть диамагнитной трубы навинчивают переводник 3, в котором закрепляют источник магнитного поля 4. Магнитный переводник 3 устанавливают таким образом, что магнит 4 находится в плоскости перекоса кривого переводника 5. Внутри компоновки для спускаемого инклинометра 6 оборудуют посадочное место, которое позволяет устанавливать инклинометр 6 с совпадением магнитной стрелки 11 и магнита 4. Далее следуют забойный двигатель 8 и долото 9.

После спуска инструмента в скважину и подвешивания колонны труб 1 над забоем на верхнем конце колонны 1 укрепляют каротажный ролик 10. Внутри буровых труб на кабеле 11 на лебедке 12 спускают инклинометр 6 с электромагнитной буссолью с таким расче-

том, чтобы магнитная стрелка 7 была размещена напротив магнита 4. Для осуществления этого способа ориентирования можно использовать инклинометры КИТ, КИТА, ИМ-1, ИН1-721, МИ-30, МИР-36 и др.

В качестве источника магнитного потока используют специальный переводник со встроенным в корпус магнитом (рис. 5.9). Магнитный переводник включает собственно переводник 1, стакан 2 и диамагнитную втулку 5. В стенке втулки размещен призматический магнит 3 размером  $16 \times 16 \times 180$  мм. Втулка закреплена фиксатором 4.

Азимут ствола скважины предварительно замеряют в диамагнитной трубе над магнитным переводником, а положение отклонителя фиксируют отбитием точки в магнитном переводнике. Руководствуясь данными замеров, ротором поворачивают колонну бурильных труб до желаемого положения отклонителя. После этого инклинометр извлекают из бурильной колонны, навинчивают ведущую трубу и, опустив снаряд на забой, начинают бурение. До постановки компоновки на забой скважины какого-либо вращения колонны производить нельзя, в противном случае будет нарушена ориентация отклонителя.

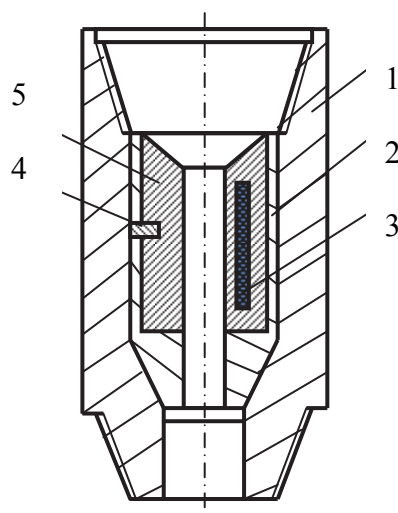


Рис. 5.9. Магнитный переводник

Азимут плоскости действия отклонителя, в случае если магнитный репер 1 установлен с совпадением направления перекоса кривого переводника 2 (рис. 5.7), определяют по формуле

$$\beta = 360^\circ - \Psi + \Delta, \quad (5.3)$$

где  $\Psi$  – показание инклинометра при замере в магнитном переводнике, град;  $\Delta$  – азимут ствола скважины при замере в диамагнитной трубе, град.

Например, если показание инклинометра при замере в магнитном переводнике составляет  $280^\circ$ , азимут ствола скважины при замере в диамагнитной трубе  $120^\circ$ , то плоскость искривления отклонителя в точке замера составляет по отношению к направлению на север угол, равный  $200^\circ$  ( $\beta = 360^\circ - 280^\circ + 120^\circ = 200^\circ$ ).

В случае если магнитный репер 1 не совпадает с направлением перекоса переводника 2, угол несовпадения нужно учесть при расчете угла  $\beta$ .

Ориентируя отклонитель с помощью магнитного переводника, необходимо помнить, что место разрыва реохорды электромагнитной буссоли располагается в наклонном стволе по фактическому азимуту скважины,



а положение северного конца магнитной стрелки задается пространственным положением магнитного потока за счет поворота бурильных труб. В момент замера стрелка буссоли показывает угол разворота отклонителя по отношению к фактическому азимуту ствола скважины. При этом угол разворота отклонителя по отношению к фактическому азимуту ствола скважины отсчитывают против хода часовой стрелки, а следовательно, показание инклинометрического замера в данной точке будет равно углу, на который плоскость действия отклонителя отстает от фактического азимута скважины.

*Ориентирование отклонителя в вертикальной скважине* с помощью скважинных приборов затруднено, так как вертикальное размещение инклинометра не позволяет надежно измерить угол установки отклонителя из-за отсутствия азимутального направления скважины и того, что при вертикальном положении инклинометры не позволяют производить каких-либо измерений. Зенитный угол, позволяющий проводить достаточно точные измерения зенита и азимута, должен быть не менее  $3-5^\circ$ . Поэтому для измерения требуемых параметров в вертикальной скважине создают ориентированный наклон инклинометра.

Для ориентирования в вертикальных скважинах большого диаметра применяют устройство ориентирования отклонителей (УОО) (рис. 5.10) [8]. В данном случае для ориентирования используют серийные инклинометры, которые спускают через бурильную колонну в специально собранную из немагнитного металла компоновку. В компоновке инклинометр 1 занимает положение в соориентированном относительно отклонителя желобе 2 под углом наклона к оси компоновки (угол наклона не более  $85^\circ$ ), что позволяет снимать показания о значениях азимутального угла с достаточно высокой точностью. Вращением бурильной колонны с отклонителем добиваются требуемого значения азимутального угла, в соответствии с которым следует произвести искривление.

Метка 3 на поверхности труб компоновки располагается в направлении оси инклинометра 1 и служит для установки отклонителя и определения угла между осью инклинометра 1 и направлением действия отклонителя. Если после установки отклонителя в компоновку между меткой 3 и направлением действия отклонителя (направление перекоса отклонителя) образуется угол, то его следует учесть при ориентировании. Например, если угол между меткой и направлением действия отклонителя (на рис. 5.10 показано стрелкой) равен  $30^\circ$ , то при установке отклонителя требуемый азимут ориентирования следует увеличить на  $30^\circ$ .

Расчет угла установки отклонителя производят аналогично с методикой расчета при использовании для ориентирования магнитного переводника (см. зависимость (5.3)).

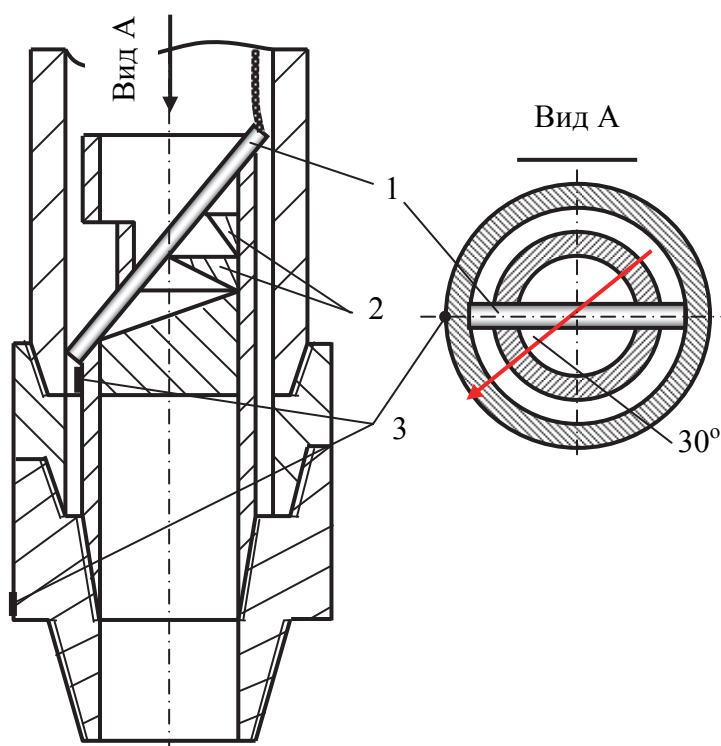


Рис. 5.10. Устройство УОО для ориентирования отклонителей в вертикальных скважинах: 1 – инклинометр; 2 – желоб; 3 – метка для установки отклонителя

УОО относится к техническим средствам инклинометрического метода ориентирования отклонителей. Для ориентирования в наклонных скважинах получили распространение способы ориентирования инклинометрами с электромагнитной буссолью и магнитного переводника, а также инклинометра и диамагнитных труб.

*Телеметрические системы для ориентирования отклонителей* (см. рис. 3.12) позволяют проводить следующие операции в процессе проводки наклонно направленных скважин:

- ориентирование отклоняющей компоновки по заданному азимуту, как в вертикальной, так и в наклонной скважине путем измерения направления действия отклонителя относительно апсидальной плоскости;
- определение угла закручивания буровой колонны под действием реактивного вращающего момента и его учет при бурении скважины с использованием отклонителя;
- проведение инклинометрических измерений и корректировок угла установки отклонителя непосредственно в процессе проводки скважины.

В практике буровых работ известно применение телеметрических систем с линией связи в виде сбрасываемого через колонну кабеля, оснащенного контактной кабельной муфтой для соединения с забойной аппа-



ратурой и систем беспроводной связи – гидродинамической и электромагнитной (см. гл. 3).

Датчики для измерения глубинных параметров скважины размещены в компоновке ЗТС в специальном контейнере, который закреплен с помощью амортизированных опор. Корпус контейнера и ЗТС изготовлены из диамагнитного материала. В контейнере размещены датчики для измерения зенита, азимута скважины и угла установки отклонителя (рис. 5.11). Принцип действия датчика азимута ДА основан на применении магнитного чувствительного элемента в виде стержня, устанавливающегося по направлению магнитного меридиана. Чувствительный элемент связан с ротором вращающегося трансформатора (СКВТ), работающего в режиме фазовращателя. Компас азимута имеет груз 1 для приведения датчика 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 трансформатора (СКВТ), преобразующий угол поворота в фазу выходного сигнала, пропорционального зенитному углу скважины. Одному механическому градусу поворота ротора трансформатора соответствует изменение фазы выходного сигнала на  $6^\circ$ .

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

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

Показывающие приборы на поверхности проградуированы в значениях измеряемых величин: шкалы приборов азимута и положения отклонителя – от 0 до  $360^\circ$ ; шкалы прибора зенитного угла – от 0 до  $60^\circ$  ( $100^\circ$  и более).

Положение отклонителя относительно нулевой метки на корпусе телеметрической системы (ЗТС) 6 определяют при свинчивании ЗТС с отклонителем. Метка 4 на верхней части переводника соответствует направлению действия отклонителя. На нижнем переводнике ЗТС наносят метку

«0» 6, соответствующую нулевому значению ДПО. При свинчивании ЗТС с турбобуром, электробуром или РУС определяют угол смещения меток  $\gamma$ , отсчитываемый от метки на переводнике отклонителя 4 до нулевой метки телесистемы 6.

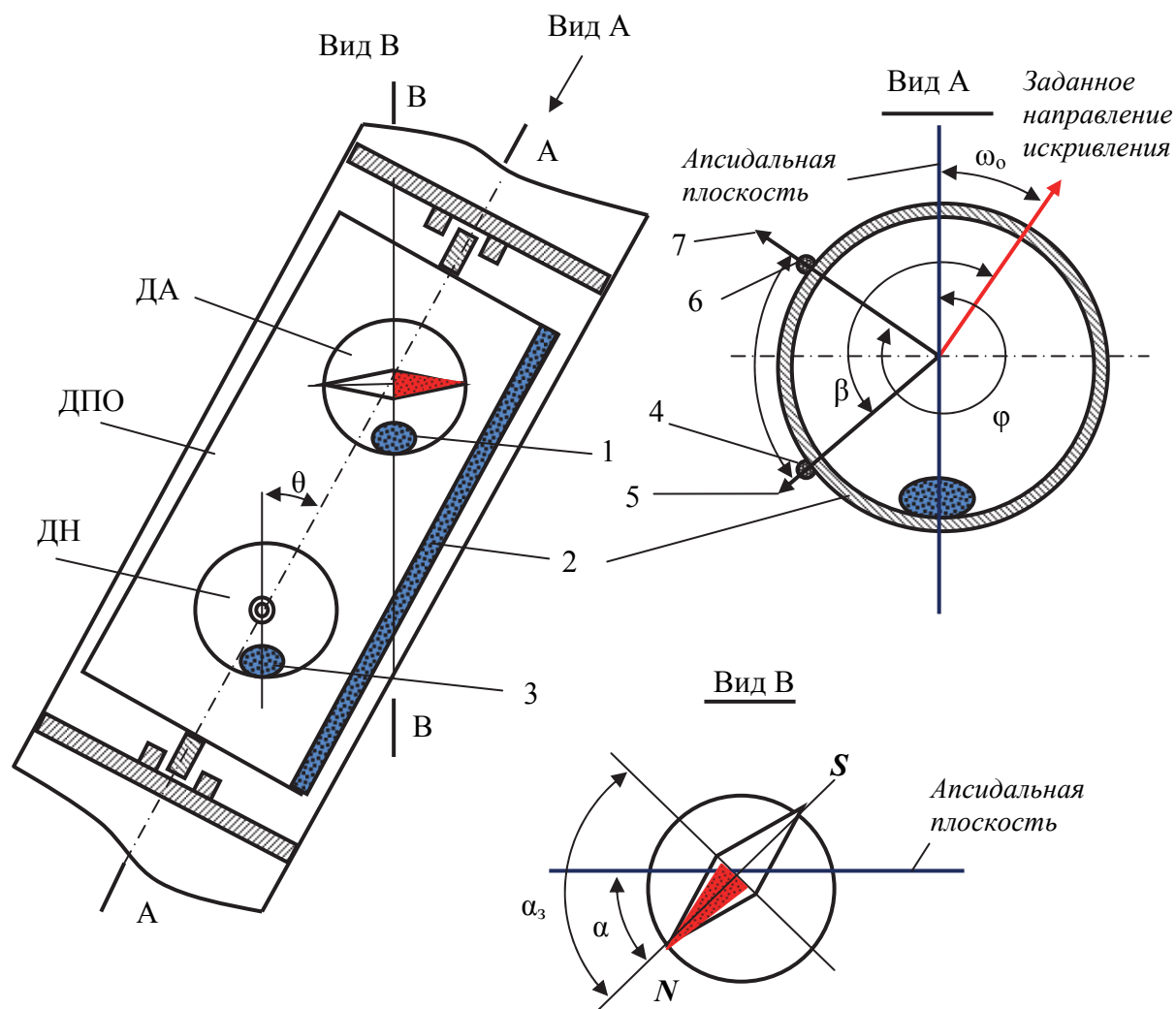


Рис. 5.11. Измерительная часть ЗТС и система измерений азимутального ( $\alpha$ ) угла и угла установки отклонителя ( $\omega_0$ ): 1, 2, 3 – грузы для ориентации датчиков азимутального угла ( $\alpha$ ), угла установки отклонителя ( $\omega_0$ ) и зенитного угла ( $\theta$ ) в апсидальной плоскости скважины; 4 – метка отклонителя в плоскости его работы в направлении набора кривизны; 5 – направление набора кривизны отклонителем, например, направление перекоса кривого переводника; 6 – реперная точка «0» измерительной части ЗТС; 7 – реперная ось измерительной части ЗТС;  $\gamma$  – угол между метками на корпусе отклонителя 4 и нижнем переводнике ЗТС 6;  $\varphi$  – угол между апсидальной плоскостью и реперной точкой «0» ЗТС;  $\beta$  – угол доворота плоскости 5 направления набора кривизны отклонителем в плоскость заданного направления искривления скважины;  $\omega_0$  – расчетный угол установки отклонителя;  $\alpha_3$  – угол доворота компоновки по азимуту

Груз 2 рамки ДПО всегда ориентирует датчики в апсидальной плоскости скважины. Путем измерения угла  $\varphi$  и азимута скважины  $\alpha$  можно определить угол доворота отклонителя для установки его в заданную плоскость искривления. Например, угол доворота  $\beta$  для случая, представленного на рис. 5.11, будет определяться по зависимости  $360^\circ - \varphi + \omega_0 + \gamma$ . В данном случае направление искривления скважины ориентировано в направлении увеличения зенитного и азимутального угла с преимущественным набором зенитного угла.

В процессе ориентированного бурения с использованием телеметрической системы данные о геометрических параметрах скважины могут быть получены на расстоянии 15–20 м от забоя. В ходе корректировки углов скважины рекомендуется уточнять угол установки отклонителя после бурения этого интервала.

В современных забойных телеметрических системах расстояние, на котором установлены датчики, существенно сокращено – до нескольких метров, что повышает точность проводки скважин. Кроме того, ориентирование РУС производится в автоматическом режиме путем управления компьютером. При этом непрерывно поступающая информация с забоя по данным угловых параметров положения забоя позволяет производить текущее корректирование направления буримой скважины путем перерасчета угла установки отклонителя и корректировки направления набора кривизны.

### 5.3. Определение параметров искусственного искривления скважин

При определении угла установки отклонителя  $\omega_0$  графоаналитическим методом (см. рис. 5.1) было получено также значение полного угла набора кривизны  $\delta$ . Данный параметр используется для расчета, прежде всего, длины рейса отклонителем для решения поставленной задачи по изменению угловых параметров скважины.

Число постановок отклонителя для решения поставленной задачи определится по зависимости

$$n = \frac{\delta}{\delta_d}, \quad (5.4)$$

где  $\delta$  – угол набора кривизны (рис. 5.1, отрезок АВ);  $\delta_d$  – допустимое значение угла набора кривизны за одну постановку отклонителя.

Выбор значения угла набора кривизны за одну постановку  $\delta_d$  следует производить с учетом ряда факторов технического и геологического характера и, прежде всего, интенсивности искривления отклонителем. Если ин-

тенсивность искривления скважины, реализуемая отклонителем  $i_{от}$ , не превышает допустимого значения по условиям эксплуатации бурильных труб и буровых компоновок, а также по условиям спуска обсадных колонн –  $i_{д}$ , то в этом случае можно принять как условие равенство углов  $\delta_{д}$  и  $\delta$ . В этом случае независимо от величины угла набора кривизны  $\delta$  реализация искривления может быть выполнена на одну постановку отклонителя или за один рейс. Тогда ограничения могут быть связаны с ресурсом долота или возможностями отклоняющей системы.

Если интенсивность искривления скважины отклонителем  $i_{от} > i_{д}$ , то набор угла  $\delta_{д}$  должен ограничиваться допустимыми пределами, тем более жесткими, чем выше  $i_{от}$ .

При работе РУС и турбинных отклонителей при искривлении скважин, как правило,  $i_{от}$  принимают равной  $i_{д}$ . Тем не менее при решении задач забуривания новых направлений ствола скважины требуется резкий набор кривизны. В этом случае набор угла за один цикл искривления ограничивают 3–5°, а набор угла искривления производят на малом интервале проходки с высокой интенсивностью искривления, но с обязательной проработкой интервала искривления для приведения кривизны к значению, не превышающему  $i_{д}$ .

Длина рейса отклонителем непрерывного действия определяется исходя из выбранных значений угла набора кривизны  $\delta_{д}$  и интенсивности искривления, реализуемой отклонителем  $i_{от}$ :

$$l_p = \frac{\delta_{д}}{i_{от}}. \quad (5.5)$$

Если  $\delta_{д} = \delta$  то, соответственно, длина рейса  $l_p$  будет определяться по зависимости

$$l_p = \frac{\delta}{i_{от}}. \quad (5.6)$$

При бурении, испытании и эксплуатации наклонно направленных скважин применяют различные элементы техники (забойные двигатели, УБТ, бурильные и обсадные трубы, испытатели пластов, глубинные насосы и др.), которые отличаются условиями работы и имеют различные геометрические размеры и жесткость.

Для нормальной эксплуатации этих элементов техники необходимо, чтобы интенсивность искривления ствола не превышала определенных допустимых величин. При выборе допустимой интенсивности искривления ствола следует исходить из нижеприведенных положений.

1. Если элемент техники не допускает принудительного спуска через искривленный ствол скважины (испытатели пластов, пакеры, глубинные

насосы и т. д.), то допустимый радиус искривления ствола определяют из условия свободного прохождения его через искривленный участок ствола.

2. Если элемент техники допускает принудительный спуск через искривленный ствол скважины (забойные двигатели, бурильные и обсадные трубы, УБТ и т. д.), то допустимый радиус искривления ствола определяют из условий:

- предотвращения возникновения остаточных деформаций при прохождении через искривленный участок ствола;
- ограничения дополнительных нагрузок, обусловленных упругими деформациями элементов техники при прохождении через искривленный участок ствола, а также предотвращения желобообразования и протирания обсадных колонн.

#### **5.4. Определение допустимых значений кривизны ствола скважины по условиям вписываемости буровых компоновок, прочности обсадных и бурильных труб**

Одна из основных задач направленного бурения – формирование криволинейных интервалов ствола скважины с допустимой по условиям эксплуатации инструмента и оборудования кривизной. В данном случае возникает дилемма – в одной стороны, чем более интенсивным будет набор кривизны, тем на более коротком интервале ствола скважины будет реализовано искривление и таким образом более оперативно выполнена задача, а с другой стороны – чрезмерная кривизна может являться реальной причиной осложнений и аварий при бурении. Поэтому выбор кривизны ствола на этапе проектирования скважины и реализация искривления – важный вопрос, требующий верного решения, которое должно учитывать горно-геологические условия выполнения работ, возможности отклоняющихся систем, бурового оборудования, бурильных и обсадных труб и инструмента.

##### **5.4.1. Анализ вписываемости буровых компоновок в искривленный ствол скважины**

Под вписываемостью снаряда или буровой компоновки в искривленный ствол скважины понимается возможность её перемещения в искривленном стволе без деформаций.

На рис. 5.12 дана схема, на которой снаряд 1 проходит искривленный интервал ствола без деформации, а снаряд 2 с некоторой деформацией.

Предельная интенсивность искривления, отвечающая условиям вписываемости снаряда или трубы одного диаметра  $D_H$  на всем интервале длины  $L_c$ , определяется по формуле [5]:

$$i_d = \frac{16(D_{\text{СКВ}} - D_H)}{L_c^2} 57,3. \quad (5.7)$$

При спуске компоновки, оснащенной породоразрушающим инструментом, диаметр которого равен диаметру ствола скважины, значение интенсивности искривления, отвечающее условиям вписываемости, будет меньше рассчитанного по формуле (5.7) [5]:

$$i_d = \frac{11,7(D_{\text{СКВ}} - D_H)}{L_c^2} 57,3. \quad (5.8)$$

В случае если условие вписываемости не выполняется, буровая компоновка в искривленном стволе будет деформироваться, оказывая силовое воздействие на стенку скважины в концевых частях снаряда.

Усилие  $R_H$  (см. рис. 5.12) можно определить по формуле [9]:

$$R_H = \frac{3EJ[iL_c^2 - 16(D_{\text{СКВ}} - D_H)]}{L_c^3}, \quad (5.9)$$

где  $EJ$  – жесткость компоновки, даН м<sup>2</sup>;  $i$  – интенсивность искривления ствола скважины, град/м.

При невписываемости буровых снарядов в криволинейный ствол скважины за счет сил упругости возникают значительные радиальные усилия прижатия. Радиальные усилия приводят при проработке стволов скважин специальными технологическими снарядами в зонах повышенной кривизны к увеличению овальности поперечного сечения скважины, что способствует лучшему прохождению буровых снарядов, компоновок и бурильных колонн на этих участках.

В ряде случаев при бурении применяют такие компоновки, которые обладают угловой несоосностью соединений и не вписываются даже в прямолинейный ствол скважины без деформации. Примером такой компоновки может быть турбинный отклонитель с кривым переходником. При этом за счет упругих сил создается усилие прижатия породоразрушающего инструмента к стенке скважины (усилие  $R$  на рис. 5.13). Величина этого усилия может определяться по следующей зависимости:

$$R = \frac{3EJ\{0,5\psi l_c - (D_{\text{СКВ}} - D_H)\}}{l_c^3}, \quad (5.10)$$

где  $\psi$  – угловая несоосность компоновки, рад.

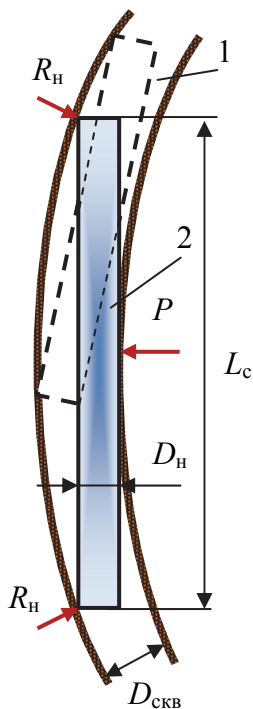


Рис. 5.12. Схема для анализа условий вписываемости снаряда в искривленный ствол скважины

двигателями, что позволяет увеличить интенсивность искривления, то участки стабилизации и снижения зенитного угла, а также нижний вертикальный участок бурят секционными длинными турбобурами для повышения подводимых к долоту вращающего момента и мощности.

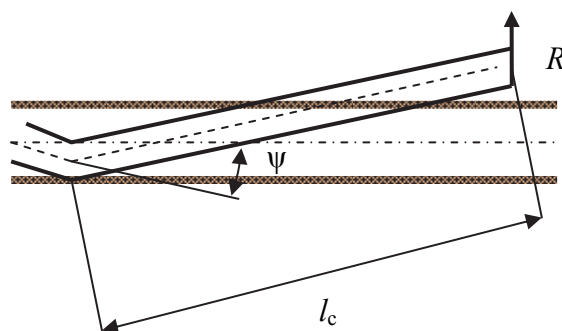


Рис. 5.13. Деформация компоновки с угловой несоосностью  $\psi$  в прямолинейном стволе скважины

Это должно быть учтено при проектировании допустимой интенсивности искривления ствола.

Пример расчета буровой компоновки – турбобура с кривым переходником, обладающего угловой несоосностью – был приведен в п. 4.2.3, рис. 4.31.

Достаточно уникальным случаем вписываемости в искривленный ствол скважины является процесс проникновения в криволинейный ствол самого отклонителя непрерывного действия, который одновременно и формирует этот ствол. В данном случае габаритные размеры отклонителя задают предельные значения формируемой им кривизны, а изменение размеров снаряда, например его удлинение, приводит к изменению и возможного предельного значения интенсивности искривления, в данном случае при удлинении снаряда к снижению этого параметра.

При проводке наклонно направленных скважин бурение с отклонителем и без него осуществляют забойными двигателями различных размеров и жесткости. Если участок набора зенитного угла проходят укороченными забойными

### 5.4.2. Определение допустимых значений кривизны ствола скважины по условиям прочности обсадных и бурильных труб

В интервалах искривлений ствола обсадные и бурильные колонны подвергаются деформированию и напряжению изгиба. Для безаварийной эксплуатации колонн интенсивность искривления ствола не должна приводить к возникновению напряжений, превышающих предел текучести их материала.

Для обсадных труб, учитывая статический характер работы обсадных колонн, допустимый радиус кривизны может рассчитываться по зависимости [4, 9]:

$$R_m = \frac{Ed_n}{2\sigma_T}, \quad (5.11)$$

где  $E$  – модуль упругости материала, из которого изготовлены трубы, МПа;  $d_n$  – наружный диаметр труб, м;  $\sigma_T$  – предел текучести материала, из которого изготовлены трубы, МПа.

Для стальных труб ( $E = 2,1 \cdot 10^5$  МПа и  $\sigma_T = 220$  МПа) в табл. 5.1 приведены результаты расчетов радиуса и кривизны для обсадных колонн.

Таблица 5.1

Допустимые значения минимальных радиусов кривизны и максимальных значений кривизны для обсадных труб

Наружный диаметр труб, мм	Допустимый минимальный радиус кривизны скважины, м	Допустимая предельная интенсивность искривления ствола, град/м
340	162	0,35
324	152,3	0,37
299	142,3	0,4
273	130	0,44
245	116,6	0,49
219	104,25	0,55
194	92,3	0,615
178	84,7	0,67
168	80	0,71
146	69,5	0,82
140	66,6	0,91
127	60,3	0,95
114	54,3	1,04
108	51,4	1,1
89	42,3	1,35
73	34,7	1,65
57	27,1	2,1



Для бурильных колонн, работающих в режиме вращения в скважине, расчет допустимых значений минимального радиуса кривизны и предельной интенсивности искривления следует производить с учетом предельных значений выносливости материала, из которого изготовлены трубы, на изгиб при симметричном цикле деформирования. Как известно, в этом случае предел выносливости на изгиб  $\sigma_{-1}$  составляет 0,45 предела прочности материала –  $\sigma_b$ . Для стальных бурильных колонн (сталь 36Г2С) предел прочности на растяжение 600–700 МПа, поэтому  $\sigma_{-1} = 200\text{--}300$  МПа [7].

С учетом запаса прочности в 1,3 напряжения изгиба в колонне бурильных труб не должны превышать предела выносливости материала в соответствии со следующим условием прочности [5]:

$$\sigma_{\text{из}} = \frac{EI_0 i_n}{W_0} \leq \frac{[\sigma_{-1}]}{1,3}, \quad (5.12)$$

где  $E$  – модуль упругости материала, МПа;  $I_0$  – осевой момент инерции поперечного сечения трубы по резьбе,  $\text{м}^4$ ;  $W_0$  – осевой момент сопротивления поперечного сечения трубы по резьбе,  $\text{м}^3$ ;  $i_n$  – предельное значение интенсивности искривления, рад/м.

Неравенство (5.12) представим в виде уравнения для расчета предельного, по условиям эксплуатации бурильной колонны, значения интенсивности искривления скважины:

$$i_n = \frac{[\sigma_{-1}]W_0}{1,3EI_0} 57,3. \quad (5.13)$$

Различные участки бурильной колонны передают осевые растягивающие (верхний участок) и сжимающие (нижний участок) нагрузки. Напряжение сжатия или растяжения рассчитывается как соотношение осевой нагрузки  $P_{\text{ос}}$ , действующей в сечении трубы на определенной глубине площади поперечного сечения трубы, и площади этого поперечного сечения  $F$ :  $\sigma_{\text{ос}} = P_{\text{ос}} / F$ . С учетом напряжений сжатия или растяжения в соответствии с работой [5] формула для определения предельного, по условиям эксплуатации бурильной колонны, значения интенсивности искривления скважины будет выглядеть следующим образом:

$$i_n = 0,77 \frac{[\sigma_{-1}]([\sigma_T] - 1,3\sigma_{\text{ос}})W_0}{[\sigma_T]EI_0} 57,3. \quad (5.14)$$

В формуле (5.14) осевой момент инерции труб определяется по формуле (2.15), а сопротивление  $W_0$  можно рассчитать по формуле

$$W_o = 0,1 \frac{d_H^4 - d_B^4}{d_H}, \quad (5.15)$$

где  $d_B$  – внутренний диаметр трубы, м.

Для определения знака осевых напряжений (сжатие или растяжение) необходимо определить положение нулевого сечения колонны бурильных труб:

$$Z_{o-o} = \frac{P_{oc}}{q \left[ 1 - \left( \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_m} \right) \right]}, \quad (5.16)$$

где  $q$  – вес 1 м трубы с учетом соединительных элементов, даН;  $\gamma_{ж}$ ,  $\gamma_m$  – удельный вес соответственно промывочной жидкости и материала труб, даН / м<sup>3</sup>.

Таким образом, интервал колонны выше нулевого сечения работает на растяжение, ниже – на сжатие. Максимальные напряжения растяжения в колонне будут у устья скважины, а сжатия – у забоя.

Анализ формулы (5.14) показывает, что наиболее жесткие требования к кривизне ствола скважины предъявляются для участков колонны, работающих на растяжение. Это значит, что при проектировании скважин и их бурении недопустимы значительные искривления скважин на верхних интервалах.

## 5.5. Способы и технологии забуривания дополнительных стволов

Дополнительные стволы скважин забуриваются с целью обхода аварийных интервалов и при многоствольном бурении.

Многоствольное бурение способно обеспечить значительное сокращение объема буровых работ и поэтому остается одним из самых перспективных методов проведения работ.

### 5.5.1. Основные способы забуривания дополнительных стволов

При бурении многоствольных скважин применяют два основных метода заложения дополнительных стволов: «снизу-вверх» и «сверху-вниз».

Первый метод предполагает бурение основного ствола до проектной глубины с последующим заложением и бурением дополнительных стволов на более глубоких интервалах ствола с переходом к менее глубоким. При этом дополнительные стволы могут закладываться не только из основного, но и из пробуренных ранее дополнительных (рис. 5.14, а).

Метод бурения многоствольной скважины по схеме «сверху-вниз» предполагает бурение основного ствола до определенной глубины, а затем создание «ответвления» дополнительного ствола. После завершения бурения дополнительного ствола продолжают углубление того ствола, из которого забурен дополнительный ствол. Так последовательно строят «корневую» систему многоствольной скважины (рис. 5.14, б).

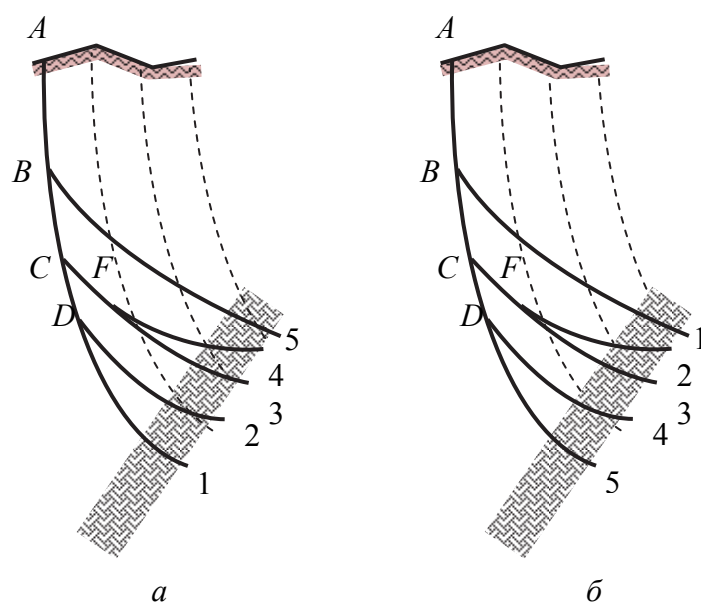


Рис. 5.14. Схемы построения одной многоствольной скважины взамен четырех одноствольных: а – по методике «снизу-вверх» – основной ствол – АВ, дополнительные по порядку бурения – В1, D2, С3, F4, В5; б – по методике «сверху-вниз» – основной ствол – АВ, дополнительные по порядку бурения – В1, В2, С3, С4, D5

Возможен вариант совмещения обоих методов, когда часть стволов закладывается и бурится по методу «сверху-вниз», а нижние стволы по методу «снизу-вверх».

Из практики бурения многоствольных скважин известны случаи бурения многоствольной скважины с 60 дополнительными стволами (Урал), что позволило уменьшить объем буровых работ, сократить существенно сроки работ при соответствующей высокой экономии средств, но в то же время без снижения качества этих работ.

Забуривание дополнительных стволов может производиться:

- с применением стационарных клиньев;
- съемных клиновых отклонителей с искусственных забоев;
- отклонителей непрерывного действия с искусственных забоев;
- без применения отклонителей спрямлением ствола в интервале искривления.

При бурении скважин на нефть и газ дополнительный ствол может забуриваться из открытого, т. е. не закрепленного обсадными колонными ствола.

Широко распространены и востребованы технологии забуривания дополнительных стволов из скважин, в которых уже установлены и зацементированы обсадные колонны. При забуривании ствола из пределов обсадной колонны применяются специальные съемные клинья и фрезы для создания окон в обсадной колонне с последующим расширением окна и формированием криволинейного ствола приемлемой для последующего бурения геометрией.

Основные аспекты технологии применения стационарных клиньев рассмотрены в п. 4.2.1. Следует добавить, что в случае забуривания дополнительного ствола с применением стационарного клина необходимо в последующем перекрытие клина обсадной колонной, поскольку высока вероятность аварии при последующем бурении. В то же время следует отметить, что применение стационарных клиньев в настоящее время случается достаточно редко, поскольку существуют более эффективные технологии и технические средства для решения данной задачи.

Забуривание дополнительного ствола спрямлением без применения отклонителей в практике бурения скважин на нефть и газ применяются крайне редко.

### **5.5.2. Забуривание бокового ствола из необсаженной скважины**

Высокая твердость горных пород при забуривании боковых дополнительных стволов является основной технической проблемой, решение которой требует применения специальных технологических приемов, инструментов и даже отклонителей [24].

Таким образом, одной из проблем забуривания дополнительных стволов скважин с искусственных забоев является создание искусственных забоев высокой твердости, которая должна быть близка к твердости горных пород.

Анализ применения различных материалов и возможных условий создания искусственных забоев показывает, что в настоящее время сложно подобрать отверждаемые (и другие приемлемые) материалы для создания искусственных забоев, твердость которых была бы выше средней твердости горных пород. Среди апробированных практикой работ рассматриваются искусственные забои из цементных смесей, синтетических смол, эпоксидных смол с песчаным и цементным наполнителями [9]. Наиболее прочные из них – эпоксидные композиции – могут соответствовать по твердости горным породам средней твердости. При этом технология создания искусственных забоев из эпоксидных смол достаточно трудоемка и сложна, требует значительных затрат времени на установку и отверждение смеси композиции.

Среди оперативно отверждаемых материалов определенный интерес для создания искусственных забоев может представлять пенополиуретан, который отличается способностью затвердевать под действием воды и имеет высокую адгезию с породами.

Тем не менее в настоящее время наиболее приемлемыми в практике буровых работ остаются твердеющие цементные смеси, которые позволяют получить достаточно прочные забои, которые позволяют успешно забуривать дополнительные стволы скважин в мягких горных породах и породах средней твердости.

Технологии забуривания дополнительных стволов с искусственных забоев любыми типами отклонителей проектируются по методу бурения многоствольных скважин «снизу-вверх», так как искусственный забой перекрывает нижний интервал ствола, что предполагает возможность проведения каких-либо работ только на интервале скважины от устья до созданного искусственного забоя.

Процесс забуривания ствола скважины с искусственного забоя ОНД имеет специфические условия и признаки, существенно отличающие его от процесса обычного набора кривизны с естественного забоя. Если рассматривать тождественность условий забуривания ствола скважины с искусственного забоя и искривления с естественного забоя ОНД, то можно полагать, что отклонитель работает в условиях перемежающихся по твердости горных пород, причем в экстремальных условиях, когда угол встречи бурового инструмента и контакта горных пород различной твердости очень мал, а поперечные реакции на буровой инструмент очень значительны (анализ процесса искривления на контактах горных пород различной твердости был рассмотрен в п. 2.3.2).

Специфика процесса забуривания состоит в том, что существует начальный период формирования направления дополнительного ствола, который имеет наиболее сложный характер и состоит в образовании уступа в стенке скважины. Условия работы ОНД при этом носят экстремальный характер, косвенным подтверждением чего является повышение затрат мощности на бурение. После образования уступа на определенную ширину процесс искривления практически мало отличается от обычного процесса искусственного искривления.

Рассмотрим процесс образования уступа при условии, что твердость искусственного забоя  $p_m$  существенно меньше твердости горных пород  $p_n$ , т. е.

$$\frac{p_n}{p_m} = K > 1, \quad (5.17)$$

а отклонитель воздействует на стенку скважины с усилием  $P_{от}$  [24].

Из схемы (рис. 5.15) следует, что на буровой инструмент будут оказывать действие реакция со стороны стенки скважины  $P_T$ , направленная по нормали к плоскости контакта стенки скважины и искусственного моста, и противодействующая ей реакция со стороны забоя  $P_M$ . Вертикальные составляющие этих реакций приводят к появлению изгибающего момента  $M_B$ , действующего в вертикальной плоскости, а их горизонтальные составляющие отклоняющего усилия со стороны стенки скважины. Процесс образования уступа зависит от реакций  $P_T^r$  и  $P_M^r$ . Так как момент  $M_B$  в начальный период забуривания имеет незначительную величину, усилия  $P_T^r$  и  $P_M^r$ , напротив, значительны в начальный момент забуривания уступа и их влияние является основным. Реакции  $P_T^r$  и  $P_M^r$  определим по формулам

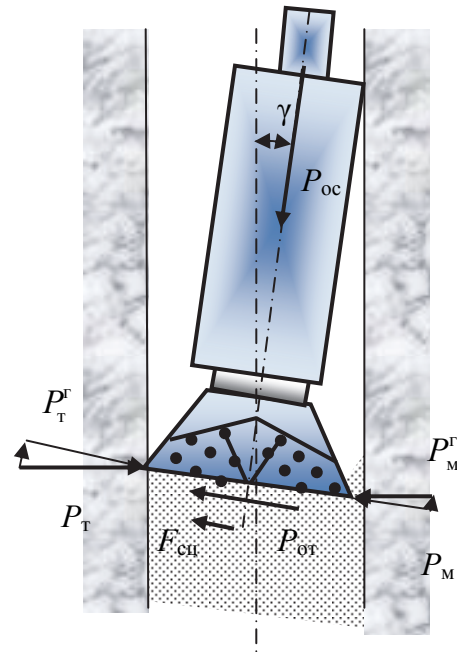


Рис. 5.15. Схема для определения условий образования уступа в стенке скважины ОНД

$$P_T^r = \frac{P_{ос} K}{(1 + K) \operatorname{tg} \gamma}; \quad (5.18)$$

$$P_M^r = \frac{P_{ос} K}{(1 + K) \operatorname{tg} \gamma}, \quad (5.19)$$

где  $\gamma$  – угол встречи бурового инструмента со стенкой скважины, град;  
 $P_{ос}$  – осевое усилие на инструмент, даН.

Условием образования уступа и забуривания дополнительного ствола будет соотношение сил

$$P_{ос} \sin \gamma + P_o + P_M^r + F_{сц} \geq P_T^r, \quad (5.20)$$

где  $F_{сц}$  – сила сцепления торца бурового инструмента с забоем, даН.

Решение уравнения (5.20) позволяет определить значение  $K$ , при котором возможно забуривание уступа при определенных значениях входящих параметров:

$$K = \frac{P_{ос} + (P_{от} + p_M \mu_M S_{\Pi} + P_{ос} \sin \gamma) \operatorname{tg} \gamma}{P_{ос} - (P_{от} + p_M \mu_M S_{\Pi} + P_{ос} \sin \gamma) \operatorname{tg} \gamma}, \quad (5.21)$$

где  $\mu_m$  – коэффициент трения торца бурового инструмента о забой;  $S_n$  – площадь породоразрушающих элементов бурового инструмента, опирающихся на забой,  $m^2$ .

Полученный коэффициент  $K$  позволяет оценить ряд технико-технологических параметров, оказывающих влияние на забуривание уступа в стенке скважины.

Из формулы (5.21) следует, что значительное влияние на процесс забуривания уступа оказывает угол между стенкой скважины и осью бурового инструмента  $\gamma$ , величина отклоняющего усилия со стороны отклонителя и сила сцепления торца долота с забоем, повышение которых способно увеличить вероятность успешного забуривания уступа.

Осевое усилие в соответствии с условиями успешного забуривания нового направления ствола скважины, напротив, должно быть минимальным.

Таким образом, комплекс условий успешного формирования уступа в стенке скважины ОНД с искусственного забоя можно представить в следующем виде:

$$(+\gamma \rightarrow \max; P_{от} \rightarrow \max; F_{сц} \rightarrow \max; P_{ос} \rightarrow \min). \quad (5.22)$$

Графическое решение уравнения (5.20) позволяет подчеркнуть необходимость образования уступа в стенке скважины как неперемного условия

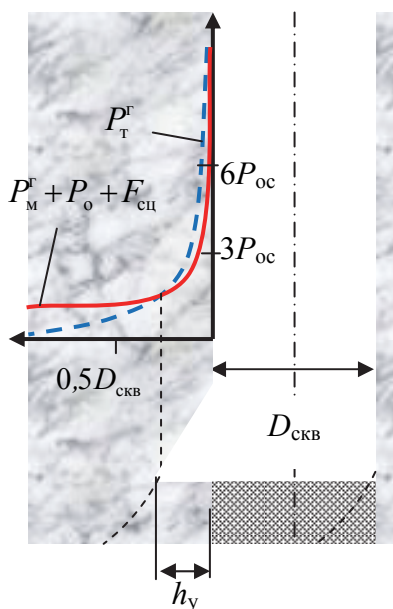


Рис. 5.16. Графическое решение уравнения равновесия сил при забуривании, определяющее ширину уступа  $h_y$

приведения действующих сил к равновесию. Как следует из схемы на рис. 5.16 равновесие сил наступает только при внедрении бурового инструмента на некоторый интервал в стенку скважины (точка А). Этот интервал может составлять 0,2–0,25 диаметра торца бурового инструмента [24].

В соответствии с выявленными условиями успешного формирования уступа наиболее эффективным для решения задачи забуривания дополнительного ствола с искусственного забоя будут ОНД, реализующие набор кривизны фрезерованием и асимметричным разрушением забоя при совпадении процессов по направлению, т. е. при наличии положительного угла встречи инструмента со стенкой скважины.

В то же время для регулирования осевой нагрузки при формировании уступа в процессе забуривания наиболее эффек-

тивны ОНД с гидромеханическим приводом распорного механизма. В этом случае забуривание можно производить при самых минимальных значениях осевой нагрузки, поскольку закрепление отклонителя производится за счет перепада давления промывочной жидкости без участия осевого усилия. Осевое усилие можно повышать по мере формирования уступа и забуривания дополнительного ствола.

Формирование уступа фрезерованием стенки скважины под действием отклоняющего усилия будет наиболее эффективно, так как в направлении забуривания будет действовать активная сила, что сокращает сроки и повышает надежность забуривания уступа в твердых породах. При этом, анализируя формулы (4.19) и (4.21), с помощью которых аналитически описан процесс искривления под действием отклоняющей силы, можно отметить, что темп формирования уступа и искривления при забуривании дополнительного ствола пропорционально возрастает при повышении скорости фрезерования стенки скважины  $v_f$ , уменьшении скорости углубления забоя  $v_b$  и длины жесткой базы отклонителя.

Поэтому при оснащении отклонителя фрезерующего типа долотом с активным боковым вооружением и при регулировании механической скорости в пределах, не превышающих 0,8–1,0 м/ч, можно добиться гарантированного забуривания уступа и дополнительного ствола скважины с любых малопрочных забоев в твердых породах. Проблема здесь заключается в том, насколько и как можно ограничить и регулировать скорость бурения  $v_b$  легко разрушаемого материала искусственного забоя при забуривании уступа и формировании кривизны. Именно поэтому при забуривании уступа будут наиболее эффективны отклонители с гидромеханическим приводом распорного механизма, которые позволяют за счет варьирования осевым усилием регулировать скорость бурения в самых широких пределах.

Отклонители на базе турбобуров широко используются для забуривания дополнительных стволов скважин с цементных забоев при бурении скважин большого диаметра на нефть и газ. Забуривание уступа такими отклонителями рекомендуется производить фрезерованием под действием отклоняющего усилия за счет упругих сил деформирования отклонителя и труб над ним, а затем уже, имея надежный уступ в стенке скважины, асимметричным разрушением забоя. Это связано прежде всего с тем, что в скважине турбинный отклонитель с кривым переводником или с эксцентричной накладкой на корпусе, изгибаясь, создает отклоняющее усилие, которое по мере забуривания уступа уменьшается.

Забуривание уступа турбинными отклонителями производится следующими способами:

- 1) задержкой долота в одной точке над искусственным забоем. Время задержки может составлять 1–3 ч в зависимости от соотношения твер-



дости горных пород и материала забоя. При этом осевая нагрузка в начальный момент равняется нулю и по мере забуривания нарастает. Скорость забуривания дополнительного ствола в момент отклонения от искусственного забоя может составлять не более 0,3–0,4 м/ч;

2) возвратно-поступательным перемещением инструмента над забоем на расстояние 0,5–0,6 м. При этом при забуривании уступа в относительно мягких породах рекомендуется формировать уступ без вращения долота, в твердых породах – с вращением долота забойным двигателем. В дальнейшем после образования уступа бурение ведется при минимальной осевой нагрузке с постепенным её повышением.

Контроль процесса забуривания осуществляется по соотношению в выносимом шламе породы и материала искусственного забоя.

Основной проблемой при формировании уступа турбинным отклонителем являются провороты и смещения плоскости подработки забоя, особенно при вращающемся долоте, что значительно увеличивает сроки забуривания, требует дополнительного ориентирования отклонителя и негативно отражается на точности ориентирования.

Интенсификация забуривания дополнительного стола может осуществляться за счет увеличения угла встречи бурового инструмента со стенкой скважины и применением долот с высокой фрезерующей способностью и стойкостью фрезерующих элементов.

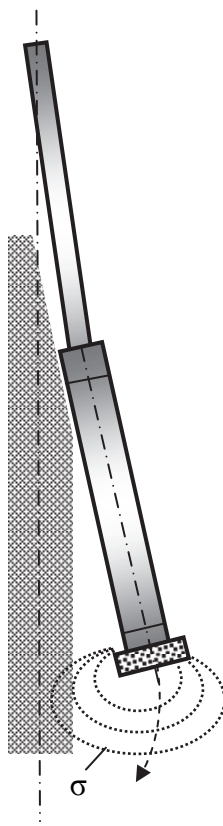


Рис. 5.17. Схема забуривания дополнительного ствола

Увеличение угла встречи инструмента со стенкой скважины можно получить за счет забуривания дополнительного ствола меньшего диаметра из ствола большего диаметра, использовать для этой цели каверну над искусственным забоем (а. с. № 142241), расширить ствол скважины над искусственным забоем специальным гидромеханическим расширителем или иными средствами.

При забуривании нового направления ствола скважины важно обеспечить отход нового ствола от основного (рис. 5.17). Только при отходе забоя нового ствола скважины от основного на определенное расстояние, которое должно быть не менее одного-полутора диаметров скважины, можно повышать осевую нагрузку до номинальной во избежание попадания нового ствола в ранее пробуренный ствол. Это связано с тем, что деформиро-

вание породы под долотом происходит при бурении преимущественно в направлении имеющейся свободной поверхности, в качестве которой выступает основной ствол.

Очень значительная роль при забурировании дополнительного ствола с искусственного забоя в твердых породах отводится буровому инструменту.

Долото для забурирования дополнительных стволов скважины в твердых породах должно соответствовать следующим требованиям:

- фрезерующие элементы должны быть выполнены из алмазов или резцов *PDC*;
- торец долота должен иметь равномерное устойчивое опирание на забой для снижения вероятности соскальзывания с уступа;
- угол бокового фрезерования должен быть максимальным (см. п. 4.4);
- торец долота должен обладать острой режущей кромкой для интенсификации фрезерования, плоскую или вогнутую форму (см. долото для забурирования на рис. 4.63).

Специальные долота для забурирования дополнительных стволов могут иметь особую схему установки породоразрушающих элементов на торце.

Например, известно долото с установкой резцов на торце по спирали Архимеда, направление которой противоположно направлению вращения долота, что позволяет при вращении долота в момент забурирования обеспечить появление активной поперечной силы, действующей в направлении забурирования (патент № 3951220, США). При работе таких долот возникает эффект «винтовой нарезки», за счет которого долото подтягивается в направлении формируемого нового ствола.

Наиболее простым и эффективным инструментом для забурирования дополнительного ствола в твердых породах являются шарошечные долота, шарошки которых с торца покрываются пластичным легкоизнашиваемым материалом. Покрытие шарошек следует выполнять напайванием латунного или оловянного припоя [9]. Породоразрушающие вставки на торце шарошек покрываются припоем частично и по высоте, и по площади торцевой части, что снижает эффект дробления и скалывания материала искусственного забоя и снижает скорость его разрушения.

Как уже было показано, процесс искривления отклонителями фрезерующего типа зависит от соотношения скоростей фрезерования стенки

скважины  $v_\phi$  и углубления забоя  $v_\sigma \left( \frac{v_\phi}{v_\sigma} \right)$ . Таким образом, для интенсифи-

кации процесса забурирования следует понижать скорость бурения забоя и повышать скорость фрезерования породы стенки скважины. Именно это удается достигать, «прикрывая» часть породоразрушающих вставок на торце шарошек. Для расчета площади покрытия шарошек припоем можно использовать расчет, основанный на определении удельных контактных

напряжений, действующих в направлении фрезерования  $q_\phi$  и углубления забоя  $q_6$ . Например, если взять в качестве начального условия расчета равенство удельных напряжений под торцевыми и боковыми элементами вооружения ( $q_\phi = q_6$ ) то, учитывая, что, например, твердость горной породы выше твердости материала искусственного забоя в  $K$  раз (см. зависимость (5.27)), можно получить зависимость для определения площади покрытия на каждой из шарошек.

Из равенства  $q_\phi = \frac{P_{от}}{S_\phi K} = q_6 = \frac{P_{ос}}{S_6}$  следует, что

$$S_6 = \frac{P_{ос}}{P_{от} KN} S_\phi, \quad (5.23)$$

где  $S_\phi$ ,  $S_6$  – площади породоразрушающих элементов, взаимодействующих с породой стенки скважины при фрезеровании и материалом забоя при углублении соответственно,  $m^2$ ;  $P_{от}$ ,  $P_{ос}$  – осевая нагрузка и отклоняющая сила, воздействующие на буровой инструмент при забурировании дополнительного ствола, даН;  $N$  – количество шарошек у долота.

Если в качестве  $K$  использовать результаты расчета по формуле (5.21), то можно рассчитать площадь покрытия торца шарошки  $S_6$  с учетом основных технологических и технических параметров.

При забурировании дополнительного ствола наиболее сложными являются условия, связанные с созданием уступа. После того как уступ шириной не менее 0,25–0,5 диаметра долота уже сформирован, процесс забурирования дополнительного ствола мало отличается от обычного искривления с естественного забоя. Следовательно, на втором этапе забурирования торцевые элементы вооружения долота, запаянные перед забурированием и не участвовавшие в полной мере в работе долота, должны включаться в процесс разрушения забоя, который теперь частично сложен из горных пород, а частично из материала искусственного моста. С этой целью следует покрытие припоем осуществлять таким образом, чтобы происходило своевременное изнашивание пластичного сплава, а элементы вооружения на торце шарошек обнажались к моменту внедрения долота в горную породу. С этой целью можно варьировать видом припоя (олово более легкоизнашиваемый материал, чем латунь), толщиной и площадью наносимого слоя.

Критерием выбора или уточнения расчетного значения площади покрытия вставок на шарошках может быть механическая скорость бурения. При забурировании уступа скорость бурения не должна превышать 0,5 м/ч, а после образования уступа должна находиться в пределах 0,8–1,0 м/ч. Контроль процесса забурирования следует осуществлять как по шламу (соотношение в шламе кусочков породы и материала забоя), так и по скорости бурения.

### 5.5.3. Забуривание бокового ствола скважины из обсаженной скважины

Направленное забуривание дополнительных стволов из обсаженных скважин – наиболее эффективное средство увеличения производительности малодебитных скважин за счет вскрытия пропущенных продуктивных объектов или для повышения продуктивности скважины, пробуренной в слабопроницаемых пластах. Ствол из обсаженной скважины забуривают по трем схемам [4, 11]:

- с использованием стационарного клинового отклонителя через щелевидное окно в обсадной колонне;
- с применением стационарного или съемного отклонителя в интервале вырезанного участка обсадной колонны;
- с помощью турбинных отклонителей в интервале вырезанного участка обсадной колонны.

Сооружение бокового ствола (БС) осуществляется по трём технологическим схемам:

- бурение БС после подъема верхней части эксплуатационной колонны;
- углубление скважины ниже башмака эксплуатационной колонны;
- забуривание БС из эксплуатационной колонны.

Каждая технологическая схема предусматривает проведение определённого комплекса технологических операций в скважине. Перечень операций подробно изложен в работе [4].

Преимущества технологии забуривания БС с клина-отклонителя через боковое окно в обсадной колонне:

- высокая точность забуривания БС, так как при ориентировании и установке клина-отклонителя бурильная колонна не скручена, что имеет место при забуривании БС с помощью забойного двигателя-отклонителя;
- относительная простота технологии вырезания бокового окна с помощью специального инструмента – фрез-райберов (рис. 5.18).

К недостаткам данного способа можно отнести:

- необходимость дополнительных технологических операций, связанных с установкой клина-отклонителя;

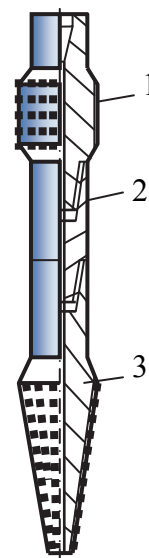


Рис. 5.18. Райбер РЦН конструкции АзНИПИ-нефти: 1 – верхний райбер; 2 – переходник; 3 – нижний райбер

- вероятность смещения клина-отклонителя в осевом или окружном направлении на любой стадии строительства БС;
  - сложная подготовка скважины к спуску клина-отклонителя и высокие требования к состоянию обсадной колонны в интервале его спуска и установки;
  - формирование резкого перегиба ствола в интервале забуривания БС.
- Преимуществами технологии забуривания БС с зарезного цементного моста в интервале вырезанной обсадной колонны являются:
- требования к состоянию эксплуатационной колонны в части её проходного диаметра значительно ниже, чем при использовании клина-отклонителя;
  - из вырезанного участка обсадной колонны можно пробурить несколько БС или повторить бурение в другом направлении в случае неудачи при бурении первого БС;
  - исключаются осложнения, связанные с прохождением бурильных и обсадных колонн через «окно».

К недостаткам способа забуривания БС с зарезного цементного моста можно отнести: большие затраты времени на вырезание окна, длина которого может составлять 5–8 м и более, и сложную технологию забуривания БС с помощью забойного двигателя-отклонителя на больших глубинах.

В обсаженной скважине дополнительный ствол забуривают через щелевидный вырез (рис. 5.19) или интервал сплошного вырезанного участка в обсадной колонне (рис. 5.20).

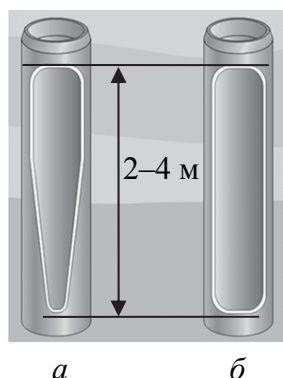


Рис. 5.19. Форма бокового окна, вырезанного фрез-райбером (а) и фрезерным станком (б)

Вырезание бокового окна в обсадной колонне производится при помощи фрез-райберов различной конструкции в сочетании с клином-отклонителем.

Клин-отклонитель ОКС (рис. 5.21) состоит из корпуса с направляющей поверхностью 1, узла фиксации, выполненного в виде плашкодержателя и выдвижной плашки 2, удерживаемой в транспортном положении срезным болтом 3. В нижней части плашкодержателя установлен на резьбе

съёмный башмак 4. Комплексный фрез-райбер крепится к корпусу со стороны направляющей поверхности 1 с помощью двух срезных болтов 5, через отверстия в корпусе ложка клина 6.

Рис. 5.20. Вырез в обсадной колонне для забуривания БС:  
1 – обсадная колонна; 2 – цементный камень; 3 – интервал выреза обсадной колонны

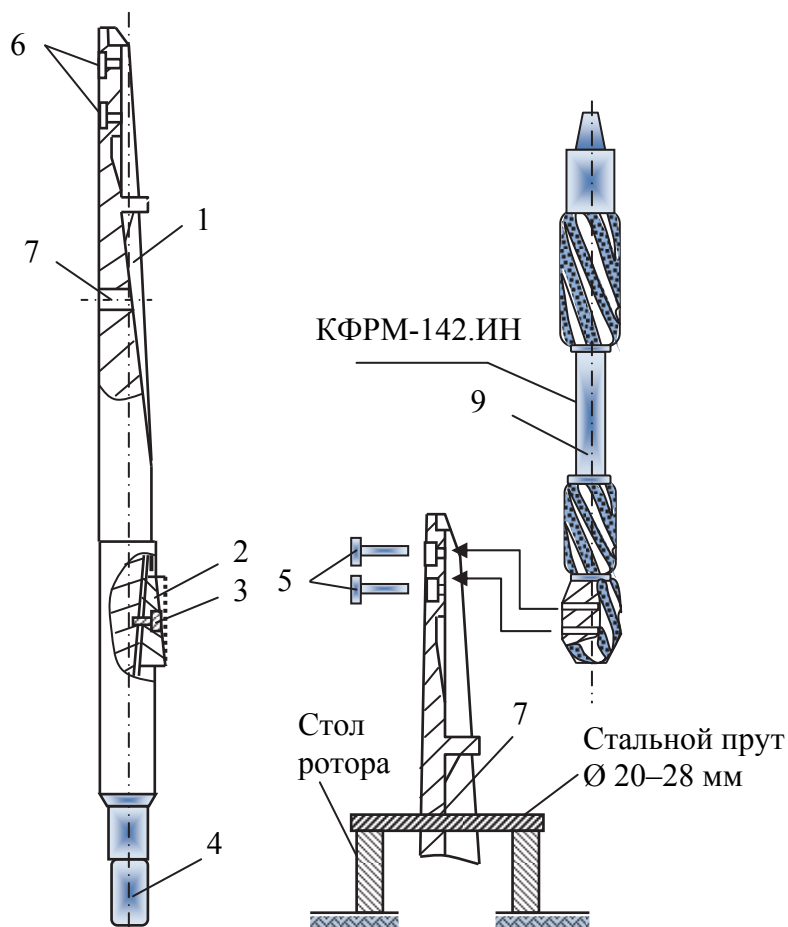
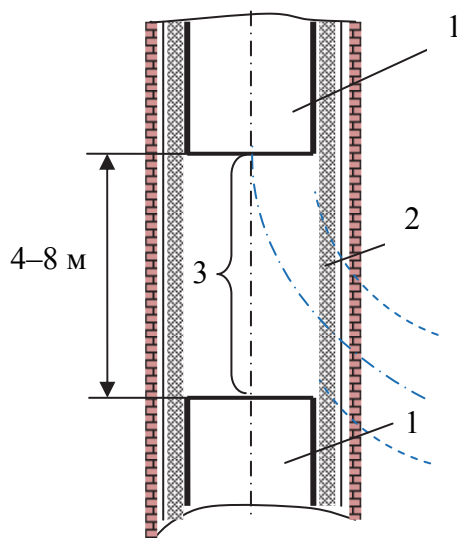


Рис. 5.21. Схема сборки клина-отклонителя типа ОКС с фрез-райбером КФРМ

Клин-отклонитель поставляется в транспортном положении. Для удобства монтажа в направляющей поверхности 1 корпуса выполнено сквозное отверстие 7 для размещения в нём стального стержня 8, который необходим для установки устройства на роторе буровой установки для присоединения фрез-райбера 9 перед спуском клин-отклонителя в скважину.

При установке клина-отклонителя на искусственный забой 11 (рис. 5.22) за счёт веса бурильной колонны срезается установочный болт 3. Направляющая, перемещаясь относительно плашкодержателя, выдвигает плашку 2, которая врежется в стенку обсадной трубы 10. Плашка 2 имеет особую форму (рис. 5.22), которая обеспечивает внедрение её рёбер в стенку обсадной трубы в радиальном направлении, что не требует предварительной подготовки места фиксации клина-отклонителя. При этом корпус прижимается к диаметрально противоположной стенке обсадной трубы на величину радиального зазора. При дальнейшем нагружении бурильной колонны срезаются транспортировочные болты 5 и бурильная колонна освобождается от клина-отклонителя.

Процесс формирования бокового окна в обсадной колонне начинают выше клина-отклонителя. Прорезание обсадной трубы производят с «навеса», т. е. с поддержания на инструменте нулевой осевой нагрузки, после чего нагрузку на фрез-райбер увеличивают до номинального значения. При резком снижении скорости производят многократную проработку профрезерованного интервала обсадной трубы. В нижней части рабочей поверхности клина-отклонителя нагрузку на фрез-райбер снижают до минимального значения.

Перед спуском проводится оценка возможности свободного прохождения клина-отклонителя к месту его установки с помощью печати, а затем специального шаблона, имеющего следующие размеры:

$$D_{\text{п}} = D_{\text{вн}} - (10-12); D_{\text{ш}} = D_{\text{о}} - (3-4); L_{\text{ш}} = L_{\text{о}} + (2-3), \quad (5.24)$$

где  $D_{\text{п}}$  – диаметр печати, мм;  $D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр обсадной колонны, мм;  $D_{\text{ш}}$  – диаметр шаблона, мм;  $D_{\text{о}}$  – максимальный диаметр клина-отклонителя, мм;  $L_{\text{ш}}$ ,  $L_{\text{о}}$  – длина шаблона и клина-отклонителя соответственно, м.

После шаблонирования обсадной колонны собирается КНБК с клином-отклонителем и ориентирующим устройством. Обязательно проверяется работоспособность канала связи ориентирующего устройства. Производится спуск клина-отклонителя с телеметрической системой или ориентирующим устройством (в вертикальном стволе с гироскопом) до заданной глубины и установка клина на текущий забой скважины. Спуск компоновки на стальных бурильных трубах ведётся со скоростью не более 0,2 м/с

с замером длины бурильной колонны. Клин-отклонитель устанавливается с ориентацией ложка в направлении фактического азимута искривления ствола скважины на участке резки, в пределах  $\pm 30^\circ$ .

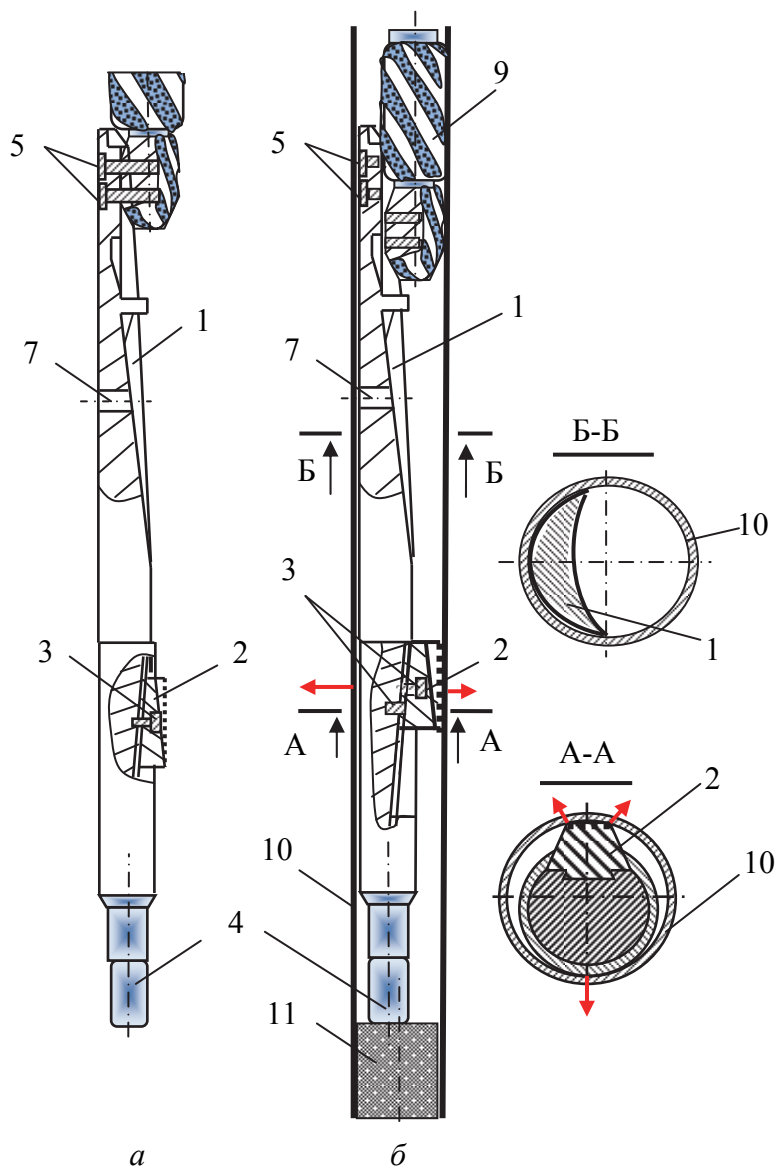


Рис. 5.22. Схема установки клина-отклонителя типа ОКС в скважине: *а* – транспортное положение; *б* – положение клина в начальный момент прорезания окна

При проведении работ в неосложнённых условиях вырезание бокового окна может производиться КНБК без гидравлического ясса.

При ориентировании клин-отклонитель устанавливают в требуемое положение вращением по часовой стрелке бурильной колонны ротором буровой установки с последующим расхаживанием бурильной колонны на длину ведущей штанги (квадрата) 3–4 раза.



При заданных размерах клина-отклонителя длина «окна» определяется по формуле

$$L = \frac{D_0}{\operatorname{tg} \beta}, \quad (5.25)$$

где  $D_0$  – диаметр клина-отклонителя, м;  $\beta$  – угол скоса ложка клина-отклонителя, град.

С учётом технологических размеров фрезер-райбера длина «окна» определяется по формуле

$$L = D_{\text{вн}} \cdot \operatorname{ctg} \beta - \frac{D_{\text{max}} - D_{\text{min}}}{2 \sin \beta} - h, \quad (5.26)$$

где  $D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр обсадной колонны, м;  $D_{\text{min}}$ ,  $D_{\text{max}}$  – минимальный и максимальный диаметр фрез-райбера соответственно, м;  $h$  – высота цилиндрической части фрез-райбера, м.

При применении клина-отклонителя следует учитывать, что при уменьшении угла скоса клина с  $2,5$  до  $1,5^\circ$  максимальная длина «окна» увеличивается в 1,5 раза.

В зависимости от назначения фрез-райбер может быть выполнен в виде усечённого конуса, цилиндра, быть арбузообразным или иметь различные сочетания указанных рабочих поверхностей. Режущую часть фрез-райбера армируют твёрдым сплавом. Фрез-райберы бывают профильные, которые предназначены для реализации поэтапной технологии формирования «окна» в обсадной колонне, и универсальные, с помощью которых образование «окна» полного профиля производится за один рейс.

Полный комплект для выполнения поэтапного прорезания обсадной колонны включает следующие профильные фрез-райберы (рис. 5.23):

- стартовый, или зарезной, – предназначен для начального прорезания обсадной колонны;
- оконный, или проходной, – предназначен для вырезания «окна» полного профиля;
- арбузообразный, или калибрующий, – предназначен для расширения и калибрования «окна».

Типовой режим вырезания бокового «окна» стартовым фрез-райбером: осевая нагрузка – 10–30 кН (максимум – 45 кН), частота вращения ротора – 60–90 мин<sup>-1</sup>. Работы по вырезанию «окна» в колонне фрез-райберами продолжаются на длину клина с углублением в горную породу по возможности ниже «окна» на 5–8 м. В случае «провала», т. е. резкого рывка КНБК вдоль эксплуатационной колонны, после вырезания «окна» производится крепление приствольной зоны скважины путём установки цементного моста в интервале размещения клина-отклонителя.

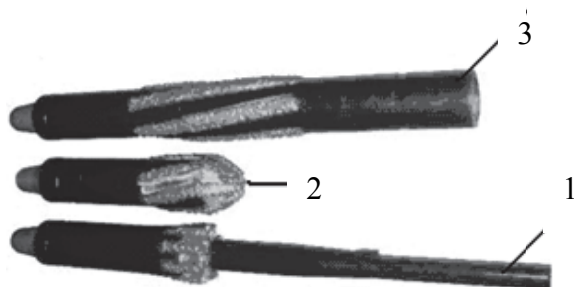


Рис. 5.23. Комплект фрез-райберов КФР:  
1 – зарезной; 2 – проходной; 3 – калибрующий

Техническая характеристика оборудования для зарезания «окна» в обсадной колонне представлена в табл. 5.2, 5.3 и 5.4 [11].

Таблица 5.2

Техническая характеристика комплекта фрез-райберов КФР

Характеристики	КФР – 121.ИН	КФР – 124.ИН	КФР – 142.ИН	КФР – 150.ИН	КФР – 190.ИН	КФР – 216.ИН
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	140	146	168	178	219	245
Диаметр, мм	121	124	142	150	190	216
Рекомендуемая частота вращения, мин <sup>-1</sup>	70–100	70–100	70–100	70–100	70–100	70–100

Таблица 5.3

Техническая характеристика клина-отклонителя типа ОКС

Параметры	ОКС-115.ИН	ОКС-120.ИН	ОКС-135.ИН
Условный диаметр обсадной колонны, мм	140	146	168
Угол наклона отклоняющей поверхности, град	2	2	2
Диаметр клина-отклонителя, мм	110	114	127
Длина клина-отклонителя в сборе перед спуском в скважину, мм	5300	5680	6360
Длина клина-отклонителя, закреплённого на забое, мм	4850	5150	6000
Стрела прогиба, мм	6	8	10
Масса, кг	190	220	320

Таблица 5.4

Техническая характеристика комплексного фрез-райбера КФРМ

Параметры	КФРМ-118.ИН	КФРМ-121.ИН	КФРМ-124.ИН	КФРМ-142.ИН	КФРМ-144.ИН
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	140	140	146	168	168
Диаметр, мм	118	121	124	142	144
Рекомендуемая частота вращения, мин <sup>-1</sup>	70–100	70–100	70–100	70–100	70–100
Масса, кг	70	74	75	77	77

Стартовый фрез-райбер спускается в скважину вместе с клином-отклонителем до искусственного забоя. При разгрузке бурильной колонны срезаются шпильки, удерживающие плашки якоря клина-отклонителя. При смещении клина вниз плашки внедряются в обсадную трубу и фиксируют клин-отклонитель от поворота при дальнейшей разгрузке бурильной колонны срезается шпилька, соединяющая стартовый фрез-райбер с клином-отклонителем, после чего осуществляется прорезание бурильной трубы стартовым фрез-райбером на длину 0,5–0,6 м.

Вторым рейсом для формирования бокового «окна» полного профиля спускается компоновка, включающая проходной и калибрующий фрез-райберы, соединённые специальным валом.

С помощью комплексного фрез-райбера серии КФРМ и клина-отклонителя серии ОКС производится вырезание бокового окна за один рейс.

Вырезка бокового «окна» может производиться с помощью винтового забойного двигателя-отклонителя (ВЗД). При этом в состав КНБК включают вал-удлинитель, который устанавливают между ВЗД и комплексным фрез-райбером.

Для корректировки интервала установки клина-отклонителя в обсадной колонне предусмотрена возможность замены «башмака» клина на отрезок обсадной трубы необходимой длины.

Фрезерование бокового «окна» в обсадной колонне по типовой технологии осуществляется металлорежущим инструментом, включающим фрез-райбер и бурильную колонну. Из-за скручивания бурильной колонны при передаче крутящего момента трудно контролировать и обеспечивать точную вырезку «окна». В процессе вырезания бокового «окна» фрез-райбер по разным причинам может отклоняться от оси клина, что приводит к формированию выреза, ориентированного под углом к оси скважины (рис. 5.24).

При работе клиновых отклонителей наблюдается отклонение плоскости набора кривизны  $\Delta$ . Чаще всего происходит отклонение влево от оси ложка клина на угол от 3 до 30°, а угол отклонения  $\Delta$  выше в случае искривления в более твердых породах и особенно при вырезании «окна»

в обсадной колонне. Существенно влияет на угол  $\Delta$  и соотношение диаметров фрезы-райбера или долота и основного ствола: если диаметр долота или фрезы-райбера максимально близок к диаметру ствола, из которого производится искривление, то угол отклонения  $\Delta$  будет меньше.

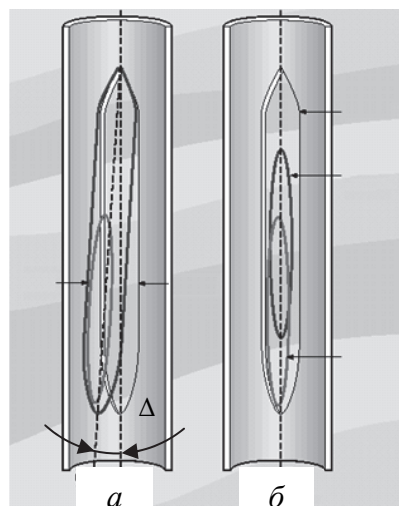


Рис. 5.24. Схема формирования бокового «окна» в обсадной колонне с применением фрезы-райбера (а) и фрезерного станка (б)

При вырезании «окна» клинами-отклонителями условия работы бурового инструмента достаточно сложны, так как инструмент располагается между ложком клина и обсадной колонной (рис. 5.25). Со стороны и ложка и стенки скважины на инструмент оказывают влияние неуравновешенные поперечные и вертикальные силы, которые и приводят к отклонениям отбурочного набора, к зарезанию ложка клина и часто являются причиной аварийных ситуаций, в частности, могут вызывать разрушение бурового инструмента. При этом вследствие сил трения при вращении отбурочного набора его верхний конец накатывается на корпус ложка и ориентирует перекося коронки влево. Одновременно долото или фрез-райбер, находясь в контакте и с ложком, и стенкой скважины, испытывает действие встречных реакций  $P_k$  и  $P_n$ , действующих в плоскости торца коронки. Результирующая этих сил  $P_{от}$  обеспечивает фрезерование обсадной колонны, что приводит также к смещению плоскости искривления влево на угол  $\Delta$  под действием силы  $F_{сц}$ , вызванной работой боковых резцов долота или фрезы-райбера.

Для снижения угла отклонения плоскости искривления  $\Delta$  можно рекомендовать смазывать ложок клина и поверхность отбурочного набора густой смазкой для снижения коэффициента трения.

Для точного вырезания бокового «окна» заданной формы разработана система *Reentry Drilling System (RDS<sup>TM</sup>)*, основанная на специальном внутрискважинном фрезерном станке, который позволяет вырезать в стенке обсадной трубы удлиненное полнопроходное «окно», симметричное оси обсадной колонны (рис. 5.26) [11].

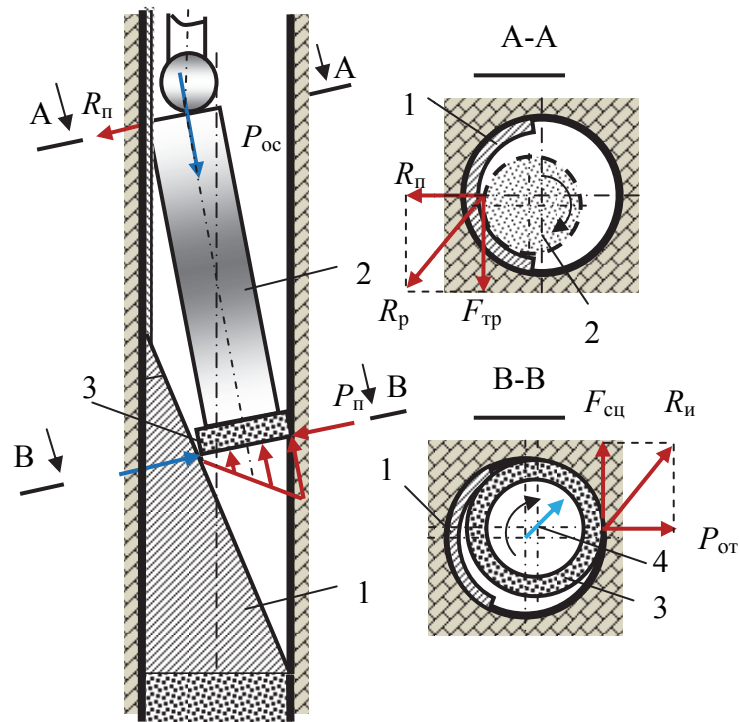


Рис. 5.25. Схема сил при забурировании пилот-скважины с использованием клинового отклонителя: 1 – ложка клина; 2 – отбурочный набор; 3 – фрез-райбер или долото; 4 – направление забурирования

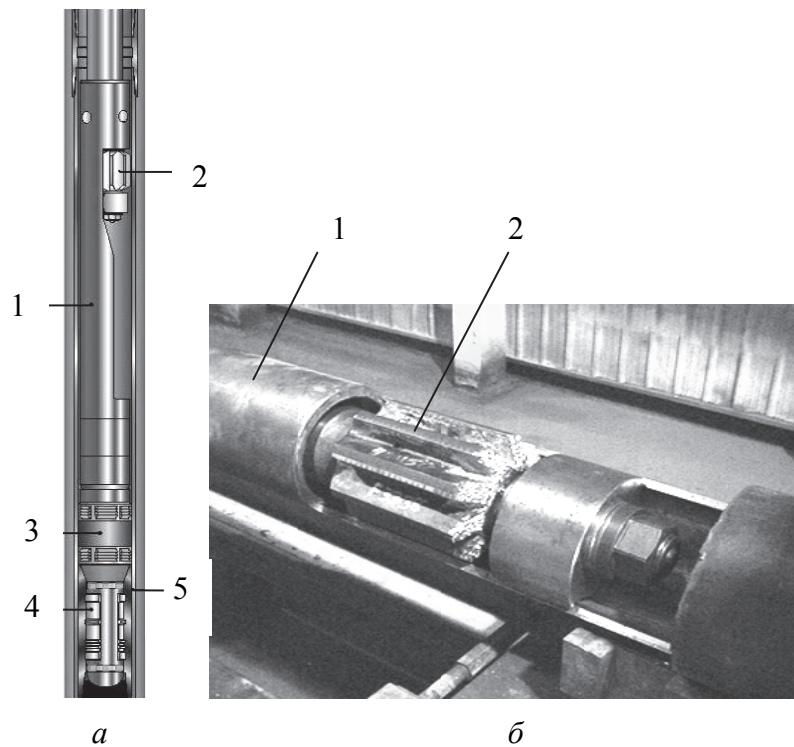


Рис. 5.26. Скважинный фрезерный станок: а – схема станка; б – вид станка со стороны фрезы 2: 1 – корпус; 2 – фреза; 3 – якорный паккер; 4 – фиксатор

Фреза 2 в данном устройстве установлена на наклонно расположенных в корпусе направляющих полозьях, что исключает её смещение в окружном направлении при вырезании «окна».

Фрезерный станок устанавливается между муфтами обсадной трубы на якорном пакере, который исключает поворот и смещение его корпуса в осевом направлении. Боковое «окно» полного профиля формируется за один рейс. Таким образом, данная конструкция решает задачу формирования бокового «окна» заданных размеров (см. рис. 5.19, б) точно в соответствии с направлением ориентирующего устройства, что имеет важное значение при строительстве многозабойных скважин. Правильная форма бокового «окна», полученного с помощью фрезерного станка, сводит к минимуму повреждения технологической оснастки хвостовика при его установке, сокращает сроки установки оснастки.

Рассмотрим пример применения технологии забуривания БС из вертикальной скважины через «окно» в обсадной колонне, представленный в работе А. В. Ярославцева и О. В. Шестакова (Бурение многоствольных скважин // Нефть. Газ. Новации. – 2011. – № 12. – С. 33–37).

В статье приведен опыт бурения многоствольной скважины № 122 Шагиртского-Гажанского месторождения (Пермский край). Скважина обводнена и оснащена 168×7 эксплуатационной колонной. На данной скважине осуществлено бурение двух дополнительных стволов из пределов эксплуатационной колонны.

На рис. 5.27 дана схема конструкции скважины после сооружения двух дополнительных стволов.

Работы по строительству дополнительных боковых стволов включали следующие этапы:

1. Подготовительные работы – шаблонирование скважины, геофизические исследования и установка ликвидационного 8 и опорного 7 мостов.

2. Вырезание «окна» для забуривания нижнего БС. В скважину спускалась компоновка, включающая клин-отклонитель ОКС-132 (см. рис. 5.21 и 5.22) и фрез-райдер КФРМ-144 (см. табл. 5.3). После установки клина-отклонителя под действием осевой нагрузки 120 кН срезали транспортировочные болты и начинали процесс вырезания «окна», по окончании которого производился подъем фреза-райдера и спуск в скважину магнита для очистки забоя от металлической стружки. Клин-отклонитель 6 из скважины не поднимался, а впоследствии перекрывался хвостовиком и цементировался.

3. Бурение первого бокового ствола. После вырезания «окна» в обсадной колонне первым спуском производили углубление ствола на 15 м прямой компоновкой для размещения телесистемы. При этом для улучшения качества ствола и успешного прохождения через окно инструмента

компоновка включала фрез ФА-144. Дальнейшее бурение осуществлялось направленно по проектному профилю компоновкой, которая включала долото диаметром 144 мм, забойный двигатель ДВ-120 и немагнитные НУБТ с телесистемой.

4. Крепление хвостовика первого бокового ствола выполняли по традиционной технологии.

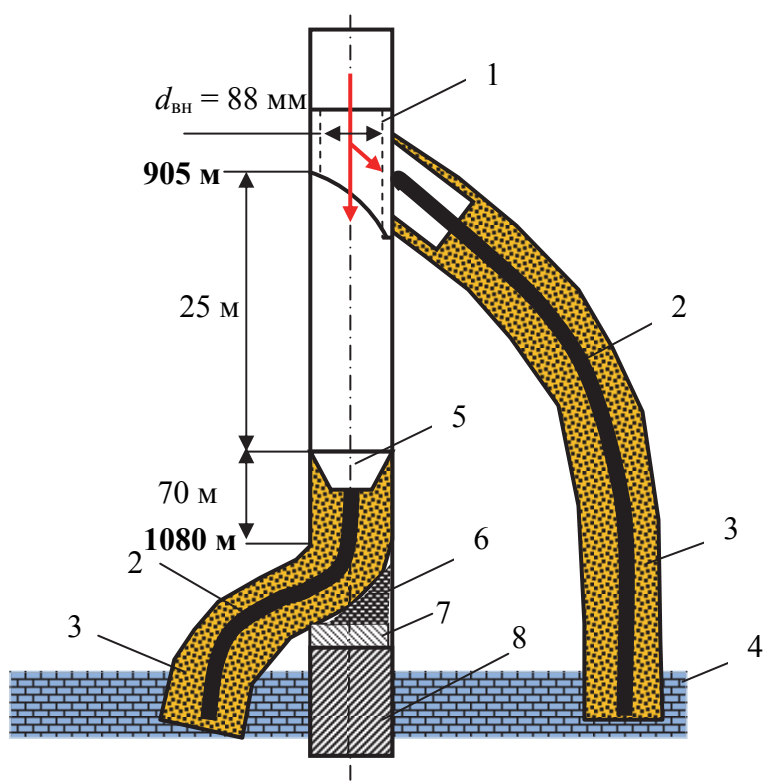


Рис. 5.27. Конструкция скважины № 122 Шагиртско-Гожанского месторождения: 1 – подвеска хвостовика проходная; 2 – хвостовик; 3 – цементный камень; 4 – продуктивный пласт; 5 – воронка захода; 6 – клин-отклонитель цементируемый; 7 – опорный мост; 8 – ликвидационный мост

Особенностью строительства второго бокового ствола являлось применение полностью извлекаемой компоновки для вырезания «окна» компании *Baker Hughes* (клин-отклонитель со щелевидным вырезом в ложке для подъема из скважины специальным крюком), подвески хвостовика и приспособлений для беспрепятственного прохождения в боковые стволы после цементирования.

Цикл работ включал все вышеперечисленные этапы для случая бурения первого БС с включением ряда отличий, описанных ниже.

1. Расположение клина-отклонителя в скважине выбирали с учетом положения муфты обсадной колонны во избежание фрезерования «окна» длиной 4 м через муфту.

Подготовка скважины к вырезанию окна включала очистку стенок скважины и проработку места посадок с использованием компоновки, состоящей из полноразмерного торцевого фрез-райбера диаметром 150,5 мм, а также верхнего и нижнего полноразмерных фрез-райберов диаметром 150,5 мм.

2. Установка клина-отклонителя на верхнюю часть хвостовика первого БС. Низ компоновки клина-отклонителя состоял из элементов, указанных на рис. 5.28, выше которых последовательно расположены УБТ, механический яс, СБТ (1 шт.), компоновка телеметрической системы, УБТ и СБТ (до устья скважины).

Инструмент	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм
1. Верхний арбузный райбер	1,8	149,4	68,3
2. Гибкий патрубок	2	120,7	38,1
3. Нижний арбузный райбер	1,67	144,5	38,1
4. Оконный фрез	0,33	139,5	38,1
5. Клин-отклонитель	4,5	139,7	
6. Шламоотсекающий переводник	0,6	168,8	68,2
7. Уравновешивающий клапан	1,6	117,5	38,1
8. Безопасный срезной переводник	0,82	117,5	38,1
9. Шламоотсекающий переводник	0,6	168,8	68,2
10. Извлекаемый якорь	0,98	144,3	
11. Переводник	–	144,3	68,2
12. Непроходной патрубок	–	144,3	

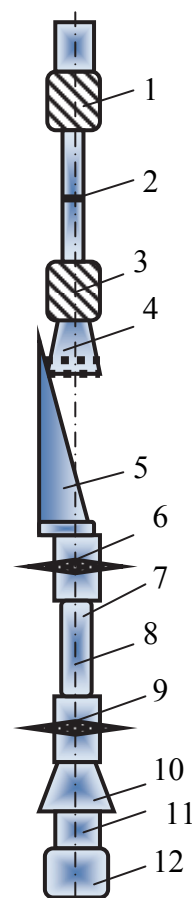


Рис. 5.28. Компоновка для вырезания «окна» в обсадной колонне наружным диаметром 168 мм

Перед спуском данной компоновки проводили тестирование инструментов телеметрической системы для забуривания второго БС на 180° относительно направления забуривания первого БС.

При спуске компоновки за 10 м до места установки воронки захода в нижний БС 5 (см. рис. 5.27) определяли вес инструмента при спуске и подъеме (с циркуляцией и без неё), что позволяло рассчитать необхо-



димые величины дополнительной нагрузки или разгрузки инструмента. Далее, сняв замеры положения клина-отклонителя 5 с помощью датчиков телеметрической системы, ориентировали рабочую плоскость ложка клина-отклонителя 5 по требуемому азимуту направления зарезания «окна» и медленно опускали инструмент вниз до упора непроходного патрубка 12 на голову хвостовика нижнего БС 5 (рис. 5.27). Нагружая компоновку ориентировочно усилием 90 кН весом рабочей колонны, обеспечивали срез винтов механизма установки якоря 10 и приведение механизма фиксации клина-отклонителя 5 в рабочее положение. Для проверки того, что якорь 10 приведен в рабочее положение и закрепился, медленно тянули инструмент усилием не более 10–30 кН сверх собственного веса колонны. После этого срезали транспортный болт оконного фреза и переводили скважину на безглинистый буровой раствор ББР-ПМГ.

3. Вырезание «окна». После освобождения компоновки с фрезами от клина-отклонителя 5 медленно опускали КНБК вниз до упора фрезы в обсадную колонну и начинали вращение ротора с соблюдением параметров, приведенных в табл. 5.5.

Таблица 5.5

Параметры режима вырезания «окна» для БС

Интервал бурения, м	Осевая нагрузка, кН	Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	Подача бурового раствора, л/с	Примечание
0–0,3	0,5–2,0	60–90	10,6–15,9	Периодическая закачка вязкого бурового раствора
0,3–1,2	2,0–4,0	90–130		
1,2–3,1	1,5–3,0	90–130		
2,1–4,3	1,0–2,0	90–130		

Для лучшего удаления металлических стружек во время фрезерования производили периодическое повышение вязкости бурового раствора путем закачивания в систему порций вязкого раствора.

Зарезание БС продолжали до тех пор, пока верхний арбузный фрезерайбер не вышел в открытый ствол скважины на интервал 6 м для достаточного выхода буровой компоновки за пределы основного ствола.

4. Бурение второго БС осуществляли по традиционной технологии. В компоновку были включены следующие элементы: долото диаметром 144 мм, забойный двигатель ДВ-120, УБТ-105 (8 м), трубы ПН-89×9,35 мм.

5. После окончания бурения второго БС, проведения каротажа приступали к заключительному этапу – извлечению клина-отклонителя, спуску хвостовика и цементированию.

Извлечение клина-отклонителя осуществляли в следующем порядке. Собирали компоновку в составе: крюк для захвата клина-отклонителя 5 с гидромониторными насадками, ориентационный переводник, УБТ и СБТ

(до устья). После тестирования системы телеметрии для ориентирования спускали в скважину компоновку, а затем систему ориентирования. После совмещения крюка с пазом клина-отклонителя и его захвата крюком начинали медленный подъем с получением затяжки (ориентировочно 300 кН) на инструменте для срыва якоря 10 (см. рис. 5.28) и извлекали компоновку клина-отклонителя 5 из скважины.

6. Далее опускали хвостовик и его цементировали.

Рассмотрим пример применения технологии забуривания БС из горизонтального участка скважины через «окно» в обсадной колонне из работы И. В. Шокарева, Е. Н. Власовца и др. (Строительство рекордной многоствольной скважины с большим отходом от вертикали на месторождении ОАО «НОВАТЭК» в акватории Тазовской губы // Нефть. Газ. Новации. – 2011. – №12. – С. 25–36).

В статье приведен опыт бурения многоствольной скважины берега залива под акваторию Тазовской губы (Юрхаровское НГКМ, полуостров Ямал) с отходом от вертикали на 6 390 м.

Для бурения данной скважины использована модернизированная буровая установка F-500 повышенной мощности и грузоподъемности. Грузоподъемность установки повышена до 5 000 кН и запас прочности для бурения скважин до 8 000 м.

Таблица 5.6

Параметры многоствольной вертикально-горизонтальной скважины  
(акватория Тазовской губы, Юрхаровское НГКМ, полуостров Ямал)

Комментарии	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, град	Азимут, град	Вертикаль, м	Отход, м	Интенсивность искривления, град/30 м
Устье скважины	0	0	–	0	0	0
Обсадная колонна 530 мм	90	0	–	90	0	0
Обсадная колонна 426 мм	550	0	–	550	0	0
Начало набора зенитного угла	900	0	–	900	0	0
Обсадная колонна 340 мм	1362	23	16,33	1350	91,56	1,49
Стабилизация зенитного угла	2397,3	74,25	16,33	2014,35	839,21	1,5
Продолжение набора зенитного угла	5475,3	74,25	16,33	2849,91	3801,68	0
Обсадная колонна 245 мм	5608,5	83,13	16,33	2876	3932,12	2,0
T1 – кровля	5666,1	87	16,33	2881	3990	2,0
T2	5967	90	16,33	2883	4290,36	0,04
T3 (забой)	6266,7	91,15	16,33	2880	4590,06	0,11

Таблица 5.7

Параметры дополнительного ствола вертикально-горизонтальной скважины  
(акватория Тазовской губы, Юрхаровское НГКМ, полуостров Ямал)

Комментарии	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, град	Азимут, град	Вертикаль, м	Отход, м	Интенсивность искривления, град/30 м
Верх «окна»	5490	74,841	16,468	2830,58	3821,71	
Т2	5493,7	76,119	17,57	2831,2	3825,29	4,5
	5500,7	76,844	18,194	2832,84	3832,1	1,35
	5566,63	85,411	18,211	2843,0	3897,16	1,3
	5614,18	86,5	22,851	2846,36	3944,51	1,0
	5677,01	88,383	28,852	2849,16	4005,8	1,0
Забой	6132,0	88,383	28,852	2862,0	4452,2	0

В табл. 5.6, 5.7 приведены параметры скважины № 367 и дополнительного ствола, а на рис. 5.29 дана схема проектной траектории данной скважины.

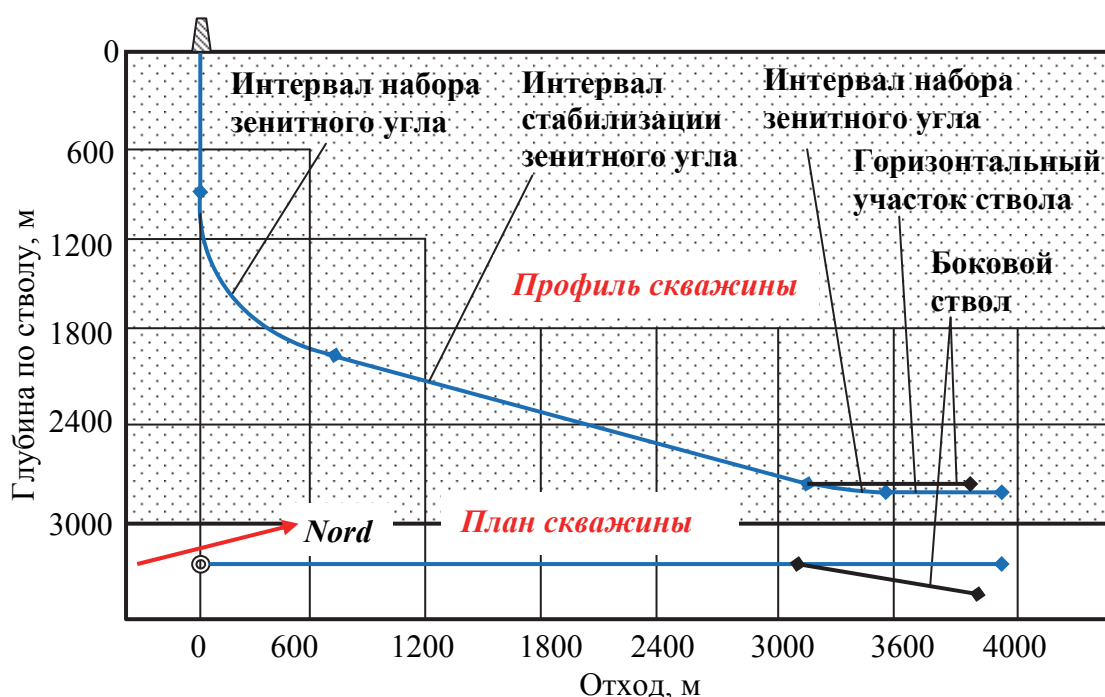


Рис. 5.29. Проектная траектория скважины № 367 (основной и боковой ствола)

Горизонтальный ствол бурился с применением роторной управляемой системы.

После бурения горизонтального ствола до интервала отхода 6 390 м этот участок скважины закреплен хвостовиком диаметром 168,3 мм, кото-

рый установлен в колонне 244,5 мм, из которой и был забурен второй горизонтальный ствол (см. рис. 5.29). Выполнение работ разделяется на три этапа:

- вырезка «окна» в обсадной колонне 244,5 мм клином-отклонителем без установки цементной пробки;
- бурение бокового ствола диаметром 215,9 мм;
- спуск и установка хвостовика диаметром 168,3 мм.

После проведения определения мест муфт обсадной колонны с помощью локатора муфт в скважину была спущена специальная компоновка, состоящая из якоря, клина-отклонителя, фрезы-райдера и телесистемы. «Окно» в обсадной колонне было успешно вырезано на глубине 5 430 м (зенитный угол на данном интервале – 74,8°) в нужном направлении с подбуриванием интервала длиной 5 м.

Далее с помощью КНБК с гидродвигателем произведено бурение интервала длиной 75 м с набором проектных параметров кривизны с интенсивностью 3,5–4 град/30 м. Бурение бокового ствола до проектной глубины в 6 501 м производилось КНБК, применявшейся при бурении основного ствола.

После выполнения операции забуривания бокового ствола клин-отклонитель был поднят из скважины специальным крюком-ловителем.

Вырезающие устройства предназначены для вырезания по всему сечению участков обсадных колонн с целью забуривания БС (см. рис. 5.20) [11].

Первые отечественные образцы вырезающих устройств разработаны конструкторами ВНИИБТ.

Вырезающее устройство включает следующие основные узлы: подпружиненный поршень 1 с толкателем 2 для выдвижения резцов 3 (рис. 5.30).

В рабочее положение вырезающее устройство приводится за счёт перепада давления промывочной жидкости над поршневыми полостями корпуса устройства. Под действием давления промывочной жидкости поршень 1, сжимая пружину, смещается вниз, выдвигая при этом толкателем 2 резцы 3 в радиальном направлении. После прорезания обсадной тру-



Рис. 5.30. Вырезающее устройство типа УВУ: 1 – поршень; 2 – толкатель; 3 – резец

бы резцы 3 занимают рабочее положение и фиксируются толкателем 2, который при этом располагается между резцами 3. При данном положении резцов 3 производится фрезерование обсадной трубы вращением компоновки с вырезающим устройством.

После завершения формирования «окна» в обсадной колонне подача промывочной жидкости прекращается. Под действием пружины поршень 1 с толкателем 2 смещается вверх, освобождая при этом резцы 3, которые занимают транспортное положение. В том случае, если усилия возвратной пружины окажется недостаточно для перемещения поршня 1, то за счёт натяжения бурильной колонны раскрывается защёлка, фиксирующая части корпуса вырезающего устройства. Верхняя часть корпуса вместе с поршнем 1 и толкателем 2 смещается вверх относительно нижней части с резцами 3. При этом все перечисленные элементы конструкции получают возможность вернуться в исходное транспортное положение.

Работа по вырезанию «окна» в обсадной колонне с помощью вырезающего устройства УВУ осуществляется следующим образом.

Перед спуском в скважину проверяется надежность раскрытия и закрытия резцов 3 вырезающего устройства путем прокачивания через него промывочной жидкости в количестве 10–12 л/с. При этом перепад давления на устройстве должен быть в пределах 20–40 МПа. При прокачивании промывочной жидкости резцы 3 должны выдвигаться из корпуса, а после прекращения циркуляции занимать транспортное положение.

В зависимости от диаметра обсадной колонны выбирается бурильный инструмент диаметром 73 мм или 89 мм и УБТ диаметром 95 мм или 108 мм длиной не менее 30–40 м.

Компоновка, включающая вырезающее устройство и УБТ, спускается до начала интервала вырезания «окна» в обсадной колонне. По окончании спуска бурильного инструмента по реперу производится привязка вырезающего устройства относительно муфтовых соединений обсадной колонны геофизическими методами. После спуска вырезающего устройства на проектную глубину, ниже муфтового соединения на 0,5–1,0 м, путем вращения вырезающего устройства с частотой 30–60 мин<sup>-1</sup> прорезается стенка обсадной трубы.

Прорезание стенки обсадной трубы фиксируется по снижению перепада давления на 1,0–1,5 МПа, что характеризует полное раскрытие резцов вырезающего устройства. Через 15–20 мин создаётся осевая нагрузка на вырезающее устройство от 5 до 10 кН и постепенно увеличивается количество прокачиваемой жидкости до 14–16 л/с. Через каждые 0,5–1,0 м фрезерования производится профилактическая промывка скважины.

Для предупреждения осложнений, связанных с накоплением стальной стружки в скважине, рекомендуется устанавливать магниты на выходе

бурового раствора, а также прокачивать вязкие пачки раствора через каждые 3,0–4,5 м фрезерования обсадной колонны. Для этого останавливают процесс фрезерования и закачивают на забой пачку раствора вязкостью 70–80 сП при подаче около 8 л/с.

При фрезеровании участка обсадной колонны в скважине с большим углом наклона перед прокачкой высоковязкой пачки промывочной жидкости рекомендуется закачать пачку с низкой вязкостью. Минимальная скорость бурового раствора в кольцевом пространстве должна быть 0,65–0,70 м/с.

Процесс фрезерования обсадной колонны продолжается до проектной глубины или полного срабатывания резцов вырезающего устройства, которое сопровождается резким уменьшением механической скорости фрезерования.

При фрезеровании колонн из сталей высоких групп прочности подбирается повышенная частота вращения и пониженная нагрузка на вырезающее устройство, а вот фрезерование обсадной колонны из сталей *P-110* и *N-80* целесообразно осуществлять с пониженной частотой вращения и пониженной нагрузкой на вырезающее устройство.

Перед подъемом бурильного инструмента скважина промывается с производительностью насоса 14–16 л/с.

Для продолжения работы необходимо заменить резцы и произвести спуск вырезающего устройства в скважину, проработать пройденный интервал и продолжить фрезерование. После завершения технологического этапа вырезания участка обсадной колонны скважина промывается и производится подъем вырезающего устройства. В интервале вырезанного участка эксплуатационной колонны ствол скважины может быть расширен с помощью раздвижного расширителя.

Основные технические характеристики вырезающих устройств типа УВУ и УВГ конструкции ВНИИБТ приведены в табл. 5.8 и 5.9 [11].

Устройства вырезающие гидравлические (УВГ) производства ОАО НПП «Бурсервис» (см. рис. 5.31) представляют собой гидравлическое устройство, в котором режущие лопасти выдвигаются в рабочее положение за счет давления промывочной жидкости, а полное раскрытие лопастей фиксируется падением давления на манометре напорной линии манифольда. Устройство поставляется с обратным клапаном для предотвращения зашламовывания механизма при остановке циркуляции и комплектом центраторов для различных толщин стенок обсадных труб. Режущие лопасти заменяются в условиях буровой [11].

Вырезание части обсадной колонны по всему сечению производят между муфтами обсадной трубы, как правило, на расстоянии не менее 1 м от верхней и нижней муфты.

Таблица 5.8

Техническая характеристика вырезающих устройств типа УВУ (ВНИИБТ)

Показатели	Шифр вырезающего устройства			
	УВ-114	УВУ-168	УВУ-178	УВУ-219
Диаметр вырезаемой обсадной колонны, мм	140, 146	168	178	219
Диаметр корпуса, мм	114	138	148	190
Диаметр по раскрытым резцам, мм	175	212	220	265
Количество резцов, шт.	5	5	5	5
Длина, мм	1955	1916	1916	1916
Масса, кг	125	166	172	212
Расход промывочной жидкости, л/с	10–16	10–16	10–16	10–16
Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	30–75	40–70	40–70	30–60
Максимальная осевая нагрузка на резцы, кН	40	40	40	40
Механическая скорость фрезерования, м/ч	0,5–1,0	0,5–1,0	0,5–1,0	0,3–0,7

Таблица 5.9

Основные параметры вырезающего устройства типа УВГ

Обозначение	Диаметр корпуса, мм	Диаметр вырезаемой колонны, мм
УВГ-92/114	92	114
УВГ-114/146	114	146
УВГ-140/168	140	168



Рис. 5.31. Вырезающее устройство УВГ

В целях предупреждения осложнений, связанных с прохождением бурильной колонны через вырезанный участок обсадной колонны, забуривание БС начинают на 1 м ниже верхней границы «окна». По этой же причине забуривание БС должно быть закончено на 1 м выше нижней границы «окна».

Забуривание БС считается законченным, если долото в указанном интервале «окна» вышло за габариты обсадной колонны. В некоторых случаях, например, при некачественном цементном камне за обсадной колонной, условием завершения забуривания БС считается выход долота за пределы старого ствола скважины.

Длина интервала забуривания БС для типовой эксплуатационной колонны составляет примерно 6 м.

Максимальная и минимальная величина радиуса кривизны интервала забуривания БС для обеспечения смещения зарезного долота в поперечном направлении определяются по выражениям [11]:

$$R_{\max} = \frac{L^2}{D_k + D}; \quad (5.27)$$

$$R_{\min} = \frac{L^2}{K \cdot D_d + D}, \quad (5.28)$$

где  $L$  – длина интервала забуривания БС, м;  $D$  – диаметр долота, м;  $D_k$  – диаметр обсадной колонны, м;  $K$  – коэффициент кавернозности старого ствола;  $D_d$  – диаметр долота, которым был пробурен старый ствол, м.

Наиболее перспективно забуривание дополнительных стволов в интервалах сплошного выреза обсадной колонны с помощью турбинных отклонителей.

Пример такой компоновки дан на рис. 5.32.

Для этой цели могут быть использованы отклонители, разработанные на базе турбобуров малого диаметра. Отклонитель ОТ2Ш-127 имеет два искривления корпуса ( $2^\circ$  и  $1^\circ$ ), отклонитель ОТ-127 имеет переводник с углом перегиба  $2,16^\circ$ . При этом важно то, что отклонитель ОТ2Ш-127 обладает большей мощностью в сравнении с отклонителем ОТ-127, однако ввиду большого перепада давления для привода турбины отклонителя ОТ2Ш-127 рекомендуется использовать при наличии соответствующей гидравлической мощности.

Технология забуривания дополнительного ствола с помощью турбинных отклонителей через сплошной вырез в обсадной колонне не имеет особых отличий от технологии искривления с цементного моста в открытом стволе (п. 5.5.2). Основным отличием является ограниченность интервала забуривания БС из-за размеров выреза, который может составлять 4–8 м. Размер выреза определяется уровнем

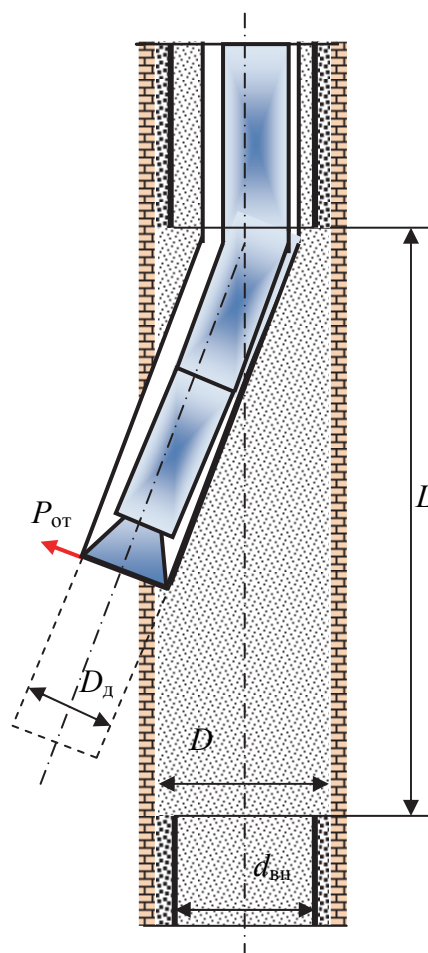


Рис. 5.32. Схема забуривания БС через вырез в обсадной колонне



сложности забуривания БС, который прежде всего зависит от соотношения твердости цементного камня и горной породы.

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 БС по шламу, буровой раствор полностью заменяют или тщательно очищают. Для забуривания в интервале выреза опускают отклоняющую компоновку и ориентируют в проектном направлении одним из известных способов.

В начале забуривания нагрузку на долото выдерживают в пределах 5 кН. Для повторного фрезерования стенки скважины инструмент периодически отрывают от забоя на 0,2–0,5 м в зависимости от твердости цементного камня и горной породы и вновь подают на забой скважины. В ходе забуривания осевую нагрузку постепенно увеличивают и доводят до проектной после отхода БС от основного ствола.

Успешность 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 и азимутальный углы.

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 забуривание повторяют.

Минимальная длина вырезанного участка обсадной колонны определяется в первую очередь длиной интервала забуривания (см. рис. 5.32). С учетом увеличения интервала забуривания для условий желобообразования величину выреза рекомендуется рассчитывать по формуле [4]:

$$L = Hk + \frac{D_3}{2\sin\theta}, \quad (5.29)$$

где  $H$  – расчетный интервал забуривания, м;  $k$  – коэффициент запаса интервала забуривания ( $k = 1,1$ );  $D_3$  – диаметр замка бурильной колонны, м;  $\theta$  – зенитный угол выхода ствола скважины в интервале забуривания, град.

Угол выхода долота из скважины, равный зенитному углу дополнительного ствола, определяется выражением

$$\cos \theta = \left( 1 - \frac{D_d}{2R} \right), \quad (5.30)$$

где  $D_d$  – диаметр долота, м;  $R$  – радиус кривизны ствола скважины, м.

Радиус  $R$  определяется по формуле

$$R = \frac{l_1 + l_2}{2\sin(\alpha + \beta)}, \quad (5.31)$$

где  $l_1, l_2$  – длины нижней и средней секций отклонителя соответственно, м;  $\alpha$  – угол перекоса осей первой и второй секций, град;  $\beta$  – угол перекоса за счет зазора между долотом и корпусом отклонителя, град.

Угол перекоса определяется по формуле

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{D_d - d_{от}}{2l_2}. \quad (5.32)$$

Длину первой секции от забоя рассчитывают исходя из вписываемости компоновки в геометрические размеры ствола в интервале забуривания

$$l_1 = \frac{D_c + d_{вн} - d_{от} + 2l_2\alpha_1}{2(\alpha_1 + \alpha_2)}, \quad (5.33)$$

где  $D_c$  – условный диаметр скважины, м;  $d_{вн}$  – внутренний диаметр обсадной колонны, м;  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  – углы перекоса осей переводников отклонителя, рад.

В случае применения отклонителя с одним углом перекоса

$$l_1 = \frac{D_c + d_{вн} - d_{от}}{2\sin \alpha}. \quad (5.34)$$

Диаметр скважины при забуривании в мягких породах принимают равным наружному диаметру обсадной колонны, а при забуривании в твердых породах – диаметру скважины до спуска обсадной колонны. Длину второй секции выбирают из условия минимального значения радиуса искривления и ограничивают длиной 1 700–3 000 м.

Интервал забуривания определяют по формулам:

- для отклонителя с двумя искривлениями корпуса

$$H = l_1 + l_2 + R\theta,$$

где  $\theta$  – зенитный угол выхода дополнительного ствола из основного, рад;

- для отклонителя с одним искривлением корпуса (кривым переводником)

$$H = l_1 + R\theta.$$

В табл. 5.10 приведены результаты забуривания БС с использованием отклонителей ОТ2Ш-127 [4]. Следует отметить, что интервал забуривания может увеличиваться при существенной разнице в твердости горной

породы и цементного камня. В этом случае следует расчетную величину интервала забуривания увеличивать примерно на величину соотношения твердости горной породы и цементного камня. В этом случае соответственно и длина выреза обсадной колонны увеличится на искомую величину.

Таблица 5.10

Данные по забуриванию БС

Организация	Глубина забуривания, м	Породы в интервале забуривания	Зенитный угол скважины, град – мин	Интервал забуривания, м	Длина участка вырезания обсадной колонны, м
Краснодар-нефтегаз	90	Песчано-глинистые	1–00	4,5	11,0
	16	Глинистые	2– 00	5,0	6,0
	732	Песчано-глинистые	0–30	5,2	6,0
	421	То же	1–30	5,6	6,9
Азнефть	1393	Песчано-глинистые	1–30	4,5	6,0
	1434	То же	1–00	4,3	5,5
	1437	То же	0–30	4,7	6,5
	1496	То же	1–30	5,0	6,0

Для повышения КИН из скважин, пробуренных на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами, могут применяться боковые радиальные стволы для увеличения охвата пласта вокруг таких скважин. Для реализации данного метода может успешно применяться бурение колтюбингом. В данном случае особенно очевидны преимущества при вскрытии продуктивных горизонтов с отрицательным дифференциальным давлением [10].

Проведение работ по бурению колтюбингом требует наличия технических средств, позволяющих в режиме реального времени контролировать и управлять параметрами траектории ствола скважины, отслеживать и передавать на поверхность данные о забойных условиях работы КНБК. В качестве таковой системы может применяться телеметрическая система «Надир» (см. гл. 3).

В практике бурения эксплуатационных скважин есть опыт использования колтюбинга для бурения радиальных стволов на Мармовичском месторождении.

В данном случае была реализована следующая схема бурения двух боковых стволов:

- в эксплуатационной колонне устанавливали клиновой отклонитель, опираемый на мост, с последующим вырезанием щелевидного окна в интервале 2 768–2 770 м;
- осуществлялось бурение роторной компоновкой пилотного ствола на интервал, достаточный размещение КНБК на колтюбинге;
- бурение колтюбингом (компоновка – долото *PDC* диаметром 92 мм, ВЗД ДР-73 с углом перекоса шпинделя  $1^{\circ} 22'$ ) с помощью телесистемы СНБ76М.

На интервале бурения боковых стволов набор кривизны составлял 3–5 град / 10 м при механической скорости 1–1,9 м/ч. Общая проходка колтюбингом с телесистемой СНБ двух боковых стволов составила 160 м и отклонении первого ствола от основного на 16 м, а второго – на 35 м, что позволило увеличить дебит скважины в два раза.

## Контрольные вопросы и задания

1. Назовите основные способы ориентирования отклонителей.
2. Назовите основные виды ориентаторов и принцип ориентирования отклонителя.
3. Что такое угол установки отклонителя? Назовите основные методики расчета угла установки отклонителя.
4. Как определяются основные параметры искусственного искривления скважин: угла установки отклонителя, полного угла набора кривизны, интенсивность искривления, длина рейса отклонителем с набором кривизны.
5. Что такое вписываемость буровых компоновок в искривленный ствол скважины?
6. Каковы допустимые значения кривизны ствола скважины по условиям прочности обсадных и буровых труб? Каковы основные принципы расчета допустимых значений кривизны?
7. Объясните суть технологий и назовите материалы для постановки искусственных мостов в скважинах, предназначенных для забуривания дополнительных стволов при многоствольном бурении.
8. Назовите способы и технологии забуривания дополнительных стволов.
9. Каково назначение многоствольных скважин?
10. Каковы особенности процесса забуривания дополнительного ствола скважины с искусственного забоя ОНД?
11. Каковы основные требования к ОНД для забуривания дополнительных стволов скважин с искусственного забоя?

12. Объясните существо технологий и назовите материалы для создания искусственных мостов.
13. Каковы сновные требования к породоразрушающим инструментам для забуривания дополнительных стволов скважин с искусственных забоев ОНД?
14. Что определяет угол фрезерования долота?
15. Каковы роль высоты рабочей боковой поверхности долота при искривлении скважины?
16. Каковы особенности технологий забуривания дополнительных стволов из пределов обсадной колонны?
17. Назовите основные аспекты технологии забуривания БС через «окно» в обсадной колонне.
18. Назовите технические средства для вырезания «окна» в обсадной колонне.
19. Каково назначение фрез-райбера? Какие бывают конструкции фреза-райбера?
20. Каковы особенности и недостатки зарезания «окна» в обсадной колонне клином-отклонителем?
21. Каковы пути устранения причин некачественного зарезания «окна» в обсадной колонне?
22. Объясните суть технологии забуривания БС через «окно» в обсадной колонне.
23. Назовите технические средства для вырезания участка обсадной колонны.
24. Объясните принцип расчета длины интервала вырезания участка обсадной колонны.
25. Назовите операции по технологии забуривания БС через вырезанный участок обсадной колонны.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящий момент развития нефтегазовой отрасли направленное бурение является одной из основных технических систем сооружения эффективных скважин, предназначенных для эксплуатации месторождений углеводородного сырья. Это связано со значительным усложнением горно-геологических условий эксплуатации вновь осваиваемых месторождений, а также с восстановлением месторождений на ранее освоенных промыслах, которые существенно сократили добычу из-за снижения запасов углеводородов и связанного с этим падением пластового давления.

В результате технического прогресса созданы высокоэффективные средства и технологии проходки сложных наклонно направленных скважин с горизонтальным окончанием, а также многоствольных скважин, поднявших уровень эффективности освоения месторождений на высокий уровень. В настоящий момент предложены средства дистанционного «беспилотного» формирования траектории скважин с контролем направления в режиме непрерывного контроля и управления. В данных системах широко задействованы электронные средства и компьютерные технологии.

В учебном пособии приведены сведения о направленном бурении в ретроспективе развития с изложением основных положений теории направленного бурения, что может служить основой изучения данного высокотехнологичного раздела специальности по бурению нефтяных и газовых скважин.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Акбулатов, Т. О. Определение расчетного радиуса искривления при работе роторных управляемых систем (РУС) / Т. О. Акбулатов, Л. М. Левинсон, Р. А. Хасанов // Территория Нефтегаз. – 2007. – № 10. – С. 20–25.
2. Григулецкий, В. Г. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны / В. Г. Григулецкий, В. Т. Лукьянов – М.: Недра, 1990. – 302 с.
3. Зиненко, В. П. Направленное бурение: учеб. пособие для вузов / В. П. Зиненко. – М.: Недра, 1990. – 152 с.
4. Калинин, А. Г. Бурение наклонных скважин: справочник / А. Г. Калинин, Н. А. Григорян, Б. З. Султанов; под общ. ред. А. Г. Калинина. – М.: Недра, 1990. – 348 с.
5. Калинин, А. Г. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: справочник / А. Г. Калинин, Б. А. Никитин, К. М. Солодкий, Б. З. Султанов; под ред. А. Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 618 с.
6. Кольская сверхглубокая. Научные результаты и опыт исследований/ Коллектив авторов. – М.: МФ «Технонефтегаз», 1998. – 260 с.
7. Костин, Ю. С. Современные методы направленного бурения скважин / Ю. С. Костин. – М.: Недра, 1981. – 152 с.
8. Кривошеев, В.В. Искривление скважин в анизотропных породах / В. В. Кривошеев. – Томск: Изд-во НТЛ, 1999. – 240 с.
9. Нескоромных, В.В. Направленное бурение и основы кернометрии: учебник / В. В. Нескоромных. – М.: Инфра-М, 2015. – 328 с.
10. Нескоромных, В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин: учеб. пособие / В. В. Нескоромных. – М.: Инфра-М, 2015. – 336 с.
11. Повалихин, А. С. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А. С. Повалихин, А. Г. Калинин, С. Н. Бастриков, К. М. Солодкий. – 2012. – 645 с.
12. Сулакшин, С. С. Направленное бурение: учебник / С. С. Сулакшин. – М.: Недра, 1987. – 272 с.

Учебное издание

**Нескоромных Вячеслав Васильевич**

**БУРЕНИЕ  
НАКЛОННЫХ, ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ  
И МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН**

Учебное пособие

Редактор *И. Н. Байкина*  
Корректор *Е. Г. Иванова*  
Компьютерная верстка *О. А. Кравченко*



Подписано в печать 05.12.2016. Печать плоская. Формат 60×84/16  
Бумага офсетная. Усл. печ. л. 20,13. Тираж 100 экз. Заказ № 1284

Библиотечно-издательский комплекс  
Сибирского федерального университета  
660041, Красноярск, пр. Свободный, 82а  
Тел. (391) 206-26-67; <http://bik.sfu-kras.ru>  
E-mail: [publishing\\_house@sfu-kras.ru](mailto:publishing_house@sfu-kras.ru)