

БАКАЛАВРИАТ



СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
SIBERIAN FEDERAL UNIVERSITY

В.В. Нескоромных

НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ И ОСНОВЫ КЕРНОМЕТРИИ

У Ч Е Б Н И К



Электронно-
Библиотечная
Система
znanium.com



Уважаемый читатель!

Вы держите в руках книгу,
дополнительные материалы которой
доступны Вам БЕСПЛАТНО
в Интернете на www.znanium.com

Специального программного
обеспечения не требуется

ВЫСШЕЕ ОБРАЗОВАНИЕ – БАКАЛАВРИАТ

серия основана в 1996 г.



Министерство образования и науки Российской Федерации

Сибирский федеральный университет

В.В. НЕСКОРОМНЫХ

НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ И ОСНОВЫ КЕРНОМЕТРИИ

УЧЕБНИК

Второе издание

*Рекомендуется
Федеральным государственным бюджетным
образовательным учреждением высшего профессионального
образования «Национальный минерально-сырьевой
университет «Горный»» в качестве учебника
для использования в образовательных программах высшего
профессионального образования по направлению
подготовки 130102 «Технология геологической разведки»*

(Регистрационный номер 2498 от 09.08.2013, МГУП)

Электронно-
Библиотечная
Система
znanium.com

Москва
ИНФРА-М

Красноярск
СФУ

2015

УДК 622.24(075.8)
ББК 33.13я73
Н55

ФЗ № 436-ФЗ	Издание не подлежит маркировке в соответствии с п. 1 ч. 1 ст. 11
----------------	---

Нескоромных В.В.

Н55 Направленное бурение и основы кернометрии: Учебник. — 2-е изд. — М.: ИНФРА-М; Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2015. — 336 с. + Доп. материалы [Электронный ресурс; Режим доступа <http://www.znanium.com>]. — (Высшее образование: Бакалавриат). — www.dx.doi.org/10.12737/5067.

ISBN 978-5-16-009987-3 (ИНФРА-М, print)

ISBN 978-5-16-101647-3 (ИНФРА-М, online)


ISBN 978-5-7638-2921-1 (СФУ)

Рассмотрены основные вопросы теории, техника и технологии направленного бурения и кернометрии применительно к бурению геологоразведочных скважин. Приводятся сведения о причинах и закономерностях искривления скважин, средствах и технологиях бурения скважин по заданным траекториям, технологиях и технических средствах искривления скважин, бурения многоствольных скважин, отбора ориентированного керна. Дана методика обоснования экономической эффективности направленного бурения. Приведены примеры расчетов, основная терминология.

Учебник предназначен для студентов вузов, обучающихся по специальности 130102.65 «Технология геологической разведки», специализация 130102.65.03 «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых» (ФГОС-2010).

Книга будет также полезна для аспирантов научного направления 25.00.14 «Технология и техника геологоразведочных работ», 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин», научных сотрудников и специалистов производственных организаций, занятых решением технологических задач бурения скважин.

ББК 33.13я73

Материалы, отмеченные знаком , доступны в электронно-библиотечной системе [znanium \(www.znanium.com\)](http://www.znanium.com)

ISBN 978-5-16-009987-3 (ИНФРА-М, print)
ISBN 978-5-16-101647-3 (ИНФРА-М, online)
ISBN 978-5-7638-2921-1 (СФУ)

© Сибирский
федеральный
университет, 2014

Подписано в печать 25.07.2014. Формат 60×90/16. Бумага офсетная.
Гарнитура Newton. Усл. печ. л. 21,0. Уч.-изд. л. 22,68 + 1,01 ЭБС. Тираж 300 экз.
Заказ №

Цена свободная.
ТК 287600-13196-250714

ООО «Научно-издательский центр ИНФРА-М»
127282, Москва, ул. Полярная, д. 31В, стр. 1.
Тел.: (495) 280-15-96, 280-33-86. Факс: (495) 280-36-29.
E-mail: books@infra-m.ru <http://www.infra-m.ru>

Редакционно-издательский отдел Библиотечно-издательского комплекса
Сибирского федерального университета
660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 79
Тел./факс: (391) 206-21-49. E-mail: rio@sfu-kras.ru <http://rio.sfu-kras.ru>

Введение

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. Это относится к картировочным, инженерно-геологическим, взрывным и другим скважинам, имеющим незначительную глубину. При бурении глубоких скважин, особенно на поздних стадиях разведки месторождений, вопросы проведения скважин по проектным траекториям приобретают очень большое 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 и соответственно к значительным экономическим потерям.

В практике геологической отрасли известны случаи, когда результаты многолетних геологоразведочных работ и выявленные запасы полезных ископаемых не утверждались из-за значительного искривления разведочных скважин.

При разведке многих месторождений довольно значительный объем буровых работ вынужденно не учитывается при подсчете запасов месторождения из-за отклонения скважин от проектных траекторий и невыполнения ими, таким образом, геологического задания. В то же время искривленные скважины сложнее бурить с точки зрения реализации оптимальных технологий высокопроизводительного бурения, а в ряде случаев проходку разведочной скважины вынужденно прекращают из-за серьезных осложнений, связанных с неудовлетворительной реализацией методов направленного бурения. Основные причины подобных ситуаций – неквалифицированно выполненные работы по направленному бурению скважин.

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

***Кернометрия** – комплекс методов, технологий, аппаратных и технических средств, которые призваны получить сведения об элементах залегания горных пород по специально отобранному керну с меткой (ориентированный керн), положение которой на керне строго увязано с параметрами, характеризующими положение скважины в недрах на интервале отбора ориентированного керна.*

Как показывает опыт разведки месторождений полезных ископаемых квалифицированно реализованные методы направленного бурения и кернометрии способны существенно повысить качество и снизить затраты на

геологоразведочные работы, увеличить многократно эффективность эксплуатации месторождений углеводородного сырья, решить многие сложнейшие технические задачи при реализации геотехнологий, прокладке коммуникаций под природными и техногенными объектами.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О НАПРАВЛЕННОМ БУРЕНИИ

1.1. Задачи, решаемые методами направленного бурения

Опыт бурения скважин различного назначения позволяет сформулировать основные задачи, решаемые с применением методов, технологий и технических средств направленного бурения.

1. Повышение объема и качества геологической информации.

1.1. Уточнение формы геологических структур, часто очень разветвленных, и границ рудного тела путем бурения *дополнительных стволов** различной протяженности (от первых метров до нескольких сотен метров).

1.2. Определение и уточнение элементов залегания горных пород, рудных залежей методами направленного бурения и кернометрии.

1.3. Управление траекториями стволов скважин при любой их пространственной ориентации (вертикальные, горизонтальные, восстающие), в том числе для пересечения рудных залежей с заданным *углом встречи*.

2. Сокращение затрат на геологическую разведку месторождения.

2.1. Многократное пересечение рудных тел *многоствольными скважинами* взамен одноствольных.

2.2. Отбор *технологических проб* полезного ископаемого большого объема путем бурения многоствольных скважин в пределах рудного тела.

2.3. Поиск «слепых» рудных тел дополнительными стволами в сочетании с методами скважинной геофизики.

2.4. Применение более скоростного и менее затратного бескернового способа бурения шарошечными долотами взамен колонкового для разведки месторождений с последующим пересечением рудных тел, наличие и вертикальные границы которых надежно определяются методами скважинной геофизики.

2.5. Применение *кустового бурения* скважин в случаях значительных затруднений по сооружению отдельных буровых площадок и коммуникаций (болотистая или горная местность, бурение под акваторию шельфа).

3. Борьба с осложнениями при разведке месторождений.

3.1. Вывод скважины в заданный проектом интервал при её значительном естественном искривлении, путем корректировки траектории скважины *отклонителями*.

3.2. Повторное пересечение рудной залежи при её пропуске или неудовлетворительном выходе керна.

* здесь и далее курсивом выделены впервые использованные в тексте термины и определения, формулировка которых дана в конце книги.

3.3. Обход мест сложных аварий в скважине дополнительным стволом.

4. Облегчение условий бурения скважин.

4.1. Снижение *интенсивности естественного искривления* путем применения технических средств и технологий стабилизации направления скважины.

4.2. Вывод скважин в проектную точку путем анализа, обработки и использования на этапе проектирования скважин данных о *закономерностях естественного искривления скважин* на месторождении или участке месторождения.

4.3. Бурение вертикально-наклонных скважин с целью улучшения условий проведения спуско-подъемных операций по сравнению с наклонно-забуренными скважинами, а также в случаях, когда заложение наклонной скважины невозможно по техническим характеристикам буровой установки (вращатель роторного типа, вертикально устанавливаемая буровая вышка) и получения, тем не менее, нужного угла встречи с рудной залежью.

4.4. Сокращение объема бурения скважин в сложных горно-геологических условиях (поглощения, обвалы стенок и др.) за счет бурения взамен ряда одноствольных скважин одной многоствольной, основной ствол которой пересекает зону осложнений, а дополнительные стволы бурятся на более глубоких горизонтах уже в более благоприятных горно-геологических условиях.

5. Бурение технических скважин.

5.1. Бурение вертикальных скважин с подсечением горной выработки для прокладки коммуникаций, вентиляции шахт, доставки в горные выработки материалов крепи и др.

5.2. Бурение вертикально-горизонтальных скважин в угольные пласты с целью их *дегазации*.

5.3. Бурение боковых наклонных скважин для ликвидации пожаров в скважинах, буримых с целью разведки или эксплуатации месторождений углеводородного сырья, тушения возгораний торфяников, мест складирования лигнина и других возгораемых промышленных отходов.

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

7. Сооружение наклонно-горизонтальных скважин под природными и техногенными объектами для прокладки трубопроводов, электро- и телекоммуникаций.

В то же время многие перечисленные в данном разделе задачи решаются при бурении отдельных скважин одновременно и комплексно, а такие задачи как 2.1, 1.3, 3.1, 3.3, 4.1 составляют основную группу задач направленного бурения геологоразведочных скважин и их решение является повседневной

работой технологов бурения при производстве буровых работ на стадиях предварительной и особенно детальной геологической разведки.

1.2. 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. были пробурены первые горизонтальные скважины при строительстве железнодорожного тоннеля в Альпах алмазным инструментом.

В России впервые наклонная скважина пробурена в 1894 г. Скважина пробурена 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 1000 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 для контроля положения ствола скважины в пространстве на основе плавиковой кислоты, магнитной стрелки и желатина (прибор Мааса). Подобные приборы в России были изготовлены и использованы инженерами А. Шимановским и В. Згленицким.

В конце XIX и начале XX в. на рудниках Урала, Джекказгана, 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 выполнены в основном зарубежными мастерами.

В 1906 г. инж. 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 и утверждал, что искривление скважин происходит в основном под влиянием геологических особенностей буриемых горных пород.

Академик А. Н. Динник (1920), будучи механиком и крупным специалистом по теории сопротивления материалов, занимался исследованием устойчивости бурильной колонны и утверждал 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 прогиб буровых штанг, неправильная центрация снаряда, частая смена 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 геологоразведочных работ после революции в России вызвал необходимость развития направленного бурения. Развитие направленного бурения в те годы связано с именами профессоров В. М. Крейтера и Ф. А. Шамшева. В 1930–40 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 1935 г. по предложению М. А. Геймана был использован турбобур с редуктором инж. М. А. Капелюшникова с кривой трубой, 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 возрасла, повысилась качество и надежность этих работ.

В США и других странах с высокоразвитой промышленностью методы направленного бурения начали применять с 30 г. 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 распространение получили отклонители клинового типа.

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 г.

Значительный вклад в развитие теории направленного бурения глубоких скважин в 50–60 г.г. прошлого века внесли американские специалисты А. Лубинский и Г. Вудс, Д. Брентли работы которых получили широкое признание и дали импульс развитию техники и технологии направленного бурения и в СССР.

В СССР техника и технологии направленного бурения разведочных скважин стали разрабатываться с 50 г. XX в. Этому способствовало появление

квалифицированных специалистов по технике разведки, которых в 1947 г. стали готовить в Московском геологоразведочном, Ленинградском и Свердловском горных институтах, а с 1949 г. – в Томском политехническом и Иркутском горно-металлургическом институтах.

В результате благодаря работам А. М. Геймана, И. П. Кулиева, С. С. Сулакшина, А. Г. Калинина, А. О. Кайзера, В. А. Броневского, Н. А. Грибского, С. А. Павлюченко, А. С. Юшкова, Ю. Л. Боярко, Г. К. Кармального, Б. З. Султанова, А. С. Бронзова, М. П. Гулизаде, Н. А. Григоряна, В. П. Зиненко, В. В. Шитихина, Ю. Т. Морозова, В. Г. Вартыкяна, Ю. Л. Михалкевича, Е. Л. Лиманова, И. Н. Страбыкина, А. Е. Колесникова и др. специалистов появилось достаточное количество разнообразных технических средств для искусственного искривления и накоплен опыт их применения в производственных условиях КМА, Казахстана, Украины, Урала, Горной Шории, Хакассии, Западной и Восточной Сибири, Кольского полуострова, Забайкалья, Приморья.

Для развития теории направленного бурения в эти годы большое значение имели исследования Б.И.Воздвиженского, С. С. Сулакшина, А. Г. Калинина, Ю. Л. Боярко, Е. Л. Лиманова, Ю. Т. Морозова, В. В. Шитихина, В. Е. Копылова, Б. И. Спиридонова, И. М. Юдборовского, В. П. Рожкова и др.

Последующий период в разработке направленного бурения связан с реализацией важнейших мероприятий развития техники и технологии геологоразведочного бурения: уменьшение диаметра и увеличение глубины разведочных скважин, широкое использование алмазного бурения на гораздо более высоких частотах вращения бурильной колонны, внедрение буровых станков и бурового оборудования нового поколения, параметры которых определялись требованиями, вызванными реализацией новых буровых технологий.

В этот период в разных регионах страны выделились несколько творческих коллективов, занятых созданием современных технологий и технических средств: на Северо-Западе страны – лаборатория ВИТР (рук. Ю. Т. Морозов), на Украине – лаборатория ДО ИМП (рук. И. Е. Данильченко), в Казахстане – лаборатория КазИМС (рук. И. Н. Страбыкин и Ф. Д. Вытоптов), в Забайкалье – лаборатория ЗаБНИИ (рук. Ю. С. Костин и Ю. Г. Соловов).

Названными лабораториями и коллективами авторов созданы комплексы технических средств и технологий искусственного искривления скважин в твердых породах для самых разнообразных горно-геологических и технических условий бурения, предложены методики проектирования, способы и техника многоствольного бурения, методы и средства снижения интенсивности естественного искривления скважин.

Наиболее широко используемыми геологоразведочным производством средствами искусственного искривления в твердых горных породах стали комплексы технических средств, среди которых съёмный клиновой отклонитель СНБ-КО, ориентатор УШО, инклинометры типа «Зенит»,

компоновки для снижения искривления скважин, созданные в Казахстане, стационарный клин КОС, съемный клин СО, ориентаторы «Луч» и «Курс», инклинометр ОК-40У, разработанные ВИТРОм, отклонитель АН, созданный и использовавшийся на Урале.

Из отклонителей непрерывного действия одним из первых был создан и испытан в Казахстане снаряд БСНБ М. П. Олексенко. На Украине разработан снаряд СНБ-ИМР, а в Забайкалье ТЗ-3 (Тарбаган Забайкальский).

Наибольшее распространение в геологоразведочной отрасли получил снаряд непрерывного действия, созданный в лаборатории ЗабНИИ – ТЗ-3, который многократно модернизировался и используется для искусственного искривления скважин диаметром от 46 до 93 мм.

Позднее появились разработки отклонителей непрерывного действия лаборатории ВИТР и опытно-методической партии новой техники Центрально-Казахстанского геологуправления – СБС и ОБС, КазИМС – СНБ-ГМ и ОГМ, новые конструкции инклинометров и ориентаторов.

Сушественное влияние на формирование уровня направленного бурения в современный период оказали сотрудники ЗабНИИ Ю. С. Костин, В. В. Перминов, Ю. Г. Соловов, Ю. В. Андреев, И. В. Кукушкин, Р. Б. Закиев и др., которым принадлежит приоритет в разработке различных методик и технических средств направленного бурения.

В лаборатории ЗабНИИ впервые были созданы отклоняющие комплексы (отклонитель, ориентатор и регистратор, связанные в единую конструкцию), сначала на базе отклонителя ТЗ с ориентирующей приставкой ОП, затем модернизированного ТЗ-ЗП, а позже разработаны новые отклоняющие комплексы «КЕДР» и «КЕДР-ГБ» с шариковым ориентатором, отклоняющая система для ССК «Рейс-59», созданы другие разработки.

В Томском политехническом институте (в настоящее время Томский политехнический университет) теорию и технологии направленного бурения активно развивали С. С. Сулакшин, В. В. Кривошеев, Ю. Л. Боярко, Б. И. Спиридонов, В. И. Рязанов и др., в Московском геологоразведочном институте (Российский государственный геологоразведочный университет) А. Г. Калинин, В. П. Зиненко и др., в Иркутском политехническом институте (Иркутский государственный технический университет) И. Н. Страбыкин, В. В. Нескоромных, Н. А. Буглов и др., в Свердловском горном институте (Уральский государственный горный университет) Л. Г. Шолохов и др.

Под влиянием работ и при непосредственном научном руководстве проф. С. С. Сулакшина сформировалась сибирская школа направленного бурения, а в 1987 г. С. С. Сулакшиным был издан первый в стране учебник «Направленное бурение» для высших учебных заведений.

На Урале активно действовала производственная группа технологов под руководством Г. Г. Анненкова, на Северо-Западе Б. Е. Стеблова, в Казахстане группа специалистов под руководством М. П. Олексенко, а позже А. И. Уржумова, в Забайкалье работал конструктор эффективных технических средств искусственного искривления и технолог В. Р. Бруев, в Таджикистане

трудилась специалисты под руководством В. И. Власюка. Плодотворно работали в направлении разработки теории и техники многоствольного бурения И. П. Мельничук, бурения горизонтальных скважин – Ю. В. Кодзаев, кернометрии А. С. Юшков.

В практику и развитие технологий, а также в совершенствование технических средств направленного бурения и кернометрии значителен вклад специалистов геологических объединений Министерства геологии СССР, таких как «Кировгеология», «Уралгеология», «Сосновгеология», «Северо-Западное», «ВостКазгеология», «Иркутскгеология» и др.

В 1988 г. ряд специалистов научных и производственных организаций удостоены премии Совета министров СССР за разработки в области направленного бурения.

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, послужили основой создания новых технологий интенсификации добычи нефти и газа вертикально-горизонтальными скважинами, получившими широкое развитие в мире за последние два десятилетия (первая работа по этой теме – монография А. М. Григоряна «Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами», 1969 г.), 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 с семидесятых годов. Лидером бурения горизонтальных скважин стал 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 резко интерес к бурению разветвленно-горизонтальных и горизонтальных скважин.

Активное развитие технологии бурения вертикально-горизонтальных скважин происходит в 80-е г. 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 годов, резко возрос интерес к бурению горизонтальных скважин в США. Бурятся горизонтальные скважины 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 нефтеотдачу из продуктивных пластов;
- повысить эффективность разработки высоковязкой нефти, процессов заводнения, прогрета пластов и др.

Значительное развитие технология и техника направленного бурения получила 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 гидравлические, электромагнитные, кабельные и др. системы связи с забоем скважины.

ЗТС, имея автономный источник энергии (гидрогенератор или аккумуляторы), выдает замеры *инклинометрии*, свойств горных пород, степени их *анизотропии* и ориентации направлений анизотропии (акустический каротаж) пород слагающих стенки скважины, на поверхность посредством различных каналов связи. ЗТС управляются с поверхности посредством передачи управляющих сигналов, что позволяет ориентировать отклоняющиеся системы в соответствии с текущими задачами по корректировке направления скважины.

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

При этом, если на начальном этапе этого развития ЗТС использовались отклонители на базе винтовых забойных двигателей с дистанционно управляемыми кривыми переходниками, 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, которые позволяют обеспечить бурение существенно более протяженных горизонтальных стволов – несколько тысяч метров.

Системы *RSS* созданы такими компаниями как *Halliburton*, *Baker Hughes*, *Nobl Drilling*, *Schlumberger* и др. Созданные 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, а также валом-ротором вблизи долота, меняя угол его перекоса, что позволяет вести непрерывное управление траекторией 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.

В 2010 г. в Чили применение скважины, направленной в заваленную породой при обрушении горную выработку на глубине 700 м позволило спасти 33 горняка, которые 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 ствола скважины 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.

Технология бестраншейной прокладки коммуникаций – горизонтально-направленное бурение (ГНБ) появилась в США. В 1972 г. первый проход под рекой Пажара в Калифорнии, выполнен М. Черрингтоном при помощи установки для вертикального бурения. В 70–80 г г. усилиями специалистов исследовательских центров и компаний США были созданы первые специализированные буровые агрегаты и системы локации для горизонтального бурения с целью прокладки электрических кабелей и трубопроводов. В настоящее время возможности ГНБ настолько высоки, что практически полностью заменяют метод траншейной прокладки коммуникаций как

значительной протяженности (тысячи метров), так и поперечного размера прокладываемых труб.

1.3. 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 , полученные путем топографической или маркшейдерской съемки. При известных значениях координат устья скважины положение оси (её координаты) прямолинейной скважины определяется начальными зенитным – θ и азимутальным углами – α .

Зенитный угол θ (от 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 α (азимут – от араб. *as-simūt* – путь) – угол, определяющий направление ствола наклонной скважины относительно стран света и замеряемый по часовой стрелке между направлением на север (на схемах обозначено *Nord*) и осью скважины (апсидальной плоскостью) в заданной точке. Возможно определение α 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).

При разведке месторождений скважины обычно забуриваются в направлении разведочных линий или по профилям, а поэтому азимут заложения скважин в основном совпадает с азимутами разведочных профилей.

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

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

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 θ и азимутальный углы α .

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 – винтовой линии.

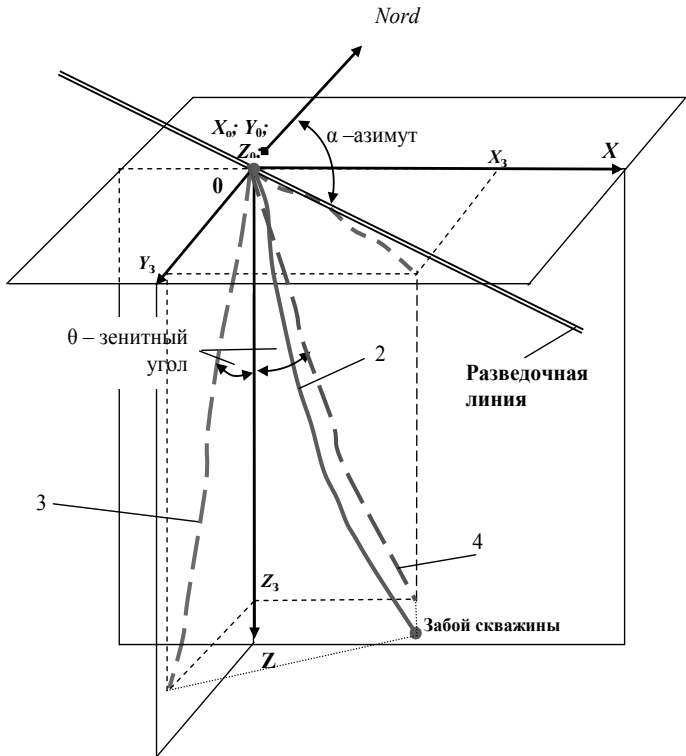


Рис. 1.1. Графическое изображение скважины в декартовой системе координат: 1 – инклинограмма (план скважины);

2 – ось скважины (пространственная траектория); 3 – профиль скважины на плоскости YOZ; 4 – профиль скважины на плоскости XOZ

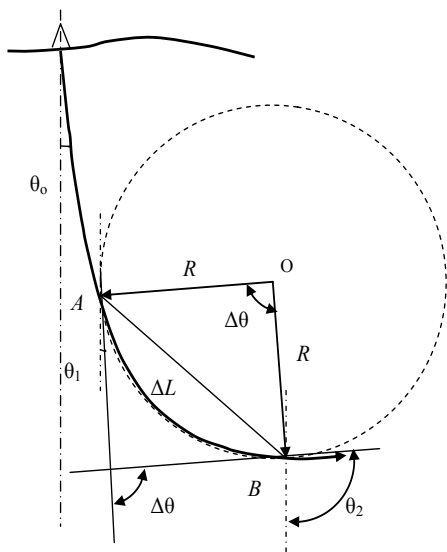


Рис. 1.2. Схема определения зенитного искривления и кривизны скважины

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 на рис. 1.2 интенсивность искривления на участке АВ составит следующее значение:

$$i_0 = \frac{\Delta\theta}{l} \text{ [град/м];} \quad (1.2)$$

$$i_\alpha = \frac{\Delta\alpha \sin \theta}{l} \text{ [град/м];} \quad (1.3)$$

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

Общий угол искривления скважины, определяемый в соответствии со схемой на 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.

Интенсивность искривления идентична понятию кривизна, используемому в математике.

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

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

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 - взаимнообратные 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, градус; $\theta_{\text{н}}, \theta_{\text{к}}$ – зенитные углы соответственно в начале и в конце рассматриваемого интервала скважины, градус.

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; θ_i, α_i – зенитный и азимутальный углы, замеренные на i -том интервале ствола скважины, градус.

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, *a*) и инклинограмму скважины (рис. 1.3, *б*). По значениям зенитного и азимутального углов можно построить годограф скважины (рис. 1.4), по которому определяют значение угла набора кривизны δ или на всем интервале искривления скважины или на отдельных его участках. Годограф скважины строится по данным инклинометрических заме-

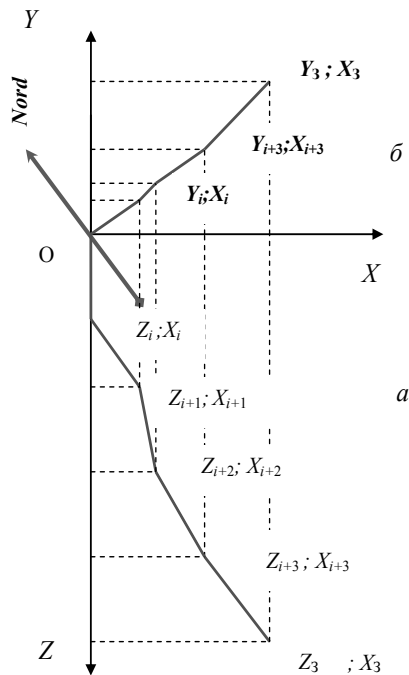


Рис. 1.3. Профиль и инклинограмма (план) скважины

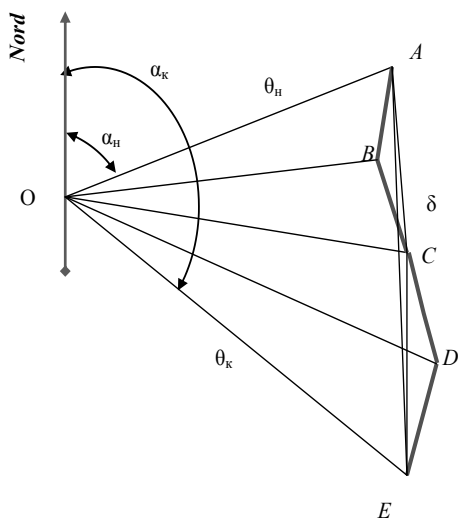


Рис. 1.4. Векторная диаграмма (годограф) искривления скважины: OA, OB, OC, OD, OE – значения зенитных углов скважины представленные в линейном масштабе, например, $1 \text{ см} = 1^\circ$; AE – усредненный пространственный угол искривления скважины на интервале бурения от точки A до точки E

ров в масштабе для значений зенитного угла, например, $1 \text{ см} = 1$ град (отрезки OA, OB, OC, OD, OE на рис. 1.4). В то же время указанные отрезки направляют под углами к северному направлению, которые равны значениям азимутальных углов. Отрезки AE, AC и CE с учетом масштаба позволяют определить значения полных углов искривления на соответствующих интервалах ствола скважины.

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

1.4. Классификация трасс скважин

В современном бурении осуществляется проходка скважин самого разнообразных конструкций, профиля, траекторий, размеров и количества стволов.

По углу заложения скважины

можно разделить:

- на вертикальные (вертикальные восстающие);
- на наклонные (наклонные восстающие);
- на горизонтальные;
- на вертикально-горизонтальные.

По характеру кривизны скважины разделяются:

- на относительно прямолинейные (рис.1.5, Ia , Iб);
- на плоско искривленные (рис.1.5, II, III и IV);
- на пространственно искривленные (рис.1.5, II, III и IV).

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 при проецировании их оси на горизонтальную плоскость имеют вид криволинейной линии, отклоняющейся вправо при увеличении азимутального угла скважины и влево при его уменьшении.

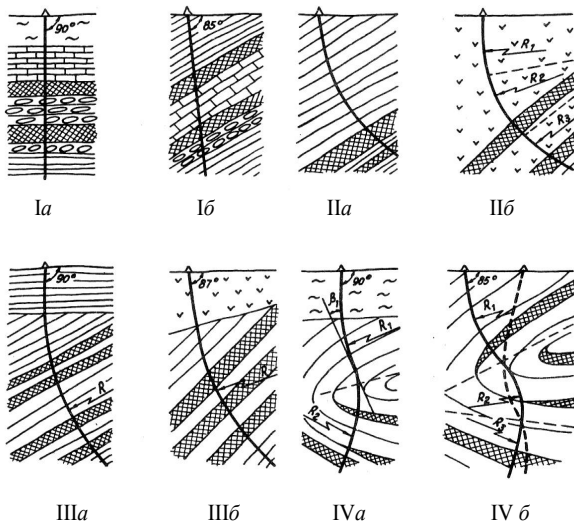


Рис. 1.5. Типовые профили одноствольных скважин: (по С. С. Сулакшину): I – прямолинейный; II – искривленный; III – комбинированный; IV- сложноискривлённый

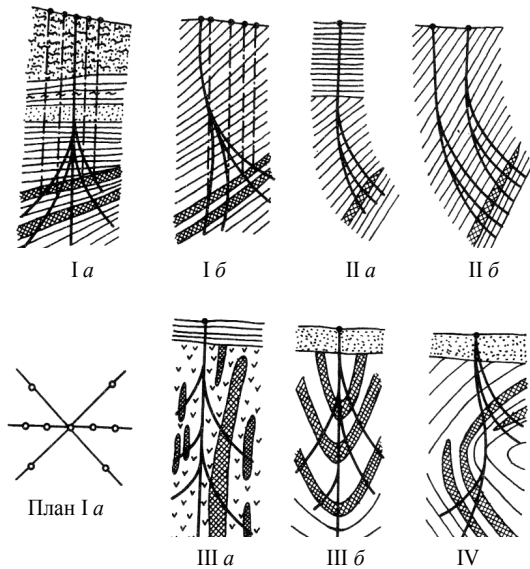


Рис. 1.6. Типовые профили многоствольных скважин (по С. С. Сулакшину): I – конусообразный; II – веерообразный; III – перистого типа; IV – комбинированного типа

Анализ траекторий скважин, вид которых определяется закономерностями искривления, позволяет выделить основные типы профилей скважин (рис.1.5 по С.С.Сулакшину [30]).

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

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

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

Многоствольная скважина имеет одно устье, а количество забоев равняется числу дополнительных стволов (рис.1.6 по С. С. Сулакшину [30]). Основные типы профилей многоствольных скважин, приведенные на рис. 1.6, могут служить основой для составления различных комбинаций при проектировании многоствольного бурения в соответствии с конкретными горно-геологическими и технико-технологическими условиями проведения буровых работ.

• **Контрольные вопросы и задания**

1. Каковы основные задачи, решаемые методами направленного бурения?
2. Какие можно назвать основные этапы развития направленного бурения?
3. Какова формулировка понятия «искривление скважины».
4. Что такое искусственное и естественное искривление скважины?
5. Основные направления искривления скважин. Дайте определение терминам «выполаживание», «выкручивание», искривление «вправо», «влево».
6. Каким образом определяют положение точек траектории скважины в пространстве?
7. Что такое зенитный и азимутальный углы?
8. Дайте определение и объясните назначение апсидальной плоскости скважины.
9. Как отображаются скважины в геологической документации?
10. Что такое кривизна и интенсивность искривления скважины?
11. Аналитический и графический методы определения угла искривления скважины. Что такое годограф?
12. Каковы виды скважин, бурение которых осуществляют методами направленного бурения?
13. Дайте определение многоствольной скважины, многозабойной скважины и куста 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 бурового станка или его шпинделя при заложении скважины;

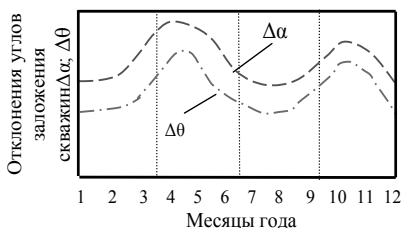


Рис. 2.1. График сезонных колебаний величин отклонений от проектных значений углов заложения скважин

чрезмерным люфтом вращателя.

Неточности при установке станка и шпинделя часто объясняются и другими причинами. Например, отмечено значительное колебание величин отклонений проектных значений зенитного и азимутального углов — $\Delta\theta$ и $\Delta\alpha$ от времени года в одной из экспедиций, ведущей разведочные работы в горной местности (рис. 2.1 и 2.2).

Причины отмеченных отклонений, которые имели явно сезонный характер, оказались связаны с особенностями подготовки площадок под буровые установки. Учитывая наличие крутых склонов, часть грунта и горной породы на склоне убирали, создавая уступ, а часть площадки формировали из насыпного грунта и дробленных взрывом пород. В результате в межсезонье, в период, для которого характерно колебание суточной температуры, насыпной грунт смерзлся, а затем оттаивал и проседал, вызывая наклон буровой установки, что и приводило к вынужденным отклонениям ствола скважины от проектного направления.

В данном случае для устранения отклонений при заложении скважин

- 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

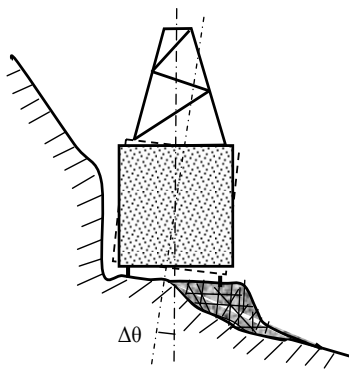


Рис. 2.2. Схема, поясняющая одну из причин отклонений углов заложения скважин от проектных значений

необходимо менять технологию строительства площадок под буровые.

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 для 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:

- со способами бурения (способы разрушения горных пород);
- с типом, конструкцией и диаметром бурового наконечника;
- с параметрами 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

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

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 буровая компоновка включает следующие основные элементы: буровой инструмент, колонковую трубу при бурении с отбором керна или направляющую трубу при бурении без отбора керна и расположенную выше 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 буровой колонны и бурового набора.

Для бурения разведочных скважин диаметром 76 и 59 мм применяют стальные (СБТМ-50, ССК-59, СБТМ-54) и легкосплавные (ЛБТН-54) буровые трубы и колонковые трубы диаметром 73 и 57 мм, которые при бурении всегда упруго деформированы. При этом колонна имеет форму не плоского изгиба, а деформирована под действием вращающего момента в виде спирали.

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

$$l_0 = \frac{\pi}{\omega} \sqrt{-\frac{P_{oc}}{2q} + \left[\left(\frac{P_{oc}}{2q} \right)^2 + \frac{EI_0 \omega^2}{q} \right]^{\frac{1}{2}}}, \quad (2.1)$$

где P_{oc} – осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, даН; ω – частота вращения буровой колонны, c^{-1} ; q – масса единицы длины буровой колонны или бурового набора, кг/м; EI_0 – жесткость колонны буровых труб или бурового набора на изгиб, $H \cdot m^2$.

При передаче осевого усилия в зависимости от длины и жесткости бурового набора, буровых труб возможны следующие основные варианты деформирования буровой компоновки в скважине (рис. 2.3, а, б, в, г).

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

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

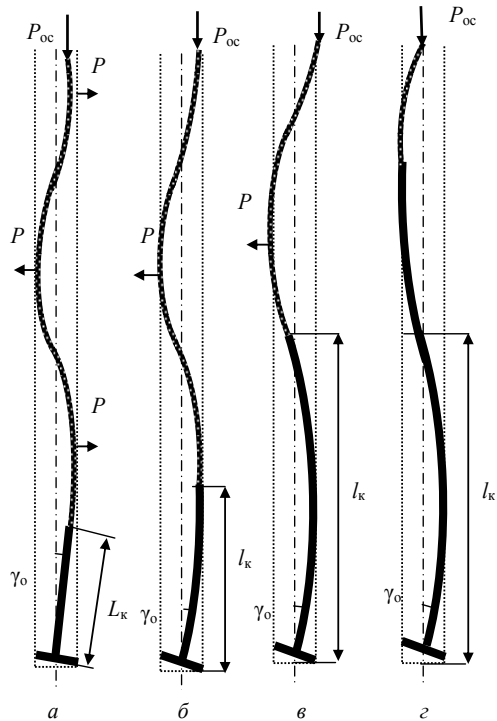


Рис. 2.3. Схемы деформирования нижней части буровой колонны при различной длине колонкового набора

критической осевой нагрузкой:

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

где EI_k – жесткость колонкового набора, Н·м².

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

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

Таким образом, если длина бурового набора не превышает рассчитанного значения длины по формуле (2.7), то он может сохранять прямолинейное состояние и максимально возможный угол перекоса γ_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.

Проанализируем условия, определяющие устойчивость и деформирование буровой компоновки в скважине, в виде расчетной схемы [2], представленной на рис.2.4, для упрощения задачи полагая, что колонна деформирована плоско.

В данном случае рассмотрены условия работы буровых компоновок с учетом влияния изгибающего момента M_3 , 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 выше расположенной

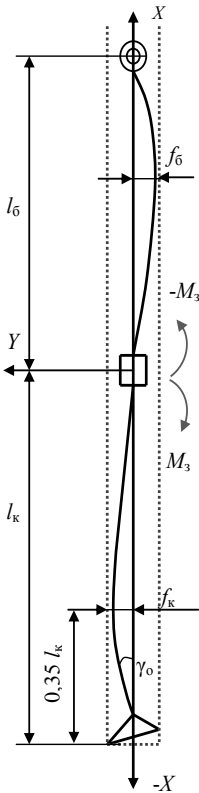


Рис. 2.4. Схема для анализа работы буровой компоновки

колонны), а вид опоры буровой компоновки на забой приравнивается к шарнирной заделке, т. е. буровой инструмент способен к некоторому повороту на угол γ_0 .

Подобные условия закрепления концов буровой компоновки описываются уравнением [2]:

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

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 $0,35 \cdot l_k$ от забоя (рис. 2.4)

Вследствие действия изгибающего момента со стороны деформированной бурильной колонны M_3 увеличиваются деформация буровой компоновки и угол перекоса нижней части бурового набора относительно оси скважины γ_0 . Изгибающий момент M_3 определяется следующим соотношением параметров [2]:

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

где EJ_k EJ_6 – жесткость буровой компоновки и бурильной трубы соответственно, Па·м⁴; f_6 – прогиб бурильной трубы, м; l_6 – длина полуволны бурильной колонны над буровым набором, м.

Как следует из номограммы (рис. 2.5), величина изгибающего момента M_3 зависит от типа бурильной колонны. Повышение деформации буровых компоновок от действия изгибающего момента M_3 может приводить к

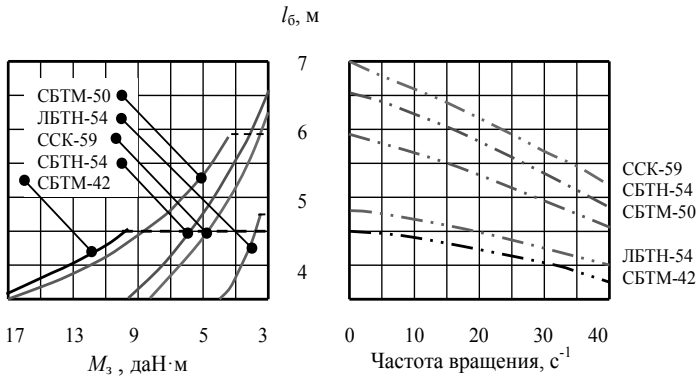


Рис. 2.5. Номограмма для определения величины изгибающего момента M_3 в зависимости от частоты вращения и длины полуволны l_6 колонны при бурении скважин диаметром 59 мм различными бурильными колоннами при $P_{oc} = 20$ кН

повышению интенсивности искривления скважин.

Угол перекоса γ_o буровой компоновки определим как первую производную уравнения (2.2):

$$\gamma_o = 1,3f_k \frac{\pi}{l_k}, \quad (2.7)$$

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

$$\gamma_o = 1,3f_k \sqrt{\frac{P_{oc}}{EI_k}}. \quad (2.8)$$

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

По мере повышения длины колонкового набора (рис.2.3, в, г) угол перекоса γ_o изменится незначительно в сравнении с рассчитанным по формуле (2.7), а при некотором удлинении колонкового набора может снизиться в 1,3 раза, так как уменьшится 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:

$$P_{от} = P_{oc} \sin \gamma_o. \quad (2.9)$$

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

$$P_{от} = P_{oc} \sin \frac{f_k}{L_k}; P_{от} = P_{oc} \sin 1,3f_k \sqrt{\frac{P_{oc}}{EI_k}}. \quad (2.10)$$

Из формул (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 бурового набора некоторых параметров:

$$f_k = \frac{EI_{\delta} f_{\delta} l_k^2}{EI_k l_{\delta}^2}. \quad (2.11)$$

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.

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.

Пример 2.1. Критическая длина полуволны колонкового набора диаметром 57 мм ($EI_k = 53 \cdot 10^3 \text{ Н} \cdot \text{м}^2$) при $P_{oc} = 20 \text{ кН}$ и диаметре коронки (скважины) 59 мм, рассчитанная по формуле (2.3)

$$L_k = 3,14 / 2 \sqrt{53 \cdot 10^3 / 20000} = 2,55 \text{ м.}$$

Таким образом, при длине колонкового набора l менее 2,55 м он останется прямолинейным, а угол перекоса коронки на забое при длине набора, например 2,5 м, определится из соотношения

$$f_k / L_k = 0,5 (0,059 - 0,057) / 2,5 = 0,0004 \text{ рад, или } 0,023 \text{ град.}$$

Если длина бурового набора будет 1 м, угол перекоса коронки на забое будет равен 0,057 град.

При длине колонкового набора более 2,55 м он прогнется, и угол перекоса определится из формулы (2.7):

$$\gamma_o = 1,3 \cdot 0,5 (0,059 - 0,057) \sqrt{\frac{20000}{53000}} = 0,0008 \text{ рад или } 0,046 \text{ град, что больше в 2}$$

раза для случая, при котором буровой набор равной длины сохранил прямолинейное состояние.

Длина полуволны бурового набора диаметром 57 мм (масса 1 м трубы – 6 кг) при частоте вращения 700 об/мин (угловая скорость вращения снаряда $\omega = \pi 700 / 30 = 73,2 \text{ с}^{-1}$) по формуле (2.1) будет равна:

$$l_k = \frac{3,14}{73,2} \sqrt{\frac{20000}{2 \cdot 6} + \left[\left(\frac{20000}{2 \cdot 6} \right)^2 + \frac{53000 \cdot 73,2^2}{6} \right]^{1/2}} = 3,15 \text{ м.}$$

Угол перекоса бурового набора будет равен

$$\gamma_o = 1,3 \cdot f_k \frac{\pi}{l_k} = 0,5 (0,059 - 0,057) \frac{3,14}{3,15} = 0,0013 \text{ рад или } 0,074 \text{ град.}$$

Если для бурения использовать длинный буровой набор (10–12 м), который деформируется с образованием трех полуволн длиной 3,15 м, то в этом случае перекоос оси нижней полуволны будет несколько меньшим, так как

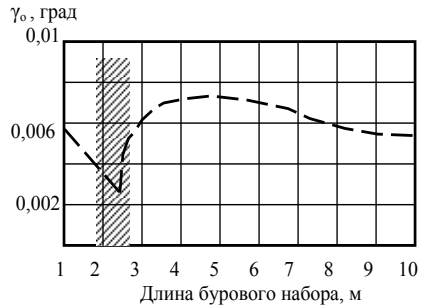


Рис. 2.6. Зависимость угла перекоса бурового набора от его длины

будет исключено влияние изгибающего момента M_3 со стороны более деформированной буровой колонны. В этом случае угол перегиба рассчитывается по вышеприведенной формуле (2.8), но без числового коэффициента 1,3, т. е. угол перегиба будет на 30% меньше – 0,057 град.

Отклоняющее усилие $P_{от}$ при равных условиях пропорционально углу перегиба и согласно формуле (2.9) для каждого из рассчитанных случаев, при $P_{ос} = 20000$ Н будет равно:

- 20 Н – прямой набор длиной 1 м;
- 8 Н – прямой набор длиной 2,5 м;
- 16 Н – деформированный набор длиной 2,55

м;

- 25,8 Н – деформированный набор длиной более 3,15 м до 5–7 м;
- 20 Н – деформированный набор длиной 9 – 12 м.

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

Тем не менее, на основании полученных результатов можно построить график отражающий влияние длины бурового набора на угол перегиба и вероятную интенсивность искривления скважин (рис. 2.6). Штриховкой на графике рис. 2.6 показан интервал перехода от прямолинейного состояния бурового набора к деформированному.

Для буровой компоновки с жестким закреплением нижнего конца (в случае размещения расширителя над буровым инструментом) на интервале заделки l_3 (рис. 2.7), отклоняющее усилие в нижнем интервале заделки определим через формулу:

$$P_{н} = \frac{M_{ж}}{l_3}, \quad (2.12)$$

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

Изгибающий момент определим при решении уравнения (2.6):

$M_{ж} = -EJ_{к} \cdot y''$, а при $x = 0$, получим

$$P_{н} = \frac{\pi^2 EJ_{к} f_{\max}}{l_{ж}^2 \cdot l_3}, \quad (2.13)$$

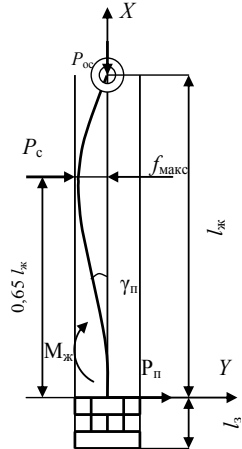


Рис. 2.7. Схема буровой компоновки с жесткой заделкой нижнего конца за счет установки расширителя

Из формулы (2.13) следует, что величина отклоняющего усилия в случае жесткой заделки нижнего конца буровой компоновки, существенно возрастает при изгибе буровой компоновки.

На рис. 2.8. приведены результаты расчетов P_n и γ_0 для колонкового набора 57 мм, при $P_{oc} = 20$ кН и $f_k = 0,1$ см в зависимости от условий закрепления нижнего конца компоновки на забое скважины.

Условия закрепления нижнего конца компоновки приняты в виде шарнирного (коэффициент устойчивости Ф. С. Ясинского к формуле Л. Эйлера при шарнирном закреплении нижнего конца балки равен 1) и жесткого (коэффициент устойчивости равен 2).

Как следует из полученных данных угол перекоса γ_0 (линия штрих с точкой на рис. 2.8) максимален при шарнирной заделке нижнего конца компоновки, а отклоняющее усилие P_n (сплошные линии на рис. 2.8) при жестком. В случае

изменения условий закрепления нижнего конца компоновки возможные значения γ_0 и P_n находятся в интервале граничных условий устойчивости компоновки (при изменении коэффициента устойчивости от 1 до 2).

При установке расширителя непосредственно над коронкой величина усилия P_n в несколько раз превышает значение отклоняющего усилия при шарнирном закреплении конца компоновки, а по мере удаления от коронки вверх снижается и будет уже незначительной при $l_3 = 1,0-1,5$ м.

Анализ результатов бурения это подтверждает, показывая, что скважины могут более существенно искривляться при использовании в составе компоновок расширителей в случае их установки непосредственно над коронкой.

А. И. Уржумов, например, отмечает, что интенсивность искривления скважин в 1,3 раза выше при бурении компоновкой, в которой расширитель установлен над коронкой. Наиболее оптимальным для ССК-59, по мнению автора, является расстояние от торца коронки до места установки расширителя, равное 1,2 м [31].

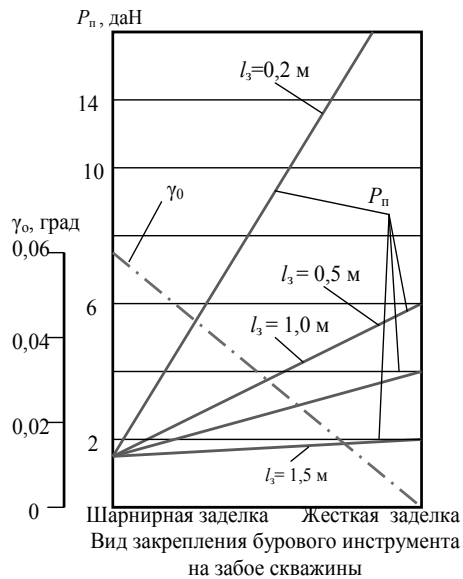


Рис. 2.8. Зависимости усилия P_n и угла перекоса γ_0 от условий закрепления нижнего конца буровой компоновки

Результаты бурения глубокой многоствольной скважины агрегатом СКБ-8 в ПГО «Сосновгеология» [21] показали, что отмечается искривление дополнительного ствола с интенсивностью 2–3 на 100 м при использовании расширителей РСА-76, установленных над коронкой. Изучение износа колонковых труб и расширителей показало, что последний работает в скважине с перекосом, который вызван прогибом компоновки, а изгибающий момент в месте заземленного конца изогнутой компоновки обеспечивает появление значительных поперечных сил, под действием которых происходит фрезерование стенки скважины и более интенсивное искривление в анизотропных породах. В результате замены расширителя на стабилизатор длиной 0,7 м, а в последующем – на стабилизатор длиной 1 м искривление ствола скважины было практически исключено.

Из представленных материалов следует, что для эффективного снижения искривления скважины буровая компоновка должна оснащаться центрирующими её положение элементами на интервале 1,0–1,5 м от коронки и выше, а расширитель целесообразно устанавливать на удалении от коронки на расстояние не менее 1, 2 м.

В табл. 2.1 приведены сведения об искривлении скважин при бурении различными бурильными колоннами на одном из месторождений Забайкалья. Как следует из приведенных данных, интенсивность искривления скважин диаметром 59 мм возрастает по мере увеличения жесткости бурильных труб EJ_6 и радиального зазора f_6 .

Таблица 2.1

Данные о влиянии типа бурильной колонны на интенсивность искривления

Тип колонны бурильной колонны	Интенсивность искривления, град/100 м	
	зенитного	азимутального
ЛБТН-54	0,61	2,94
	0,53	3,2
ССК-59	0,88	3,31
	1,09	3,5
СБТМ-50	1,88	6,44

Исследования показывают, что буровая компоновка при бурении всегда имеет упругий изгиб. Величина этого изгиба зависит не только от длины, жесткости, диаметра буровой компоновки, параметров режима бурения, но и от типа бурильной колонны, радиального зазора между колонной и стенкой скважины. Изучение износа буровых компоновок и условий их работы в скважине позволяет сделать некоторые выводы о формах деформации колонковых наборов.

Формы деформации колонковых наборов получены с учетом разверток поверхностей изношенных колонковых труб (рис. 2.9). Деформацию с образованием двух полуволн имеет набор длиной 6 м, диаметром 73 мм (рис. 2.9, а), с образованием трех полуволн – набор длиной 12 м, диаметром 57 мм (рис. 2.9, б). Основной причиной более сильного износа (деформации) набора длиной 6 м является действие изгибающего момента M_3 со стороны деформированной колонны бурильных труб. Нижняя труба набора длиной 12 м получает меньшую деформацию, так как изгибающий момент M_3 воспринимает верхняя труба колонкового набора.

Деформация компоновок значительно увеличивается при повышении числа резьбовых соединений. Причина этого не столько в понижении жесткости в местах резьб, сколько в их несоосности. При несоосности резьб в месте соединения возникает изгибающий момент, обусловленный внецентренным приложением осевой нагрузки:

$$M_n = P_{oc} \cdot \varepsilon, \quad (2.14)$$

где ε – несоосность резьбовых соединений компоновки.

Например, из схемы на рис. 2.9, а следует, что нижняя часть колонкового набора получила значительную деформацию из-за несоосности резьб колонковой трубы и корпуса кернорвателя.

Несоосность резьб соединений колонкового набора является причиной повышенного износа элементов компоновки и особенно центраторов, что снижает их ресурс и эффективность применения в качестве средств, снижающих искривление скважины.

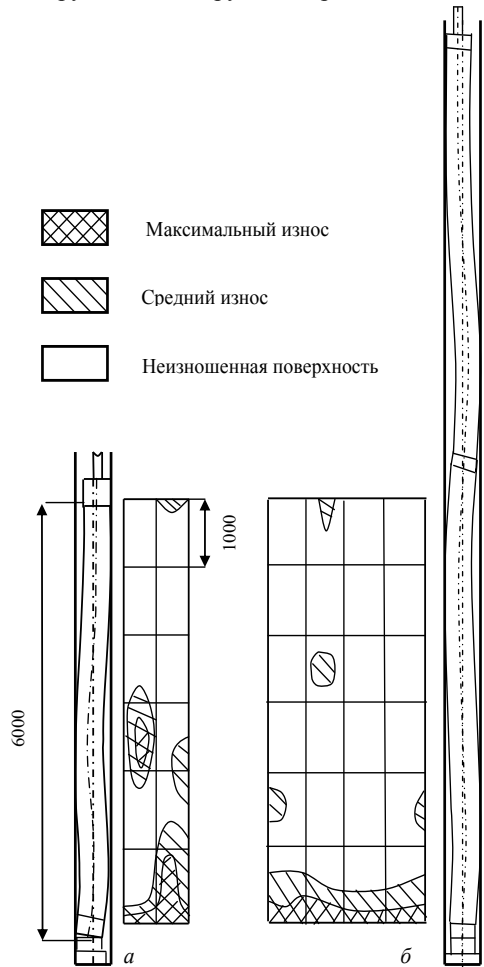


Рис. 2.9. Схемы форм деформации колонковых наборов, построенные с учетом износа колонковых труб при длине набора: а – 6 м; б – 12 м

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 следующие основные виды движения деформированной компоновки бурильной колонны:

- прямое (в направлении заданном буровым станком) обращение вокруг оси скважины с постоянной угловой скоростью (вид Φ_1);
- вращение вокруг собственной оси – ориентированный изгиб (вид Φ_2);
- комбинация видов движения Φ_1 и Φ_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 Φ_3).

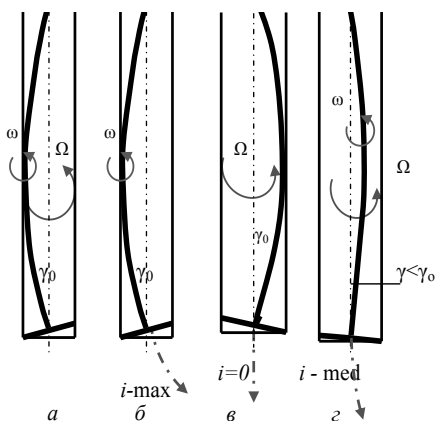


Рис. 2.10. Схемы к анализу влияния вида движения деформированной компоновки на интенсивность естественного искривления скважин

Механизм искривления скважин, в связи с динамикой бурильной колонны и ее составного элемента – компоновки нижней части колонны, рассмотрен ниже. В результате действия суммы внешних сил ($P_{ос}$, изгибающих моментов со стороны деформированной бурильной колонны и забоя, а также центробежной силы) происходит деформирование компоновки, ось которой образует с осью скважины

угол перекоса γ_0 (рис. 2.10, а). 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,

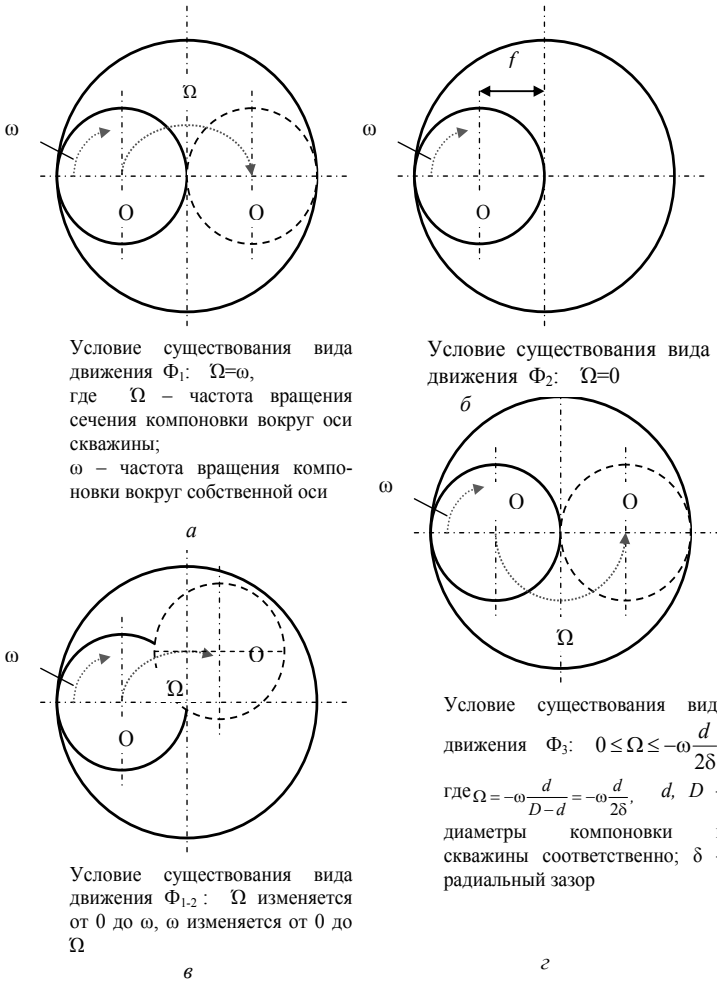


Рис. 2.11. Возможные виды движения деформированных буровых компоновок (гребня полулоуны согласно схемам на рис. 2.10) в скважине

основными из которых являются параметры режима бурения.

На рис. 2.10 даны положения деформированной буровой компоновки: a – исходное, где символом ω обозначена частота вращения компоновки вокруг собственной оси, а символом Ω – вокруг оси скважины; b – положение компоновки через пол-оборота вокруг своей оси при условии $\Omega = 0$, что

соответствует виду движения Φ_2 ; φ – положение компоновки через пол-оборота вокруг оси скважины ($\omega = 0, \Omega = \omega$), что соответствует виду движения Φ_1 ; z – положение компоновки через пол-оборота в соответствии с вариантом движения Φ_{1-2} ($\omega > 0; \Omega > 0; \Omega \neq \omega$).

Теоретически, когда гребень полуволны имеет движение вида Φ_1 (рис. 2.10, а, б; 2.11, а), искривления скважины не происходит, а интенсивность $i=0$.

Действительно, в этом случае перекося 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 рис. 2.10, а, конечное – 2.10, в).

Если движение соответствует виду Φ_2 (рис. 2.10, б; 2.11, б), то искривление скважин достигает максимума, поскольку в этом случае деформированная компоновка и направление перекося породоразрушающего инструмента зафиксированы в плоскости набора кривизны.

В случае если движение гребня нижней полуволны имеет вид Φ_3 (рис. 2.10, з), интенсивность искривления скважины может меняться в широких пределах. Данный вид движения сопровождается вибрацией буровой колонны и возникает в случае чрезмерной деформации буровой колонны и возникновения значительных сил 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.

При бурении скважин в основном реализуется промежуточный вид движения деформированных буровой колонны и компоновки – Φ_{1-2} . В этом случае деформированная компоновка вращается как вокруг собственной изогнутой оси (направления вращения ω), так и обращается вокруг оси скважины (направление вращения Ω). При этом значения указанных частот – вращения и обращения меняются в широких пределах (рис. 2.10, а, з; рис.2.11, в). Интенсивность искривления скважины будет определяться тем, какой вид движения деформированной компоновки будет доминировать в комбинации вида движения Φ_{1-2} – Φ_1 или Φ_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 Φ_{1-2} интенсивность искривления может меняться в самых широких пределах – от минимума до максимума, в зависимости от того, какой вид движения в комбинации

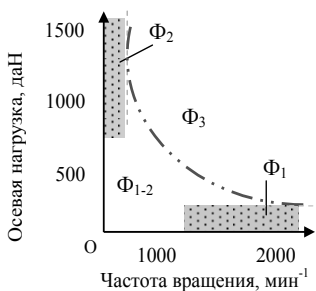


Рис. 2.12. Области существования видов движения деформированных буровых колонн и компоновок

Φ_{1-2} будет доминирующим.

На рис. 2.12 приведены области существования видов движения деформированных колонн и компоновок (экспериментальная зависимость В. Н. Алексеева) [4].

Из графика следует, что для вида движения Φ_2 будут характерны высокие значения осевого усилия и минимальные значения частоты вращения. Для вида движения Φ_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 Φ_{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.

На рис. 2.13 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. Подобные выводы сделаны и в работе специалистов ТулНИГП [3].

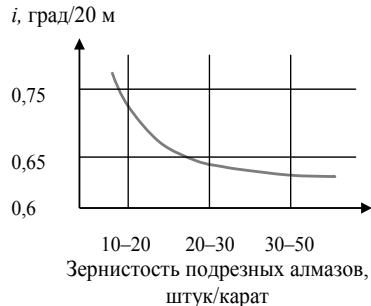


Рис.2.13. Зависимость интенсивности искривления скважин от размера подрезных алмазов (данные В. Е. Копылова)

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 наблюдается 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_0) и поперечном направлениях (v_ϕ) для конкретных инструментов (рис. 2.14):

$$f = \frac{v_0}{v_\phi}. \quad (2.16)$$

Из формулы (2.16) следует, что если инструмент не обладает способностью фрезеровать стенку скважины, то $v_\phi = 0$ и, следовательно, $f = 0$. Если же инструмент в равной степени эффективно разрушает породу в осевом и поперечном направлениях, то скорости бурения и фрезерования равны, а значение $f = 1$. Таким образом, пределы изменения коэффициента боковой фрезерующей способности породоразрушающего инструмента – $0 \leq f \leq 1$, а реальные величины f для различных породоразрушающих инструментов можно определить опытным путем и они в основном составляют значения 0,1–0,3.

Кривизна ствола скважины, формируемого при фрезеровании стенки с одновременным углублением забоя пропорциональна соотношению скоростей углубки забоя и фрезерования стенки скважины (рис. 2.14) и может определяться из формулы [33]:

$$i = \frac{57,3v_\phi}{v_0L}, \quad (2.17)$$

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

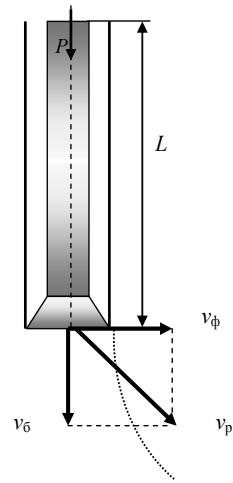


Рис. 2.14. Схема, поясняющая процесс фрезерования стенки скважины

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.

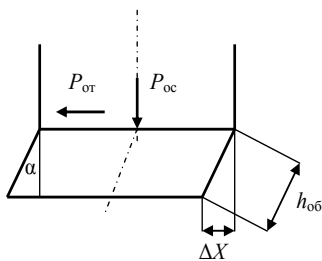


Рис. 2.15. Схема для расчета угла отклонения скважины под действием усилия $P_{от}$

Исследуя процесс формирования кривизны под действием отклоняющей силы $P_{от}$, рассмотрим схему на рис. 2.15.

Смещение забоя на расстояние ΔX в интервале углубки за один оборот коронки на забое под действием силы $P_{от}$ составит угол отклонения α :

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

При взаимодействии алмазов со стенкой скважины и керном возможное смещение ΔX за оборот вращения будет равно: $\Delta X = h_{\phi} n_{\phi}$, где h_{ϕ} , n_{ϕ} – 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 из соотношения

$$h_{об} = n_p h_y,$$

где n_p – число резцов в линии резания на торце инструмента участвующие 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 рассчитать по выражению

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

где f – коэффициент фрезерующей способности бурового инструмента.

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

$$i = \frac{\alpha}{h_{об}} = \frac{\arcsin f}{h_{об}} \text{ [град/м]}. \quad (2.19)$$

Из полученных зависимостей следует, что угол отклонения α 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 можно выполнить винтообразными в направлении обратном направлению вращения бурового инструмента, для гидродинамической интенсификации процесса удаления шлама (для примера рис. 4.20).

Выполненный анализ позволяет оценить потери осевого усилия на инструмент при отклонении его от прямолинейного направления. Снижение осевого усилия ΔP при отклонении скважины на угол α будет равно :

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

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.

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 155–1170 мин⁻¹ может составить значения 0,3–2,0 м/ч для мягких пород и 0,3–0,7 м/ч

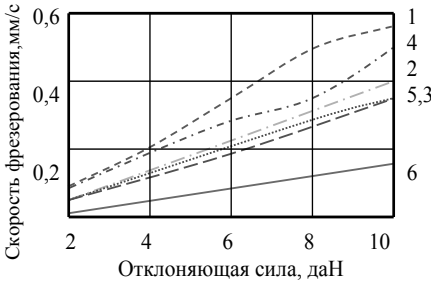


Рис. 2.16. Зависимость скорости фрезерования от отклоняющей силы при частоте вращения 645 мин⁻¹ коронкой 01А3Д40К40 диаметром 46 мм горных пород: 1 – известняк, V категория; 2 – аргиллит, VI кат.; 3 – алевропесчаник, VII кат.; 4 – туф, VIII кат.; 5 – окварцованный алевролит, IX кат.; 6 – окварцованный песчаник X кат.

для твердых пород при самых высоких значениях отклоняющего усилия (рис. 2.16). При этом определено, что наибольшую скорость фрезерования обеспечивают алмазные коронки, 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 $v_{\text{ф}}$ [13].

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 1200 мин⁻¹ [11].

Таким образом, учитывая, что повышение частоты вращения равным образом влияет и на скорость фрезерования и скорость бурения, можно сделать вывод о том, 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 $P_{\text{от}}$ (см. зависимость 2.10), пропорционально повышается с ростом осевой нагрузки на инструмент, можно отметить значительное влияние данного параметра режима бурения на искривление скважин.

Опытные работы, проведенные в ЗабНИИ на стенде, показали, что фрезерующая способность алмазных долот примерно в 2 раза выше, чем шарошечных долот 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., например, 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.

При алмазном бурении значительным может быть рост интенсивности искривления при использовании коронок с увеличенной толщиной матрицы (коронки для ССК) в случае бурения скважин в геологических условиях, склонных вызывать повышенное искривление скважин.

Известен опыт финских фирм бурения скважин диаметром 46 мм коронками с шириной матриц 5,5 мм, что позволило снизить искривление за

счет пониженных осевых нагрузок на забой и более высокой механической скорости бурения. В данном случае эффект был достигнут вследствие уменьшения деформации бурильной колонны и буровой компоновки, а также за счет снижения размеров зоны напряженного состояния в горной породе под торцом коронок [21].

Специалисты бельгийской фирмы *Diamant Boart* разработали новый тип ССК марки *GM*, получивший распространение во многих странах [21] и с помощью которого достигается аналогичный эффект. При бурении ССК этого типа, например, используются коронки диаметром 56 мм с толщиной матрицы 8 мм.

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 (уменьшается за счет снижения осевого момента инерции J в четвертой степени) в сравнении со снижением осевой нагрузки до пределов достаточных для эффективного разрушения породы. Например, при уменьшении диаметра коронок и долот с 76 мм до 59 мм требуемое для разрушения пород осевое усилие может снижаться в 1,3–1,5 раза, жесткость же колонковой трубы уменьшается в 2,2 раза. Для инструментов диаметром 59 и 46 мм, жесткость колонковой трубы диаметром 44 мм в 2,5 раза меньше, чем колонковой трубы 57 мм, а снижение осевого усилия на коронку меньшего размера составит только 1,3–1,4 раза. Поэтому с уменьшением диаметра бурового инструмента наблюдается рост интенсивности естественного искривления (табл. 2.2).

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.

Таблица 2.2

Данные об интенсивности искривления скважин различного диаметра

Диаметр породоразрушающего инструмента, мм	112	93	76	59	46
Интенсивность искривления скважины, град/100 м	1,6	2,0	2,56	5,0	8,0

Поэтому, как правило, наиболее стабильно и предсказуемо в процессе формирования направления скважины, себя ведут коронки с плоской или с округлой формой торца. Эти формы профилей можно считать нейтральными с

позиции влияния на искривление скважин независимо от условий залегания горных пород. К подобным профилям можно отнести коронки с двойным (наружным и внутренним) конусами.

В то же время, известны исследования, проведенные в ТПУ по разработке конусных коронок для регулирования интенсивности естественного искривления [13, 30]. В ряде случаев применение конусных и ступенчатых коронок давало положительный результат при снижении искривления скважин в конкретных горно-геологических условиях.

Асимметрия вооружения на торце породоразрушающего инструмента способна активно влиять на работу инструмента и искривление скважин [21].

Например, на одном из месторождений отмечено, что интенсивность искривления скважин при бурении долотами ДДА-59 в 1,5–2,0 раза выше в сравнении с интервалами, пробуренными трехшарошечными долотами Ш-59К-ЦА [22].

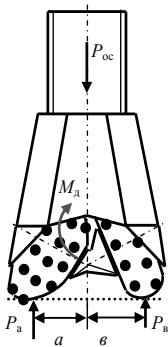


Рис. 2.17. Схема сил при бурении асимметричным долотом ДДА

Анализ показал (рис. 2.17), что причиной повышенного искривления является то, что у долота ДДА имеется две шарошки различного размера. Реакции породы на каждую из шарошек при нагружении долота осевой силой будут не равны, поскольку не равны опорные площадки шарошек на забой, что приводит в результате к появлению изгибающего момента M_d даже при бурении идеально изотропной породы:

$$M_d = \frac{P_{oc}(F_a a - F_b б)}{F_a - F_b}, \quad (2.21)$$

где F_a, F_b – площади опорных площадок на забой большой и малой шарошек долота, m^2 ; $a, б$ – расстояния от геометрического центра торца долота до точек приложения реакций в каждую из шарошек (центры тяжести опорных площадок каждой из шарошек на забой), м.

Согласно расчетам величина момента M_d для долот диаметром 59 мм может составить значения 0,3–0,6 даН·м (породы средней твердости – твердые). Для долот диаметром 76 мм величина этого момента будет равна 0,6–1,4 даН·м.

Таким образом, при бурении долотами ДДА буровая компоновка всегда деформирована под действием изгибающего момента M_d , а долото работает в скважине с перекосом в направлении меньшей по размеру шарошки.

В результате данная конструктивная особенность обеспечивает неравную площадь опоры вооружения шарошек долота на забой и соответственно перекос долота, что в свою очередь, вызывает разработку ствола скважины по диаметру, повышенный изгиб буровой компоновки, её износ и, как было уже отмечено, может приводить к повышенному искривлению скважин.

Таким образом, при вращательном бурении в результате совокупности действующих факторов более значительное искривление могут получить скважины, буримые в твердых породах шарошечными долотами, а минимальное – алмазными коронками с малой площадью торца матрицы, 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 высокочастотных гидроударных забойных машин типа ГВ (как при алмазном, так и шарошечном бурении), промывочных жидкостей с поверхностно-активными веществами (ПАВ), использование породоразрушающих инструментов с элементами, реализующих гидродинамическое и гидроакустическое воздействия на зоны разрушения и предразрушения породы на забое скважины, другие возможные физико-химические эффекты интенсификации процессов деформирования и разрушения горной породы.

2.2.4. Механизм искривления скважин при вращательном бурении

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

Первым 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 γ_0 (рис. 2.3) и появлению отклоняющего усилия, действующего в направлении перекоса бурового инструмента (формула (2.10)).

Зависимость интенсивности искривления скважин от величины угла перекоса инструмента γ_0 (угла несогласия между осью скважины и осью деформированной компоновки) очень значительна, но не всегда прямопропорциональна. Например, возможны варианты работы буровых компоновок, при которых значительные прогиб компоновки и угол перекоса γ_0 не вызывают 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 γ_0 .

В этом направлении крайне важным является качество изготовления и сборки буровых наборов, преследующих цель получения идеально соосного устройства с укрепленными резьбовыми соединениями, например, за счет специальных двухпорных резьб, применяющихся в ССК фирмы *Boart Longyear* (профиль $RQ^{\text{®}}HP$ с дополнительным усилением).

Вторым фактором искривления скважин является вид движения деформированной буровой компоновки в скважине. При равных значениях угла перекоса бурового инструмента γ_0 (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 – Φ_2), минимальные – с вращением деформированной компоновки вокруг оси скважины (Φ_1).

Поскольку при бурении в обычном режиме в основном реализуется промежуточный вид движения деформированной компоновки Φ_{1-2} (одновременное вращение компоновки вокруг собственной оси и оси скважины – рис. 2.11), 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 Φ_1 .

Третий 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 углубки забоя под действием осевого усилия.

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

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; γ_k – угол перекоса буровой компоновки длиной L_k на забое скважины, градус.

Подробный анализ формулы общего вида (2.22) и определение входящих в неё параметров сделан в работах [20, 21].

Для пояснения физического смысла формулы (2.22) и пояснения основных позиций механизма естественного искривления скважин при вращательном бурении рассмотрим схемы на рис. 2.18, а–д.

В первом случае, представленном на рис. 2.18, а, буровая компоновка строго центрирована в стволе скважины, поэтому угол перекоса $\gamma_k = 0$ и отсутствует фрезерование стенки скважины, а длина буровой компоновки, 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

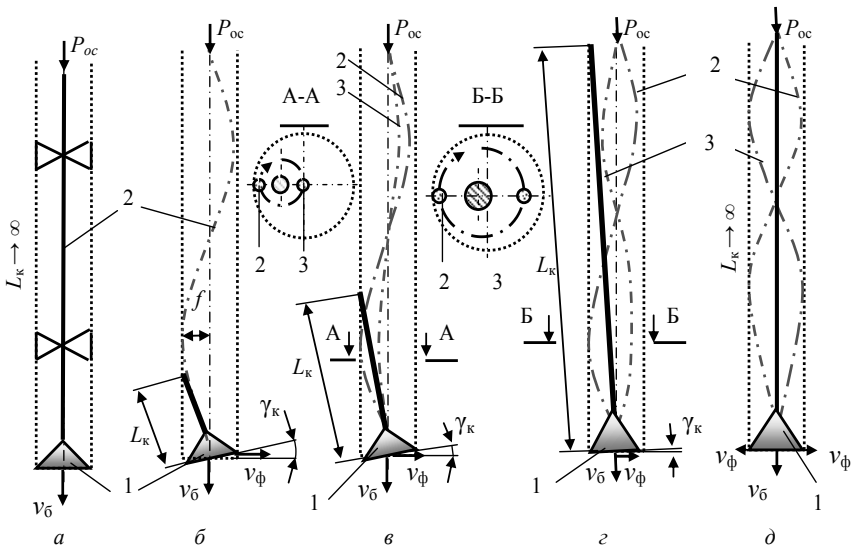


Рис. 2.18. Схемы для анализа влияния основных факторов на процесс естественного искривления скважины при вращательном бурении

отсутствуют.

В случае если буровая компоновка деформирована (показана осевая линия компоновки 2 на рис. 2.18, б) в пределах радиального зазора f между компоновкой и стенкой скважины, и вращается строго вокруг собственной изогнутой оси (вид движения Φ_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 γ_k , равный γ_0 , максимален, а поскольку перекося 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 γ_k и меньше L_k .

Таким образом, вид движения деформированной компоновки Φ_2 вызывает максимальное искривление ствола скважины при прочих равных условиях.

В случае если вид движения компоновки начинает трансформироваться из вращения вокруг собственной изогнутой оси – Φ_2 в смешанный вид, когда преобладает вращение вокруг собственной изогнутой оси и присутствует вращение компоновки вокруг оси скважины (вид вращения Φ_{1-2}), положение и

длина L_k определяются как усредненная касательная линия к линиям деформации 2 и 3 буровой компоновки (рис. 2.18, в). В этом случае компоновка длиной L_k занимает положение в центре траектории обращения деформированной компоновки вокруг оси скважины (сечение А-А на рис. 2.18, в).

Анализ схемы на рис. 2.18, 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 γ_k и влияние фрезерования стенки скважины на формирование кривизны.

Дальнейшая трансформация вида движения в направлении $\Phi_2 \rightarrow \Phi_1$ (рис. 2.18, з) приводит к последующему снижению возможной интенсивности естественного искривления. Траектория обращения деформированной компоновки становится более симметричной (сечение Б-Б на рис. 2.18, з), возрастает длина L_k , снижается угол перекоса, а фрезерование стенки скважины буровым инструментом не имеет какого либо строго заданного направления.

При идеальном виде движения Φ_1 исчезают все основные причины для искривления скважины при ранее принятых условиях деформации буровой компоновки (оси 2 и 3 на рис. 2.18, д), т.к. расчетная длина L_k стремится к бесконечности, угол перекоса γ_k равен нулю. Следовательно, интенсивность искривления ствола скважины также будет равна нулю.

Таким образом, минимальной интенсивности искривления скважин соответствуют первая и две последних схемы на рис. 2.18. Поэтому возможные технические решения, призванные обеспечить бурение скважин с минимальной кривизной стволов, должны отвечать следующим требованиям: или полное устранение перекоса породоразрушающего инструмента и обеспечение высокой устойчивости буровой компоновки; или реализация вращения деформированной компоновки вида Φ_1 .

2.2.5. Влияние технологических факторов на искривление скважин, буримых ССК

Исследования ВИТР и анализ статистических материалов по искривлению скважин, буримых ССК, позволили сделать общие выводы по влиянию технологических факторов на закономерности их искривления [16,17, 30].

1. Скважины, буримые ССК, имеют характер и закономерности искривления, аналогичные таковым при обычном алмазном бурении.

2. При снижении диаметров коронок ССК интенсивность искривления, как правило, увеличивается (ССК-59 интенсивность зенитного искривления на месторождении Дальнее $i_0 = 0,48$ град/ 100 м, ССК-46 – 0,63; на месторождении Кызкырбулак при бурении ССК-59 $i_0 = 0,35$, ССК-46 – 0,8 град/м). В ряде случаев, когда механическая скорость бурения ССК в 1,5–2,0 раза превышает

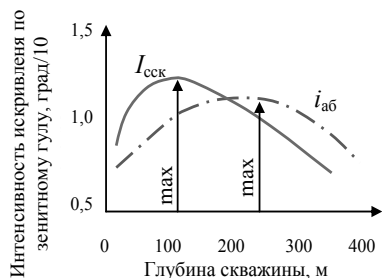


Рис. 2.19. Данные об интенсивности искривления скважин, буримых ССК (сплошная линия) и обычным алмазным бурением (прерывистая линия), диаметр инструмента 59 мм

механическую скорость бурения ССК-59, интенсивности искривления этими снарядами равны или при бурении ССК-46 меньше.

3. Увеличение осевых нагрузок приводит к росту интенсивности искривления скважин, буримых ССК, причем рост более значителен в случае бурения в сложных горно-геологических условиях, что является следствием увеличения деформации колонкового набора – повышения прогиба колонкового набора и угла перекоса инструмента на забое.

4. Увеличение механической скорости бурения за счет роста частоты вращения колонны ведет к снижению интенсивности искривления скважин.

5. В сложных геолого-технических условиях бурения интенсивность искривления скважин, буримых ССК, может быть весьма значительной (отмечено до 9–10 град/100 м). Основные мероприятия по снижению искривления должны быть направлены на предотвращение потери устойчивости труб колонкового набора и обеспечение их вращения без перекоса по отношению к оси скважины. Первое может быть достигнуто снижением осевых нагрузок с одновременным ростом частоты вращения колонны. Оптимальное сочетание частоты вращения и нагрузки в ряде случаев обеспечивает желательный эффект по снижению искривления скважин. Повышение жесткости и соосности колонковых труб, их центрирование в скважине являются первоочередными и важнейшими мерами повышения устойчивости компоновок и снижения искривления скважин, буримых ССК.

6. Зависимость искривления скважин от ступенчатости коронок ССК разных типов исследована в работе [30], в которой отмечено, что для снижения искривления более рациональны закругленные, плоские или гребешковые формы торца коронок. Сравнительное бурение коронками К-01 (ступенчатый внешний конус) с коронками БС-09 с двойным конусом показало, что наблюдается существенное снижение искривления при бурении коронками БС.

7. При бурении скважин в Семипалатинской экспедиции отмечено, что скважины, буримые ССК, стремятся занять тот же угол встречи с напластованием пород, что и скважины обычного алмазного бурения, только превосходит это более интенсивно. Максимальные значения интенсивности искривления ССК-59 достигали $i_{сск} = 1,01$ град/10 м, а при обычном алмазном бурении $i_{аб} = 0,54$ град/10 м. Данные об искривлении скважин на месторождении в виде графиков приведены на рис. 2.19 [31].

Причинами более интенсивного искривления скважин, буримых ССК, в сложных горно-геологических условиях, являются увеличенная (на 60 %) площадь, а также конусно-ступенчатая форма торца коронок.

2.2.6. Технологические причины искривления скважин при ударно-вращательном бурении

Ударно-вращательное бурение (в сравнении с вращательным) погружными машинами ударного действия характеризуется значительно меньшей интенсивностью естественного искривления скважин и в ряде производственных организаций используется как средство направленного бурения [15, 20].

Так при бурении пневмо- и гидроударными машинами с повышенной энергией удара отклонение ствола скважины от проектного направления в самых неблагоприятных условиях может быть снижено против вращательного алмазного и твердосплавного бурения в среднем в 1,5–3 (зенитное искривление) и 1,5–2,0 (азимутальное искривление) раза.

Некоторое уменьшение искривления скважин наблюдается и при бурении с использованием высокочастотных гидроударников типа ГВ.

Снижение интенсивности естественного искривления при ударно-вращательном бурении связано со следующим:

- применяемые осевые нагрузки, как правило, существенно ниже (400–500 даН для пневмоударника РП-105), чем при вращательном бурении (осевая нагрузка при ударно-вращательном способе бурения носит вспомогательный характер, поскольку основное породоразрушающее действие оказывает ударный импульс), что обеспечивает меньшую деформацию бурильных труб и компоновки, снижение отклоняющей силы;

- частоты вращения бурильной колонны небольшие (60–120 мин⁻¹);

- характер забойного процесса при ударно-вращательном бурении определяет значительно меньшее влияние физико-механических свойств горных пород на скорость их разрушения, благодаря чему зависимость интенсивности естественного искривления от свойств и неоднородности прочностных характеристик горных пород выражается несколько меньше. Так, например, усилия, воспринимаемые породой, в момент разрушения носят динамический характер, а поскольку сопротивление одноименных твердых пород дроблению и скалыванию в 10 раз меньше, чем сопротивление сжатию и примерно в 100 раз меньше твердости, эффективность динамического ударного разрушения будет выше, а возможные отклоняющие усилия и изгибающие моменты, величина которых определяется разностью соответствующих прочностных характеристик, со стороны забоя существенно меньше;

- при ударно-вращательном бурении меньше разработка ствола скважины по диаметру, что характеризует его, как способ, обеспечивающий меньшее фрезерирующее действие на стенку скважины;

- дискретный характер породоразрушающего действия на забой (удар – отскок) определяет меньшее влияние неравномерности разрушения породы и перекоса забоя на устойчивость буровой компоновки;

- определенное влияние на сохранение направления ствола скважины оказывают колебания поршня ударника, что позволяет реализовать эффект векторной устойчивости.

Анализ производственных данных и аналитические исследования позволили сформулировать основные положения механизма искривления скважин при бурении пневмоударниками [20].

На рис. 2.20 показаны положения компоновки с пневмоударником в наклонной скважине.

При применении в качестве очистного агента воздуха компоновка накатывается на правую стенку скважины на угол φ_0 (рис. 2.20, б). В этом случае компоновка получает перекос на угол γ_0 в направлении выполаживания и уменьшения азимутального угла (рис. 2.20, з).

При замене воздуха на газожидкостную смесь (ГЖС) снижается сила трения компоновки и всей колонны о стенку скважины. Поэтому компоновка получает возможность вращаться в направлении, задаваемом буровым станком,

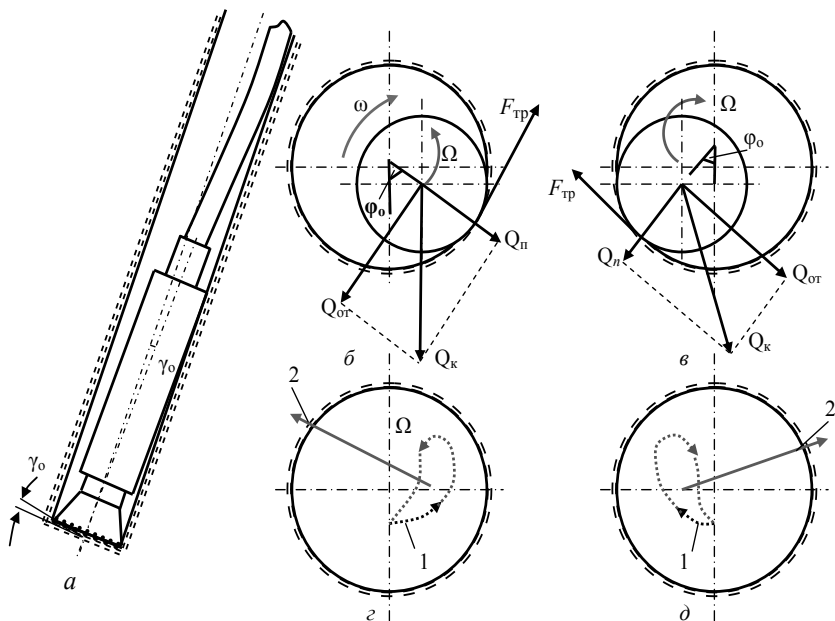


Рис. 2.20. Схема к анализу механизма работы компоновки с пневмоударником в наклонной скважине: а – положение компоновки в скважине; б, в, з, д – положения компоновки при накатывании на правую и левую стенки скважины и соответствующие этим видам движений траектории центров сечения компоновок 1 и направления набора кривизны 2

и накатывается на левую стенку скважины (рис. 2.20, в). Поскольку центробежные силы малы из-за низкой частоты вращения колонны, компоновка не совершает полного оборота вокруг оси скважины и возвращается в нижнюю точку сечения ствола. В результате происходит выполаживание скважины с одновременным увеличением азимутального угла (рис. 2.20, д).

Анализ производственных данных и аналитические исследования позволяют утверждать, что при работе пневмоударника реализуется механизм искривления скважины, который можно характеризовать как асимметричное разрушение забоя вследствие перекоса компоновки в скважине.

Интенсивность искривления при работе пневмоударной забойной машины можно определить из зависимости:

$$i = \frac{57,3(D_{\text{скв}} - d_k)}{l_n^2 \cdot K_o} \cos \frac{\varphi_o}{2}, \quad (2.23)$$

где $D_{\text{скв}}$, d_k – соответственно диаметры скважины и корпуса пневмоударника, м; l_n – длина нижней части компоновки с пневмоударником, получившей перекося в скважине, м; K_o – отношение частоты вращения, задаваемой буровым станком (на рис. 2.20 обозначено ω), к частоте обращения компоновки вокруг оси скважины (на рис. 2.20 обозначено Ω); φ_o – угол накатывания компоновки на стенку скважины, град.

Коэффициент K_o , согласно экспериментальным данным [4], составляет 2–6.

Для определения технологических и технических факторов, влияющих на угол накатывания компоновки на стенку наклонной скважины φ_o можно использовать уравнение

$$\varphi_o = \arccos \frac{\frac{52,6 \cdot EJ_6 \cdot f_b^2}{l_b^3} - 0,47 \frac{q\omega^2 l_b f_b^2}{g}}{\mu \left[Q_k \sin(\theta + \gamma) \frac{f_k + f_b}{2} \pm \frac{M_{\text{оп}} \cdot f_k}{l_n} \right]} - \frac{\frac{2,6 P_{\text{ос}} \cdot f_b \cdot \mu}{l_b} - \frac{M_3^2 \cdot l_b \cdot \mu}{EJ_6}}{\mu \left[Q_k \sin(\theta + \gamma) \frac{f_k + f_b}{2} \pm \frac{M_{\text{оп}} \cdot f_k}{l_n} \right]}, \quad (2.24)$$

где γ_o – угол перекоса компоновки в скважине, градус; q – весовая характеристика бурильных труб, даН/м; ω – частота вращения колонны, мин⁻¹; μ – коэффициент трения; l_b – длина полутолны бурильных труб над компоновкой, м; θ – зенитный угол скважины, град; f_b – прогиб бурильных труб в скважине, м; $P_{\text{ос}}$ – осевая нагрузка, даН; M_3 , $M_{\text{оп}}$ – соответственно

изгибающие моменты со стороны колонны бурильных труб на компоновку и забоя скважины при бурении анизотропных пород, даН·м; EJ_6 – жесткость бурильных труб, даН·м²; f_k – зазор между стенкой скважины и компоновкой, м; Q_k – вес компоновки, даН.

На рис. 2.21. приведены результаты расчетов по формуле (2.24) в виде зависимостей угла накатывания от величины коэффициента трения.

Как следует из полученных зависимостей при малых коэффициентах трения (до 0,15), компоновка надвигается на левую стенку скважины (кривые слева), а при больших значениях μ – накатывается на правую стенку скважины (кривые справа).

Таким образом, на характер движения бурильной колонны при малых значениях частоты вращения (60–120 мин⁻¹), существенное влияние оказывает коэффициент трения колонны о стенку скважины. Соответственно определенное влияние данного параметра распространяется и на интенсивность искривления, реализуемую отклоняющей компоновкой.

Применение колонн ЛБТН-54 и СБТМ-50 при малых значениях μ практически не меняют характеристику $\varphi_0 = f(\mu)$, а при больших значениях μ , когда реализуется накатывание на стенку скважины, наблюдается некоторое отклонение кривых, полученных для различных колонн.

Как показывает опыт пневмоударного бурения наклонных скважин в условиях естественного их искривления, управлять кривизной и направлением скважин возможно варьируя двумя параметрами:

- углом перекоса – γ_0 ;
- углом накатывания – φ_0 .

Первый из них может изменяться введением в компоновку центраторов, использованием УБТ и бурильных труб различного диаметра.

Второй параметр – φ_0 можно корректировать изменением коэффициента трения в системе «буровая компоновка – скважина». Например, применение газо-жидкостной смеси в отличие от воздушной существенно снижает коэффициент трения. Коэффициент трения может снижаться введением в очистные агенты таких веществ, как графит, сульфид молибдена.

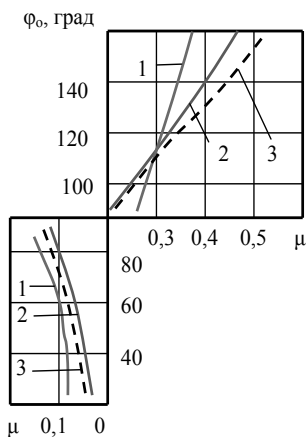


Рис. 2.21. Расчетные значения угла накатывания компоновки с пневмоударником в зависимости от коэффициента трения на контакте забойной машины и колонны бурильных труб со стенкой скважины: 1 – СБТМ-50 ($P_{oc} = 800$ даН); 2 – СБТМ-50 ($P_{oc} = 400$ даН); 3 – ЛБТН-54 ($P_{oc} = 400$ даН)

2.3. Геологические причины естественного искривления скважин

Влияние геологических условий на процесс естественного искривления скважин в основном определяется тем, что скорость разрушения породы (или различных пород, слагающих забой) в отдельных точках забоя и стенки скважины различна [6, 7, 8, 12, 13, 15, 19, 22, 25, 29, 32].

2.3.1. Геологические условия естественного 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:

- относительно изотропные;
- анизотропные;
- перемежающиеся по твердости.

Первая группа горных пород – *изотропные горные породы* не оказывают 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 этого тела.

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, когда 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 др. 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 слоёв, 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 осадконакоплений 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 удлинённой формы, расположенных в породе субпараллельно.

Например, можно наблюдать упорядоченную ориентировку удлинённых 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 удлинённых 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].

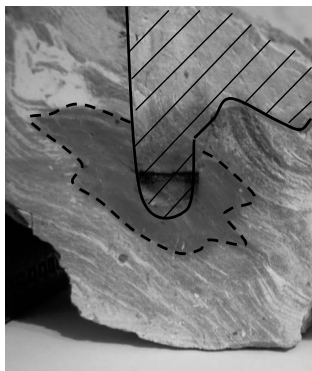


Рис. 2.22. Фото скважины в разрезе, пробуренной в анизотропном туфо-даците

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

На рис. 2.22 приведена фотография забоя скважины, пробуренной в блоке анизотропного туфо-дацита. 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 слоев породы.

Ориентировка пористости вдоль текстурных элементов породы определяет её 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, с размерами, формой и упаковкой зёрен 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

2.3.2.1. Оценка анизотропии горных пород

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, замеренные вдоль и поперек слоистости, сланцеватости, флюидальности и др.

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

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

Для руды КМА (Курская магнитная аномалия) показатель $K_{сж} = 2,94 \cdot 10^8$ Па / $2,06 \cdot 10^8$ 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, определяемые при испытании образца породы вдоль и перпендикулярно слоистости или сланцеватости:

$$K_T = p_{\parallel} / p_{\perp} . \quad (2.25)$$

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:

$$K_V = v_{\perp} / v_{\parallel} . \quad (2.26)$$

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 проф. 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 туфактуфитах: $K_T = 1,22–1,83$, а средняя и наименьшая – в осадочных: $K_T = 1,17–1,27$ и магматических породах: $K_T = 1,06–1,08$ [30].

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 [9].

В качестве примера рассмотрим результаты исследований анизотропии изверженной горной породы из района Забайкальского эффузивного поля [20, 25].

На рис. 2.23 приведены результаты определения твердости анизотропного туфо-дацита. В качестве анизотропной горной породы

использован спекшийся туфо-дацит, в котором отдельные пластичные обломки полностью или частично спаяны между собой. Порода является эффузивной, имеющей флюидальную текстуру, которая определяет анизотропию различной

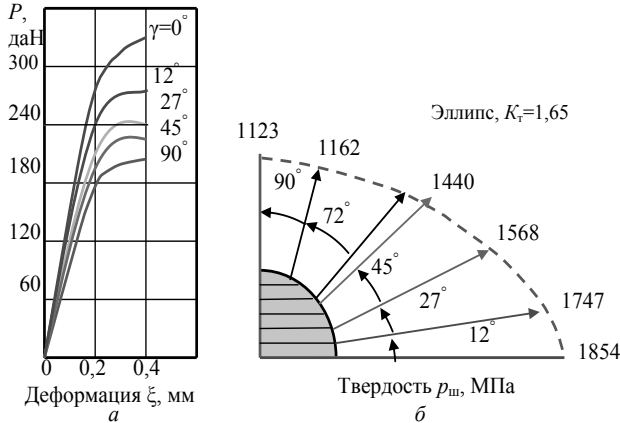


Рис. 2.23. Диаграмма деформирования (а) и полярная диаграмма твердости туфо-дацита (б) в плоскости, перпендикулярной слоям

степени, заданную полосчатым чередованием светло- и темно-коричневых субпараллельных слоев.

Результаты определения твердости туфо-дацита в плоскости, перпендикулярной флюидальности, приведены на рис. 2.23, 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 породе можно характеризовать как анизотропную упруго-пластичную 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: $\sigma_p'' = 12963,5$ кПа, $\sigma_p^\perp = 21658$ кПа (показатель $K_p = 1,67$), $\sigma_{сж}'' = 12287,2$ кПа, $\sigma_{сж}^\perp = 15190$ кПа (показатель $K_{сж} = 1,24$). Коэффициент Пуассона ν для туфа равен 0,07 и 0,1 при испытании породы вдоль и перпендикулярно флюидальности.

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 :

$$A_p = \frac{\pi^2 p_{ш}^2 r^3 (1 - \nu^2) K_{пл}}{4E}, \quad (2.27)$$

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

Результаты определения параметров физико-механических свойств туфо-дацита 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 туфо-дацита построены математические модели влияния осевого усилия и частоты вращения на механическую скорость бурения для каждого из направлений относительно флюиальности: $\gamma = 12^\circ$ (v_{12}), 27° (v_{27}), 50° (v_{50}) и 72° (v_{72}):

$$\left. \begin{aligned} v_{12} &= 8,3 + 2,18P + 3,6\omega + 1,2P\omega \\ v_{27} &= 10,1 + 2,1P + 5,4\omega + 1,4P\omega \\ v_{50} &= 10,8 + 2,3P + 6,1\omega + 1,6P\omega \\ v_{72} &= 12,6 + 3,45P + 7,6\omega + 2,35P\omega \end{aligned} \right\}, \quad (2.28)$$

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

Для условий эксперимента значения осевого усилия варьировались от 750 до 1350 даН, а частота вращения – от 280 до 710 мин⁻¹.

В соответствии с полученными моделями построены графики зависимостей механической скорости бурения от параметров режима бурения (на рис. 2.24, *a, 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. 2.24, *в* даны графики показателя анизотропии по буримости согласно модели:

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

На рис. 2.24, *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. 2.24, *a, б*. Как следует из графиков, кривые *A* и *D*, полученные при минимальной частоте вращения и соответственно 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

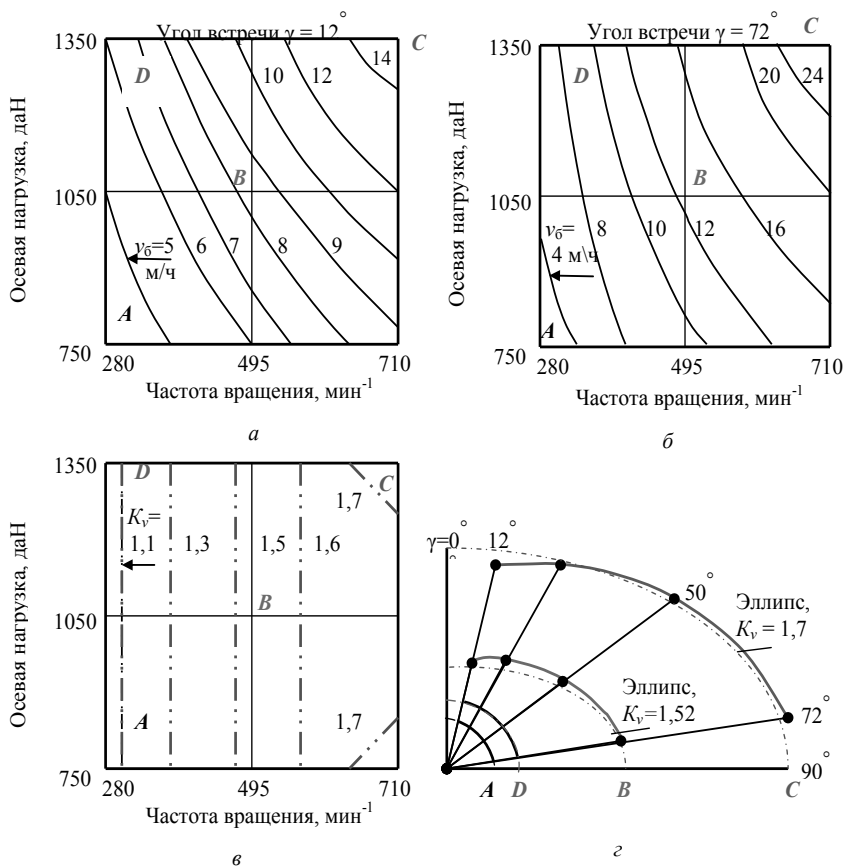


Рис. 2.24. Результаты бурения анизотропного туфо-дацита:

а, 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_γ туфа в зависимости от осевого усилия и частоты вращения инструмента;

z – 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. *а, б*

аппроксимируются кривыми, которые близки геометрически к четвертям эллипсов при $K_v=1,52$ и $1,7$ соответственно.

Из представленных материалов следует, что забайкальский туфо-дацит является анизотропной горной породой, причем показатель анизотропии по

Таблица 2.3

Параметры физико-механических свойств и буримости туфо-дацита под различными углами к плоскостям флюиальности

Угол встречи индентора и слойков породы γ , 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	1854	10143	4,2	1,473	-	-
12	1747	9528	3,91	1,303	8,3	15,23
27	1568	7948	3,9	1,254	10,1	19,0
45	1440	7000	3,42	1,058	-	-
72	1162	6285	3,2	0,716	12,6	26,0
90	1123	5836	3,1	0,69	-	-

* - См. рис. 2.24, а, б

буримости не постоянен 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. 2.24).

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, параметров технического состояния, режима бурового процесса и особенностей 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.

В табл. 2.4 приведены данные о буримости кварцита и сланца под различными углами к сланцеватости, которые достаточно наглядно отражают связь буримости с анизотропией метаморфизованных горных пород [19].

Таблица 2.4

Результаты бурения анизотропных пород под различными углами к сланцеватости

Горная порода	Категория по буримости	Тип бурового инструмента	Скорость бурения v_b , м/ч, замеренная при бурении под углом к сланцеватости равного:		
			90 вкрест сланцеватости	45	0 вдоль сланцеватости
Кварцит	XI	Алмазная коронка	8,62	5,9	5,0
Сланец	IX	Алмазная коронка	11,1	7,35	6,35

Если один из параметров прочности, твердость или буримость горной породы определять в разных направлениях относительно образца, как это сделано при исследовании свойств туфо-дацита (табл. 2.3, рис. 2.23, 2.24), то можно построить соответствующую диаграмму параметра прочности, твердости или буримости – плоскую (рис. 2.23, б, 2.24, з, 2.25, а) в пределах двух взаимно перпендикулярных направлений или пространственную (рис. 2.25, б) [17, 19].

На рис. 2.25 показаны диаграммы анизотропии горной породы по буримости – двух- и трехмерные соответственно. Диаграмма анизотропии породы по твердости или буримости может соответствовать эллипсу в двухмерном отражении (рис. 2.25, а) или эллипсоиду, если используется трехмерное отображение параметра (рис. 2.25, б).

Направление, соответствующее на схеме вектору ЛНС (линии наименьшего сопротивления), как правило, совпадает с направлением вкрест слоистости, сланцеватости или др. текстурных признаков. В этом направлении наблюдается максимальная скорость бурения [19].

На схеме рис. 2.25, а вектор $v_{\text{изот}}$ 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.

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. 2.25, 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. 2.25, 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.

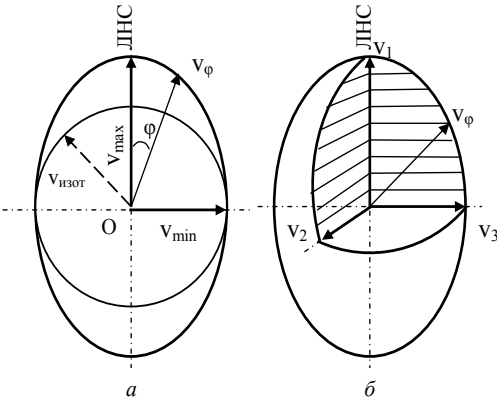


Рис. 2.25. Диаграммы анизотропии горных пород по скорости бурения:
 а – в зависимости от угла φ между направлением вектора скорости v_φ и ЛНС; б – эллипсоид анизотропии по буримости - $v_1 = v_{\max}$

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.

2.3.2.2. Особенности механики разрушения анизотропных горных пород

Как показывают исследования упругих характеристик анизотропных горных пород, в основном выполняется следующее соотношение модулей упругости вдоль (E^{\parallel}) и перпендикулярно (E^{\perp}) слоистости (сланцеватости): $E^{\parallel}/E^{\perp} > 1$ [14, 19, 20, 28, 30, 32].

Таким образом, для получения напряжения в породе под индентором тождественного напряжению разрушения – σ , анизотропная порода должна получить различную деформацию в различных направлениях относительно слоистости или сланцеватости – $\xi^{\parallel}, \xi^{\perp}$, то есть, следуя закону Р. Гука,

$$\xi^{\perp} = \sigma/E^{\perp} > \xi^{\parallel} = \sigma/E^{\parallel}.$$

Из неравенства следует, что при нагружении анизотропной породы (рис. 2.26) деформация её будет не одинакова 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 T . Юнга (вдоль слоистости или сланцеватости – рис. 2.26, *a*).

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. 2.26, *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 $P_{//}$ и P_{\perp} можно разложить на вертикальные:

$$P_{//}^b = P \cos^2 \gamma (1 - \operatorname{tg} \varphi_n''), \quad (2.29)$$

$$P_{\perp}^b = P \sin^2 \gamma (1 - \operatorname{tg} \varphi_n^{\perp}) \quad (2.30)$$

и горизонтальные составляющие:

$$P_{//}^r = P \cos \gamma \operatorname{os} \gamma \sin - \operatorname{tg} \varphi_n'', \quad (2.31)$$

$$P_{\perp}^r = P \cos \gamma \operatorname{os} \gamma \sin - \operatorname{tg} \varphi_n^{\perp}, \quad (2.32)$$

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

Из схемы на рис. 2.26, *б* следует, что при вдавливании индентора в анизотропную породу в процессе её упругого деформирования на торец индентора оказывает действие опрокидывающий момент $M_{он}$, обусловленный действием вертикальных реакций. Если точки приложения этих реакций находятся на расстоянии a и c от оси индентора, то можно записать:

$$M_{он} = P_{//}^b a - P_{\perp}^b c \quad (2.33)$$

Из схемы на рис. 2.26, *б*, следует, что $a = r \sin \gamma$, $c = r \cos \gamma$.

Величина опрокидывающего момента $M_{он}$, действующего на торец внедряемого в анизотропную горную породу цилиндрического индентора с плоским торцом, после решения уравнения (2.33), определяется зависимостью:

$$M_{он} = Pr \left[\cos^2 \gamma \sin \gamma \sqrt{\frac{1}{K}} (1 - \operatorname{tg} \varphi_n'') - \sin^2 \gamma \cos \gamma \sqrt{K} (1 - \operatorname{tg} \varphi_n^{\perp}) \right] \quad (2.34)$$

где P – осевое усилие, действующее на индентор, даН; r – радиус торца индентора, м; K – соотношение модулей упругости породы, замеренные вдоль и

перпендикулярно слоистости или сланцеватости; γ – угол встречи индентора и плоскостей слоистости или сланцеватости, град.

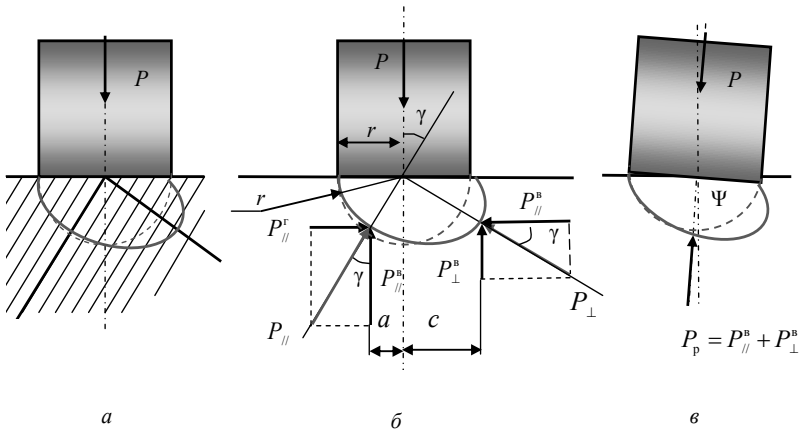


Рис. 2.26. Схема для анализа процесса деформирования анизотропной породы плоским цилиндрическим индентором и определения упругих реакций со стороны деформируемой породы: *а* – формирование эллипсовидного ядра сжатия под торцом индентора; *б* – схема реакций породы на внедряемый индентор через ядро сжатия породы; *в* – схема поворота индентора при внедрении в анизотропную породу

На рис. 2.27 приведены расчетные графики $M_{оп}$ в зависимости от угла встречи γ при различных значениях K и коэффициентах внутреннего трения.

Графики (рис. 2.27) указывают на рост $M_{оп}$ и снижение критического угла встречи γ 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 $\text{tg } \varphi_{||} = 1, \text{tg } \varphi_{\perp} = 0,6$;

- для дацитов $\text{tg } \varphi_{||} = 0,8, \text{tg } \varphi_{\perp} = 0,7$.

Из уравнения (2.27) определим значение критического угла встречи $\gamma_{кр}$ при условии $M_{оп} = 0$:

$$\gamma_{\text{кр}} = \arctg \frac{1 - \text{tg } \varphi_n''}{K(1 - \text{tg } \varphi_n')} . \quad (2.35)$$

Из формулы (2.34) и графиков на рис. 2.27 следует, что в случаях, когда угол встречи γ равен 0° или 90° , $M_{\text{оп}} = 0$, 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.

Выражение в квадратных скобках в формуле (2.34) обозначим символом $F(\gamma)$, который определяет функцию главного вектора $M_{\text{оп}}$ от угла встречи γ и других параметров, входящих в зависимость.

Формула для расчета $M_{\text{оп}}$ для индентора с торцом в форме полусферы имеет несколько иной вид:

$$M_{\text{оп}} = 1,25 P \rho F(\gamma), \quad (2.36)$$

где ρ – радиус пятна контакта индентора с породой, м.

Последствием действия $M_{\text{оп}}$ на индентор является его перекося (рис. 2.26, в) под действием вертикальных реакций

$P_{//}^B, P_{\perp}^B$ деформируемой породы. При угле встречи $\gamma > \gamma_{\text{кр}}$ перекося 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:

$$M_{\text{оп}} = P \rho \Psi, \quad (2.37)$$

где Ψ – угол поворота внедряемого индентора, градус.

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

Форма лунок разрушения в анизотропной породе при испытании их на твердость при разных углах встречи оси индентора с плоскостью сланцеватости породы моделирует неравномерность разрушения забоя скважины резцами бурового инструмента [13].

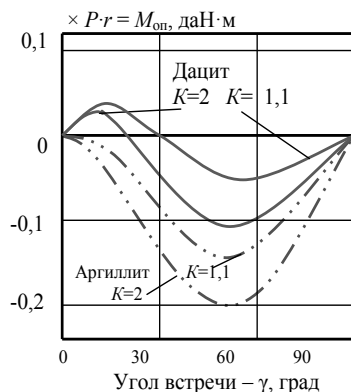


Рис. 2.27. Графики $M_{\text{оп}}$ в зависимости от угла встречи γ для осадочной (аргиллит) и эффузивной (дацит) горных пород

На рис. 2.28 представлены некоторые формы лунок разрушения анизотропных пород при различных углах встречи цилиндрического индентора диаметром 1,5 мм и сланцеватости. На дне лунок видны раздавленные элементы ядра сжатия породы. Борта лунок имеют различный угол наклона, глубина лунок определяется глубиной проникновения ядра сжатия и уменьшается при снижении угла встречи γ .

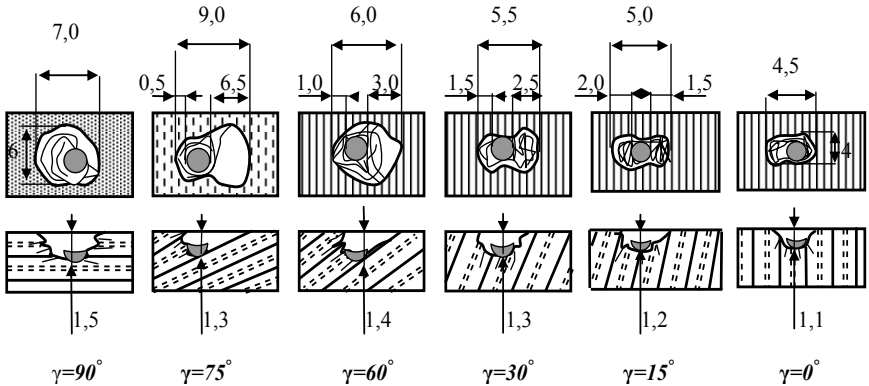


Рис. 2.28. Формы лунок разрушения в анизотропных горных породах при различных углах встречи γ плоскости сланцеватости

Полагая, что шаровой индентор вполне точно моделирует процесс упруго-пластического деформирования породы отдельными резами бурового инструмента, получают зависимость для расчета опрокидывающего момента, действующего на торец бурового алмазного инструмента:

$$M_{он} = 1,25 P_{oc} F(\gamma) \sqrt{2r_a h} \quad (2.38)$$

где P_{oc} – осевая нагрузка на инструмент, даН; r_a – диаметр алмазного реза, м;

$h = r_a - \sqrt{r_a^2 - \frac{P}{\pi p_{ш}(1 + tg \varphi_n)}}$ – глубина внедрения алмазного реза в породу, м; $p_{ш}$ – твердость породы, Па; P – нагрузка на единичный резец, даН.

При решении уравнения (2.38) 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.

При исследовании напряженного и деформационного состояния анизотропной горной породы под торцом бурового инструмента установлено, что поле упругих деформаций в породе под торцом инструмента при напряжении σ_a может иметь конфигурацию эллипсоида вращения (рис. 2.29). Упругие реакции упруго деформированной породы обеспечивают действие опрокидывающего момента на буровой инструмент $M_{он}$

$$M_{\text{он}} = P_{\text{ос}} [R'' \cos^2 \gamma \sin \gamma (1 - \text{tg} \varphi''_{\text{н}}) - R^{\perp} \cos \gamma \sin^2 \gamma (1 - \text{tg} \varphi^{\perp}_{\text{н}})] \quad (2.39)$$

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

Радиусы R'' и R^{\perp} определены в соответствии со следующей аналитической версией: $R'' = R_{\text{я}} - (\xi'' - \xi)$; $R^{\perp} = R_{\text{я}} - (\xi^{\perp} - \xi)$,

где $R_{\text{я}}$ – условный радиус сферы напряжения и деформации $\sigma_{\text{н}}$ для изотропной породы (см. рис 2.29), имеющей средние значения модуля упругости и коэффициентов Пуассона, характерные для анизотропной породы при

измерении соответственно вдоль и перпендикулярно слоистости или сланцеватости при деформации ξ , м; ξ^{\perp} , ξ'' – деформации анизотропной породы перпендикулярно и вдоль слоистости или сланцеватости, м.

Для иллюстрации зависимостей расчета величины опрокидывающего момента, действующего на торец бурового инструмента, приведены графики на рис.2.30, а, б.

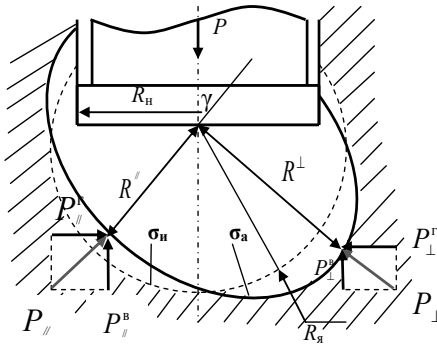


Рис. 2.29. Схема для анализа деформаций и напряжений под торцом бурового инструмента

На рис. 2.30, а кривые 1 и 2 получены для кругообразных в плане торцов при контактных давлениях на забой $p_{\text{к}}$ равных 9,8 и 14,7 МПа соответственно, что можно обеспечить различными по величине осевыми усилиями на инструменты разного диаметра для обеспечения равных механических скоростей бурения этими инструментами. Кривая 3 построена для этих же инструментов, но при $P_{\text{ос}} = 2000$ даН. Кривые 4 и 5 получены для кольцеобразных матриц при контактном давлении на забой 9,8 МПа, причем кривая 4 получена при $r_{\text{вн}} = 1$ см, а кривая 5 при $r_{\text{вн}} = 2$ см.

Анализ графиков на рис. 2.30, а показывает зависимость $M_{\text{он}}$ не только от анизотропии, но и от поперечных размеров торца инструмента, а именно от размеров поля напряжений и деформации в породе при равенстве контактных давлений на забой, т. е. при одном из возможных условий реализации буровыми инструментами равных механических скоростей. Повышение контактного давления на забой за счет увеличения осевого усилия приводит к резкому возрастанию $M_{\text{он}}$. Для коронок достигается значительно меньшая величина $M_{\text{он}}$, в сравнении с долотами равного им диаметра, причем $M_{\text{он}}$ тем меньше, чем тоньше матрица коронки.

На рис. 2.30, б представлены графики зависимости $M_{\text{он}}$ от угла встречи инструмента и слоистости с целью уточнения выводов о природе критического угла. Кривые 1, 2, 3, 4 построены для круглого торца (долото сплошного забоя) диаметром 46 мм (первые два графика) и 59 мм (два последующих) при $p_{\text{к}} = 9,8$

МПа (кривые 1 и 3), 14,7 МПа (2 и 4). Кривые 5 и 6 получены при $p_k = 9,8$ МПа для коронок диаметром 59 мм, причем кривая 5 – для коронок с матрицей шириной 8,5 мм, а кривая 6 – для коронок с матрицей шириной 12 мм (коронка типоразмера ССК).

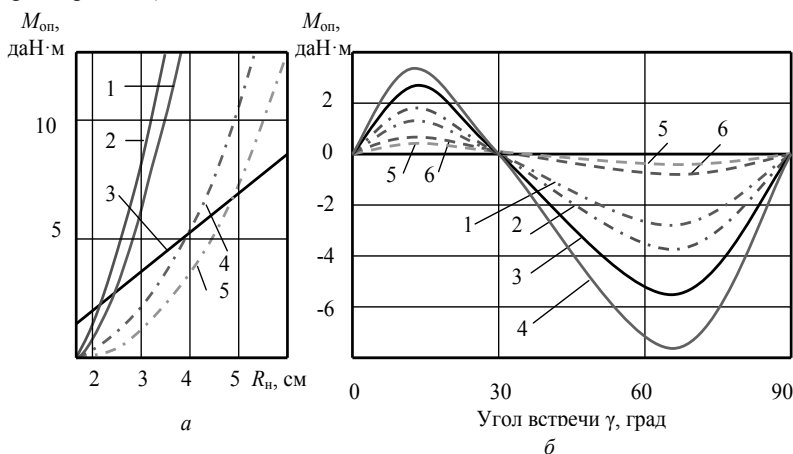


Рис. 2.30. Зависимости опрокидывающего момента от технико-технологических и геологических условий.

Графики (рис. 2.30, б) дают значения $M_{оп}$ для инструментов с различными размерами торцов на всем интервале углов встречи, а также зависимость критического угла встречи $\gamma_{кр}$ от различных факторов. Основные из них, как уже отмечалось, связаны со свойствами горной породы, что и определяет формирование асимметричных форм поля механических напряжений и деформаций в анизотропной породе. В то же время графики также отчетливо отражают связь размеров и площади торца инструментов, осевого усилия с величиной $M_{оп}$.

Для сравнительной оценки торцов коронок с наружной и внутренней ступенчатостью, с точки зрения их влияния на искривление скважин, буримых в анизотропных породах, рассмотрим конфигурацию полей деформаций под коронкой с наружной (рис. 2.31, а) и внутренней (рис. 2.31, б) ступенчатостью.

Анализ показывает, что при наружной ступенчатости асимметрия поля деформаций выходит за пределы ствола, что указывает на преимущественное разрушение породы стенки ствола и отклонение скважины от заданного направления. При внутренней ступенчатости поле деформации смещено в сторону керна, что указывает на вероятностное разрушение керна, но возможно меньшую склонность скважины к искривлению.

Выполненный анализ подтверждает выводы из работы [31], в которой на основании производственных данных показано, что наружная ступенчатость коронок ССК при бурении анизотропных пород приводит к повышению

интенсивности искривления скважин. Поэтому для бурения рекомендуются коронки с двойным конусом матрицы, плоским или закругленным торцами.

Для оценки влияния динамической составляющей резания – скалывания породы на искривление скважины рассмотрим процесс взаимодействия с анизотропной породой двух резцов алмазной коронки расположенных на ее торце диаметрально при угле встречи $90^\circ > \gamma > \gamma_{кр}$.

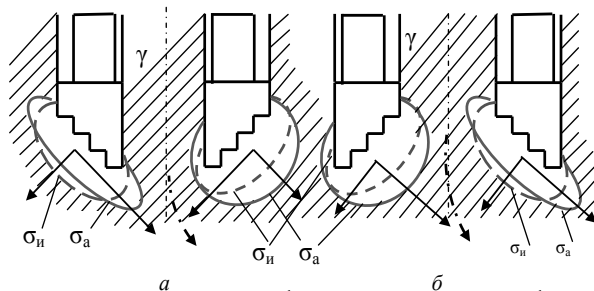


Рис. 2.31. Схемы для анализа влияния профиля торца коронки на конфигурацию контура поля деформаций в анизотропной горной породе: *а* – профиль с наружной ступенчатостью; *б* – профиль с внутренней ступенчатостью; σ_n , σ_a - контуры полей деформаций в изотропной и анизотропной породах соответственно

В этом случае первый резец работает на забое навстречу восстания слоев породы (рис. 2.32, *а*), а второй, одновременно с первым, – в направлении восстания слоев породы (рис. 2.32, *б*). Условия работы групп резцов коронки при бурении анизотропной породы резко отличаются. В данном случае можно говорить о ситуации, при которой каждый из резцов бурового инструмента разрушает различные по своим механическим свойствам горные породы.

При этом различие в свойствах породы в разных частях забоя будет минимальным при углах встречи γ инструмента со слоистостью или сланцеватостью, близких к 0 и 90° , а максимально при углах встречи 40 – 60° .

При объемном разрушении на передней грани резца формируется ядро сжатия-смятия породы. Из точки максимального касательного напряжения, которая располагается на вершине ядра сжатия-смятия породы, в направлении поверхности забоя «прорастает» трещина отрыва породы, и таким образом формируется борозда разрушения породы глубиной h_1 в первом случае и h_2 во втором (рис.2.32, *а*, *б*).

Форма и размеры ядра сжатия-смятия задаются упругими характеристиками породы в направлении действия результирующего усилия R , углом встречи γ и величиной усилия на резец.

Поскольку порода в направлении слоистости или сланцеватости более упруга, чем в направлении перпендикулярно слоям породы, то и размер ядра сжатия-смятия в первом случае будет меньше, чем во втором. Соотношение размеров ядер сжатия породы будет близко к соотношению модулей упругости,

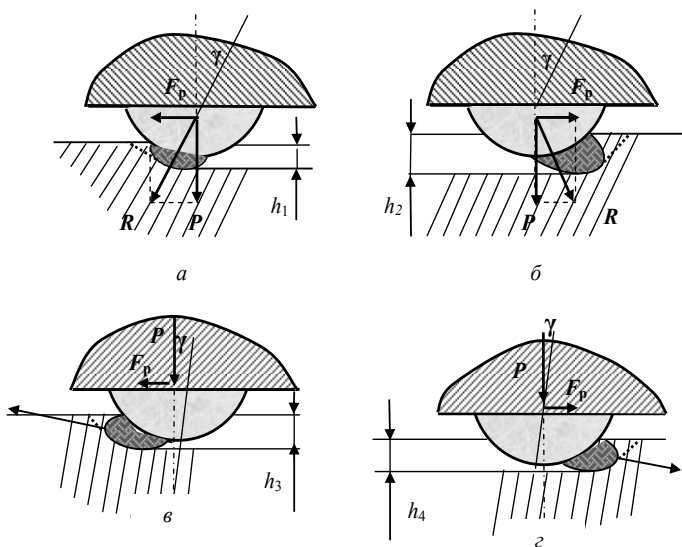


Рис. 2.32. Схема для анализа процесса резания-скалывания-раздавливания анизотропной горной породы алмазными резцами при перемещении их по забою навстречу восстания слоистости или сланцеватости (а, в) и в направлении слоистости или сланцеватости породы (б, з) при угле встречи $\gamma > \gamma_{кр}$ (а, б) и угле встречи $\gamma \leq \gamma_{кр}$ (в, з)

характеризующих анизотропную породу в двух взаимно перпендикулярных направлениях, – вдоль и перпендикулярно слоистости или сланцеватости.

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 (см. рис. 2.32, б).

Результирующее усилие R при перемещении резца навстречу восстания слоев, как следует из схемы (рис. 2.32, а), ориентировано в направлении слоистости или сланцеватости. Во втором случае (рис.2.32, б) усилие R ориентировано перпендикулярно слойкам 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 сланцеватости. Этот вариант при работе резцов коронки возможен при равенстве осевого усилия на резец $P_{ос}$ и усилия резания-скалывания породы F_p . В этом случае угол $\psi = \arctg P_{ос}/F_p$ будет составлять 45° и сравняется с углом встречи инструмента со слойками породы γ .

Таким образом, при бурении анизотропной породы экстремальное значение интенсивности искривления возможно при угле встречи инструмента и слоистости $\gamma = 40\text{--}50^\circ$ 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 $1,5\text{--}3$ раза меньше осевого, а угол наклона общего усилия R (рис. 2.32) равен $60\text{--}70^\circ$ [10]. 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. 2.32, 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 ΔF 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 ΔF может поменять направление действия). При этом формируемые борозды разрушения h_3 и h_4 примерно одинаковы по глубине (рис. 2.32, 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]:

$$\Delta F = \sum_n^{i=1} T_3 - \sum_n^{i=1} T_1 = 0,25 \pi m (h_3 \sigma_{ск}^\perp - h_1 \sigma_{ск}^{\prime\prime}) r_a + 0,125 P_{ос} (\mu^\perp - \mu^{\prime\prime}) - 5 P_{ос} \frac{v_\Phi}{v_6} F(\gamma), \quad (2.40)$$

где h_1 и h_3 – средние значения глубин борозд разрушения на забое для каждой из половин торца инструмента; v_Φ/v_6 – соотношение скоростей фрезерования стенки скважины и углубки забоя; m – число резцов инструмента взаимодействующих с забоем; $\sigma_{ск}^\perp$, $\sigma_{ск}^{\prime\prime}$ – предел прочности породы на скалывание перпендикулярно и вдоль слоистости или сланцеватости, Па; μ^\perp , $\mu^{\prime\prime}$ – коэффициенты трения резцов о породу в направлении перпендикулярно и вдоль слоистости или сланцеватости.

На рис. 2.33, а представлены графики зависимости глубин борозд разрушения породы на забое от угла встречи γ , рассчитанные по аналитическим зависимостям из работы [19]. Графики отражают возможные предельные значения соотношения скоростей фрезерования и бурения v_Φ/v_6 , определяющие формирование ствола скважины в анизотропных породах. Из полученных графиков следует, что глубина борозд разрушения на забое различна при любых

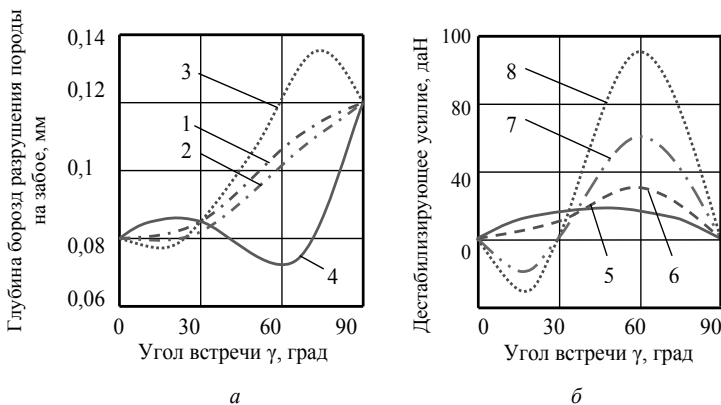


Рис. 2. 33. Зависимости глубин борозд разрушения анизотропной породы (а) и дестабилизирующего усилия ΔF (б) от угла встречи: 1, 2 – глубина борозд при $v_{\phi}/v_{\delta} = 0,0001$ при перемещении резца в направлении и навстречу слоистости соответственно; 3,4 – тоже при $v_{\phi}/v_{\delta} = 1$; 5 – ΔF при $v_{\phi}/v_{\delta} = 0,0005$; 6 – ΔF при $v_{\phi}/v_{\delta} = 0,005$; 7 – ΔF при $v_{\phi}/v_{\delta} = 0,05$; 8 – ΔF при $v_{\phi}/v_{\delta} = 0,1$

углах встречи кроме 0° и 90° , 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 (рис. 2.33, б), что усилие ΔF в основном задается дисбалансом сил трения и усилий на резание-скалывание породы. Обе эти составляющие в разной степени зависят от осевой составляющей P_{oc} : 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_{ϕ}/v_{δ} более всего соответствуют реальным условиям естественного искривления – интенсивности искривления от 2 до 15 град/100 м. Для этих кривых максимальные значения ΔF 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.

На рис. 2.34 приведены результаты исследований специалистов ВИТР [11] которые экспериментально исследовали работу алмазных резцов различной формы и установили зависимости величины силы резания-скалывания породы от параметров режима бурения.

Данные зависимости показывают линейный рост усилия резания-скалывания породы по мере роста осевого усилия на алмаз и его снижение при повышении скорости перемещения резца при разрушении породы.

Из приведенных (рис. 2.34) графиков следует, что ожидаемые значения максимальной интенсивности искривления скважин, буримых алмазным

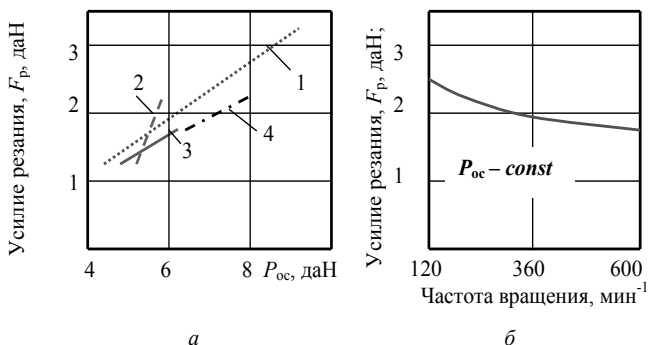


Рис. 2.34. Экспериментальные зависимости (данные ВИТР) усилия резания единичным алмазным резцом от осевого усилия на резец (а) и частоты вращения (б): 1 – частота вращения $\omega = 120 \text{ мин}^{-1}$; 2 – 375; 3 – 500; 4 – 700 мин^{-1}

инструментом, будут возможны при углах встречи более $45\text{--}50^\circ$ и по мере роста частоты вращения инструмента угол встречи γ , соответствующий максимуму кривизны, также возрастет. Кроме того, очевидно, что при повышении осевого усилия будет отмечен рост дестабилизирующего усилия ΔF и, как следствие, рост интенсивности искривления. При повышении частоты вращения может происходить снижение усилия ΔF и интенсивности искривления скважин.

Экспериментальными исследованиями, выполненными в ТПУ В. В. Кривошеевым [13], показана зависимость дестабилизирующего усилия от осевой нагрузки при различных значениях частоты вращения бурового

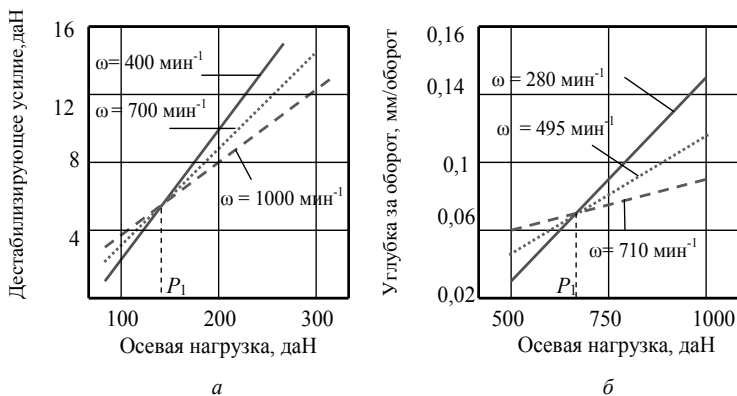


Рис. 2.35. Экспериментальные зависимости дестабилизирующего усилия ΔF (а) и углубления за оборот коронки на забое h (б) от осевого усилия при различных значениях частоты вращения инструмента

инструмента (рис. 2.35, а). Согласно этим данным усилие ΔF увеличивается по мере повышения осевой нагрузки. При этом наибольшие значения дестабилизирующей силы получены при наименьшей частоте вращения буровой коронки. В то же время до определенной величины осевого усилия P_1 (рис. 2.35, а) ситуация с влиянием частоты вращения на величину ΔF была обратной – большие значения дестабилизирующего усилия получены при большей частоте вращения.

Причины подобной метаморфозы становятся понятны при анализе экспериментально полученных в других условиях (бурение долерита) зависимостей углубления за оборот буровой коронки на забое от осевой нагрузки при различных значениях частоты вращения инструмента (рис. 2.35, б). Из полученных графиков следует, что при малых значениях осевой нагрузки (до усилия P_1) максимальная углубление за оборот достигнута при наибольшей частоте вращения, что вероятнее всего соответствует условиям усталостно-поверхностного разрушения породы. Это утверждение основано на том, что усталостно-поверхностное разрушение породы реализуется не за счет активного внедрения резца, а вследствие циклически повторяющихся нагружений, деформаций и ослаблений породы и образования микротрещин на забое, углубление за оборот реализуется не за один, а за несколько проходов резца по породе. Поэтому величина углубления за оборот будет пропорциональна частоте вращения инструмента (частоте прохода резцов в единицу времени).

При осевом усилии более P_1 наступает режим объемного разрушения породы, при котором резец преодолевает сопротивление породы, внедряется в неё и производит разрушение резанием-скалыванием. При этом активно работает ядро сжатия породы на передней грани резца, происходит скалывание породы перед резцом и с его боков, и формируется борозда разрушения (рис. 2.32) определенной глубины. В таких условиях глубина внедрения резца определяется величиной лобового сопротивления породы, которое возрастает по мере роста частоты вращения. Поэтому по мере роста частоты вращения возможно снижение углубления за оборот, что особенно вероятно при неизменном или недостаточном, по мере роста частоты вращения, повышении осевого усилия.

Таким образом, становится понятна связь величины дестабилизирующего усилия, воздействующего на инструмент при бурении анизотропных пород, с режимом разрушения породы и его параметрами:

- при усталостно-поверхностном режиме разрушения, когда осевая нагрузка недостаточна для эффективного разрушения породы (возможен случай, при котором под торцом коронки скапливается шлам при неудовлетворительной очистке забоя), рост частоты вращения способен приводить к повышению ΔF и искривлению скважин (при этом, что немаловажно, порода на забое максимально упруга, а реакции забоя, формирующие дестабилизирующие силы, максимально активны);

- при объемном разрушении породы рост частоты вращения инструмента способен приводить к снижению дестабилизирующего усилия и искривления скважин;

- повышение осевого усилия неизменно приводит к росту дестабилизирующего усилия и интенсивности искривления скважин, так как при этом повышается величина заглупления резцов в породу, возрастают упругие реакции сопротивления породы, что и является причиной роста усилия ΔF .

Представленные выводы о влиянии параметров режима бурения на искривление скважин в анизотропных породах получают подтверждение при исследованиях буримости полосчатого гранодиорита (рис.2.36).

Твердость породы при внедрении индентора под углом $80-90^\circ$ к полосчатости составила 3250 МПа, под углом $30^\circ - 3500$ МПа, $0-5^\circ - 4250$ МПа. В результате показатель анизотропии по твердости составил значение 1,3, а по модулю упругости – 1,65. Коэффициент пластичности гранодиорита оказался близок к 1 независимо от направления деформирования породы.

Полосчатый гранодиорит разбурен алмазной коронкой типа 01А4-59 (зернистость алмазов 30–40 шт/карат) под углами 5° и 80° относительно полосчатости – слоев различных минералов при изменении осевой нагрузки в пределах 240–700 даН и частоты вращения в диапазоне 280–710 мин⁻¹.

Обработка полученных данных позволила получить модели влияния факторов на механическую скорость бурения:

$$\left. \begin{aligned} v_5 &= 5,13 + 1,3P + 2,38\omega + 0,2P \cdot \omega \\ v_{80} &= 7,3 + 1,95P + 2,3\omega + 0,05P \cdot \omega \end{aligned} \right\}, \quad (2.41)$$

углубление за оборот:

$$\left. \begin{aligned} h_5 &= 0,17 + 0,05P + 0,006\omega - 0,014P \cdot \omega \\ h_{80} &= 0,26 + 0,08P - 0,036\omega - 0,033P \cdot \omega \end{aligned} \right\} \quad (2.42)$$

и показатель анизотропии по буримости:

$$K_v = 1,56 - 0,03P - 0,28\omega + 0,04P \cdot \omega, \quad (2.43)$$

где P и ω – значения осевой нагрузки и частоты вращения в закодированном выражении от +1 до –1 в пределах соотношения с натуральными значениями.

Интерпретация уравнений механической скорости (2.41) показана на рис. 2.36, *а, б*. Графики зависимостей углубления за оборот от параметров режима бурения даны на рис. 2.36, *в–е*.

Из представленного материала следует, что различная буримость гранодиорита при углах встречи с полосчатостью 5° и 80° определяется различной твердостью породы в указанных направлениях и, как следствие, с различными режимами разрушения породы алмазными резцами. Так, графики на рис. 2.36, *д, е* показывают, что при $\gamma = 5^\circ$ и $P_{oc} = 240-557$ даН процесс разрушения породы соответствовал усталостно-поверхностному и только при

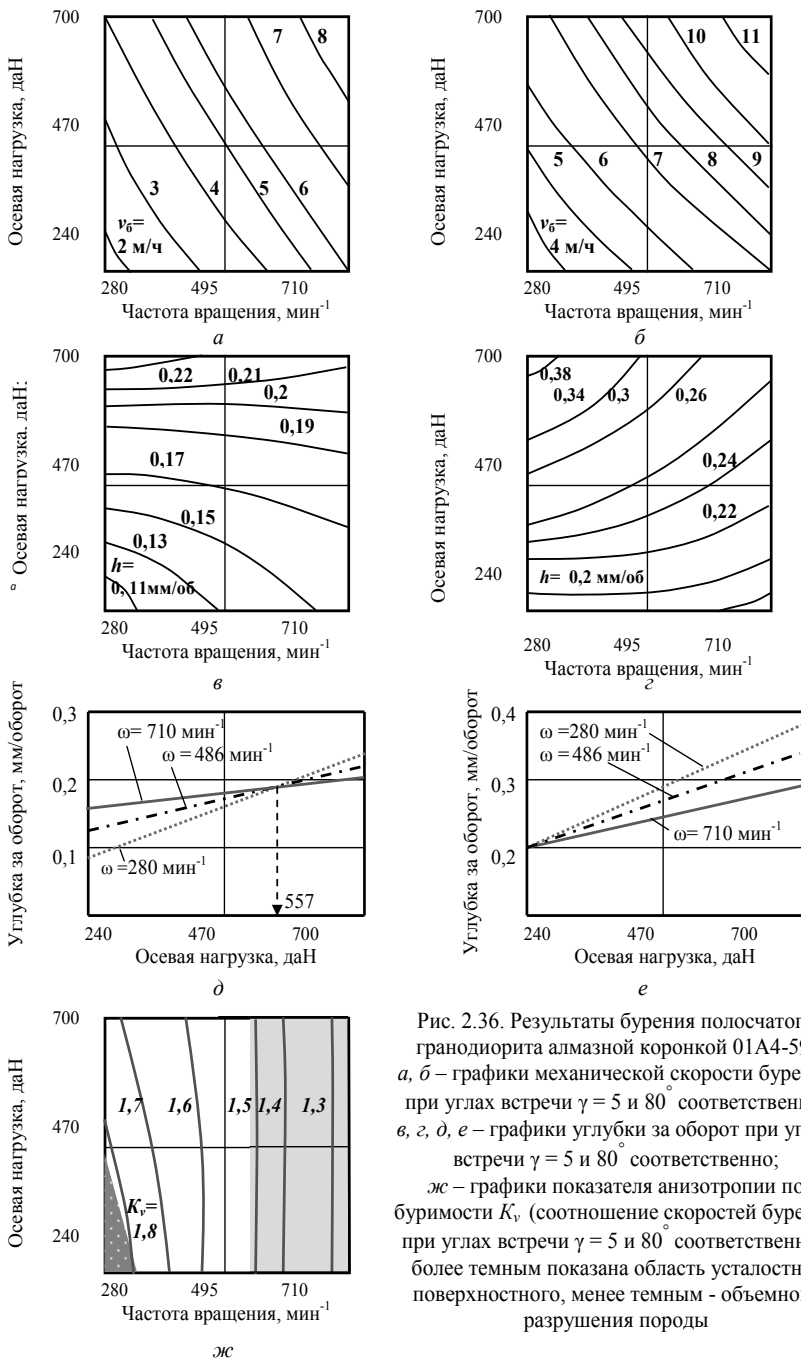


Рис. 2.36. Результаты бурения полосчатого гранодиорита алмазной коронкой 01А4-59:
 а, б – графики механической скорости бурения при углах встречи $\gamma = 5$ и 80° соответственно;
 в, г, д, е – графики углубки за оборот при углах встречи $\gamma = 5$ и 80° соответственно;
 ж, з – графики показателя анизотропии по буримости K_v (соотношение скоростей бурения при углах встречи $\gamma = 5$ и 80° соответственно); более темным показана область усталостно-поверхностного, менее темным - объемного разрушения породы

более высоких значениях осевого усилия стал возможен режим объемного разрушения.

При угле встречи 80° с полосчатостью из-за снижения твердости породы режим объемного разрушения стал возможен при значительно меньшей осевой нагрузке – примерно 250 даН (рис. 2.36, *е*). Очевидно, в данном случае, сказались не только разница в твердости, но и текстура породы, а именно, ориентировка минеральных зерен, что определило более эффективное скалывание породы в направлении полосчатости.

Как следует из анализа полученных данных, показатель анизотропии для упруго-хрупкого гранодиорита минимален при наибольших значениях механической скорости бурения, которые получены при максимальной, по условиям эксперимента, частоте вращения инструмента. Учитывая, что рост частоты вращения при объемном разрушении породы связан с уменьшением углубление за оборот (рис. 2.36, *е*), можно сделать вывод о снижении показателя анизотропии по буримости по мере уменьшения глубины проникновения алмазных резцов в породу. Анализ графиков *д*, *е*, *ж* на рис. 2.36 показывает также, что максимальные значения показателя K_v связаны с усталостно-поверхностным режимом разрушения (зона поля эксперимента на графике рис. 2.36, *ж* помечена более темным фоном), а минимальные значения K_v – с реализацией объемного разрушения (зона на рис.2.36, *ж* отмечена менее темным фоном).

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), использование при бурении алмазным и шарошечным инструментом гидроударников, 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

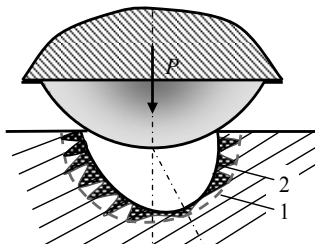


Рис. 2.37. Схема формирования зоны предразрушения в анизотропной породе: 1 – границы ядра сжатия в породе; 2 – зона предразрушения

или сланцеватости (рис. 2.37), 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 ΔF .

Экспериментальные работы подтверждают сделанные выводы.

Например, в ТПУ на специальном стенде определены зенитная P_0 и азимутальная P_α составляющие дестабилизирующего усилия ΔF при бурении расланцованной 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) [13].

В ИрГТУ был проведен эксперимент по разбуриванию анизотропного туфо-дацита коронкой 36 мм при промывке 0,3 %-ый сульфаноном и технической водой при различных параметрах режима бурения и под разными углами к плоскостям флюидалности породы. Некоторые результаты представлены на графиках рис. 2.38.

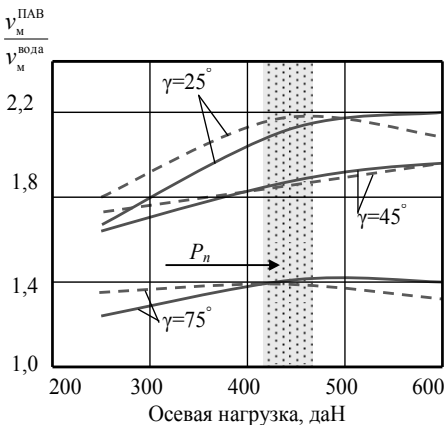


Рис. 2.38. Экспериментальные зависимости прироста механической скорости бурения от осевого усилия и угла встречи γ с плоскостями флюидалности туфо-дацита: при частоте вращения 560 мин^{-1} (сплошные линии); 355 мин^{-1} (пунктирные линии)

Анализ полученных данных позволил отметить рост механической скорости бурения по мере повышения осевого усилия до определенного предела (интервал P_n на рис. 2.38), 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 флюидалности ($\gamma=25^\circ$), 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 ΔF согласуется с экспериментальными данными и силовой теорией искривления, изложенной в работе [13].

На рис. 2.39 приведена экспериментально полученная на специальном стенде в ТПУ зависимость дестабилизирующего усилия от осевой нагрузки.

В соответствии с приведенными результатами исследований связь усилия ΔF с параметрами режима бурения определяется следующим:

- осевая нагрузка активно повышает усилие ΔF за счет увеличения составляющих силы трения и отклоняющего усилия, при этом рост ΔF наиболее активен на интервале упругого деформирования породы, предшествующего этапу пластического деформирования и объемного разрушения горной породы (при меньших значениях осевого усилия);

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

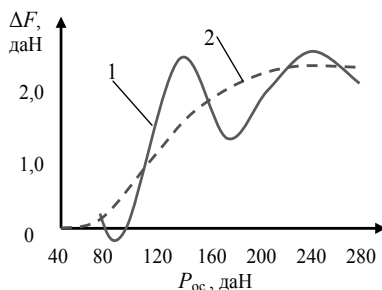


Рис. 2.39. Экспериментальная зависимость дестабилизирующего усилия ΔF от осевой нагрузки при частоте вращения алмазной коронки диаметром 36 мм – 400 мин⁻¹: 1 – график получен по точкам замеров ΔF ; 2 – усредненная кривая ΔF

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 ΔF . 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.

2.3.2.3. Особенности формирования стволов скважин в анизотропных горных породах

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 других текстурными признаками горной породы.

На рис. 2.40 приведены данные замеров диаметра скважин пробуренных в условиях эксперимента в блоках туфо-дацита алмазной коронкой диаметром 36 мм.

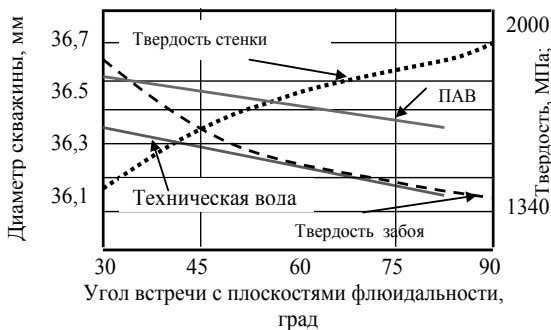


Рис. 2.40. Зависимость диаметров скважины от угла встречи с плоскостями флюиальности туфо-дацита при бурении водой с ПАВ и технической водой

Результаты замеров показали, что по мере увеличения угла встречи γ 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 — γ , 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.

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 будет меньше разработанность ствола.

Например, определено, что для туфо-дацита твердость при $\gamma = 0^\circ$ равна 2000 МПа, а при $\gamma = 90^\circ$ 1340 МПа. Тогда при $\gamma = 30^\circ$ твердость забоя 1800 МПа, а стенки 1540. При угле встречи 50° – твердость забоя 1540 МПа, стенки уже выше – 1800 МПа; при 70° – твердость забоя 1400 МПа, а стенки – 1900 МПа. Когда угол встречи равен 90° град, то твердость забоя 1340 МПа, а стенки – 2000 МПа.

Эти данные представлены в виде графиков (рис. 2.40), на которых показано 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. 2.40).

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 – γ ;
- чередованием слоев различной твердости;
- соотношением твердости контактируемых пород.

При угле встречи 0° и 90° искривление на контакте горных пород различной твердости не наблюдается.

Об искривлении скважин на участках резкого изменения твердости можно судить по образцам керна,



Рис. 2.41. Керн, полученный на интервале бурения перемежающихся по твердости горных пород

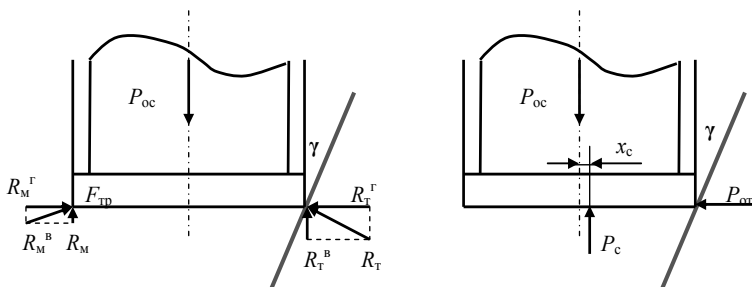


Рис. 2.42. Схемы, определяющие закономерности процесса искривления ствола скважины на контакте более твердой горной породы с менее твердой

скопированного направление и конфигурацию ствола скважины (рис. 2.41). Извлеченный из скважины керн представляет собой искривленный цилиндр, имеющий смещения направления оси скважины вследствие искривлений при пересечении пропластков. При этом каждый новый контакт инструмент отмечает очередным изменением угла между плоскостью его торца и осью скважины. Как можно наблюдать, изучая формы кернов, торец коронки отжимается в сторону за счет появления поперечных отклоняющих усилий, а затем направление искривления может поменяться на противоположное. Для единичного контакта углы искривления могут составлять несколько градусов.

Рассмотрим процесс формирования ствола скважины при встрече инструментом контакта с более твердой горной породой, чем порода предшествующего интервала при угле встречи менее 90° (рис. 2.42). 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 определяется разностью горизонтальных реакций R_T^r и R_M^r и действием силы трения $F_{тр} = P_{oc} \cdot \mu$ (рис. 2.42, а, б):

$$P_{от} = P_{oc} \left[\frac{K_y(1 - \text{tg}\varphi_T) - (1 - \text{tg}\varphi_M)}{\text{tg}\gamma K_y + 1} - \mu \right], \quad (2.44)$$

где P_{oc} – осевая нагрузка на инструмент, даН; γ – угол встречи инструмента и контакта горных пород различной твердости, градус; μ – коэффициент внешнего трения бурового инструмента о забой; φ_T, φ_M – углы внутреннего

трения в деформируемой породе, соответственно, в более твердой и менее твердой, град.

Как следует из формулы (2.44) $P_{от}$ зависит в первую очередь от величины осевого усилия, соотношения модулей упругости и соответственно 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 (2.44) 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 значения 0,1–0,4. Для шарошечных долот и особенно двухшарошечных, коэффициент трения в формуле (2.44) принимается равным коэффициенту трения в опорах шарошек долота, т.к. 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 из 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]:

$$M_B = \frac{2}{3} (\sigma_a - \sigma_b) \left[(R_n^2 - x^2)^{\frac{2}{3}} - \lambda (r_{вн}^2 - x^2)^{\frac{2}{3}} \right], \quad (2.45)$$

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 $2R_n$, м; λ – коэффициент, равный 1 при $x < r$, равный 0 при $x > r$.

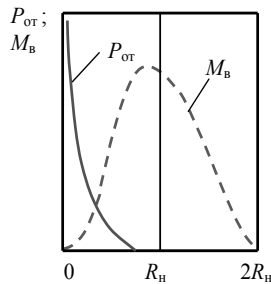


Рис. 2.43. Графические зависимости $P_{от}$ и M_B на интервале пересечения контакта буровым инструментом с торцом радиусом R_n

Как следует из формулы (2.45) M_b зависит от диаметра бурового инструмента и площади его торца – будет меньше для коронок в сравнении с долотами и инструментов 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. А. Г. Калининым уточнен закон изменения изгибающего момента и получена несколько иная зависимость расчета M_b для долот [7].

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. 2.43).

Отклоняющая сила $P_{от}$ максимальна в момент встречи инструментом контакта 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

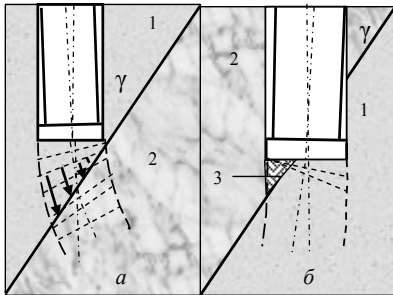


Рис. 2.44. Схемы перехода инструмента из мягкой (1) в твердую (2) породу (а) и наоборот (б); 3 – участок скалываемой твердой породы и образование уступа

контакта под действием отклоняющей силы $P_{от}$, затем доминирует изгибающий момент M_b и скважина меняет направление искривления, стремясь пересечь контакт в направлении твердой породы.

Физический смысл возникновения и действия изгибающего момента M_b 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. 2.44, 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. 2.45, 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_T закономерно выше, чем сопротивление менее твердой породы F_M . Если просуммировать единичные силы F_T и F_M , 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 ΔF , 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 простиранья контакта, увеличивая радиальный зазор Δf . Проявление усилия ΔF по своей природе аналогично дестабилизирующему усилию, возникающему при бурении анизотропных горных пород (зависимость 2.40).

На рис. 2.45, 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

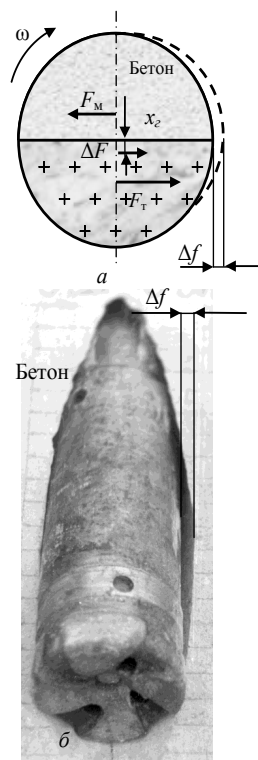


Рис. 2.45. Схема распределения усилий на резцах инструмента при разбуривании контакта пород различной твердости (а) и фото бурового инструмента в скважине (б) на интервале пересечения контакта различной твердости (пластина гранита в бетоне)

обрабатывается с одной стороны в направлении простирания контакта горной породы и бетона более интенсивно, на что указывает одностороннее увеличение радиального зазора Δf .

Наибольшие значения отклонений под действием моментов M_r и M_b были зафиксированы при бурении в блоке алмазным долотом, что указывает на большую фрезерирующую способность этого долота в сравнении с шарошечными. Под действием отклоняющего усилия $P_{от}$ наибольшие отклонения получены при бурении двухшарошечным долотом ДДА, меньшие значения отклонения при бурении трехшарошечным долотом и минимальные алмазным долотом.

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 долот в сравнении с коронками и для инструментов большего диаметра.

Исследование условий и силовых факторов, определяющих формирование ствола скважины при пересечении твердого пропластка в массиве более мягкой породы, позволяет выделить следующие характерные участки ствола, сформированные под действием определенных сил и моментов сил (рис. 2.46), и сделать выводы о направлении искривления ствола скважины при пересечении массива перемежающихся по твердости горных пород.

Участок I (рис. 2.46, а) формируется в основном под действием $P_{от}$. При этом инструмент отклоняется в направлении падения контакта под действием $P_{от}$, но по мере внедрения в твердую породу нарастает также

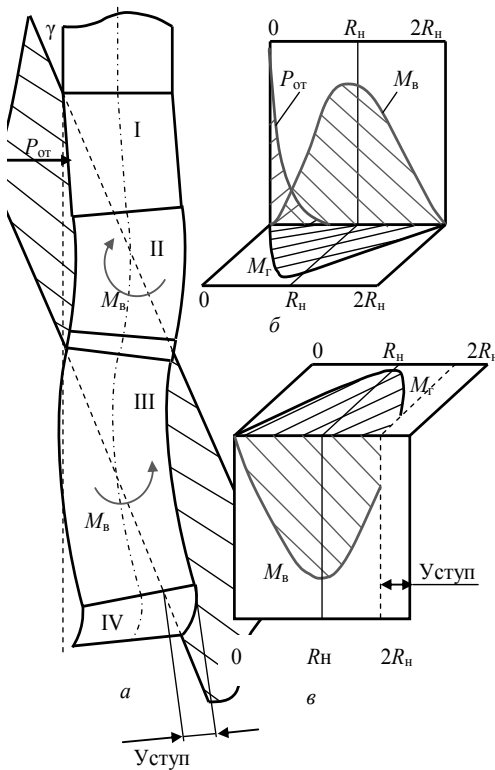


Рис. 2.46. Схема формирования ствола (а) и соответствующие графики силовых величин, воздействующие на инструмент, при входе (б) и выходе (в) при пересечении пропластка твердой горной породы

тенденция к подработке стенки скважины в направлении простирания контакта и одновременно в направлении вращения инструмента, что уже является следствием проявления момента M_r . По мере внедрения инструмента в твердый слой усилие $P_{от}$ резко убывает и при заглублении в твердую породу на четверть диаметра инструмента уже очень незначительно. Искривленность же в направлении падения слоя твердой породы определяется протяженностью участка I, который формируется под действием силы $P_{от}$, определяющей процесс фрезерования породы в направлении падения контакта пород различной твердости. Как следует из формулы (2.44), отклоняющая сила будет существенно выше при малых углах встречи γ . Поэтому интервалы искривления в направлении падения контакта и углы искривления в этом направлении будут возрастать по мере уменьшения γ , а скважина – отклоняться в направлении падения пропластков.

На участке II доминирует изгибающий момент M_b и отклоняющий момент M_r . Если первый определяет переход участка I в участок II в части преодоления силы $P_{от}$ и изменение направления локальной кривизны ствола вкрест простирания контакта пород, то второй обеспечивает подработку ствола в направлении простирания контакта. Графики усилия $P_{от}$ и моментов M_b и M_r с привязкой к интервалу ствола скважины даны на рис. 2.46, б.

При выходе из твердого пропластка (участок III) доминируют моменты M_b и M_r , но уже противоположного направления в сравнении с участком II. Участок ствола III (рис. 2.46) заканчивается продавливанием твердого пропластка в более мягкий и податливый слой (рис. 2.44, б) и потому практически всегда при выходе из твердого слоя в более мягкую породу в скважине образуется уступ, ширина которого определяется прочностными и деформационными характеристиками пород, слагающих контакт, осевым усилием и формой торца инструмента. Из-за продавливания забоя моменты M_b и M_r полностью не реализуются, что определяет преимущественное искривление ствола скважины вкрест простирания и по простиранию твердого пропластка.

Таким образом, 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 на рис. 2.47, 2.48 [6, 13, 14, 17, 30, 32].

При углах встречи γ равных 0 и 90° скважины бурятся без искривления, так как основные дестабилизирующие силовые факторы отсутствуют. В этом случае искривление скважины возможно только при проявления факторов технологического характера (рис. 2.48, варианты 6 и 7).

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

Поскольку значения $\gamma_{кр}$, как правило, не велики – $5-15^\circ$, скважины в

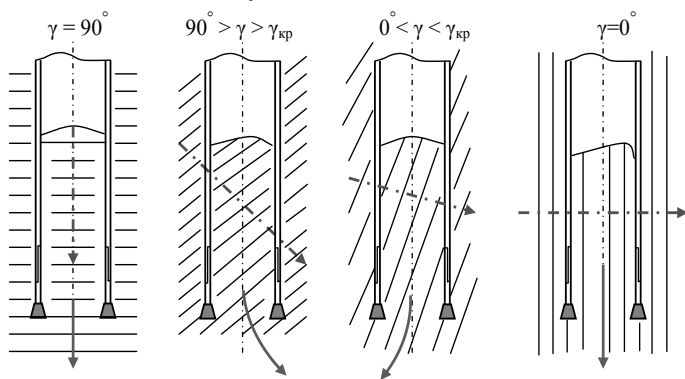


Рис. 2.47. Схемы направлений зенитных искривлений скважин в анизотропных горных породах в зависимости от угла встречи γ со слоистостью или сланцеватостью [19]: стрелками показаны направления линии наименьшего сопротивления породы (ЛНС – линия штрих с точкой) и вероятное направление бурения скважины (сплошная линия)

основном диапазоне углов встречи от $\gamma_{кр}$ до 90° искривляются в направлении перпендикулярно слоям горных пород (на рис. 2.48. – варианты 1, 2, 4, а также как вероятные 3 и 5). 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 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 (рис. 2.48, варианты 3 и 5).

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.

На рис. 2.49 приведены графические зависимости интенсивности

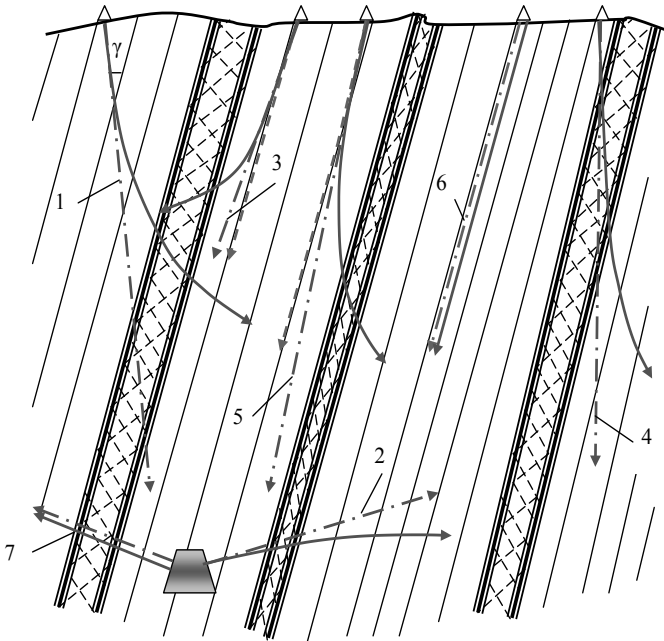


Рис. 2.48. Возможные варианты искривления скважин в апсидальной плоскости: $-\cdot-$ проектное направление скважины; \rightarrow фактическое направление скважины; $- \rightarrow$ возможное направление скважины [30]

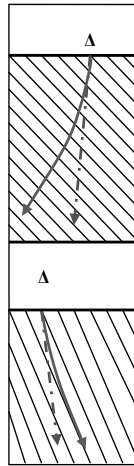
искривления скважин от угла встречи, в которых обобщены многие известные данные о закономерностях естественного искривления в анизотропных горных породах с различных месторождений.

Кривая 1 соответствует условиям, при которых возможна смена направления искривления при угле встречи равного критическому (справедливо для кристаллических твердых пород), а кривая 2, условиям при которых критический угол очень мал и искривление скважин происходит только вкрест простирания слоистости или сланцеватости горных пород (соответствует случаю бурения достаточно пластичных пород средней твердости). В соответствии с полученными зависимостями максимальные значения интенсивности искривления возможны при углах встречи, в основном равных, 40–65 град, что согласуется с рассмотренным выше механизмом разрушения анизотропных горных пород и искривления скважин (см. п.п. 2.3.2.2).

Азимутальное искривление скважин в анизотропных породах при вращении инструмента влево-направо чаще наблюдается вправо, т. е. с увеличением азимутального угла, поскольку направление азимутального искривления может задаваться условиями, которые связаны с углом встречи бурового инструмента с плоскостями простирания слоев горных пород.



Рис. 2. 49. Зависимость интенсивности искривления скважин в анизотропных породах от угла встречи со слоистостью, сланцеватостью



Рассмотрим процесс отклонения инструмента при углах встречи больше критической величины ($\gamma > \gamma_{кр}$) для случая бурения алмазной коронкой (рис. 2.50, а). При бурении анизотропной породы возникает дестабилизирующая сила ΔF (зависимость 2.40), точка приложения которой смещена от геометрического центра бурового инструмента

на расстояние x_r в сторону той части торца коронки, резцы которой движутся навстречу слоистости или сланцеватости и испытывают максимальное сопротивление в процессе резания-скальвания — смятия породы (см. рис. 2.32).

Точка приложения усилия ΔF — мгновенный центр вращения инструмента и поворот коронки происходит вокруг этой точки, а не вокруг геометрического центра торца. В результате коронка фрезерует стенку

скважины, а при взаимодействии боковых резцов инструмента с породой стенки скважины возникает усилие сопротивления породы разрушению F .

Представленный вариант распределения сил при работе алмазной коронки приводит к отклонению ствола скважины по направлению вращения коронки (вправо).

Расстояние x_r , на котором расположена точка приложения равнодействующей сил резания-скалывания породы ΔF , можно ориентировочно определить из зависимости [21]:

$$x_r = \frac{4(R_H^2 + R_H r_{BH} + r_{BH}^2)(\mu_1 - \mu_3)}{3\pi(R_H + r_{BH})(\mu_1 + \mu_3)}, \quad (2.46)$$

где μ_1, μ_3 – коэффициенты трения резцов о породу в частях торца коронки, работающих навстречу и направлении слоистости или сланцеватости соответственно; R_H, r_{BH} – наружный и внутренний радиусы торца коронки соответственно, м.

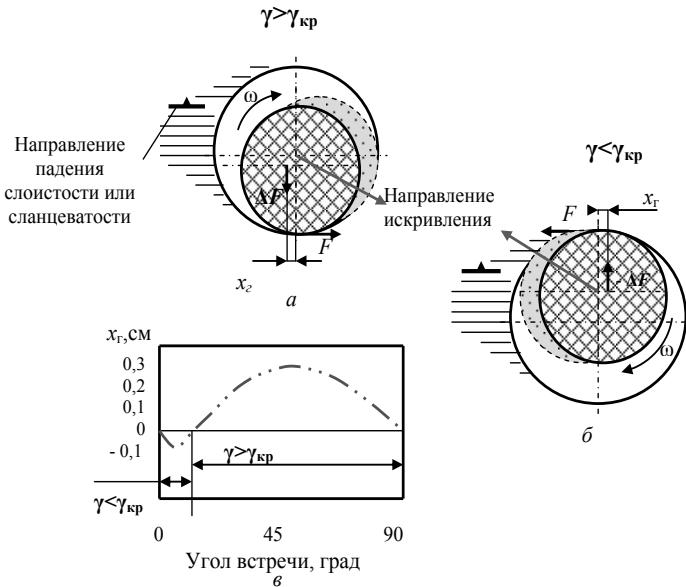


Рис. 2.50. Схемы для анализа механизма азимутального искривления при бурении анизотропной породы при углах встречи больше критического (а) и меньше критического (б) и график изменения расстояния x_r в зависимости от угла встречи (в)

Согласно (2.46) и графику, полученному расчетом для коронки диаметром 59 мм (рис. 2.50, в), расстояние x_r равно нулю при углах встречи

равных 0° , 90° и $\gamma_{кр}$. В этих случаях, усилие ΔF также равно нулю, а буровой инструмент может вращаться вокруг своей геометрической оси без смещения в направлении стенки скважины, а поэтому искривления ствола скважины может не наблюдаться.

При других углах встречи расстояние x_r не равно нулю, а максимальные его значения будут наблюдаться при углах встречи $45-65^\circ$, т.е. углах при которых дисбаланс сил трения и суммарного сопротивления разрушению породы, задающий и величину усилия ΔF , будет наибольшим.

При угле встречи $\gamma < \gamma_{кр}$ (рис. 2.50, б) мгновенный центр вращения инструмента (точка приложения усилия ΔF) сместится от геометрического центра торца инструмента вправо от оси торца инструмента, а усилие ΔF поменяет направление действия в связи с тем, что большее сопротивление разрушению породы будет оказывать при движении резцов инструмента в направлении слоистости или сланцеватости породы (см. рис. 2.32, в, з). Именно поэтому фрезероваться будет стенка скважины на противоположной (в сравнении с ранее рассмотренным вариантом, рис. 2.50, а) стороне ствола, обеспечивая отклонение скважины в направлении уменьшения азимутального угла.

2.4.2. Оценка перспектив снижения искривления скважин в анизотропных горных породах при использовании экспериментальных способов бурения (на примере термомеханического бурения)

В соответствии с оценками специалистов наиболее рациональным и перспективным способом повышения эффективности разрушения твердых

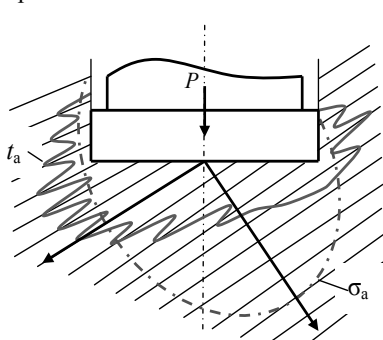


Рис. 2.51. Схема для оценки влияния термомеханического бурения на искривление скважин в анизотропных породах

горных пород может быть комбинирование механического разрушения резанием и скалыванием с термическим или электротермическим разрушением. В данном случае интенсификация разрушения достигается за счет нагрева твердой породы до состояния, при котором в поверхностном слое порода размягчается, теряет свою первоначальную твердость и может разрушаться резанием. Предварительные исследования показали, что скорость бурения может возрасти от 2 до 100 раз в сравнении с механическим бурением.

Влияние термомеханического разрушения на искривление скважин можно рассмотреть, учитывая законы распространения в анизотропной породе поля температуры и поля механических напряжений (рис. 2.51).

Как уже ранее рассмотрено, механические деформации в анизотропной породе активнее развиваются в направлении ЛНС (см. рис. 2.26) перпендикулярно слоистости (на рис. 2.51, линия σ_a), а температурное поле напротив более активно будет распространяться в направлении слоистости (линия t_a), так как порода в этом направлении имеет более высокую сосредоточенность плотности в слоях породы между плоскостями отдельностей.

Таким образом, можно отметить, что нагрев горной породы способствует выравниванию неравномерности разрушения анизотропной породы за счет снижения её твердости преимущественно в направлении слоистости или сланцеватости, т. е. в направлении максимальной твердости породы.

Другим фактором снижения искривления скважин при термомеханическом бурении может быть фактор повышения механической скорости бурения без повышения осевого усилия, что, как уже было рассмотрено (см. формулы (2.10), (2.13), (2.30) и др.), обеспечивает снижение естественного искривления скважин.

Таким образом, можно отметить, что новый и перспективный термомеханический способ разрушения горных пород при бурении может характеризоваться способностью к снижению или даже полному устранению искривления скважин, пробуренных механическими способами бурения в анизотропных горных породах.

2.4.3. Закономерности естественного искривления в перемежающихся по твердости горных породах

В перемежающихся по твердости горных породах, в соответствии с рассмотренным механизмом (раздел 2.3.2) формирования локальной кривизны, буримые скважины подчиняются закономерностям, которые близки к закономерностям искривления скважин в анизотропных горных породах.

При углах встречи γ больше критической величины $\gamma_{кр}$ (ориентировочно $5-15^\circ$) 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 (2.45), а отклоняющий момент M_r обеспечивает искривление в направлении изменения азимутального угла.

При углах встречи γ меньше критической величины при пересечении пропластков горных пород различной твердости доминирующим силовым фактором будет отклоняющее усилие $P_{от}$ (2.44), 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.

2.4.4. Закономерности искривления горизонтальных скважин

Наблюдения и исследования закономерностей искривления горизонтальных, пологовосстающих и пологонаклонных скважин показывают, что чаще всего проявляется тенденция к их выкручиванию из-за действия вертикально направленной отклоняющей силы, создаваемой весом призабойной части колонны с отклонением скважин влево.

Причиной такого искривления является явление накатывания буровой компоновки 1 на стенку скважины в верхнюю точку, что ориентирует перекус коронки 2 на выкручивание скважины и влево по азимуту (рис. 2.52, вид с торца коронки).

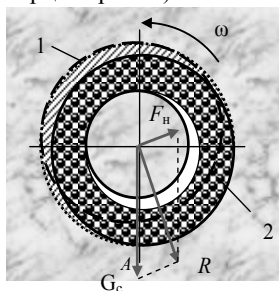
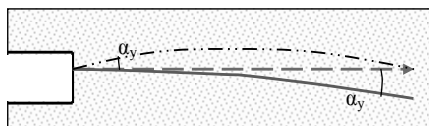


Рис. 2.52. Схема для анализа закономерностей искривления горизонтальных скважин

Исследования изменения величины и направления отклоняющей силы при бурении горизонтальных скважин показывают, что вращение колонны по часовой стрелке приводит к перекатыванию ее по правой стенке скважины при наличии трения между трубами и стенками ствола. При движении трубы от лежачего бока ствола вверх уменьшаются силы, вызывающие искривление в вертикальной плоскости, и проявляются силы, отклоняющие породоразрушающий инструмент в горизонтальной плоскости, что в сочетании приводит к изменению угла наклона (на выкручивание) и азимута (влево). При этом в зависимости от угла накатывания

может изменяться азимут скважины.

Если угол накатывания нижней полушпанды буровой компоновки из нижней точки сечения ствола скважины (точка A на рис. 2.52) изменяется от 90° до 180° , то скважина искривляется на выкручивание и вправо; если угол накатывания в среднем равен 180° – скважина искривляется только на выкручивание без изменения азимутального угла; если угол накатывания больше 180° , как показано на рис. 2.52, скважина искривляется на выкручивание с отклонением влево.



- ▶ проектное направление;
- фактическое положение ствола;
- ⋯ проектная траектория ствола с учетом упреждения искривления.

Рис. 2.53. Схема для определения угла заложения скважины с учетом вероятного выкручивания

По мере увеличения частоты вращения бурильная колонна стремится подняться выше от лежачего бока скважины в направлении правой стенки ствола, но в некоторой точке под действием

силы тяжести возвращается обратно. Величину угла накатывания компоновки на стенку скважины можно рассчитать по зависимости (2.25). По другим данным угол накатывания компоновки можно ориентировочно определить из соотношения $\varphi = \arctg \mu$, где μ – коэффициент трения между колонной и породой [21].

Для упреждения тенденции к выкручиванию забуривание скважин выполняют с некоторым углом на восстание (рис. 2.53). Угол упреждения α , рассчитывается на основании угла искривления или интенсивности искривления ранее пробуренных скважин.

Для уменьшения угла накатывания и искривления горизонтальной скважины предлагается использовать смазывающие добавки к промывочной жидкости и более жесткие центрированные компоновки увеличенного диаметра.

Рассмотренные в данном разделе причины искривления горизонтальных скважин имеют, прежде всего, технологический характер. Если рассматривать влияние на искривление горизонтальных скважин факторов геологического характера, можно констатировать, что их природа неизменна и основные закономерности естественного искривления под действием геологических причин, рассмотренные ранее, справедливы и для скважин различной ориентации, буримых из подземных горных выработок.

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.

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 [30].

При выполнении работ по определению связей интенсивности искривления с различными факторами, прежде всего, 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, 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.

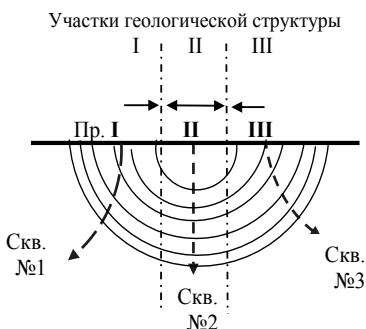


Рис. 2.54. Схема для выделения участков с однотипными геологическими структурами

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

Если анализ геологических условий показывает, что месторождение отличается выдержанностью геологического строения (например, моноклинальное 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.

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 синклинали, а скважины, пробуренные по профилям I, II и III, показывают различные тенденции при их естественном искривлении (рис. 2.54). 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, выстроен в определенной последовательности.

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

$$X = \Delta\theta_{\text{cp}}(\Delta\alpha_{\text{cp}}) = \frac{X_1 + X_2 + \dots + X_n}{n}, \quad (2.47)$$

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

$$\sigma_x = \sqrt{D(X)} = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n [X_i - X]^2}. \quad (2.48)$$

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 определяется доверительный интервал $\pm E(X)$ для значений Θ и $\Delta\alpha$ на каждом интервале инклинометрических замеров:

$$E_i = \frac{f_j \sigma(X)}{\sqrt{n}}. \quad (2.49)$$

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. Определяется математическое ожидание значений $\Delta\Theta$ и $\Delta\alpha$ на каждой глубине:

$$E(X) = X \pm f_j \frac{\sigma(X)}{\sqrt{n}}. \quad (2.50)$$

Пример 2.1. В выборке $n = 10$ скважин, на глубине 600 метров 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 $n-1=9, f_j=2,31: E(X)=15^\circ \pm 2,31 \times 1,5: \sqrt{10} = 15^\circ \pm 1,1$ или $13,9^\circ < E(X) < 16,1^\circ$.

Если рассчитанные величины отклонений превышают интервалы допустимого отклонения скважин $-E$ и $+E$, установленные принятой методикой разведки месторождения, это позволит определить предельную глубину по каждой скважине, на которой возникнет необходимость искусственного искривления ствола (рис. 2.55, *a*).

На основании полученных доверительных значений зенитных углов и приращений азимутальных углов на каждом интервале глубин скважины строятся вертикальная и горизонтальная проекция трассы скважины (рис. 2.55) 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», то есть, закрепляя точку забоя «*типовой*» трассы

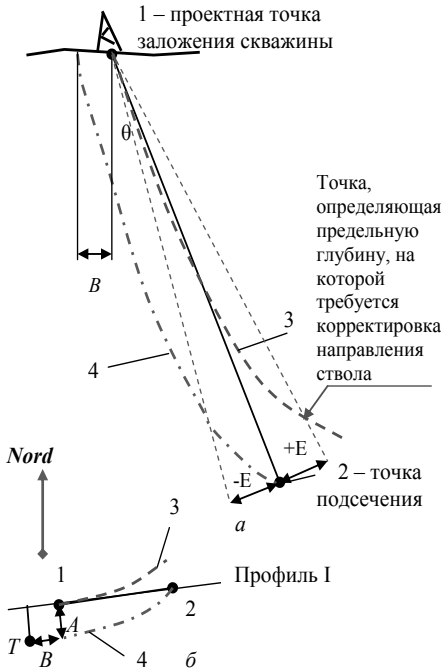


Рис. 2.55. Схема для определения точки заложения скважины на профиле по «*типovým*» кривым: 1 – проектная точка заложения скважины на профиле I; 2 – проектная точка подсечения рудного тела на глубине; 3 – линия естественного искривления скважины; 4 – «*типовые*» кривые зенитного (*a*) и азимутального искривления (*b*)

(на рис. 2.55, *a*, позиция 4) в точке подсечения на заданной глубине и не меняя проектного угла заложения проектной скважины (сплошная линия на рис. 2.55), находят расстояние на поверхности, на которое следует сместить точку заложения скважины (расстояние B – см. рис. 2.55, *a*).

Аналогично определяют точку заложения с учетом азимутального искривления (расстояние A на рис. 2.55, *b*). В результате получают возможность

заложить скважину с учетом зенитного и азимутального искривлений (точка T на рис. 2.55, б).

Возможен вариант графического решения задачи по определению «типовой» скважины [30].

В этом случае, например, при анализе данных по зенитному искривлению скважин строят профили скважин из одной начальной общей точки и поинтервально, через 20, 50 или 100 м, определяют средние значения зенитного угла $\theta_{срi}$ (рис. 2.56). В результате такого решения получается усредненная трасса скважины, которая может использоваться в некотором приближении как «типовая».

В случае, если бурение скважин осуществляется двумя или тремя способами бурения, например, верхний интервал шарошечными долотами диаметром 76 мм, а нижний алмазным инструментом, диаметром 59 мм или верхний шарошечными долотами диаметром 76 м, затем алмазным инструментом диаметром сначала 76, а затем 59 мм, 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

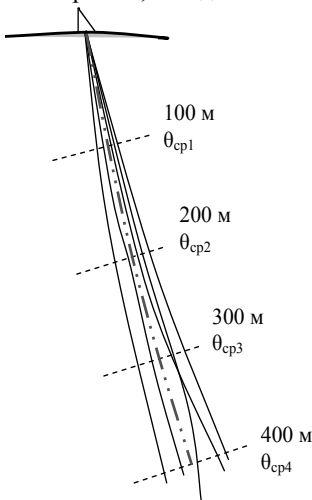


Рис. 2.56. Схема расчета «типовой» кривой графическим методом

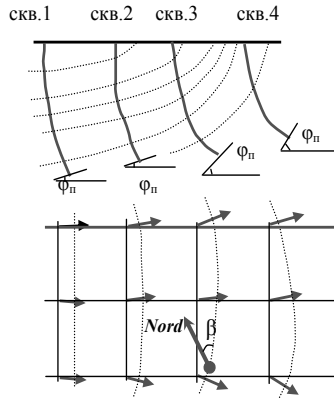


Рис. 2.57. Геологический разрез (а) и план (б) участка работ с траекториями пробуренных на участке скважин

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, П. Л. Чебышева и др.

Ориентировочное определение элементов залегания горных пород можно производить с использованием данных инклинометрических замеров. Для этой цели строят трассы скважины по данным инклинометрии в соответствии с расположением скважин на плане или разрезе. Далее, полагая, что скважины, как правило, стремятся выйти или вкрест простираения слоев горных пород или в направлении падения слоев горных пород, учитывая имеющиеся данные о геологическом строении участка работ, определяют ориентировочно угол падения слоев – φ_n и азимут простираения слоев горных пород – β_n . На рис. 2.57 показан пример ориентировочного определения линий залегания пород (показаны прерывистой линией) по ряду скважин. Судя по данным, полученным на схеме, на участке работ имеет место структура второго порядка.

• **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. Каковы особенности влияния технологических факторов на искривление скважин, буримых ССК?
6. Какие можно назвать технологические причины искривления скважин при ударно-вращательном бурении скважин?
7. В чем сущность геологических причин искривления скважин? Назовите типы горных пород по влиянию на процесс естественного искривления скважин.
8. Что такое анизотропия горных пород? Назовите методы оценки анизотропии горных пород.
9. В чем проявляется влияние анизотропии горных пород на искривление скважин?
10. Каковы особенности механики разрушения анизотропных горных пород при бурении?
11. Назовите основные силовые факторы, вызывающие искривление скважин при бурении анизотропных горных пород.
12. В чем заключается влияние перемежаемости горных пород по твердости на искривление скважин?
13. На чем основаны закономерности естественного искривления скважин?
14. Назовите основные принципы использования закономерностей искривления скважин при проектировании траекторий скважин.
15. 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 периодически, 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.

Как другие варианты использования вышеуказанных датчиков в соответствии с законом гравитации могут применяться устройства в виде пузырька воздуха в жидкости или подвижный шарик в полусферической чаше.

Акселерометр (от лат. *accelero* – ускоряю и ...метр) – прибор, измеряющий проекцию кажущегося ускорения (разности между истинным ускорением объекта и гравитационным ускорением). Как правило, акселерометр представляет собой чувствительную массу, закреплённую в упругом подвесе (рис. 3.1). Отклонение массы от её первоначального положения при наличии кажущегося ускорения несёт информацию о величине этого ускорения.

По конструктивному исполнению акселерометры подразделяются на однокомпонентные, двухкомпонентные 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, то есть в качестве инклинометров.

Датчиками для измерения азимута скважины служат:

- магнитная стрелка;
- механические и оптические *гироскопы*;
- *магнитометр*.

Если магнитная стрелка показывает направление по странам света, ориентируясь в горизонтальной в направлении глобального магнитного полюса Земли, гироскопы и магнитометр функционируют иначе, существенно повышая надежность и точность измерений, особенно в условиях наличия электромагнитных полей.

Гироскоп – 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 гироскоп в 1817 г., был вращающийся массивный шар в кардановом подвесе. В 1832 г. американец Уолтер Р. Джонсон придумал гироскоп с вращающимся диском

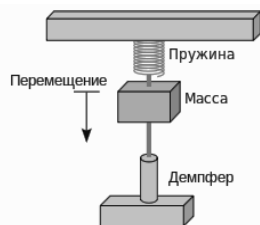


Рис. 3.1. Схема работы акселерометра

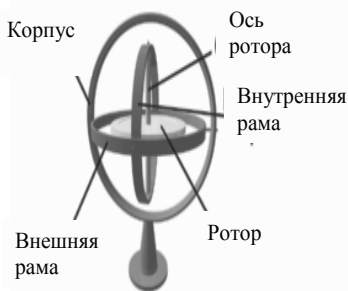


Рис. 3.2. Схема гироскопа

(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).

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 оперативно по электрическому кабелю 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 (10–20 тыс. мин⁻¹) 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 (рис. 3.2). В результате под влиянием кориолисовой силы инерции, появляющейся вследствие вращения Земли и действующей 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 измерить 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 для определения зенитного угла скважины принцип горизонтального уровня жидкости (апсидоскопы)

К числу приборов, работающих по принципу горизонтального уровня жидкости, 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 (Cu₂SO₄), при этом в раствор, для фиксации зенитного угла, помещают стальной полированный стержень цилиндрической формы;

- известно применение в качестве рабочей жидкости желатина, помещаемого 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 θ по положению уровня жидкости в наклонной скважине. Угол θ рассчитывают, используя измерения, снимаемые с поверхности стеклянной трубки, пробирки или стержня согласно зависимости

$$\theta = \arctg \frac{h_{\max} - h_{\min}}{D} . \quad (3.1)$$

Положение апсидальной плоскости 3 фиксируют в виде линии, проходящей через длинную ось овала – след уровня жидкости в наклонной скважине 2.

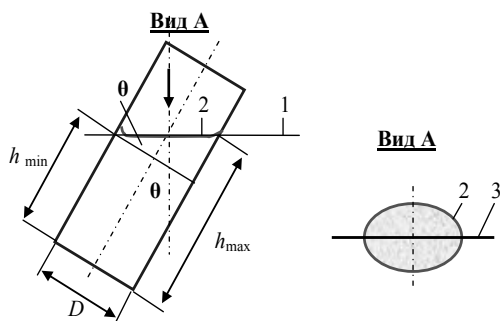


Рис. 3.3. Схема определения зенитного угла θ и положения апсидальной плоскости скважины в жидкостном стеклянном апсидоскопе: 1 – горизонтальная линия; 2 – след уровня плавиковой кислоты, зафиксированный в точке замера в скважине; 3 – положение апсидальной плоскости

(кислота оставляет ожоги), герметично закрывают.

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 пропусканием через электролит, полученный на основе 30 % 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.

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 % раствором плавиковой кислоты, с соблюдением правил безопасности (кислота остав-

3.2. Инклинометры

Инклинометры – приборы позволяющие определить значение зенитного и азимутального угла 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 измерения 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 на половину желатином, в который помещался поплавок 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

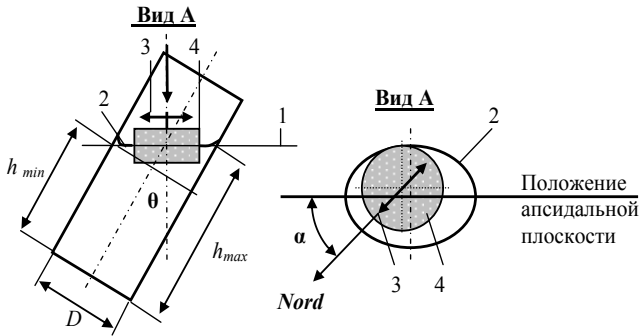


Рис. 3.4. Схема определения зенитного θ и азимутального α углов скважины в приборе Мааса: 1 – горизонтальная линия; 2 – уровень застывшего желатина; 3 – магнитная стрелка; 4 – поплавок из пробкового дерева

аналогично описанной выше методике, а азимут определяли как угол между положениями апсидальной плоскости и магнитной стрелки.

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° 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 $0-90^\circ$ после того, как отвес займет положение под действием силы тяжести, с помощью механизма 4 прижимается к наконечнику отвеса-маятника 2, фиксируя его положение и

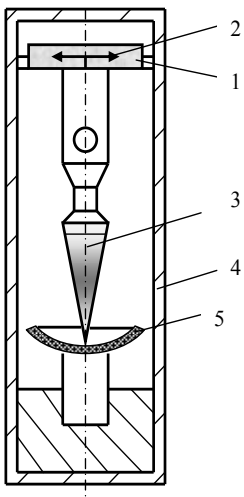


Рис. 3.5. Схема устройства инклинометра МИ-42У

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: $\pm 0,5^\circ$, азимутального угла – $\pm 5^\circ$.

Инклинометр ИОК-42 спускается в скважину на тросе. При измерении угловых параметров скважин с зенитными углами свыше 60° доставка инклинометра в точку замера производится на бурильной или специальной колонне.

Погрешность измерения инклинометром ИОК зенитного угла $\pm 1,0^\circ$, азимутального угла $\pm 2,5^\circ$.

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 жидкость 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:

- *геостатные 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.

В корпусе прибора на полуосях 1 установлена свободно вращающаяся рамка 2, на которой смонтированы буссоль 3 для определения азимута α и отвес 4 для определения зенитного угла скважины θ . 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.

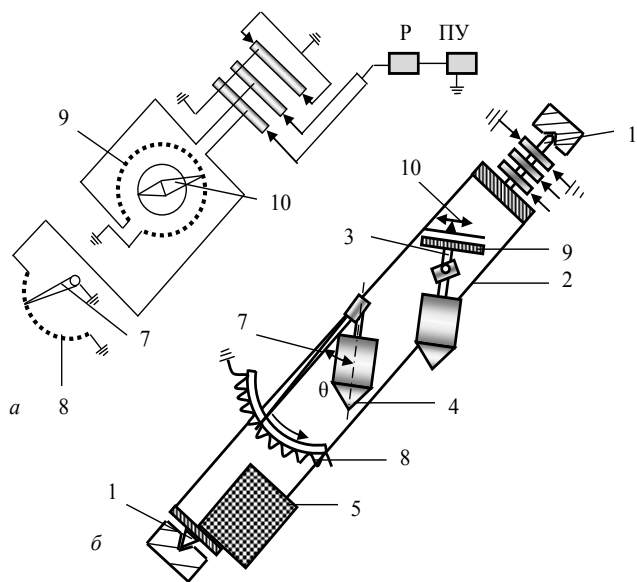


Рис. 3. 6. Электрическая (а) и механическая (б) схемы инклинометра типа ИШ

Буссоль 3 снабжена круговым (азимутальным) реохордом 9. Начало реохорда находится в плоскости, в которой расположен центр тяжести рамки. При измерении азимута α 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 α) или сопротивление реохорда отвеса (при измерении θ). Отсчет углов α и θ , а также управление релейным механизмом Р, осуществляющим переход от измерений зенитного угла к измерения азимута, производится с панели управления ПУ.

Инклинометры подобного типа имеют погрешности измерения зенитного угла $\pm 0,5^\circ$, а азимутального угла $\pm 4-5^\circ$.

Для выполнения работ в наклонных скважинах диапазон измерения зенитного угла составляет 0–50 или 60 (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 кинопередача) в диапазонах $0-10^\circ$, $0-20^\circ$, $17-130^\circ$ с погрешностью соответственно $\pm 0,1^\circ$, $\pm 0,25^\circ$, $\pm 0,5^\circ$ и азимута с погрешностью не более $\pm 1^\circ$. 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 конорегирующие 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 и по своим размерам подходят для работы в скважинах разведочного бурения.

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 гирокомпасом. 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 перегиба 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 траектории 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. Приборы, средства и методы инклинометрии в горизонтальных, восстающих и пологонаклонных скважинах

Для горизонтальных восстающих и пологонаклонных скважин диапазон измерения зенитного угла должен быть у инклинометров расширен до 180° . К таким приборам можно отнести инклинометры ОК-40У, ИШИ-1 «Донбасс», ИШИ-2Ц, ИОК-42, МИ-42У, МИ-30У и др. Два последних инклинометра выполнены взрывобезопасными, что необходимо при выполнении работ в горных выработках опасных по газу и пыли. Это прежде всего угольные шахты.

Все названные инклинометры являются электромеханическими и оснащены датчиками для измерения азимута – магнитная стрелка, зенита – отвес. Для измерений в условиях магнитных сред можно использовать рассмотренные выше инклинометры типа «Зенит», которые также являются взрывобезопасными.

Инклинометр ОК-40У является прибором с автономным питанием от аккумулятора, его диаметр 40 мм. Прибор может спускаться в скважину на тросе. Принцип действия инклинометра заключается в фиксации положения магнитной стрелки и отвеса в момент нахождения прибора на заданной глубине. Поэтому за один спуск можно получить измерение только в одной точке.

Точность измерения зенитного угла $\pm 1^\circ$, азимутального $\pm 5^\circ$, а диапазон значений зенитного угла, доступный для измерений – $0-178^\circ$.

Искробезопасный шахтный инклинометр ИШИ-1 «Донбасс» предназначен для измерения углов наклона и азимута скважин подземного бурения любой ориентировки. Диаметр снаряда 50 мм. Точность измерения зенитного угла $\pm 0,5^\circ$, азимута $\pm 2^\circ$. При работе прибора используется слаботочное электромеханическое устройство, работающее от аккумулятора в сочетании с приводом от пружинного механизма. Энергии привода хватает на 80–100 измерений за один спуск. Рекомендуется для использования в скважинах длиной до 300 м.

Инклинометр ИШИ-2Ц имеет диаметр корпуса 32 мм, рекомендован для использования в скважинах длиной до 100 м. Остальные параметры прибора близки к параметрам инклинометра ИШИ-1.

Скважинные прибора в вертикальные и наклонные скважины доставляются только под действием собственного веса, иногда увеличенного за счет утяжелителей. В слабонаклонные, горизонтальные и тем более в восстающие скважины скважинные приборы, в том числе инклинометры, могут

доставляться только с помощью каких-либо дополнительных средств принудительной доставки.

Известно большое количество способов доставки скважинных приборов, из которых можно выделить следующие:

- на легких дюралюминиевых штангах вручную;
- на бурильных трубах с использованием механической подачи с приводом от бурового станка;
- с размещением на забое скважинного блока с тросиком;
- с помощью самолазов – механических средств, способных перемещаться по стволу скважины в задаваемом режиме;
- гидравлические способы доставки направленным потоком жидкости.

Доставка на легких штангах вручную – наиболее простой и надежный способ, поэтому он широко применяется в практике каротажа субгоризонтальных скважин подземного бурения. При этом способе доставки кабель связи с пультом управления может располагаться как внутри штанг, так и вне их.

Размещение кабеля внутри штанг обеспечивает его надежную защиту от механических воздействий. Кроме того, этот вариант доставки позволяет производить исследования скважин диаметром 46 мм. Для реализации данного варианта доставки инклинометра потребуется колонна труб из сплава Д16Т с продольным разрезом корпуса для оперативного размещения кабеля внутри труб (рис. 3.7). Внутри труб 1 кабель 2 удерживается упругими резиновыми кольцевыми манжетами 3, предварительно размещенных на кабеле на расстоянии 0,5–1,0 м. Такую технологию доставки инклинометра в скважину целесообразно использовать в скважинах длиной до 100 м.

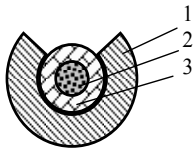


Рис. 3.7. Схема размещения кабеля внутри труб при доставке инклинометра в горизонтальную скважину

При размещении кабеля вне штанг для доставки обычно используют легкосплавные бурильные трубы, которые можно подавать в скважину или вручную или с помощью лебедки бурового станка. В последнем случае возможная для каротажа длина скважины ограничивается только возможностями бурового станка, но при этом существуют ограничения по диаметру скважины. В этом случае диаметр скважины должен быть больше диаметра бурильных труб более чем на два диаметра кабеля, так как кабель располагается между бурильными трубами и стенками скважины. Для уменьшения сил сопротивления перемещению скважинного прибора с кабелем целесообразно использовать легкий бронированный кабель или наносить на бурильные трубы и кабель смазку, например, солидол.

На бурильных трубах наиболее удобно подавать в скважину инклинометры с автономным питанием. В этом случае доставка приборов на забой скважины аналогична спуску бурового инструмента.

Общим недостатком доставки приборов в скважину на трубах является низкая производительность, поэтому эти способы применяются в случае выполнения отдельных измерений, например, только инклинометрии. В случае проведения комплекса геофизических исследований различными зондами целесообразно использование более производительных способов доставки приборов к забою.

Наиболее простым из них представляется способ доставки приборов с помощью скважинного анкерного бочка, который раскрепляется на забое скважины бурильными трубами. Через бочок пропускается трос, которым и осуществляют подачу и извлечение приборов из скважины.

Другие перечисленные выше способы целесообразны при значительном объеме геофизических работ в скважинах и применяются достаточно редко.

3.2.5. Технические средства контроля над искривлением ствола в процессе бурения

Телеметрические системы являются самыми современными средствами бурения скважин заданного направления [8, 22].

Задачу автоматизации процесса бурения 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.

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 работает следующим образом.

Поток промывочной жидкости приводит в действие турбину генератора проточного типа, который и вырабатывает электроэнергию, питающую электронный блок скважинного прибора (возможен вариант использования для электроснабжения системы аккумуляторных батарей). 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, который, в свою очередь, определяется технологической необходимостью.

Основные параметры и характеристики телеметрической системы НПФ «Самарские горизонты» [8,22]:

Диапазон измерения: зенитного угла – $0-102^{\circ}$; азимутального угла – $0-360^{\circ}$;

Погрешность измерения: зенитного угла – $\pm 0,15^{\circ}$; азимутального угла – $\pm 2^{\circ}$; угла установки отклонителя – $\pm 2^{\circ}$.

Размеры скважинного прибора: диаметр не более 172 мм; длина – 3000 мм.

Характеристика генератора питания скважинной аппаратуры: частота вращения турбины генератора – $2000 \pm 500 \text{ мин}^{-1}$; напряжение – 18–70 В.

Характеристика источника питания наземной аппаратуры: переменный ток, частота – 50 Гц, напряжение – 220–240 В.

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 [10].

На рис. 3.8 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 θ и радиуса R сферической поверхности диска 3:

$$r = R \sin \theta.$$

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:

$$\theta = \arcsin r/R.$$

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 избежания 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

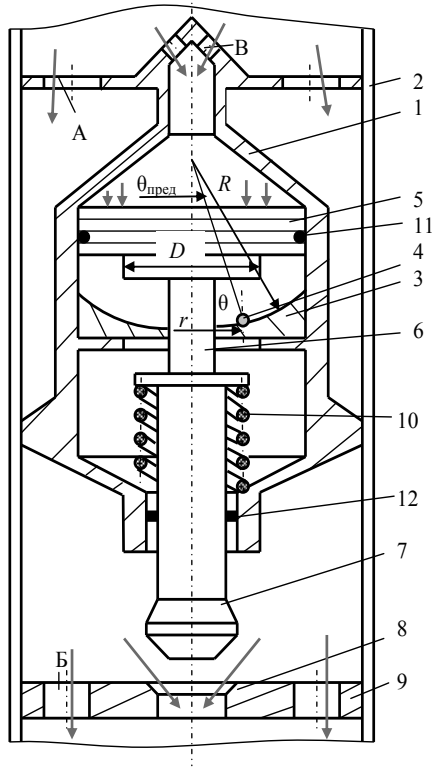


Рис. 3.8. Схема сигнализатора-индикатора зенитного угла искривления ствола скважины СПЗУ-1

F_n пружины 10 должно выбираться из условия

$$F_n < S_n \Delta p_{\min},$$

где S_n – площадь поршня прижимного элемента 5; Δp_{\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.

Оперативный контроль искривления скважин и особенно на интервале искусственного искривления может успешно осуществляться специальными индикаторами, входящими в состав буровой компоновки. Например, подобная многофункциональная компоновка МФК-76 создана в КазИМСе [26]. В состав компоновки входит отклонитель ОГМ, индикатор кривизны, обеспечивающий измерение кривизны скважины в нескольких точках на чувствительном сферическом элементе и ориентирующее устройство для установки отклонителя в заданное для реализации искривления положение.

При использовании данной компоновки процесс искривления скважины отклонителем сопровождается измерением угловых параметров положения забоя при остановке процесса бурения. В дальнейшем производят повторное ориентирование отклонителя в заданном направлении искривления и продолжают набор кривизны.

После завершения процесса искривления скважины и извлечения компоновки из скважины расшифровывают показания датчика индикатора кривизны и оперативно определяют положение забоя скважины после искривления, а также параметры её кривизны.

• **Контрольные вопросы и задания**

1. Каково назначение инклинометрии?
2. Назовите виды датчиков для измерения зенитного угла.
3. Назовите виды датчиков для измерения азимутального угла.
4. Что такое апсидоскопы? Принцип их работы.
5. Каково устройство инклинометра? Назовите виды инклинометров.
6. Какова погрешность работы инклинометров различного типа?
7. Назовите инклинометры для производства работ в магнитных средах. Каков принцип действия гирокомпыаса?
8. Назовите инклинометры для горизонтальных и восстающих скважин.
9. Назовите инклинометры для оперативного измерения зенитного и азимутального углов.

10. В чем существо технологии проведения инклинометрии в горизонтальных скважинах?

11. Назовите технические средства для контроля над искривлением ствола скважины в процессе бурения?

12. Что такое телеметрические системы? Каково их назначение?

4. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

Изучение, анализ технической сущности многочисленных разработок средств направленного бурения позволил представить материал в виде классификации (см. приложение 1), которая полезна для оценки перспективных направлений дальнейшего развития технологий и техники направленного бурения.

Для выполнения работ по направленному бурению скважин все технические средства по назначению можно разделить на следующие основные группы:

- технические средства и инструменты (буровые компоновки, КНБК, специальные породоразрушающие инструменты) для снижения интенсивности естественного искривления скважин;

- технические средства для неориентируемого изменения направления скважины, в основном в направлении развития естественного искривления;

- 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.

В настоящем разделе 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.

4.1. Технические средства для снижения естественного искривления скважин

4.1.1. Компоновки для бурения с отбором керна

Наиболее распространенным техническим решением по снижению естественного искривления скважин при колонковом бурении является центрирование колонковых наборов [21].

Для снижения интенсивности естественного искривления скважин эффективной может быть достаточно простая буровая компоновка, включающая, например, кернорватель-центратор над коронкой, втулку-центратор в верхней части набора и ниппель-центратор в средней его части. Использование центрирующих наборов позволяет в 2,5 раза снизить искривление скважин и повысить выход керна.

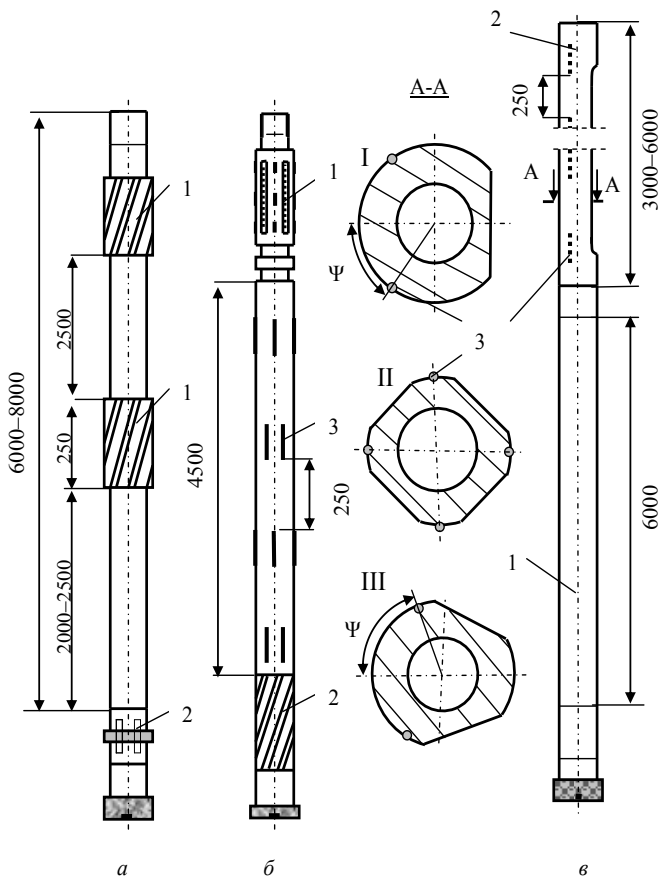


Рис. 4.1. Схемы колонковых наборов для снижения интенсивности естественного искривления: *а* – колонковый набор с центраторами; *б* – компоновка ТСБИС; *в* – колонковый набор с четырехгранным стабилизатором или с трубами со смещенным центром тяжести поперечного сечения

При определении мест установки центраторов буровой компоновки можно использовать результаты изучения износа колонковых и направляющих бурильных труб при проходке скважин в конкретных горно-геологических условиях. Например, схемы, представленные на рис. 2.9, *а*, *б* наглядно показывают места износа колонковых труб и соответственно указывают на точки размещения центраторов.

В соответствии с этими данными центрированию подлежит нижняя часть бурового набора на расстояние около 1 м. Вторая точка износа (гребень полуволны) располагается на расстоянии 2,0–2,5 метра.

Расчетом точку установки центратора целесообразно определять по формуле Г. М. Саркисова (2.1), но при этом полученный результат длины полуволны следует умножить на коэффициент равный 0,35 для более точного определения гребня полуволны буровой компоновки (см. рис. 2.4, формулу (2.6)). Например, в соответствии с примером 1.1, расчетная длина полуволны бурового набора диаметром 57 мм составила 3,15 м. Таким образом, гребень полуволны изгиба бурового набора и место установки центратора находится на расстоянии 1,1 м. Для изготовления центрированной компоновки, в данном случае, можно рекомендовать сплошное центрирование бурового набора в нижней части на расстояние около 1 м от коронки, разместить центратор выше коронки на расстоянии 2,2 м и установить переходник-центратор в верхней части бурового набора при его общей длине 6 м.

В процессе разведки Холоднинского месторождения, горные породы которого вызывают интенсивное естественное искривление, специалистами ПГО «Бурятгеология» проведены работы по разработке технических средств, снижающих искривление скважин при алмазном бурении. В процессе этих работ испытаны жесткие (толстостенные) колонковые наборы, колонковые наборы с центраторами, специальный колонковый набор ТСБИС для бурения скважин диаметром 76 и 59 мм. Испытания показали, что колонковые наборы с центраторами более эффективны, чем толстостенные колонковые трубы. Центраторы 1 (рис. 4.1, а) выполнены в виде муфт с каналами для прохода промывочной жидкости, нарезанными по винтовой линии. Центрирование происходит за счет минимального зазора между центратором 1 и стенкой скважины, а также возникновения при высокой частоте вращения колонны гидродинамического центрирующего эффекта. В состав бурового набора также входит нижний центратор или расширитель 2.

Основным недостатком жестких центрированных буровых компоновок является быстрый износ центраторов (ресурс 35–50 м), что снижает эффективность их использования и значительно увеличивает затраты на бурение. Центратор 1 с невращающимся корпусом, установленный на подшипниках (рис. 4.1, б), имеет более значительный ресурс (120–150 м). Кроме центратора 1 в состав ТСБИС входит нижний гидродинамический центратор 2. На колонковой трубе выполнены наплавки *релита* или *сормайта* 3 длиной 3–6, шириной 0,8–1,2 см, расположенные с четырех сторон трубы в шахматном порядке.

Наиболее эффективными на Холоднинском месторождении оказались центрированные колонковые трубы ТСБИС при бурении с использованием гидроударников ГВ. Такая компоновка позволяет снизить интенсивность искривления в 3–2,5 раза.

Практикой буровых работ отмечено, что повышение механической скорости бурения, например, за счет применения гидроударников, часто является фактором, снижающим интенсивность искривления.

На рис. 4.2 приведены графики, построенные по данным специалистов МГРИ [21]. Анализ этих данных показывает, что повышение механической

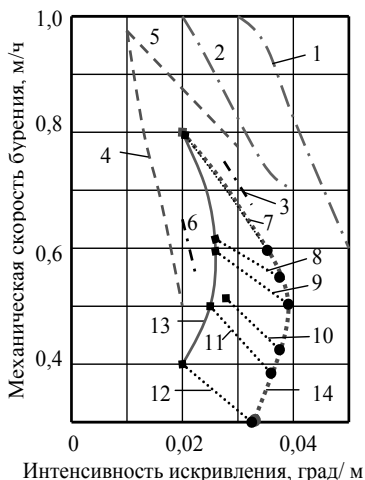


Рис. 4.2. Производственные данные (Кривой Пог), отражающие связь интенсивности искривления и механической скорости бурения

ним специальных труб 2 с центрирующими вставками 3 из твердого сплава ВК, которые могут использоваться одновременно в составе буровых компоновок и при бурении шарошечными долотами (рис. 4.1, в).

В одном из вариантов использовался четырехгранный стабилизатор 2 (II вариант поперечного сечения А-А), в других — трубы со смещенным центром тяжести — одногранные (I вариант сечения А-А) и двухгранные (компоновка с поперечным сечением А-А, вариант III), что позволяло получить компоновку со смещенным центром тяжести поперечного сечения (КСМ). Четырехгранный стабилизатор позволяет снизить искривление, так как уменьшается изгиб колонкового набора за счет центрирования его верхнего конца и снижения величины изгибающего момента, действующего со стороны колонны бурильных труб на буровую компоновку.

Применение КСМ позволяет буровому набору в скважине при бурении двигаться в режиме близком к вращению вокруг оси скважины Φ_1 , что приводит к снижению искривления скважин, повышению механической скорости бурения, снижает вибрацию колонны и затраты мощности на бурение.

Основные аспекты влияния видов движения буровых компоновок на искривление скважин рассмотрены в 2.2.2.

Специалисты КазИМСа, одни из первых в стране, начали исследования нетрадиционных методов снижения искривления скважин, которые основываются на работах по изучению, динамики бурильных колонн.

В этом институте разработаны и испытаны колонковые наборы со смещенным центром тяжести поперечного сечения. Первые КСМ создавались

скорости бурения связано со снижением интенсивности искривления, но при этом важно то, что рост механической скорости бурения во всех случаях не связан с повышением осевой нагрузки, а достигается за счет использования: ГВ-5 (кривые 1, 2, 4, 5) и УБТ-73 над колонковым набором (кривые 1, 2, 3, 6).

Кривые 13 и 14 показывают связь механической скорости бурения с интенсивностью искривления при бурении колонковыми наборами с центраторами и без центраторов, соответственно, на глубинах от 1100 до 2300 м, а кривые 7–12 бурение в каждом 200-метровом интервале, соответственно, на глубинах 1100–2300 м.

В Забайкалье и Монголии достаточно эффективными показали себя компоновки, состоящие из стандартного колонкового набора 1 и размещаемых над

из стандартных колонковых труб с закреплением на внутренней поверхности металлической полосы, которая в сечении имеет форму кольцевого сектора с углом обхвата 30–40°. Испытания таких буровых наборов в Кировской ГРЭ (70-ые г. XX в., Украина) показали перспективность данного направления. Отмечалось значительное снижение интенсивности естественного искривления, уменьшался уровень вибрации и повышалась механическая скорость бурения [20, 24].

Механизм работы компоновок КСМ предусматривает проявление нового технического свойства, которое состоит в регулировании центробежной силы $F_{ц}$ с одновременным обеспечением вида движения Φ_1 (вращение компоновки вокруг оси скважины), что позволяет снизить искривление скважин и в целом повысить эффективность бурения.

При вращении КСМ в скважине с частотой ω (рис. 4.3) 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 нехарактерно для бурильных труб с поперечным сечением в виде кольца. Величины углов β_c и α_c (рис. 4.3) 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 компоновку 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

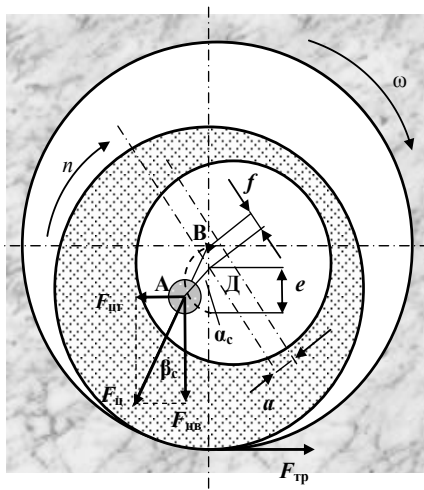


Рис. 4.3. Схемы для анализа работы компоновки со смещенным центром тяжести поперечного сечения: ω – направление вращения колонны, задаваемое буровым станком; n – направление качения колонны по стенке скважины

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 самоцентриации*.

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 α_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. 4.3),

$$AB = \frac{\sin \alpha_c e}{\sin \beta_c}, \quad (4.1)$$

где $\beta_c = \arctg \frac{\sin \alpha_c e}{(f + \cos \alpha_c e)}$.

В формулах α_c изменяется от 0 до 180 град, 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, насколько это требуется для предотвращения качения компоновки по стенке скважины. В результате практически всегда проявляется свойство КСМ обеспечивать в скважине вид движения Φ_1 за счет динамического регулирования внешних сил, определяющих вид движения компоновки.

Для обеспечения наиболее стабильного вида Φ_1 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, воздействующих на торец бурового инструмента и компоновку со стороны забоя скважины при бурении анизотропных горных пород.

Соответственно стабильность движения вида Φ_1 повышается с ростом эксцентриситета центра масс, веса отдельной КСМ и числа отдельных КСМ, распределенных вдоль сжатого участка бурильной колонны с некоторым шагом.

В США достаточно широко используют компоновки со смещенным центром тяжести поперечного сечения (см. приложение 1), но в основном при создании УБТ для роторного низкочастотного бурения скважин большого

диаметра. Например, фирма *Xp. Por Drilling* использует 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 КазИМСа и ИрГТУ при алмазном и бескерновом бурении геологоразведочных скважин.

На рис. 4.4 представлены графики, полученные расчетом в соответствии с аналитическими выкладками [20].

Графики дают значения достаточного, для реализации вида движения Φ_1 , эксцентриситета компоновки, располагаемой над породоразрушающим инструментом. Расчет сделан для одной полуволны колонны ЛБТН-54 и компоновки длиной 5 м, массой 50 кг, при $f_k = 0,5$ мм, $M_{оп} = 2$ даН·м. Графики показывают зависимость эксцентриситета от коэффициента трения колонны о стенку скважины и частоты вращения. Рост $M_{оп}$ приводит к повышению величины достаточного эксцентриситета, а его значения вполне реальны с точки зрения реализации при изготовлении буровых компоновок.

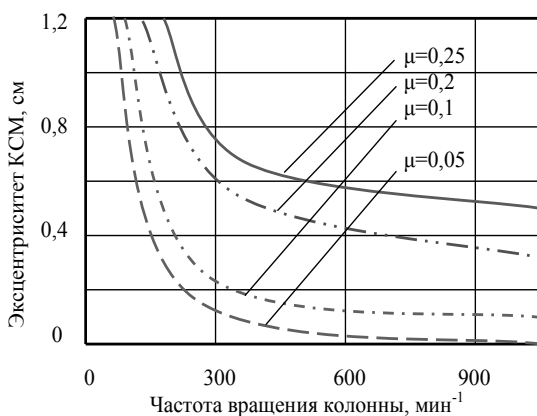


Рис. 4.4. Расчетные графические зависимости эксцентриситета буровой компоновки от частоты вращения колонны, коэффициента трения колонны о стенку скважины и величины опрокидывающего момента $M_{оп}$

Анализ показывает, что наиболее активно на достаточную величину эксцентриситета, гарантирующую стабильный вид вращения колонны в режиме Φ_1 , оказывают 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. 4.5, б – угол λ), что позволяет снизить коэффициент трения в несколько раз [20]. 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 установке переходников (рис.4.5, б) с совмещением поперечных сечений КСМ (рис. 4.5, а) так, как показано на рис. 4.5, при условии вращения колонны влево-направо. Угол Ψ , равный 60° , определен из условия защиты КСМ от износа и определяет места установки твердого сплава на поверхности труб со смещенным центром тяжести поперечного сечения.

В КазИМСе были исследованы и разработаны компоновки для алмазного бурения, имеющие форму поперечного сечения с различными значениями осевого момента инерции относительно главных осей. Исследованиями В КазИМС установлено, что при продольном изгибе такие компоновки (с поперечным сечением в виде эллипса, овала и др.) стремятся сохранить вращение с прямой прецессией (Φ_1), так как вращение их вокруг собственной оси требует дополнительных затрат энергии на деформацию (прогиб) компоновки вдоль большей оси сечения (на рис. 4.6 – вдоль оси Y).

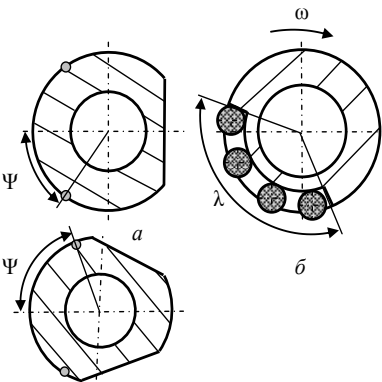


Рис. 4.5. Компоновки КСМ с опорами качения

В этом случае дополнительная работа на один оборот определяется выражением:

$$\Delta A_p = \frac{\pi P \sqrt{P}}{8 \sqrt{E}} \left(\frac{\Delta D_1^2}{\sqrt{J_1}} - \frac{\Delta D_2^2}{\sqrt{J_2}} \right), \quad (4.2)$$

где E – модуль упругости стали, Н/м^2 ; ΔD_1 и ΔD_2 – возможный прогиб профилированной трубы соответственно в направлении короткой и длинной оси поперечного сечения, м; J_1 и J_2 – осевой момент инерции поперечного сечения относительно длинной и короткой осей, м⁴.

Условием устойчивого обращения изогнутой компоновки с неравной жесткостью по осям поперечного сечения вокруг оси скважины будет являться соблюдение неравенства (по И. Н. Страбыкину)

$$\Delta A_p > \Delta A_{\text{мв}}, \quad (4.3)$$

где $\Delta A_{\text{мв}}$ – работа изгибающего момента, действующего со стороны забоя на торец породоразрушающего инструмента.

Если, например, рассматривать условие, при котором в скважине находится компоновка, с длинной осью поперечного сечения в виде овала или эллипса равной диаметру скважины, то значение изгибающего момента M_B , вызванного неравномерным разрушением забоя и нейтрализуемого за счет дополнительной работы на проворот профильной компоновки вокруг собственной изогнутой оси (вид движения Φ_2) – ΔA_p , можно определить по формуле:

$$M_b \leq \frac{\pi P \Delta D_1}{8} \quad (4.4)$$

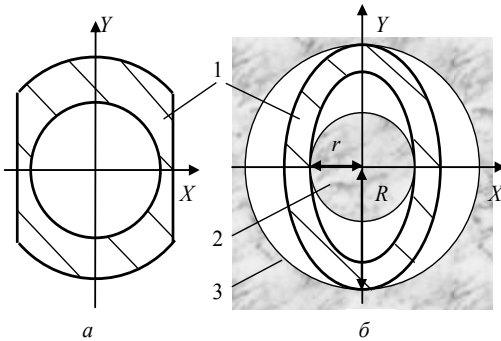


Рис. 4.6. Схемы поперечных сечений компонок с неравной жесткостью по осям поперечного сечения
– 1; 2 – керн; 3 – ствол скважины

колонковая труба диаметром 57 мм может иметь следующие параметры: $R = 29,5$ мм; $r = 21$ мм; осевой момент инерции по оси $X - J_x = 24,6 \text{ см}^4$, по оси $Y - J_y = 22,0 \text{ см}^4$.

Из толстостенных труб может изготавливаться компоновка, имеющая поперечное сечение, которое показано на рис. 4.6, а.

Использование на ряде месторождений Северо-Востока и Дальнего Востока колонковых наборов с овальным поперечным сечением показало возможность снижения интенсивности искривления скважин в 1,5–2 раза по сравнению со стандартными наборами из круглых колонковых труб.

4.1.2. Компоновки для алмазного бурения снарядами со съёмным кернаприемником

При бурении снарядами со съёмным кернаприемником проблема естественного искривления является актуальной. Анализ показывает, что и для колонн ССК сохраняются закономерности, ранее отмеченные для бурения обычным снарядом. Например, в работе приведены данные о бурении глубоких скважин (1200–1800 м) снарядами ССК типоразмера NQ и BQ в Родезии. Более жесткая колонна NQ (69,8 мм) меньше искривляет ствол, чем BQ (55,6 мм). Применение простейших стабилизаторов колонкового набора позволило снизить интенсивность искривления при бурении колонной BQ с 17 до 8 град/100 м. При бурении колонной NQ интенсивность искривления в среднем составила 4,16 град/100 м.

Анализ закономерностей искривления скважин, буримых КССК, в различных регионах страны, выполнен специалистами МГРИ. При анализе

Таким образом, придавая компоновке форму, имеющую неравную жесткость по осям поперечного сечения, можно добиваться определенного снижения интенсивности искривления за счет вращения компоновки вокруг оси скважины.

Колонковый набор с поперечным сечением в виде овала может быть получен обжатием стандартных колонковых труб (см. рис. 4.6, б). В этом случае

сравнивались данные по искривлению скважин, пробуренные КССК-76, и данные по обычному бурению с применением колонн СБТМ-50. Средняя интенсивность искривления скважин, буримых КССК, оказалась ниже, чем при обычном алмазном бурении на 25–30 %.

По данным из работы [21], на одном из месторождений ПГО «Запказгеология» КССК использовали как средство бурения направленных скважин. С этой целью проводились мероприятия по уменьшению деформации колонкового набора: на нижнем конце колонкового набора устанавливался расширитель, а на верхнем – комбинированный центратор, включающий твердосплавный центратор и алмазный расширитель. Интенсивность искривления скважин проходимых снарядом КССК с центрированным набором оказалась в 2,5 раза меньше интенсивности искривления ранее пробуренных обычных снарядом соседних скважин.

Компоновки для ССК, снижающие естественное искривление скважин разработаны ВИТР, КазИМС, ПГО «Востказгеология», «Ташкентгеология», «Кировгеология». Основное направление этих работ – создание центрирующих (жестких) колонковых наборов.

На рис. 4.7, а показана компоновка, разработанная в ПГО «Кировгеология». Центраторы 7 этой компоновки выполнены с применением вставок сверхтвердого материала *славутич*, что существенно повысило их ресурс. В компоновке использованы две профилированные шестигранные трубы 6 длиной до 600 мм, что позволило получить длинный центрирующий набор. Компоновка позволяет снизить интенсивность искривления скважин при бурении ССК-59 в 2–2,5 раза.

Центрирующие колонковые наборы конструкции ВИТР разработаны двух модификаций. Набор первой модификации (рис. 4.7, б) состоит из двух наружных колонковых труб 4, между которыми расположен центратор 3 совместно с алмазным расширителем 2. Другой расширитель 2 и центратор 3 располагаются над коронкой 1. В верхней части набора располагается переходник 5 с наплавками релита. Набор второй модификации отличается тем, что в средней части бурового набора расположен только центратор без расширителя. При этом сделаны рекомендации об установке третьей пары центраторов-расширителей в верхней части набора при его длине более 3,5 м. Центрирующие элементы центраторов выполнены в виде наплавки релита или сормайта.

На рис. 4.7, в представлена компоновка ЖК-5, разработанная в ПГО «Востказгеология» А. И. Уржумовым (а.с. №936214) [31]. Главными особенностями конструкции компоновки, являются использование профильной трубы 6 с семью гранями, а также то, что труба 4 имеет наружный диаметр 56 мм. В компоновке ЖК-5 расширитель 2 установлен над профильной трубой 6, нижний твердосплавный центратор 3 выполнен более длинным, а его диаметр на 0,2–0,1 мм меньше диаметра коронки 1. Согласно исследованиям автора разработки расстояние от торца коронки 1 до расширителя 2 в компоновке должно быть 1–2 м, а наиболее оптимальном по результатам

испытаний оказалось расстояние 1,2 м. Это расстояние обосновано максимальной эффективностью компоновки по снижению интенсивности естественного искривления. Ресурс компоновки ЖК-5 составляет 220–260 м.

Согласно опубликованным данным компоновка ЖК-5 является наиболее эффективной жесткой компоновкой из всех разработанных, в своё время, в стране для ССК.

Изучая работу центрированных колонковых наборов, некоторые специалисты отмечают отрицательное влияние на процесс стабилизации направления скважин такого элемента колонкового набора, как расширитель в случае его размещения непосредственно над коронкой. Отмечено, что интенсивность искривления скважин в 1,3 раза выше при бурении компоновкой, в которой расширитель установлен над коронкой.

Основные причины повышения интенсивности искривления скважин при

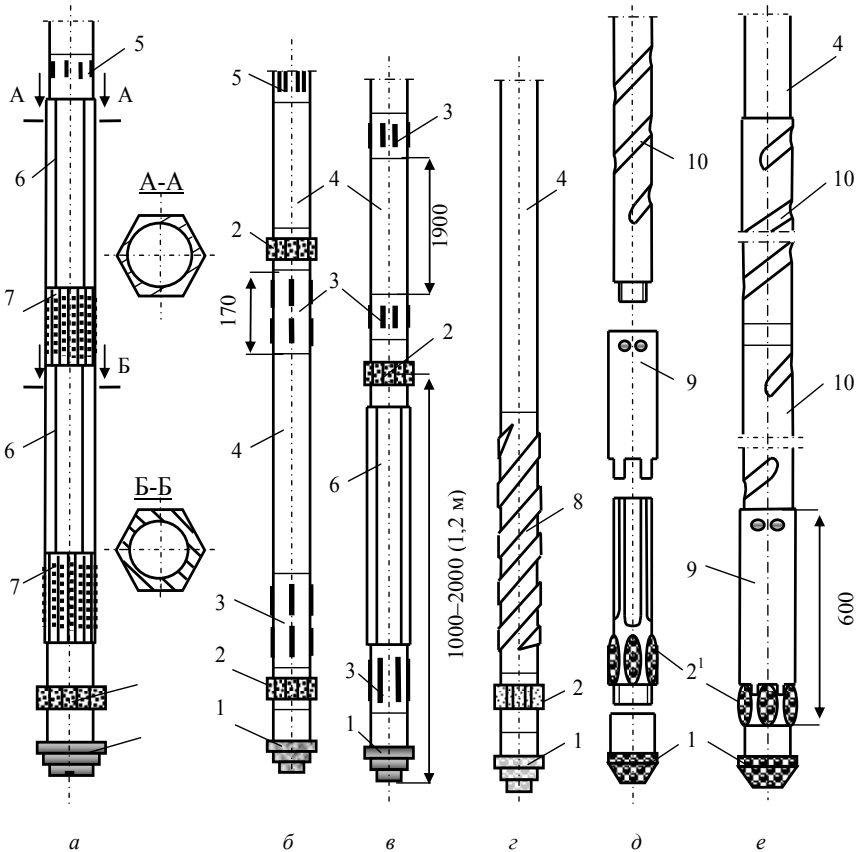


Рис. 4.7. Схемы центрирующих (жестких) компоновок ССК

использовании расширителей рассмотрены аналитически в п. 2.2.1 (рис. 2.7):

- происходит подработка стенки скважины вооружением расширителя при действии на породоразрушающий инструмент отклоняющих сил в процессе разбуривания анизотропных и перемежающихся по твердости горных пород;

- наличие в нижней части компоновки одного элемента, имеющего больший диаметр, чем остальные, приводит к увеличению действия отклоняющих сил, так как этот элемент играет роль опоры, вокруг которой будет стремиться повернуться снаряд, что вызывает повышение отклоняющей силы (зависимость 2.13) и, соответственно, скорости фрезерования стенки скважины.

В связи с отрицательным влиянием расширителей на направление бурения скважин возникает важный аспект в направлении совершенствования коронок и особенно для ССК, т. е. создание коронок, способных сохранять наружный диаметр без использования расширителей над ними. Данная задача может быть решена путем увеличения боковой поверхности матриц, использования сверхтвердых материалов.

Достаточно просто задача повышения ресурса коронок и центрирующих элементов компоновки ЖК-5 решена в Приморье. Наваривание полос на корпус коронок ССК с наклоном к оси корпуса (наклон в сторону, противоположную направлению вращения коронки) позволило повысить ресурс коронок на 21 %, снизить расход алмазов на 20 % и обеспечить более стабильную работу ЖК-5 по снижению искривления (см. рис. 4.22).

На рис. 4.7, *г* показана компоновка ССК-ТКСВ (труба колонковая стабилизирующая винтовая), разработанная в ПГО «Ташкентгеология». Особенность компоновки – наличие трубы с винтовой нарезкой 8, которая является гидромеханическим центратором-стабилизатором набора и, кроме того, обеспечивает более эффективное удаление шлама из забоя. По данным разработчика, компоновка позволяет бурить скважины с минимальным искривлением (интенсивность по зениту – не более 1,3–1,6 град/100 м, по азимуту – 0,5–0,9 град/100 м). Ресурс компоновки 500–1000 м.

Зарубежные компании также уделяют внимание проблеме снижения интенсивности естественного искривления при проходке скважин ССК.

Основными направлениями разработки технических средств за рубежом специалистами являются:

- обеспечение максимального центрирующего эффекта набора;

- повышение устойчивости колонковых наборов, что достигается уменьшением числа резьб и высокой точностью изготовления элементов набора, при этом основное внимание уделяется соосности элементов компоновки;

- разработка коронок определенных конструкций, позволяющих бурить при пониженных осевых нагрузках.

Примером подхода к разработке компоновки для ССК может являться компоновка *Mini-Deve* (рис. 4.7, *д, е*) канадской фирмы *Whell Trucing Tool*.

Компоновка выпускается четырех типоразмеров *AQ* (диаметры коронки наружный и внутренний – 47,6/27,0; колонны 44,5/34,9), *BQ* (59,6/36,4; 55,6/49,5), *NQ* (75,3/47,6; 70/60,3), *HQ* (96,1/61,1; 88,9/77,8). В состав компоновки (рис. 4.7, *д* – компоновка разобрана, рис. 4.7, *е* – собрана) входят коронка 1, оригинальный расширитель 2¹, имеющий удлиненный корпус, на который надевается втулка 9. Наружный диаметр этой втулки близок к диаметру расширителя 2¹. Между верхней частью корпуса расширителя 2¹ и внутренней поверхностью втулки 9 образуется канал для прохода жидкости, которая выходит через отверстия во втулке 9. Выше втулки 9 ставятся два-три стабилизатора 10 со спиральными канавками. Длина расширителя 2 и втулки 9 равна 600 мм. Предусмотрена возможность установки дополнительных центрирующих узлов на расстоянии 2,1 и 3,6 м от коронки 1. Зазор между снарядом *Mini-Deve* и стенками скважины составляет не более 0,15 мм.

Зарубежными компаниями, такими как *Atlas Copco* (Швеция), *Diamant Boart* (Бельгия) производятся специальные ССК, в которых используются коронки с утонченными матрицами, что повлекло за собой изготовление и колонковых наборов с иными размерами в сравнении со стандартными колонковыми наборами типоразмера *AQ*, *BQ*, *NQ*. В настоящее время выпускается подобный ССК и типоразмера *HQ*.

Как показал опыт применения ССК с утонченными матрицами при высоких частотах вращения колонны (1100–1400 мин⁻¹) обеспечивается снижение интенсивности искривления скважин до минимальных значений (1–3 град/100 м).

Размеры ССК с утонченной матрицей (*GMC*, *GM*) и стандартных ССК (*G* и *GC*) приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Размеры ССК зарубежных компаний с утонченной и стандартной матрицами коронки

Параметры	Тип колонкового набора						
	<i>ADB.G</i> <i>ADB.GC</i>	<i>ADB.GM</i> <i>ADB.GMC</i>	<i>46DB.GM</i> <i>46DB.GMC</i>	<i>BDB.G</i> <i>BDB.GC</i>	<i>BDB.GM</i> <i>BDB.GMC</i>	<i>NDB.G</i> <i>NDB.GC</i>	<i>NDB.GM</i> <i>NDB.GMC</i>
Диаметр коронки, мм: наружный/внутренний	47,6 27,0	47,6 30,3	46,1 30,3	59,6 36,4	59,6 42,0	75,3 47,6	75,3 57,1
Площадь торца, мм ²	1206	1057	947	1748	1403	2672	1891
Диаметр бурильных труб, мм: наружный/внутренний	44,5 34,9	44,5 36,8	44,5 36,8	55,6 49,5	56,3 48,8	70,0 60,3	73,0 54,3

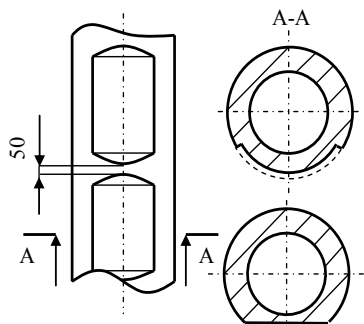


Рис. 4.8. Варианты выполнения колонковой трубы со смещенным центром тяжести поперечного сечения

Комплекты ССК с утонченной матрице коронки рекомендуется использовать в горно-геологических условиях, вызывающих интенсивное искривление скважин.

В КазИМСе для комплексов ССК разработана компоновка со смещенным центром тяжести поперечного сечения. Эксцентриситет компоновки обеспечивается путем удаления материала с одной стороны трубной заготовки (рис. 4.8, сечение А-А).

Учитывая, что колонковый набор КСМ подвергается внецентренному сжатию осевой нагрузкой, для сохранения прямолинейности компоновку следует центрировать опорными элементами в нижней, верхней и средней частях. Расстояние между опорными элементами может быть около 2 м.

При изготовлении колонкового набора со смещенным центром тяжести можно использовать второй вариант поперечного сечения трубы, представленный на рис. 4.8.

В то же время следует отметить, что для колонковых наборов ССК и КССК крайне важным является сохранение устойчивости при бурении не только для предотвращения искривления ствола скважины, но и с позиций сохранности керна, так как внутренние керноприемные трубы этих снарядов при изгибе колонкового набора будут вращаться синхронно с наружной колонковой трубой, что приведет к повышенному заклиниванию и разрушению керна. Поэтому при бурении ССК и КССК в условиях естественного искривления более предпочтительным является применение жестких центрированных компоновок гарантирующих относительную прямолинейность керноприемной трубы.

4.1.3. Компоновки для управления направлением горизонтальных скважин

Одной из основных тенденций при искривлении горизонтальных, пологовспающих и пологонаклонных скважин является их выкручивание и отклонение по азимуту влево.

Для устранения выкручивания горизонтальной скважины может использоваться буровая компоновка, действие которой основано на эффекте «рычага», предложенной В. И. Власюком (рис. 4.9) [21]. Отклоняющее усилие, нейтрализующее вес призабойной части колонны, обеспечивает фрезерование стенки скважины в направлении выкручивания и может определяться из зависимости

$$R_0 = \frac{G_c \cdot l_2}{l_1}, \quad (4.5)$$

где G_c – вес колонковой трубы выше опоры (расширитель), переходника и УБТ, кН; l_1 и l_2 – плечи "рычага" – расстояния от мест приложения сил R_0 и G_c до опоры, м.

Таким образом, целесообразно управлять углом наклона горизонтальной скважины, изменяя вес компоновки и ее частей, длину набора (включая в компоновку промежуточную опору и изменяя расстояние от нее до коронки), тип коронки и параметры режима бурения.

Для стабилизации направления скважины по азимуту колонковый набор рекомендуется центрировать тремя центраторами, которые устанавливаются в нижней, верхней и центральной частях бурового набора.

Вопрос управления направлением горизонтальных скважин для определенных горно-геологических условий методически решался специалистами в Германии [21]. На основании проведенных исследований предложены технологические мероприятия по изменению направления скважины в любом заданном направлении. Принцип управления направлением горизонтальных скважин состоит в определенном расположении в буровой колонне центраторов. Соответствующим положением центратора изменяется величина и направление действия отклоняющих сил на коронку. Работы проводились при бурении скважин большой протяженности (до 1500 м) снарядом ССК типоразмера *HQ* (88,9 мм).

Как показал опыт работы специалистов ФРГ, для стабилизации направления горизонтальных скважин достаточно установить 5 центраторов при осевой нагрузке на коронку 5 кН. Первые два центратора устанавливаются за расширителем и коронкой, остальные три на расстоянии от забоя 9, 15 и 21 м. Кроме того, подбирают соответствующие параметры режима бурения, а также, в некоторых случаях, изменяют направление вращения буровой колонны.

Изменение направления вращения буровой колонны с правого на левое стабилизирует направление скважины в вертикальной плоскости. Искривление скважины в горизонтальной плоскости происходит из-за наличия небольшого одностороннего радиального зазора вследствие работы расширителя и коронки, а также в зависимости от направления вращения буровой колонны. Если увеличить расстояние между первыми двумя

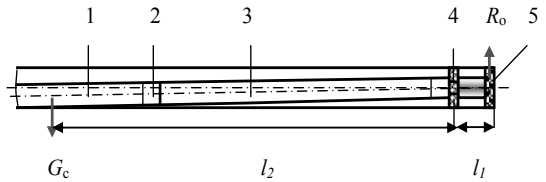


Рис. 4.9. Схема компоновки для бурения горизонтальных скважин: 1 – утяжеленная буровая труба; 2 – переходник; 3 – колонковая труба; 4 – расширитель (опорно-центрирующий элемент); 5 – коронка

центраторами и коронкой, то значительно увеличивается интенсивность искривления скважин в вертикальной плоскости по падению. При приближении первых двух центраторов к коронке будет происходить отклонение в вертикальной плоскости по восстанию. В то же время в горизонтальной плоскости отклонение отсутствует в результате действия этих центраторов. Влияние направления вращения колонны на искривление в горизонтальной плоскости связано с применением коронок с *резунами Stratapax*, которые увеличивают разработанность ствола в направлении вращения и вызывают отклонение скважины в горизонтальной плоскости при правом вращении вправо, при левом – влево.

4.1.4. Буровые компоновки для бескернового бурения шарошечными долотами

4.1.4.1. Буровые компоновки на основе УБТ для бурения скважин большого диаметра

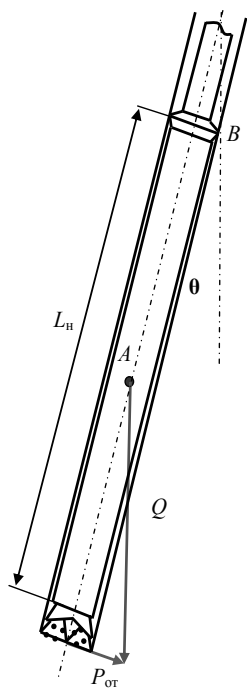


Рис. 4.10. Схема для пояснения работы «маятниковой» компоновки по уменьшению зенитного

При бурении скважин большого диаметра шарошечными долотами основным техническим средством для снижения естественного искривления скважин являются утяжеленные буровые 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;
- опорная компоновка;
- компоновки с системой центраторов и стабилизаторов, определяющих величину и направление действия усилия на долоте, противоположного отклоняющему усилию, оказывающему действие на инструмент со стороны забоя бурящейся скважины и, как частный случай таких компоновок, – «жесткие компоновки»;
- компоновки динамической стабилизации.

Компоновки «маятникового» типа используют для бурения вертикальных стволов, 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. 4.10 и 4.11, *а* даны схемы, поясняющие принцип работы и пример конструкции «маятниковой» компоновки. Компоновка, работающая по принципу маятника или отвеса, должна иметь точку опирания на стенку скважины (точка *В* на рис. 4.10), в качестве которой используется центратор. При условии сохранения устойчивости УБТ, располагаемой между верхним опорным центратором и долотом, на долоте возникает усилие $P_{от} = Q \sin \theta$. Отклоняющее усилие 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 только при бурении скважин большого диаметра и особенно при *реактивно-турбинном бурении (РТБ)*.

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. 4.10) 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» и жесткой компоновок (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.

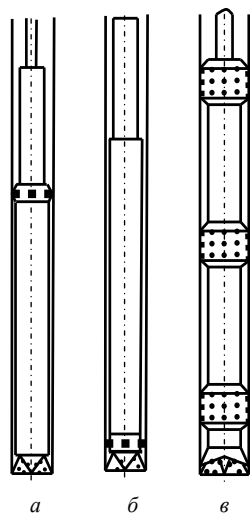


Рис. 4.11. Схемы «маятниковой» (*а*) и опорной (*б*) жесткой (*в*) буровых компоновок

Американские специалисты, развивая теорию «маятника» своих соотечественников Г. Вудса и А. Лубинского, разработали специальные УБТ из вольфрама (в 2,3 раза тяжелее, в 1,5 раза выше модуль упругости в сравнении со сталью) и истощенного урана (тяжелее стали в 2,3 раза, но модуль упругости меньше, чем у стали в 1,5 раза). В СССР при бурении первой очереди Кольской сверхглубокой скважины (СГ-3) до глубины 7,5 км для обеспечения вертикальности ствола использовали стальные полые трубы, заполненные свинцом.

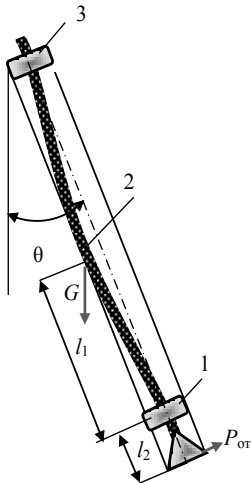


Рис. 4.12. Принцип работы опорной буровой компоновки: 1 – наддолотный стабилизатор; 2 – УБТ; 3 – стабилизатор

УБТ из вольфрама получены спеканием и по своей конструкции мало отличаются от обычных стальных. 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 из урана и вольфрама, последние на 32 % эффективнее урановых, а урановые, в свою очередь, эффективнее стальных на 60 %.

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 этого 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 то же время УБТ из вольфрама чрезвычайно дороги.

Основные методики расчетов «маятниковых» компоновок даны в работах [7, 8].

С целью увеличения зенитного угла наклонной скважины могут применяться опорные буровые компоновки (рис. 4.11, б). Размещение стабилизатора над долотом позволяет реализовать в наклонной скважине наращивание угла за счет отклоняющего усилия, которое появляется при прогибе УБТ (рис. 4.12). В этой компоновке возможна установка верхнего стабилизатора на расстоянии, не превышающем критическую длину компоновки 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

$$P_{om} = \frac{G \cos \theta l_1}{l_2}, \quad (4.6)$$

где G – вес УБТ, размещенной между стабилизаторами, кН; θ – зенитный угол скважины, град; l_1 , l_2 – расстояния от наддолотного стабилизатора до середины УБТ, размещенной между стабилизаторами и торца долота, м.

Наиболее эффективным методом предупреждения естественного искривления скважин и формирования качественного ствола является применение жестких компоновок (рис. 4.11, 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].

В процессе разработки жестких компоновок исходят из следующего:

- в компоновке должен быть жесткий наддолотный участок, который составляется из УБТ максимально возможного диаметра, это прежде всего стабилизаторы – крестообразные СКР (тип СК), квадратные УБТ (КУБТ – тип СК), спиральная УБТ (тип СС);

- осевая нагрузка на долото создается весом УБТ жесткой наддолотной и сжатой частями компоновки;

- для обеспечения прямолинейности оси УБТ сжатой и особенно жесткой частей компоновки необходимо устанавливать опорно-центрирующие элементы (центраторы);

- растянутая часть УБТ, входящих в состав компоновки, служит для плавного перехода от УБТ к бурильным трубам.

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]:

$$\theta_{\text{общ}} = \theta_{\text{пер}} + \theta_{\text{пр}},$$

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 (4.6) следует вывод о преимуществе радиально-упорных центрирующих элементов перед жесткими центрирующими элементами компоновок, так как

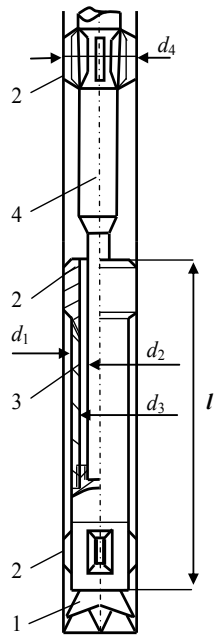


Рис. 4.13. Схема компоновки НСУ:
1 – долото; 2 – центратор; 3 – кожух;
4 – УБТ

в этом случае угол $\theta_{пер}=0$.

Наддолотные стабилизирующие устройства (НСУ), разработанные ВНИИБТ, обеспечивают минимальное отклонение оси компоновки от оси скважины, так как имеют кожух, не воспринимающий при бурении осевую нагрузку (рис. 4.13). Такая конструкция компоновки дает возможность повысить осевую нагрузку на долото в 1,5–2 раза и снизить интенсивность искривления в 1,5 раза [5].

Типоразмер НСУ-127 может применяться для бурения скважин диаметром 138,1–151 мм и имеет следующие размеры: $d_1 = 127$ мм; $d_2 = 89$ мм (УБТ); $d_3 = 97$ мм; $d_4 = 137,3$ –150,2 мм; $l = 8000$ мм.

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 породах жесткие и «мятниковые» компоновки дают возможность обеспечить проходку строго прямолинейных скважин только в изотропных породах или горных породах с малыми углами падения. Поэтому для более эффективного решения задач направленного бурения развитие получили УНБК ВНИИБТ [8], КНБК с системой центраторов и КНБК динамической стабилизации направления скважины.

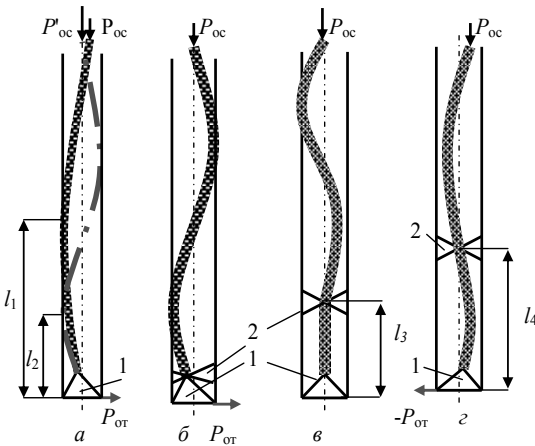


Рис. 4.14. Схемы, поясняющие принцип работы КНБК с системой центраторов

Используя систему центраторов, из УБТ создают компоновки, которые обеспечивают создание равнодействующей силы, противоположной по направлению дестабилизирующей силе, действующей со стороны забоя скважины.

На рис. 4.14 даны схемы поясняющие принцип расчета и создания КНБК с системой центраторов.

В случае если компоновка не имеет центраторов (рис. 4.14, а), под действием осевого усилия и по мере его роста формируется изгиб первого или второго порядка. Соответственно во 2 случае деформация компоновки и отклоняющее усилие на долоте 1 будут выше. При установке центратора 2 над долотом 1 (рис. 4.14, б) отклоняющая сила при определенной величине $P_{ос}$ будет наибольшей, но по мере удаления центратора 2 от долота 1 отклоняющая сила будет снижаться и

при определенном удалении (расстояние l_3) центратора 2 от долота 1 $P_{от} = 0$ (рис. 4.14, в). По мере дальнейшего удаления центратора 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. 4.14, з).

Данный принцип, существенно усложненный наличием трех и более центраторов, положен в основу расчета специальных КНБК, которые способны решать сложные задачи при проводке скважин в самых разнообразных горно-геологических условиях [8].

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. 4.6, а). Исследования В.Т. Лукьянова и др. показали, что силы, возникающие при вращении компоновок с ЭУБТ, 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.

ЭУБТ успешно использовались при бурении скважин ротором. В этом случае эллиптическая УБТ длиной 8–12 м устанавливается непосредственно над долотом.

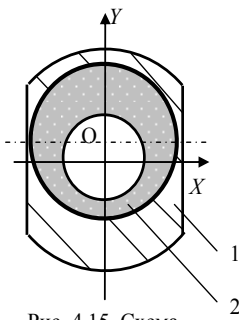


Рис. 4.15. Схема эксцентричной установки ЭУБТ в буровой компоновке

Известен положительный опыт использования эллиптических УБТ при турбинном бурении скважины СГ-3 [10]. Для снижения искривления скважин ЭУБТ применялись как при бурении сплошным забоем, так и с отбором керна. В этих компоновках ЭУБТ 1 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 2, что увеличивало эффект динамической стабилизации направления скважины за счет действия смещенного центра тяжести УБТ (рис. 4.15).

При турбинном бурении необходимо усиление эффекта динамической стабилизации, поскольку в этом случае длина применяемой УБТ существенно меньше длины ЭУБТ, используемой при бурении ротором.

При вращении ЭУБТ за счет циклического изменения её жесткости и наличия эксцентричной массы обеспечивается значительное динамическое воздействие на буровую компоновку. Присоединительные резьбы и промывочный канал расположены в плоскости, проходящей через большую ось эллипса Y (рис. 4.15), где имеет место максимальная жесткость сечения. Под

действием осевой нагрузки происходит продольный изгиб ЭУБТ в плоскости, проходящей через малую ось эллипса X . 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, а), КНБК для бурения без отбора керна (рис. 4.16, б) 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. 3.8.

Кроме КНБК, представленных на рис. 4.16, при бурении СГ-3 успешно применялись компоновки для безориентированного резания обходного ствола, проработки и расширения ствола скважины.

Технология безориентированного резания обходного ствола основана на поэтапной проработке ствола сверху вниз. По мере разрушения «лежащей» стенки ствола на глубине, где планировалось забуривание, образовывался уступ, с

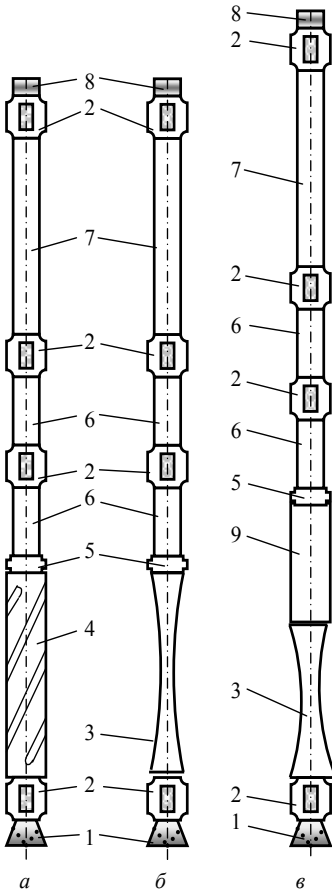


Рис. 4.16. КНБК, применяемые при бурении скважины СГ-3: 1 – долото; 2 – центратор КЛС; 3 – ЭУБТ; 4 – УБТ со спиральной формой наружной поверхности (СУБТ); 5 – сигнализатор предельного зенитного угла СПЗУ-1; 6 – редуктор; 7 – забойный двигатель; 8 – забойный датчик частоты вращения забойного двигателя; 9 – керноотборочный снаряд

которого продолжалось углубление ствола. Аналогичным образом осуществлялась корректировка траектории ствола скважины в случаях неуправляемого увеличения зенитного угла. В этом случае уступ создавался непосредственно над забоем, с которого вели дальнейшее бурение. Таким методом удавалось снизить значения зенитного угла на $2-3^\circ$.

Разработка методических основ, технологии и технических средств позволили пробурить Кольскую скважину до глубины 12 262 м с зенитным искривлением, не превышающим 12° , тогда как другие сверхглубокие скважины в России, США, Германии и Швеции при значительно меньших глубинах имели зенитное искривление на уровне $20-30^\circ$, что в значительной степени ограничило возможность достижения ими проектных глубин [11].

4.1.4.2. Буровые компоновки для бурения шарошечными долотами малых диаметров

Наиболее распространенным техническим средством для снижения интенсивности естественного искривления скважин при бескерновом бурении шарошечными долотами малых диаметров является компоновка с трехгранным стабилизатором, предложенная КазИМСом. Компоновка успешно применялась в ПГО «Кировгеология», «Сосновгеология» и др. организациях, имевших большой объем бескернового бурения скважин диаметром 76 и 59 мм.

Схема компоновки с трехгранным стабилизатором представлена на рис. 4.17, а.

В компоновку входит долото 1, центратор 2, трехгранный стабилизатор 3, твердосплавные вставки 4, размещаемые в щелевидных фрезерованных канавках. При использовании компоновки рекомендуется применение гидроударника ГВ-5 или ГВ-6. Трехгранный стабилизатор 3 изготавливается из толстостенной трубы образованием трех лысок и канавок на ребрах трубы для размещения и припаивания твердосплавных вставок. Твердосплавные вставки 4 могут размещаться в канавках по схеме в соответствии с рис. 4.17, а. Диаметр стабилизатора за счет размещения твердосплавных вставок 4 равняется диаметру долота 1, в то же время твердосплавные вставки 4 служат для защиты стабилизатора от износа.

В ПГО «Кировгеология» трехгранные стабилизаторы (УСЦ) изготовленные из толстостенных труб, выпускают трех типоразмеров для бурения скважин диаметром 76, 59 и 46 мм. Грани компоновки армированы твердым сплавом ВК-8.

Как показал опыт эксплуатации трехгранных компоновок, для успешного их применения достаточно иметь над долотом один стабилизатор длиной 6 метров.

По результатам работ ПГО «Сосновгеология» компоновки с трехгранными стабилизаторами позволяют успешно бурить скважины в сложных геологических условиях, при этом:

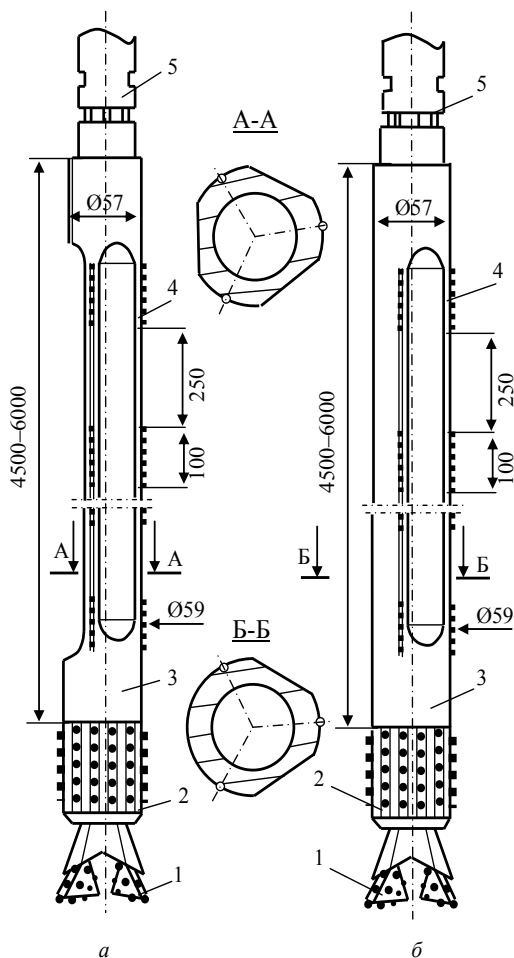


Рис. 4.17. Схемы компоновок для бурения шарошечными долотами: 1 – долото; 2 – центратор; 3 – трехгранный стабилизатор (сечение А-А) или труба со смещенным центром тяжести поперечного сечения (сечение Б-Б); 4 – центрирующие элементы; 5 – гидроударник ГВ

- обеспечивается снижение интенсивности естественного искривления в 2–3 раза;

- улучшаются условия работы долот, что проявляется в увеличении углубки за рейс на 10–20 %;

- компоновки имеют значительный ресурс при оснащении граней твердым сплавом (около 500 м с двумя реставрациями резьбовых соединений).

Основным недостатком компоновок с центраторами является небольшой ресурс центрирующих элементов и соответствующее снижение эффективности по стабилизации направления скважин. Если направляющая буровая труба имеет размеры поперечного сечения, близкие к диаметру скважины без учета ее разработки, то происходит центрирование ее по всей длине с прогибом только в пределах разработки призабойного участка ствола скважины. В этих условиях наблюдается минимальная интенсивность искривления скважин, так как центрирование обеспечивает прямолinéное состояние компоновки независимо от действующих сил и моментов. По мере износа граней

компоновки зазор и прогиб увеличиваются, и компоновка уже не способна играть роль стабилизирующего элемента нижней части колонны.

Достаточно эффективной себя показала при бурении шарошечными долотами буровая компоновка КСМ (рис. 4.17, б). Технология изготовления трубы со смещенным центром тяжести аналогична технологии изготовления

трех-гранного стабилизатора и отличается тем, что выполняется только две лыски на поверхности толстостенной трубы (сечение Б-Б на рис. 4.16, б). В состав компоновки КСМ также входит долото 1, центратор 2, труба со смещенным центром тяжести 3 с твердосплавными вставками 4 и гидроударник 5.

Применение КСМ при бескерновом бурении позволяет:

- уменьшить искривление скважин в 3–5 раз;
- увеличить проходку на долото на 10–40 % за счет уменьшения ударных нагрузок на долото и вибрации при бурении;
- увеличить механическую скорость бурения на 5–6 % за счет изменения характера работы долота и нижней части колонны (трансформация вида движения от вибрационного к равномерному обращению вокруг оси скважины);

- повысить ресурс компоновки до 500–600 м, причем по мере износа центрирующих граней компоновок КСМ их эффективность по снижению искривления скважин уменьшается незначительно, что выгодно отличает данные технические средства от центрирующих компоновок.

- бурильная колонна с КСМ работает в скважине с минимальной вибрацией, что обеспечивает более высокие показатели бурения.

Роль гидроударника 5 (рис. 4.17, б) при бурении шарошечными долотами состоит в том, что обеспечивается повышение механической скорости бурения – фактора снижающего кривизну скважины, а шлицевой разъем ГВ выполняет функцию шарнирного соединения, снижающего влияние прогиба бурильной колонны на деформацию компоновки, что повышает её ресурс и стабилизирующую способность.

Повышение механической скорости бурения успешно достигается за счет использования долот с гидродинамическими насадками. Например, долота ДДА, модернизированные Иркутским отделением ВИТР (а.с.№1416656) [20], за счет гидродинамического воздействия на забой, позволили повысить механическую скорость до 35 %, без повышения

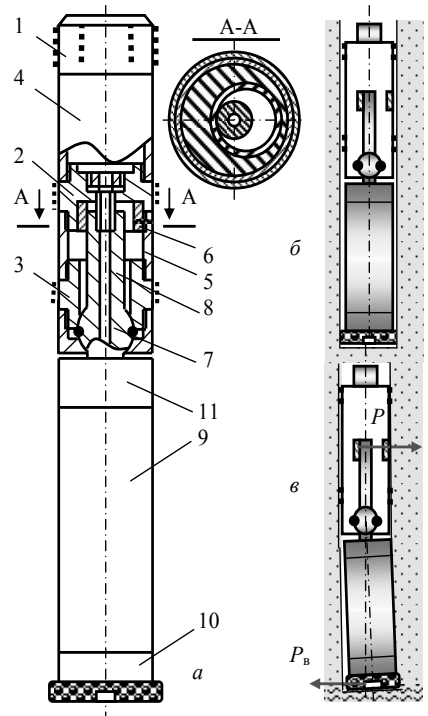


Рис. 4.18. Компоновка «Стаблит»: а – схема конструкции снаряда; б – положение компоновки в прямолинейном стволе; в – положение снаряда в искривленном стволе

параметров режима бурения, что положительно отражается и на снижении естественного искривления скважин.

В ТПУ предложена оригинальная конструкция снаряда «Стабит» (рис. 4.18, *а*) (а.с. №966219), позволяющая бурить скважины без резких локальных искривлений и в целом стабилизировать направление скважин [13, 21, 26].

Компоновка снаряда «Стабит» включает следующие основные элементы конструкции. Центраторы 1, 2 и 3 соединены патрубками – удлинителями 4, 5 и образуют верхнюю часть, в которой помещен стабилизирующий механизм компоновки. Основными элементами стабилизирующего механизма являются эксцентричная втулка 6 и шарнир 7 с хвостовиком 8, который взаимодействует с внутренней поверхностью втулки 6. Колонковая труба 9 с породоразрушающим инструментом 10 через переходник 11 жестко соединены с шарниром 7 и, таким образом, с возможностью некоторого углового поворота относительно верхней части компоновки.

Работает снаряд следующим образом. При бурении прямолинейного участка ствола (рис. 4.18, *а, б*) нижняя часть компоновки и хвостовик 8 выше шарнира 7 соосны верхнему участку снаряда и скважине и поэтому происходит обычное бурение. При искривлении ствола нижняя часть снаряда оказывается несоосной верхней части (рис. 4.18, *а, в*), поэтому эксцентрично расположенная втулка 6 обеспечивает давление на хвостовик 8, а это вызывает действие силы P_v , которая направлена от породоразрушающего инструмента 10 в направлении, противоположном искривлению, и обеспечивает фрезерование стенки ствола скважины. Отклоняющее усилие P_v равно нулю только при условии относительной прямолинейности ствола.

Небольшая длина колонкового набора ограничивает область применения снаряда в основном бескерновым бурением, поскольку удлинение колонковой трубы более 1,5–2,0 м приводит к снижению стабилизирующей способности компоновки. Следует отметить также необходимость полного центрирования верхней части снаряда, так как возникновение и величина силы P_v прямо зависят от размеров зазора между снарядом и стенками скважины.

Основной особенностью снаряда «Стабит» является обратно пропорциональная зависимость его стабилизирующей эффективности от механической скорости бурения (см. формулы (2.17), (2.19)).

В то же время для бурения строго прямолинейных, например, вертикальных стволов при умеренной скорости бурения компоновка «Стабит» может быть достаточно эффективной.

4.1.5. Разработка и совершенствование бурового инструмента

Одним из перспективных направлений создания технических средств для снижения интенсивности естественного искривления скважин является разработка новых типов породоразрушающих инструментов. В этом направлении работают отечественные и зарубежные специалисты, которыми

созданы новые конструкции и определены методологические принципы выбора параметров коронок и долот. Например, одно из направлений работ специалистов ВИТР связано с созданием матрицы коронок для ССК, которая могла бы обеспечить минимальную интенсивность искривления за счет невысоких (до 6 кН) осевых нагрузок на коронку. Второе направление совершенствования состоит в снижении шарнирного эффекта в резьбовых соединениях колонкового набора и набора с коронкой в результате применения специальных двухупорных резьб [21], в настоящее время реализованных в резьбовых соединениях ССК зарубежных компаний.

Основные направления разработки буровых инструментов для снижения естественного искривления скважин даны в приложении 1. Некоторые из этих направлений достаточно разработаны, другие реализованы только в виде технических решений.

Снижение необходимых осевых нагрузок на коронку без уменьшения удельных контактных напряжений под резами может решаться путем

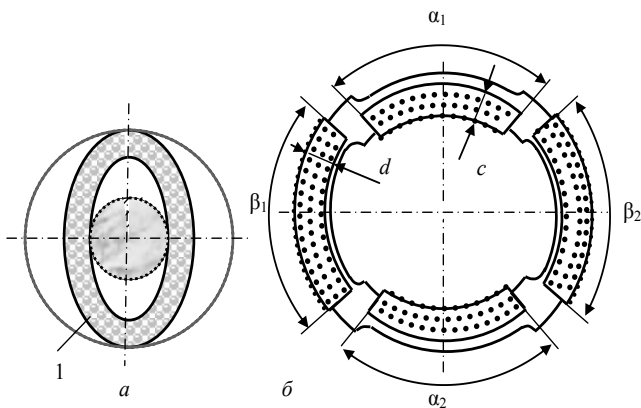


Рис. 4.19. Торцевые формы эллиптической коронки 1 (а) и коронки с наружными и внутренними секторами матрицы (б)

сокращения площади торца коронок или разработкой оригинальных конструкций матриц коронок (схема размещения и крупность алмазов, состав матрицы).

В России и за рубежом бурение одинарными колонковыми наборами производится коронками с тонкостенными матрицами. Для ССК требуется создание нового типа колонковых наборов и бурильных труб. Специалисты компании *Diamant Boart* разработали новый тип ССК, получивший широкое распространение во многих странах (см. табл. 4.1) [21]. При бурении ССК этого типа, например, используются коронки диаметром 59,6 мм с толщиной матрицы 8 мм. Коронки армируются природными алмазами. Проходка на одну коронку достигает 100–120 м, механическая скорость бурения 5,5–8,0 м/ч,

коммерческая – до 1000 м на станок в месяц и более. Как показал опыт работы, бурение скважин новым комплексом ССК при высоких частотах вращения колонны (1100–1400 мин⁻¹) обеспечивает снижение интенсивности зенитного искривления до 1–3 град/100 м.

Другим возможным решением, позволяющим использовать коронки с уменьшенной площадью торца без изменения конструкции снаряда ССК, является применение коронки с эллипсной кольцевой формы пилота (а.с. №1231201). При этом большая ось эллипса по наружному контуру равна диаметру формируемого ствола скважины, а малая ось по внутреннему отверстию – диаметру керна (рис. 4.19, а). Эллипсная форма пилота позволяет создавать коронки со сколь угодно малой площадью торца без изменения конструкции набора и труб, так как при этом формируется kern, стандартного прежнего диаметра.

Аналогичным свойством обладает коронка с матрицей, сектора которой разделены на наружные и внутренние. Размерами ($c, d, \alpha_1, \alpha_2, \beta_1, \beta_2$) секторов можно варьировать и создавать коронки теоретически со сколь угодно малой площадью торца без изменения наружного и внутреннего диаметра (патент РФ № 49085) – рис. 4.19, б. Проточки по наружному и внутреннему контуру

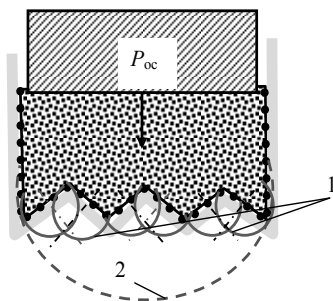


Рис. 4. 20. Схема распределения напряжений под торцом коронки с W-профилем: 1 – линии напряжений от резцов каждой грани выступа; 2 – линия суммарных напряжений

бурении различных, в том числе и твердых малоабразивных пород при пониженных осевых нагрузках. К таким коронкам относится разработанная во ВНИИАлмаз коронка типа К-09.

Для снижения искривления скважин буримых ССК более рациональны закругленные, плоские или «гребешковые» (W-профиль) формы торца коронок (рис. 4.20). У «гребешковых» коронок алмазы расположены в виде выступающих, concentрично расположенных по торцу коронки гребней, которые за счет опережающего износа матрицы всегда выступают за пределы плоскости торца и создают высокую удельную нагрузку на породу даже при малых осевых нагрузках.

корпуса коронки могут использоваться для удаления кусочков разрушенной породы, для создания различных устройств гидродинамического воздействия на забой и интенсификации удаления продуктов разрушения с забоя.

Второе направление по обеспечению снижения осевого усилия на коронку реализуется за счет конструкции матриц. Например, путем подбора состава и разработки технологии изготовления матрицы, что обеспечивает более интенсивное её изнашивание и обнажение алмазов при

Это связано, во-первых, с тем, что *W*-профиль создает свободные поверхности разрушаемой породы, а это позволяет бурить достаточно производительно при умеренных осевых нагрузках. Во-вторых, форма профиля способствует соосному со скважиной положению коронки на забое без значительных поперечных перемещений и ударных воздействий на керн.

И, наконец, *W*-профиль достаточно рационально «организует» напряжения под торцом, направляя их, прежде всего, навстречу под прямым углом в направлении от плоскостей торцевых граней, что предохраняет от излишних напряжений и разрушения керн и стенку скважины.

Импрегнированные коронки ССК типа *Craelius*, *Hobic* (*Atlas Copco*), *α -bit* (*Boart Longyear*) различной конструкции оснащаются *W*-профилем, который может иметь разнообразные размеры и твердость матриц.

Некоторое снижение осевого усилия при бурении твердых горных пород без снижения эффективности бурения достигается за счет предварительного заданного выпуска алмазов из матрицы, например, за счет электрохимической заточки коронок.

В соответствии с зависимостью (2.19) снижение интенсивности естественного искривления скважины связано с интенсификацией процесса углубления инструмента в породу за оборот без повышения коэффициента фрезерующей способности инструмента, т. е. без повышения осевого усилия на инструмент.

Данная задача успешно решается виброактивными коронками Тульского НИГП за счет наложения на породоразрушающий инструмент высокочастотных звуковых (5–18 кГц) и низкочастотных ультразвуковых (18 кГц и выше) колебаний [3]. С этой целью созданы коронки типа К16-0, К-30-0-В с гидродимическими преобразователями, работающими в направлении генерирования звуковых ультразвуковых колебаний различной частоты при прохождении через них потока промывочной жидкости. В результате обеспечивается более активное пропитывание поверхностного слоя породы на забое через многочисленные трещины зоны предразрушения, что приводит к дополнительному размягчению и разрушению породы и таким образом интенсифицируется процесс углубки забоя. Особенно эффективны виброактивные коронки с увеличенной шириной матриц (для КССК и ССК).

В процессе исследований установлено [3], что наибольшая эффективность генерирования ультразвуковых колебаний достигается при бурении упруго-хрупких пород (гранит) – скорость бурения возрастает

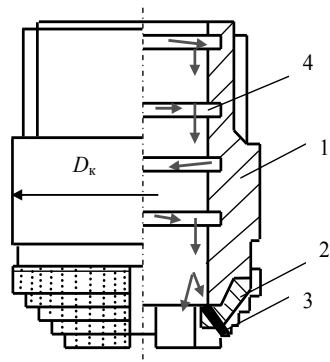


Рис. 4.21. Виброактивная коронка К16-0 и схема движения потока промывочной жидкости в ней:

- 1 – корпус; 2 – матрица;
- 3 – отверстие в матрице с генерирующей ультразвуковые колебания пластиной; 4 – проточка

в 2 раза. При бурении пластично-упругих пород (мрамор) эффективность ультразвуковой пропитки поверхностного слоя породы на забое ниже – скорость бурения максимально возрастает в 1,4–1,5 раза. Подобные результаты связаны с тем, что в упруго-хрупких породах зона предразрушения развивается существенно более интенсивно, чем в породах пластичных, а значит, влияние ультразвуковой пропитки оказалось более значительным. Это очень важно, так как упруго-хрупкие породы более тверды, для их разрушения при бурении требуются более высокие значения осевой нагрузки, а значит, и возможные искривления скважин могут быть более значительными.

На рис. 4.21 показана виброактивная коронка Тульского НИГП. Генерация колебаний виброактивной коронкой осуществляется следующим образом. Промывочная жидкость при бурении поступает во внутреннюю часть корпуса 1 коронки, завихряется в проточках 4, разгоняется в них до высокой скорости, проходит цилиндрическую часть корпуса и попадает на пластины с клиновидной заточкой, установленные в отверстиях 3 в матрице 2. Струя жидкости, попадая на препятствие необтекаемой формы, срывается и образует вихри, следующие один за другим.

Повышение эффективности бурового инструмента может достигаться за счет увеличения диаметра корпуса до диаметра матрицы, что снижает способность инструмента к фрезерованию стенки скважины. Подобное решение использовано при создании коронок в Тульском НИГП (рис. 4.21, диаметр корпуса D_k).

В ПГО «Приморгеология» с этой целью коронки для компоновок ЖК-5 оснащали стабилизирующими ребрами 2 (рис. 4.22). Ребра представляют собой износостойкую наплавку на корпусе коронки толщиной 1 мм. Винтовая конструкция ребер препятствует перекоосу и боковому смещению матрицы

коронки, что снижает интенсивность искривления скважины. Одновременно повысился ресурс коронки на 21 % и снизился расход алмазов на 20 %. Интенсивность искривления скважин с применением ЖК-5 и коронок с винтовыми ребрами снизилась в 2,7 раза. При этом повысился ресурс компоновок ЖК-5 за счет более равномерного износа боковой поверхности центраторов.

Поиск новых эффективных инструментов, обеспечивающих стабилизацию направления скважин, привел к появлению буровых коронок, активно влияющих на распределение сил под торцом при бурении любых, в том числе, и анизотропных пород. К таким инструментам можно отнести

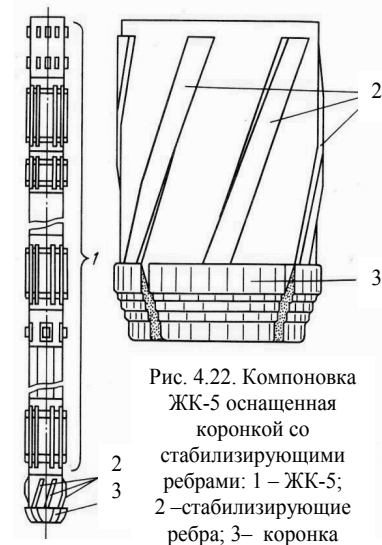


Рис. 4.22. Компоновка ЖК-5 оснащенная коронкой со стабилизирующими ребрами: 1 – ЖК-5; 2 – стабилизирующие ребра; 3 – коронка

базированные и балансированные коронки специалистов ТПУ [13].

Базированная коронка, представленная на рис. 4.23 состоит из корпуса 1, матрицы 2 с алмазами 3. Наружная часть торца корпуса наклонена под углом γ к поперечной оси. В наклонной части торца матрицы выбран паз 4, а в боковую поверхность вмонтированы базовые направляющие 5 и 6. Боковые поверхности матриц армированы наружными и внутренними подрезными алмазами. Базовые направляющие разнесены на угол β . Наружная поверхность матрицы коронки, заключенная между сторонами угла β , подрезными резцами не армирована.

При бурении осуществляется силовое взаимодействие торца коронки и горной породы. На наклонной части торца коронки в точке касания каждого алмаза с породой возникает поперечная радиальная составляющая, направленная к центру коронки. Поперечные силы, генерируемые в диаметрально противоположных точках, взаимно уничтожаются. Поскольку в матрице выбран паз 4, диаметрально противоположная часть матрицы формирует некомпенсированные радиальные силы, равнодействующая которых F_r направлена к центру паза 4. В точке, диаметрально противоположной пазу 4, формируется F_t – равнодействующая тангенциальных сил, направленная противоположно вектору скорости вращения.

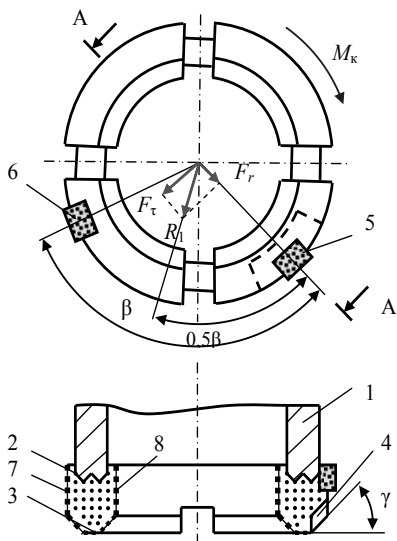


Рис. 4. 23. Базированная алмазная коронка

Равнодействующая R радиальной и тангенциальной сил направлена между базовыми накладками 5 и 6, обеспечивая их равномерную загрузку. Коронка прижимается к стенке скважины базовыми направляющими, имеющими гладкую форму, которые не разрушают стенку скважины и не уведут ствол от заданного направления.

При появлении посторонней дестабилизирующей равномерное вращение коронки силы, вызванной, например, разрушением анизотропной горной породы, величина и направление равнодействующей всех поперечных сил меняется, но не выходит за пределы сектора, ограниченного базовыми накладками 5 и 6, что исключает возможность прижатия матрицы её вооруженной частью к стенке скважины и резко снижает интенсивность отклонения скважины от первоначального направления [13].

Балансированная коронка предназначена для корректировки направления скважин в анизотропных породах за счет смещения направления результирующей силы сопротивления резанию-скалыванию породы при

изменении числа контактирующих с породой резцов на внутренней боковой поверхности M_1 и наружной боковой поверхности матрицы M_2 . Угол смещения равнодействующей определяется зависимостью:

$$\beta_6 = \operatorname{arctg} \mu \frac{M_1 - M_2}{M_1 + M_2}, \quad (4.7)$$

где μ – коэффициент трения резцов о породу.

Бессекторная коронка разработана в ИрГТУ, ИСМ АН Украины и МГГА. Особенностью коронки является форма торца в виде незамкнутого кольца (удаляется часть матрицы коронки в диапазоне центрального угла 60–100°). Механизм снижения искривления бессекторными коронками состоит в реализации вращения вокруг оси скважины, что вызывает разработку ствола, но способствует стабилизации его направления. В то же время при бурении бессекторные коронки получают перекося в направлении паса. Перекос коронки приводит к повышению изгиба колонкового набора и способен привести к изменению условий его устойчивости. Для достижения эффекта стабилизации направления скважины бессекторные коронки следует устанавливать с ориентацией паса относительно прогиба набора (паз коронки размещается с противоположной от направления прогиба набора стороны). В случае если вопрос ориентации коронки относительно прогиба набора решается удачно, эффект от применения бессекторных коронок может быть положительным, и состоит как в снижении искривления скважин, так и в повышении механической скорости бурения.

В соответствии с теорией процесса упруго-пластического деформирования и разрушения анизотропных горных пород выявлены закономерности формирования полей деформации и механических напряжений под торцами буровых инструментов (см. п.п. 2.3.1.2), что позволяет предложить научно-обоснованную методику проектирования буровых коронок со сложными профилями торцов с целью управления направлением и кривизной геологоразведочных скважин.

Результаты исследований механики разрушения анизотропных горных пород позволили выделить в качестве перспективного направления по разработке инструментов с динамизированными (шарнирными) связями породоразрушающих элементов или вооруженных частей торца с корпусом инструмента, что способно обеспечить устранение действия опрокидывающего момента на буровую компоновку и снизить дисбаланс усилий резания-скалывания анизотропной породы (см. приложение 1, п. 1.5).

4.2. Технические средства для развития естественного искривления

Технические средства данной группы относятся к отклонителям неориентируемого изменения направления скважины на неограниченном интервале бурения и предназначены для изменения зенитного угла в направлении естественного искривления.

В качестве таких средств используются *шарнирные компоновки*.

Шарнирная компоновка (рис. 4.24, а) представляет собой короткий колонковый набор 3 (1–1,5 м) с коронкой 4 (возможен вариант применения шарнирной компоновки с долотом), при этом колонковый набор 3 соединен с бурильной колонной или УБТ 2 специальным шарнирным соединением (переходником) 1. Наличие шарнирного соединения обеспечивает перекос шарнирной компоновки в скважине на угол γ , который задает направление и

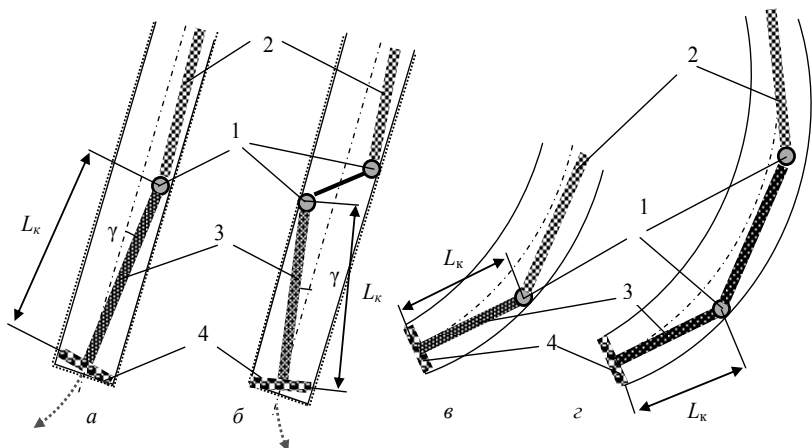


Рис. 4.24. Схемы работы шарнирных компоновок в прямолинейном наклонном и криволинейном стволе скважины.

1 – буровые шарниры; 2 – бурильная труба или УБТ; 3 – колонковая или направляющая труба; 4 – коронка или долото

интенсивность искривления скважины за счет асимметричного разрушения забоя.

Набор кривизны подобными снарядами будет реализован в той степени, в которой будет выдержан в плоскости искривления перекос шарнирной компоновки. Именно поэтому шарнирные компоновки следует применять в наклонных скважинах, в которых перекос в направлении увеличения зенитного угла задается действием силы тяжести компоновки, бурильных труб и УБТ (рис. 4.24, а, б), а также в криволинейных интервалах стволов скважин для развития ранее сформированного криволинейного ствола по принципу копирования имеющегося искривления (рис. 4.24, в, г).

Основной элемент шарнирной компоновки – шарнирное соединение (переходник). Шарнирное соединение предназначено 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. 4.25, а, б.

Шарнирное соединение (рис. 4.25, 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 шаровой палец 2 надето резиновое уплотнение 6. К снаряду (укороченный колонковый набор с коронкой) 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 γ .

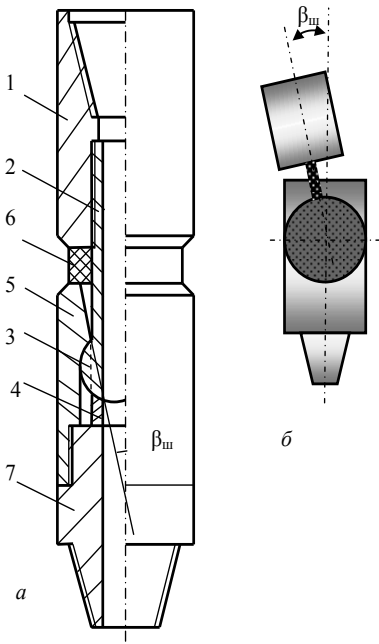


Рис. 4.25. Устройство шлицевого шарнирного соединения (переходника) – (а) и схема, поясняющая существо работы шарнирного переходника (б)

В практике буровых работ применяется несколько конструкций буровых шарниров разработанных в ВИТРе, ЗабНИИ и других организациях. Угол перекоса буровых шарниров $\beta_{ш}$ может составлять от 1,5 до 6°, они рассчитаны для бурения при частоте вращения до 400 мин⁻¹ и на передачу осевого усилия 1,2–2,5 кН в зависимости от диаметра.

Шарнирные компоновки относятся к отклонителям, которые способны обеспечить искривление скважины при соблюдении следующих условий [24, 26, 30]:

- искривление осуществляется только в направлении естественного искривления скважин;
- искривление осуществляется или из наклонной скважины в направлении увеличения или уменьшения

зенитного угла (рис. 4.24, а, б), или из искривленного ствола в направлении развития кривизны искривленного участка ствола (рис. 4.24, в, г).

Шарнирные компоновки могут иметь один или два шарнира. Первые используются для увеличения (рис. 4.24, а, в), вторые для уменьшения зенитного угла наклонной скважины в прямолинейном интервале (рис. 4.24, б) или развития кривизны искривленного участка ствола скважины (рис. 4.24, г). Шарнирные компоновки с двумя, тремя и более шарнирами, предназначенные для развития кривизны искривленного интервала ствола скважины

(рис. 4.24, з), получили название снарядов плавного искривления (СПИ).

Максимально возможная интенсивность искривления, реализуемая шарнирной компоновкой, может определяться зависимостью:

$$i = \frac{2\gamma}{L_k} = \frac{57,3(D_{\text{свб}} - d_k)}{L_k^2} \quad (4.8)$$

где γ – угол перекоса компоновки в скважине, равный $\arcsin \frac{D_{\text{свб}} - d_k}{2L_k}$, град; L_k – длина компоновки от торца породоразрушающего инструмента до шарнира, м; $D_{\text{свб}}$, d_k – диаметры скважины и колонковой (направляющей) трубы в верхней опирающейся на стенку скважины точке, м.

Формула (4.8) получена на основании решений, приведенных в работах [6, 7, 16], в соответствии с которыми шарнирная компоновка длиной L_k , имеющая стабильный перекося в скважине, на интервале углубки ствола длиной L_k обеспечивает набор угла искривления равный двум углам перекоса γ компоновки в скважине. При этом формируется кривизна по дуге окружности радиуса

$$R_a = \frac{L_k^2}{D_{\text{свб}} - d_k}. \quad (4.9)$$

Приведенная выше аналитическая зависимость проиллюстрирована рис. 4.26.

Для увеличения угла перекоса шарнирных компоновок и соответственно реализуемой ими интенсивности искривления, выпускаются специальные буровые коронки – алмазные и твердосплавные, у которых наружный диаметр породоразрушающей части превышает размер корпуса на один стандартный переход размера. Например, коронка диаметром 76 мм по размеру корпуса подходит под резьбу колонковой трубы диаметром 57 мм (внутренний диаметр коронки 42 мм), а коронка диаметром 59 мм может использоваться с колонковой трубой диаметром 46 мм (внутренний диаметр коронки 25 мм). Алмазные коронки подобного специального размера имеют маркировку ИКШ и АКШ.

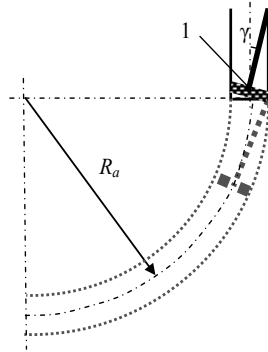


Рис. 4.26. Схема набора кривизны шарнирной компоновкой (1), находящейся в состоянии фиксированного перекоса в скважине

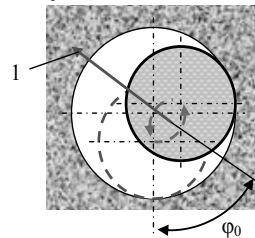


Рис. 4.27. Схема для анализа направления набора кривизны шарнирной компоновкой (при накатывании её верхнего конца на стенку скважины: 1 – направление искривления скважины

Максимальная интенсивность искривления скважины шарнирной компоновкой, которую можно рассчитать в соответствии с формулой (4.8), будет возможна только в том случае, если шарнирная компоновка строго зафиксирована в плоскости набора кривизны, и будет вращаться вокруг собственной оси. На самом деле это достигается крайне редко. Шарнирная компоновка вследствие действия центробежных сил и сил трения в точке контакта со стенкой скважины накатывается на стенку скважины, и плоскость набора кривизны смещается из апсидальной плоскости вправо. В результате скважина искривляется по азимуту влево (рис. 4.27). Средний угол наката компоновки на стенку скважины φ_0 задает направление искривления скважины. В случае, если этот угол достигнет 90° , скважина будет отклоняться вправо без выполаживания. При большем значении угла φ_0 направление искривления будет крайне нестабильно. Интенсивность искривления при накатывании компоновки на стенку скважины, можно определить по приведенной ранее зависимости (2.24) с учетом угла наката φ_0 и характера движения компоновки по аналогии с рассмотренным ранее механизмом работы в скважине пневмударника (рис. 2.20).

Угол накатывания компоновки на стенку скважины φ_0 задается в основном коэффициентом трения корпуса компоновки о стенку скважины и центробежной силой, которая прежде всего зависит от частоты вращения бурильной колонны и компоновки. В связи с этим рекомендуется для искривления скважины в направлении её выполаживания применять низкие частоты вращения колонны, а в случае отклонения скважины влево частоту вращения колонны следует несколько увеличить. В то же время для более стабильной работы компоновки в направлении выполаживания рекомендуется использовать очистной агент со смазывающими добавками, а также применять компоновки с подвижным опорным элементом, установленного на подшипнике (рис. 4.28, а).

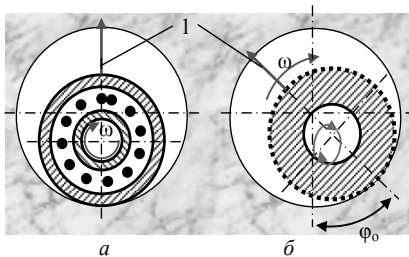


Рис. 4.28. Схемы шарнирных компоновок с уменьшенным (а) и увеличенным эффектом накатывания (б) на стенку скважины: 1 – направление искривления скважины

этой целью переходник армируют резцами из твердых сплавов или устанавливают в верхней части компоновки алмазный расширитель. Этим достигается увеличение угла наката φ_0 и отклонение скважины влево (рис. 4.28, б).

Как показывает практика, фактическая интенсивность искривления скважины значительно отличается от расчетной, определяемой по формуле (4.8) и зависит от частоты вращения шарнирной компоновки и осевой нагрузки

на инструмент. Исследование работы одношарнирной компоновки специалистами ТПУ [29] позволило установить следующее.

1. Компоновка вращается не только вокруг собственной оси, но и вокруг оси скважины влево при правом вращении инструмента, причем вращение вокруг оси скважины преобладает при больших частотах вращения инструмента.

2. С ростом частоты вращения интенсивность искривления снижается, а с повышением осевой нагрузки возрастает. При этом повышение осевой нагрузки приводит к более интенсивному выполаживанию скважины.

3. Увеличение зенитного угла скважины приводит к росту стабильности в работе компоновки. Минимальный зенитный угол, обеспечивающий стабильное искривление равен $10\text{--}15^\circ$.

4. Длина шарнирной компоновки не должна превышать 2 м.

5. Выполаживание скважины наиболее эффективно при осевой нагрузке на коронку около 20 кН и частоте вращения инструмента $120\text{--}150\text{ мин}^{-1}$.

6. Для выполаживания и одновременного поворота скважины влево частота вращения инструмента должна быть повышена до $230\text{--}250\text{ мин}^{-1}$.

При пневмоударном бурении, по аналогии с технологией искривления скважин шарнирными компоновками, для направленного бурения наклонных скважин используются компоновки, в которых изменяется угол перекоса и наката на стенку скважины. Основные аспекты технологии направленного бурения пневмоударниками были рассмотрены в п. 2.2.6.

4.3. 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 и по назначению разделяются на:

- снаряды для подготовки забоя скважины для постановки отклонителя;
- расширители *пилот-скважины;*
- снаряды – фрезеры;
- снаряды плавного искривления (СПИ);
- жесткие снаряды для устранения нежелательной кривизны ствола скважины.

Отклонители являются основной составной частью технической системы для направленного бурения. Различные типы отклонителей определяют возможности этой системы при решении геолого-методических и технических задач.

4.3.1. Отклонители

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. Гидравлическое метание шаров из изогнутого наконечника;

3. Плавлением в ориентированном направлении.

Б. Без вращения бурильной колонны 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;

- 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 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 с целью прокладки коммуникаций под природными и техногенными объектами. При задавливании инструмента в направлении противоположной скосу будет действовать поперечная сила $N_{от}$ (рис. 4.29) равная :

$$N_{от} = \kappa_{т} P_{oc} \operatorname{ctg} \lambda \quad (4.10)$$

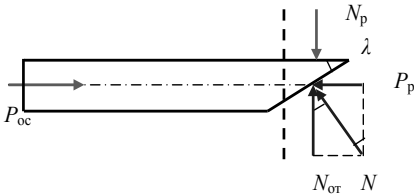


Рис. 4.29. Схема сил при задавливании в грунт инструмента со скосом торца

где κ_t – коэффициент, учитывающий действием сил внешнего и внутреннего трения при внедрении инструмента и деформировании грунта; P_{oc} – осевая нагрузка на инструмент, даН; λ – угол приострения инструмента со скосом, град.

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, разработавшийся в 60–70 г. 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.

Искривление скважин при ударно-вращательном бурении было рассмотрено в п. 2.2.6 и в работах [14, 24, 26].

Другие приведенные схемы реализации искривления широко применяются в практике бурения и будут рассмотрены в последующих разделах.

4.3.1.1. 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.

Угол скоса ложка клина определяется размерами ложка: диаметром d_k и длиной ложка l_k :

$$\alpha_n = \arctg \frac{d_k}{l_k}. \quad (4.11)$$

Основной элемент стационарного клина – ложка клина. Ложка клина имеет желоб, вытянутый вдоль оси клина со скосом. Угол скоса обычно составляет $1-3^\circ$, а длина желоба примерно 1,5 м.

В поперечном сечении ложка клина выглядит серповидным (рис. 4.30). Отбуривание нового направления ствола скважины осуществляется буровым инструментом вдоль ложка клина по желобу, направленного к стенке

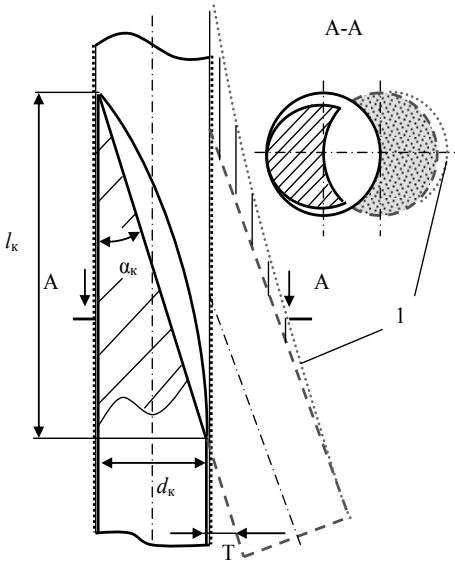


Рис. 4.30. Схема отклонения скважины от клинового отклонителя

скважины, как уже отмечалось, под углом скоса.

Клиновые отклонители конструктивно бывают выполнены *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. 4.30).

Закрытый клин в верхней части снабжен переходником в виде кольца или патрубком, 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:

$$l_n = \frac{D_T}{\operatorname{tg} \alpha_n}, \quad (4.12)$$

где D_T – диаметр трубы, м; α_n – угол скоса ложка, град.

Угол скоса ложка клина выбирают в пределах 1–4° в зависимости от твердости горных пород. Меньшее значение угла скоса соответствует более твердой горной породе.

На рис. 4.31 приведены схемы, поясняющие процесс изготовления

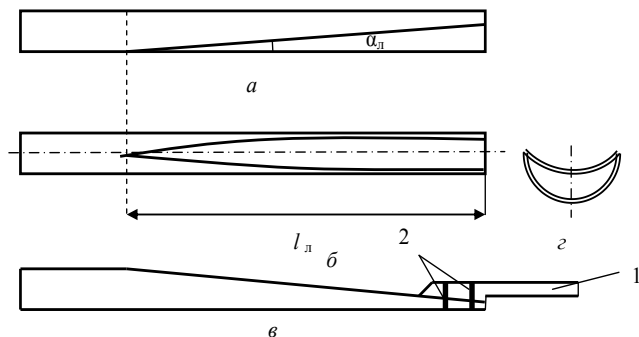


Рис. 4.31. Схемы, поясняющие процесс изготовления стационарного клина: а, б – разметка линия отреза, при изготовлении ложка; в – схема клина с установочным патрубком 1 и срезными штифтами 2; з – поперечное сечение ложка клина

стационарного клина из обсадной трубы.

Трубу в соответствии с разметкой разрезают и отделенную меньшую часть трубы приваривают к вырезу другой части, но повернув относительно оси трубы на 180°.

Срезные штифты, которыми крепятся между собой клин и установочный патрубок, срезаются при установке клина в скважину под действием осевого усилия $P_{ос}$. Диаметр d срезных штифтов можно определить по зависимости:

$$d = 2 \sqrt{\frac{P_{ос}}{\pi \sigma_{ср}}}, \quad (4.13)$$

где $\sigma_{ср}$ – 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* из смеси щебня мелкой фракции, которая доставляется в скважину в контейнере – колонковой трубе (рис. 4.32, а).

Контейнер включает переходник и колонковую трубу 1, заполненную щебнем 2. Контейнер снизу закрывается деревянной пробкой 3, а последняя крепится в трубе 1 при помощи срезных штифтов 4. Пробка 3 выполнена из двух симметричных частей, между которыми, в углублениях,



Рис. 4.32. Контейнер с щебнем и деревянной пробкой для создания временного забоя (а) и положение деревянной пробки в скважине после выдавливания из контейнера (б)

установлена пружина 5. Половинки пробки 3 скреплены в нижней части ремешком 6 и гвоздями (рис. 4.32, б). При выдавливании щебня 2 из контейнера срезаются штифты 4, пробка 3 оказывается в скважине, где раскрывается под действием пружины 5, фиксируя щебень 2 в скважине на заданной глубине (рис. 4.32, б). После некоторого уплотнения щебня 2 образуется временный забой, на который закачивают или доставляют в контейнере цементную смесь и устанавливают стационарный клин.

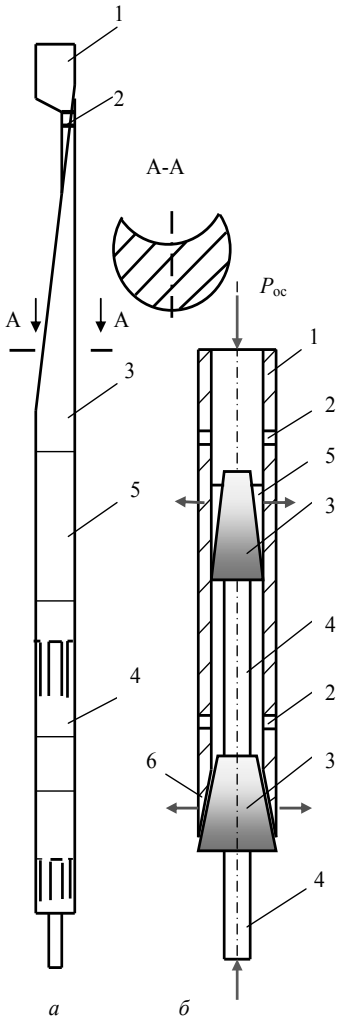


Рис. 4.33. Схемы компоновки стационарного клина КОС (а) и распорного механизма клина КОС (б)

В практике буровых работ нашли свое применение различные конструкции стационарных клиньев. Из них наиболее широко используется стационарный клин КОС, разработанный ВИТРОм для скважин диаметром 46, 59 и 76 мм (рис. 4.33). Клин спускается в скважину колонной бурильной труб на установочном патрубке 1, к которому срезными штифтами 2 крепится ложок клина 3. Ложок клина 3 соединен с распорным механизмом 4 трубой-удлинителем 5 (рис. 4.33, а).

Распорный механизм включает наружную трубу 1 с продольными и поперечными прорезами в средней и нижней частях 2. Внутри трубы 1 установлена пара конусов 3, связанных между собой жестко штоком 4. Клиновидные накладки 5 между наружной трубой 1 и верхним конусом 3, а также конусная проточка 6 наружной трубы в её нижней части обеспечивают взаимодействие конструкции распорного механизма.

При постановке клина в скважине под действием осевого усилия нижний конец штока 4 упирается в забой скважины или созданную временную пробку-забой и перемещает конуса 3 распорного механизма вверх, что в свою очередь вызывает деформацию наружной трубы 1 в местах, где выполнены продольные и поперечные прорезы 2. За счет деформирования наружной трубы 1 происходит фиксация

стационарного клина в скважине.

Толщина перемычки между стволами (вновь забуренным и стволом, из которого забурен новый ствол – на рис. 4.30 обозначено как расстояние Т) в зоне размещения распорного механизма мала. Во избежание разрушения перемычки распорным усилием механизма закрепление клина должно производиться на расстоянии не менее 2–3 м от точки забуривания отклоненного ствола. Это расстояние устанавливается выбором длины трубы-удлинителя 5 (рис. 4.33, а).

Для установки клинзев КОС могут применяться специальные пробки-забой, разработанные ВИТРОм.

Пробка-забой (ПЗ) (рис. 4.34) включает переходник 1 для соединения с бурильной колонной, корпус гидравлического привода 2, внутри которого расположен поршень с уплотнениями 3 и штоком 4. В углубление поршня 3 помещается шарик 5. Гидравлический привод включающий детали 1, 2, 3, 4 соединен с распорным механизмом пробки «левой» резьбой 6. Распорный механизм ПЗ включает конус 7 и плашки 8, размещаемые в корпусе 9. Плашки 8 закреплены в корпусе 9 хомутами из проволоки.

Пробка-забой опускается в скважину на колонне бурильных труб. Далее включается буровой насос. Поршень 3 под давлением буровой жидкости перемещается вниз, обеспечивая перемещение штока 4 и конуса 7 в продольном, а плашек 8 в поперечном направлении. Плашки 8 упираются в стенку скважины и дополнительно закрепляются под действием осевого усилия. После закрепления пробки-забоя вращением резьбы 6 гидравлический привод освобождается от распорного механизма, и бурильная колонна с гидроприводом поднимаются на поверхность.

После установки пробки-забоя на неё можно устанавливать стационарный клин.

В случаях установки стационарных клинзев в скважинах с разработкой ствола или в кавернозных скважинах вместо пробки-забоя применяют гравийные временные забои, технология установки которых с применением контейнера изложена выше.

Процедуру установки пробки-забоя и стационарного клина рекомендуется выполнять в соответствии со следующей технологией [17]:

1. Установка пробки-забоя.

1. Опускают в скважину на заданную глубину на бурильных трубах пробку-забой и включают насос. При предельном повышении давления буровой жидкости насос отключают и создают

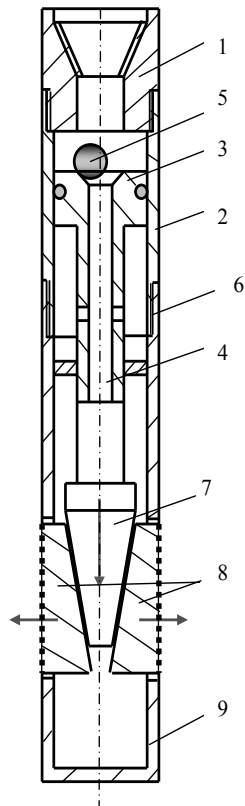


Рис. 4.34. Пробка-забой

осевую нагрузку на пробку, которая плавно увеличивается до 50–60 кН.

2. Убедившись, что пробка-забой закреплена, вращением освобождают колонну бурильных труб и вместе с гидроприводом поднимают на поверхность.

II. Установка КОС.

1. Опускают КОС на колонне бурильных труб и устанавливают без вращения на пробку-забой. Осевую нагрузку повышают плавно до 50–60 кН.

2. После отделения установочного патрубком от ложка клина (срезаются штифты) колонна с установочным патрубком поднимается на поверхность.

3. В скважину опускают отбурочный набор в составе: долото соответствующего размера (например, клин КОС-57 – долото диаметром 59 мм и т. д.), армированный переходник длиной 10–15 см, бурильная труба диаметром 42 мм.

Отбуривание производится от ложка клина на 1,0 м при $P_{oc} = 200–800$ даН и минимальной частоте вращения ($\omega = 60–70$ мин⁻¹).

4. То же с переходником длиной 0,3 м, углубка 1,2–1,5 м, $P_{oc} = 800–1500$ даН, $\omega = 280$ мин⁻¹.

5. Проработка скважины долотом или алмазной коронкой, длина компоновки 0,7 м. Углубка 1,2–1,5 м, $P_{oc} = 1200–2000$ даН, $\omega = 350$ мин⁻¹.

6. Бурение тремя последовательными рейсами колонковыми трубами длиной 1,5; 3,0 и 4,5 м. $P_{oc} = 1000–1800$ даН, $\omega = 500$ мин⁻¹ и выше.

Операции 5 и 6 предназначены для устранения резкого углового смещения забуренного от клина ствола. Сущность этой операции состоит в разрушении поверхности стенки скважины со стороны выгнутой вовнутрь части ствола (линия I на рис. 4.30). После проработки участок ствола имеет сглаженную кривизну, меньшую, чем допустимая, по условию прочности бурильных труб. При этом криволинейный интервал ствола в месте искривления должен обеспечить свободное прохождение буровых компоновок с минимальной деформацией.

Наряду с клином КОС в практике работ по направленному бурению широко применяется и усовершенствованная конструкция стационарного клина – клин КС с ОУ (клин стационарный с отбуривающим устройством) (рис. 4.35). Названный клин позволяет сразу после установки на забой и срезания соединительного штифта 1, который соединяет отбурочный набор 2 с установочным патрубком 3, а затем двух штифтов 4, соединяющих

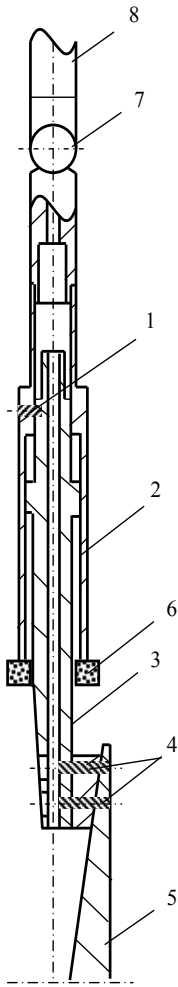


Рис. 4.35. Схема клина КС с ОУ

установочный патрубок 3 с ложком клина 5, произвести забуривание уступа в стенке скважины коронкой 6 отбурочного набора 2. В состав отбурочного набора 2 также входит шарнирное соединение 7, которое соединяет компоновку стационарного клина с бурильной колонной 8.

После отбуривания уступа на минимальных частоте вращения и осевой нагрузке отбурочный набор 2 с установочным патрубком 3 поднимаются из скважины на поверхность, а в скважину спускается отбурочный набор с долотом и армированным переходником на бурильной трубе, которым производится бурение дополнительного ствола.

Отбуривание уступа при использовании клина КС с ОУ несколько сокращает время на проведение работ и повышает надежность и качество забуривания дополнительного ствола.

Основными проблемами при использовании стационарных клиньев являются осложнения и аварийность. В особо ответственных случаях клин цементируют или перекрывают деформирующейся в кривизне обсадной колонной, длина которой составляет 4–5 м для изолирования ложка от скважинного пространства. Установка обсадной трубы влечет за собой уменьшение диаметра скважины.

Известен опыт по дополнительному закреплению клина щебнем, который доставляют в скважину после установки клина и высыпают непосредственно на ложок клина. Щебень, проникая в зазоры между ложком клина и стенкой скважины, надежно фиксирует клин. Остатки щебня удаляют бурением.

Как показывает опыт использования стационарных клиньев, зачастую наблюдаются осложнения, связанные с кавернозностью ствола и, как следствие, с ненадежным закреплением клиньев.

Перед постановкой клина желательно производить *кавернометрию ствола* с целью выбора устойчивого и наименее разработанного интервала. Устойчивый интервал ствола можно выявить и выбрать по состоянию керна: цельные, ненарушенные столбики керна указывают на интервалы устойчивых, мало разрушенных пород.

В результате выбора места установки стационарного клина, как правило, увеличивается объем бурения за счет повторного перебуривания определенного интервала скважины. Если ствол скважины не имеет интервалов с номинальным диаметром, необходимо произвести разбуривание ствола до следующего большего размера и устанавливать клин в расширенном стволе. Эти меры оправданы, так как установка клина в кавернозном стволе может закончиться аварией.

Для снижения вероятности аварии в наклонных скважинах клин рекомендуется ставить в положение «на выполаживание», т. е. с увеличением зенитного угла. В этом случае положение ложка клина, если учитывать его асимметричную серповидную форму (рис. 4.33, сечение А-А), будет максимально устойчивым.

Для этой цели можно использовать эксцентриситет ложка клина для его

же самоориентации. Самоориентирование стационарного клина возможно с применением разработанной в ПГО «Сосновгеология» ориентирующей приставки АО-57 (рис. 4.36), позволяющей ориентировать стационарные клинья в скважинах с зенитным углом более 5° . Приставка состоит из верхнего переходника 1, который навинчивается на вал 2. Последний в подвешенном состоянии уступом опирается в подшипник 3, установленный в корпусе 4 подшипникового узла. Нижний переходник 5 навинчивается на переходник шарнира 6 отклоняющего клина.

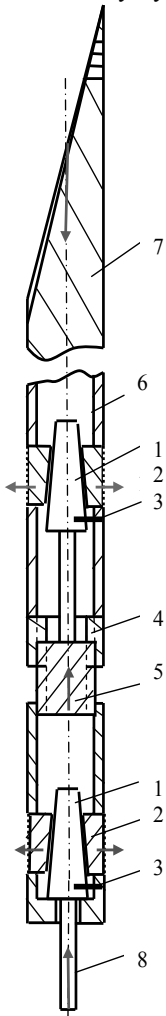


Рис. 4.37. Схема распорного механизма стационарного клина

Ориентирующая приставка устанавливается между колонной бурильных труб и клином для обеспечения свободного вращения последнего относительно бурильной колонны через подшипниковый узел приставки. За счет смещения центра тяжести поперечного сечения ложка, клин в скважине проворачивается вокруг продольной оси и занимает положение «на выполаживание», не меняя его независимо от последующих проворачиваний бурильной колонны. Перед постановкой клина на забой при спуске производится расхаживание и встряхивание снаряда для повышения точности ориентирования. После ориентирования и постановки на искусственный забой клин закрепляется в скважине под действием осевого усилия 2–3 кН, а вращением вправо соединяется резьбовой разъем. После этого производится срезание штифтов и отбуривание нового направления ствола скважины.

Операция ориентирования занимает несколько минут, при этом достигается высокая точность установки клина.

Распорный механизм клина КОС (см. рис. 4.33, б) имеет существенный недостаток: закрепление клина в каждом распорном узле происходит синхронно с закреплением в другом узле (деформация корпуса под действием сходящихся конусных поверхностей). При этом поперечная деформация корпуса в одном узле строго задает величину деформации корпуса в другом узле распорного механизма. Поэтому, если даже ствол скважины не кавернозный, но в месте первого узла закрепления его диаметр отличается от диаметра ствола в месте расположения второго узла закрепления всего на миллиметр или даже доли миллиметра, то закрепления во втором узле или не произойдет или закрепление будет ненадежным. По этой причине подобные устройства

гарантируют надежное закрепление только одним узлом в месте, в котором диаметр ствола несколько меньше, что снижает общую надежность всей отклоняющей системы.

Для повышения надежности закрепления стационарных клинбьев в ПГО «Сосновгеология» разработано устройство распорного механизма с двумя узлами закрепления, которые работают независимо один от другого.

Устройство распорного механизма (рис. 4.37) состоит из двух раскрепляющих конусов 1, плашек 2, срезных штифтов 3, шлицевой втулки 4, шлицевого вала 5. Через удлинитель 6 распорный механизм соединяется с ложком клина. Устройство приводится в действие при постановке на забой с опиранием на шток 8. При этом последовательно закрепляется нижний узел, а при смыкании шлицевого соединения 4,5 – верхний узел. Устройство раскрепляющего механизма гарантирует закрепление клина в двух точках при существенном различии в диаметре ствола (до 10–15 мм). Для изготовления устройства применяют две пробки забой ПЗ (рис. 4.34) и отработанный шлицевую пару от гидродарника.

4.3.1.2. 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 и могут применяться многократно.

В съемных клиновых отклонителях применен клин закрытого типа, поэтому отбурочный набор клина имеет породоразрушающий инструмент на один или два размера меньше, чем диаметр ствола в интервале установки отклонителя. На первом этапе цикла искусственного искривления осуществляется забуривание пилот-скважины непосредственно от ложка клина, а затем, после подъема клинового отклонителя, расширение пилот-скважины с одновременным углублением и последующей проработкой интервала искривления.

Расширение и проработка ствола скважины требуют специальных буровых технологических снарядов, включаемых в комплект отклонителей.

К извлекаемым отклонителям относятся съемные клинья СО-76\46 (здесь и далее указано соотношение диаметров ствола скважины и забуриваемой пилот-скважины), СО-59\36, разработанные в ВИТРе, СНБ-АС – конструкции ПГО «Южгазгеология», СНБ-КО-76\59, СНБ-КО-59\46, созданные в КазИМСе и отклонитель СОАЭРУ-59\46 (ПГО «Сосновгеология») с комплектами технологических снарядов.

Комплект инструмента для искривления скважины съемным клином СНБ-КО (снаряд направленного бурения - клиновой отклонитель) включает конусный отбурник (рис. 4.38, а), собственно клин СНБ-КО (рис. 4.38, б) и

снаряд плавного искривления (СПИ) – рис. 4.38, в. Закрепление клина СНБ-КО в скважине достаточно эффективно производится в конусном углублении забоя 7 (рис. 4.38, б). Конусное углубление выполняют специальным снарядом – конусным отбурником. Этот снаряд состоит из породоразрушающего инструмента 1, конусного, армированного твердым сплавом, наконечника 2, патрубку 3, армированного переходника 4, нишеля замка 5. Поскольку конусный забой служит для закрепления ложка клина, его глубина зависит от размеров ложка. Обычно длина конусного забоя при нормальных условиях не должна превышать 0,2–0,3 м, а длина наконечника 2 – 0,35–0,4 м.

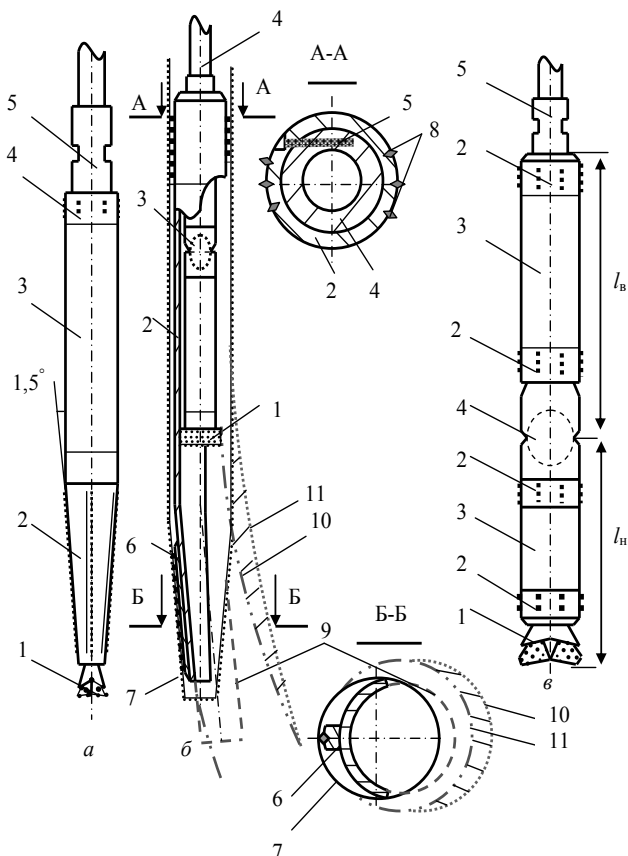


Рис. 4.38. Комплект технических средств для искривления скважин клиновым отклонителем СНБ-КО:

a – конусный отбурник; *б* – отклонитель СНБ-КО в скважине;
в – снаряд плавного искривления (СПИ)

Клин СНБ-КО в сборе приведен на рис. 4.38, б. Клин служит для бурения пилот скважины 8 по заранее заданному направлению и состоит из клина-

ложка, изготавливаемого из колонковой трубы диаметром 73 или 57 мм, и отбурочного набора.

Отбурочный набор, в свою очередь, состоит из породоразрушающего инструмента 1 (для СНБ-КО-76\59 диаметром 59 мм и для СНБ-КО-59\46 диаметром 46 мм), удлинителя 2, шарнира 3 с переходником и бурильной трубы 4 (для СНБ-КО-76\59 диаметром 42 мм и для СНБ-КО-59\46 диаметром 33,5 мм).

Во время спуска и ориентирования отклонителя отбурочный набор соединяют через ниппель-втулку с клином-ложком с помощью шпильки 5. После ориентирования отклонитель спускают на забой и нижний конец ложка 6, имеющий клиновидную форму, и усиленную накладкой с гребешковым вооружением твердым сплавом, входит в конусное углубление 7. Весом колонны бурильных труб или гидравликой станка повышают осевую нагрузку до срезания шпилек 5, одновременно заклинивая ложок в конусном углублении.

Верхний конец отклонителя фиксируется в скважине при помощи твердосплавных вставок 8. После срезания шпильки 5 начинают бурение пилот-скважины 9.

Для расширения пилот-скважины 9 и дальнейшего развития искривления служит шарнирная компоновка – снаряд плавного искривления (СПИ). СПИ (рис. 4.38, в) состоит из породоразрушающего инструмента 1, соответствующего диаметру основного ствола, переходников - расширителей 2, армированных твердым сплавом, патрубков 3, выполненных из колонковых труб диаметром 57 или 73 мм, шарнира 4, ниппеля замка 5 и бурильной трубы 6 диаметром 42 мм.

С помощью СПИ в направлении забуренной пилот-скважины 9, формируется ствол номинального диаметра 10. При этом СПИ обеспечивает проработку ствола скважины вооружением переходников – расширителей 2 путем удаления резкого перегиба ствола 10 и создания более плавной дуги ствола скважины 11. При бурении СПИ, ствол скважины может углубляться до 5–6 метров. В то же время для условий, при которых наблюдается значительное естественное искривление скважин, например, вследствие анизотропии горных пород, длину рейса СПИ следует уменьшить до 1,0–1,5 м.

В дальнейшем в скважину спускаются укороченные колонковые наборы длиной 2,0; 3,0 и 4,5 м для более качественной проработки кривизны и дальнейшей углубки скважины. Особенно тщательно проработку интервала искривления производят в твердых горных породах. Ориентиром достаточной проработки искривления будет свободный спуск в скважину колонкового набора длиной не менее 6,0 м.

Расчет параметров отклонителя СНБ-КО [15].

1. Угол скоса ложка β выбирают в зависимости от твердости горной породы:

до VII категории по буримости – $\beta = 4-6$ град;
VII–IX – $\beta = 4-3$ град;

от IX и выше

– $\beta = 1,5-2,5$ град.

2. Определяют размеры отбурочного набора из условия его свободного прохождения по скосу клина:

$$l_{от} \leq \frac{114,6(D_{скв} - t_k - d_k)}{\beta}, \quad (4.14)$$

где $D_{скв}$ – диаметр скважины, м; t_k – толщина стенки ложка клина, м; d_k – диаметр колонковой трубы отбурочного набора, м.

Если диаметр бурового шарнира превышает диаметр корпуса отбурочного набора, то в формулу (4.14) следует ставить значение диаметра шарнира вместо значения d_k .

3. Определяют длину нижнего звена шарнирной компоновки СПИ (рис. 4.38, в) $l_{н}$:

$$l_{н} = \sqrt{\frac{337,1h_{ш}(D_{скв} - d_{п})}{\delta - \beta}}, \quad (4.15)$$

где $h_{ш}$ – углубление скважины шарнирной компоновкой, м; $d_{п}$ – диаметр патрубка нижнего звена компоновки, м; δ – полный угол искривления за цикл, град; β – угол скоса ложка клина, град.

Согласно производственным данным при сходе с ложка клина отбурочный набор, как правило, увеличивает угол искривления, который получается больше значения угла β в среднем в 1,5 раза. Поэтому в формуле (4.15) вместо значения угла β следует использовать значение угла β , умноженного на коэффициент, равный 1,2–2. При этом большее значение коэффициента следует применять, если породы средней твердости, и меньшее значение, если породы твердые.

Для горных пород VIII–X категорий по буримости значение $l_{н}$ может составить значение равное 0,6–1,0 м.

4. Длина верхнего звена СПИ $l_{в}$ может изменяться в пределах от 1 до 2 метров. При этом, исходя из требуемой интенсивности искривления i_d , длину верхнего звена компоновки $l_{в}$ можно определить по формуле:

$$l_{в} = \sqrt{11,7 \frac{(D_{скв} - D_{п})}{i_d}} 57,3, \quad (4.16)$$

где $D_{п}$ – диаметр верхнего звена СПИ, м.

Искусственное искривление считается удовлетворительным при наборе полного угла от 2 до 5° за одну постановку съемного клина СНБ-КО.

Пример 4.1. Рассчитать параметры отклонителя СНБ-КО 76/59 для использования в твердых породах. Угол β принимаем равным 2 град.

Длина отбурочного набора: $l_{от} \leq \frac{114,6(0,076 - 0,0045 - 0,057)}{2} = 0,83$ м.

Длина нижнего звена СПИ для реализации искривления на угол $\delta=5^\circ$ при углубке $h_{ш} = 1,5$ м будет равна: $l_n = \sqrt{\frac{337,1 \cdot 1,5(0,076 - 0,073)}{5 - 2}} = 0,71$ м, если учесть погрешность набора угла при сходе отбурочного набора с ложка клина и принять β больше в 1,5 раза, то l_n будет равна 0,87 м.

Длина верхнего звена СПИ при требуемой интенсивности искривления $i_d=1$ град/м будет равна: $l_o = \sqrt{\frac{11,7(0,076 - 0,073)}{1}} = 57,3 = 1,42$ м.

Отклонитель СНБ-КО используется для искусственного искривления на объектах геологоразведочной отрасли более 30 лет. Следует отметить, что долговременная служба этого технического средства определяется не только удачной изначальной разработкой конструкции, но и постоянной модернизацией технологии и конструкции снарядов передовыми производственными организациями, такими как Приленская ГРЭ, ПГО «Сосновгеология» и др. [18, 26].

Опыт применения СНБ-КО с комплектом инструмента показал, что в крепких горных породах при наличии трещиноватости или анизотропии горных пород, наблюдаются повышенные затраты времени на цикл искусственного искривления, нестабильность набора кривизны, провороты клиньев в скважине, зарезка ложков клина. В твердых породах в интервале искривления формировался резкий перегиб ствола, который не удавалось устранить с использованием традиционных технологии и технических средств.

Для решения этих проблем предложено усовершенствовать снаряд для формирования конусного углубления с целью закрепления клина, а также предложены технологические снаряды: расширители ступенчатые РШС-59/46 и РШС-76/59 и жесткие конусные компоновки КЖК-59 и КЖК -76 (конструктор В. Р. Бруев) [26].

РШС-59/46 (рис. 4.39, а) состоит из породоразрушающего инструмента 1 диаметром 46 мм, нижнего плеча 2 длиной 1 м

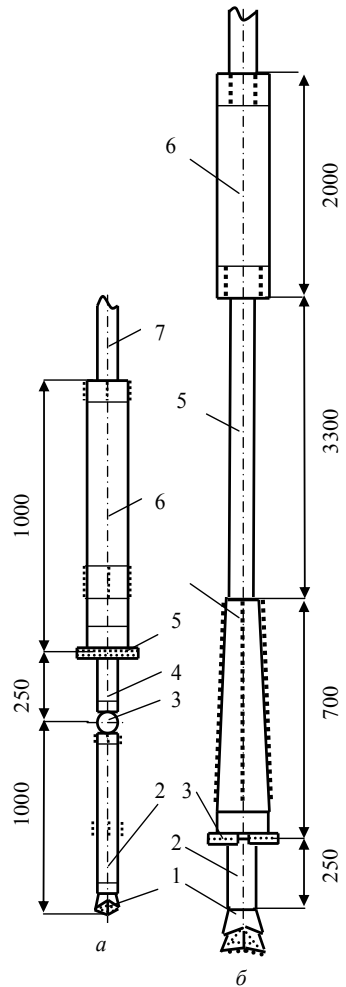


Рис. 4.39. Технологические снаряды
а – РШС-59/46; б – КЖК-59

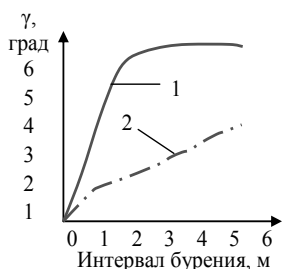


Рис. 4.40. Результаты набора кривизны различными компоновками с СНБ-КО

породоразрушающего инструмента 1, патрубка 2 диаметром 44 мм, алмазной коронки 3 диаметром 59 мм, конусного переходника 5 (конусность при переходе с диаметра 57 мм на диаметр 52 мм), бурильной трубы 6 диаметром 42 мм и верхнего плеча-патрубка 7, диаметром 57 мм.

На рис. 4.40 приведены результаты искривления скважины отклонителем СНБ-КО с различными компоновками: СПИ (кривая 1) и КЖК (кривая 2). При использовании КЖК осуществлен плавный набор кривизны на всем интервале углубки ствола скважины. При использовании СПИ, набор кривизны реализуется на первых двух метрах углубки, что создает перегиб ствола скважины и обеспечивает при последующем бурении негативные последствия данной технологии.

В табл. 4.2 приведены основные параметры режима бурения при искривлении скважины отклонителем СНБ-КО-59/46.

Таблица 4.2

Технологии искривления скважины отклонителем СНБ-КО-59/46

Наименование операции в цикле искривления	Углубка, м	Частота вращения, с ⁻¹	Осевая нагрузка, кН	Количество промывочной жидкости, л/мин
Технология искривления при использовании РШС и КЖК				
1. Бурение конусного забоя под СНБ-КО	0,4–0,6	4,3–5,8	20–25	25
2. Сход с ложка клина СНБ-КО	0,5	2,7	0,5–8	25
3. Бурение пилот-скважины	0,6	5,8	15–20	30
4. Бурение РШС-59/46	1,5	5,8–7,4	20–25	30
5. Бурение КЖК-59/46	6,5	7,4–10,5	20–25	30

Продолжение табл.4.2

Наименование операции в цикле искривления	Углубка, м	Частота вращения, с ⁻¹	Осевая нагрузка, кН	Количество промывочной жидкости, л/мин
Технология искривления при использовании СПИ				
1. Бурение конусного забоя под СНБ-КО	0,4–0,6	4,3–5,8	20–25	25
2. Сход с ложка клина СНБ-КО	0,5	2,7	0,5–8	25
3. Бурение пилот-скважины	0,6	5,8	15–20	30
4. Бурение СПИ-59	2,0	5,8–7,4	10–20	30
5. Углубка колонковым набором длиной 2,5 м	2,0–2,5	7,4–10,5	10–20	25
6. Углубка забоя колонковым длиной набором 3,5 м	3,0–3,5	7,4–10,5	10–20	25

Отклонитель периодического действия СОАЭРУ (съемный отклонитель асимметричный с эксцентричным раскрепляющим устройством – рис. 4.41) состоит из ложка-корпуса 1, отбурочного набора 2 с шарниром 3 и бурильной трубы 4 диаметром 33,5 мм.

Отклонитель СОАЭРУ (рис. 4.41, а) представляет собой вариант существенной модернизации конструктивной основной схемы ранее использовавшихся съемных клиновых отклонителей прежде всего за счет изменения конструкции направляющего ложка и схемы размещения отбурочного набора [24, 26].

Отбурочный набор 2 соединяется с раскрепляющим устройством 6 штифтами 5. Раскрепляющее устройство 5 устроено в виде скошенных поверхностей под углом 25°. На корпусе 1 изнутри размещена накладка 7 в виде сектора кольца для обеспечения перекоса отбурочного набора 2 (рис. 4.41, б), а в нижней части отклонителя установлен башмак 8 для постановки отклонителя на забой и фиксации отбурочного набора 2 в нижней точке.

После ориентации отклонитель ставится на забой, под действием осевой нагрузки срезается штифт 5, соединяющий отбурочный набор 2 с корпусом отклонителя и фиксирующие раскрепляющее устройство 6. Отбурочный набор 2 освобождается и устанавливается на забой скважины. Направление перекоса и фиксация перекоса отбурочного набора 2 осуществляются накладкой 7 и башмаком 8. При данной конструкции отклонителя коронка отбурочного набора работает непосредственно с забоя скважины, не соприкасаясь с клином, что благоприятно отразилось на точности набора кривизны.

Кроме того, появляется возможность сократить сроки работ не только устранением операции цикла по отбуриванию углубления для закрепления отклонителя, но и за счет отбуривания пилот-скважины на повышенных режимах бурения.

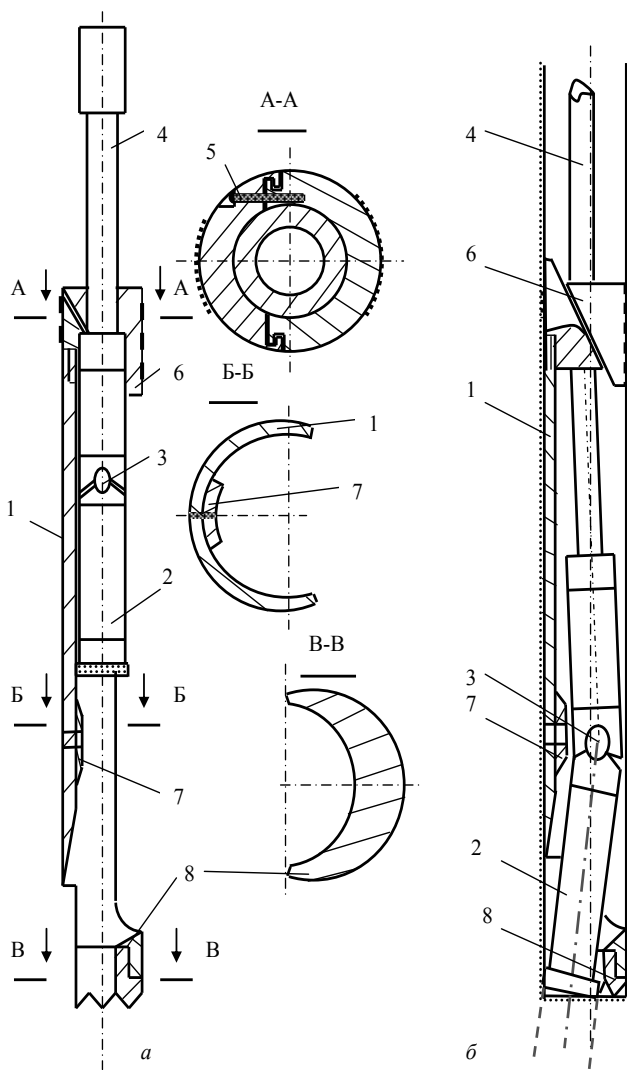


Рис. 4. 41. Конструктивная схема отклонителя СОАЭРУ-59/46:
а – при спуске в скважину; *б* – в рабочем положении

После отбуривания пилот – скважины, её расширение осуществляют
 снарядом РШС, а проработку и дальнейшую углубку снарядом КЖК.

Отклонитель СОАЭРУ разработан В. Р. Бруевым и В. А. Гончаренко.

Расчет параметров отклонителя СОАЭРУ [24, 26].

Угол перекоса отбурочного набора отклонителя можно определить по
 зависимости:

$$\delta = \frac{t - 0,5(d_{\text{вн}} - d_{\text{к}})}{l}, \quad (4.17)$$

где t – толщина накладки 7 (см. рис. 4.41), м; $d_{\text{вн}}$, $d_{\text{к}}$ – диаметры соответственно внутреннего корпуса 1 и наружный отбурочного набора 2, м; l – длина отбурочного набора, м.

Угол δ принимается равным $1,0-1,5^\circ$.

Толщину башмака 8 следует принимать из расчета, что сумма диаметра породоразрушающего инструмента $d_{\text{и}}$ и толщины башмака s не должны превышать диаметра скважины – $D_{\text{скв}}$, т.е. $d_{\text{и}} + s \leq D_{\text{скв}}$.

Результаты применения комплекта технических средств в составе: отклонитель СОАЭРУ-57, технологические снаряды РШС-59/46 и КЖК-59, в соответствии с разработанной технологией, отличаются возможностью бурения на достаточно высоких режимах бурения на всем интервале отбуривания. При этом снижаются затраты времени на цикл искривления при несколько большем угле набора кривизны за цикл (табл. 4.3). Последнее стало возможно благодаря реализации плавного набора кривизны (близкого по характеристике к графику 2 на рис. 4.40).

Таблица 4.3

Сравнительные показатели искусственных искривлений

Состав комплекта технических средств	Углубка за цикл, м	Полный угол искривления, град	Интенсивность искривления, град/м	Затраты времени на цикл, ч	Коэффициент точности искривления
СНБ-КО-59/46, СПИ-59	8,8	2,8	1,4	6,2	0,71
СНБ-КО-59/46, РШС-59/46, КЖК-59	8,1	3,73	0,85	4,59	0,9
СОАЭРУ-59/46, РШС-59/46, КЖК-59	8,3	4,15	0,86	3,57	0,91

Кроме этого, достигается увеличение надежности и срока службы отклонителя и породоразрушающего инструмента за счет устранения контакта ложка клина с инструментом при забуривании пилот-скважины. Указанные преимущества стали возможны благодаря совершенно иной схеме расположения отбурочного набора, обеспечивающего реализацию искривления не зарезанием в стенку скважины при сходе с ложка клина, а асимметричным разрушением забоя.

Как показывает опыт направленного бурения, забуривание пилот-скважины при сходе с ложка клина – операция сложная, связанная с множеством влияющих сил и факторов их определяющих, что приводит к снижению точности искривления, резкому набору кривизны и вызывает осложнения и аварийные ситуации при искривлении. В процессе

асимметричного разрушения забоя, когда перекокс отбурочного набора строго фиксирован направляющим ложком-корпусом и устранен непосредственный контакт породоразрушающего инструмент с ложком, все основные причины негативных последствий искривления скважин СНБ-КО устраняются. Следует отметить, что отклонитель СОАЭРУ имеет надежный распорный механизм, обеспечивающий закрепление в скважине без предварительной подготовки углубления в забое.

Съемный клиновой отклонитель для забуривания дополнительных стволов и обхода аварийных интервалов.

Для забуривания дополнительных стволов и обхода аварийных интервалов без использования стационарных клиньев В. Р. Бруевым разработан съемный клин ОДС с ДП-57 (рис. 4.42), позволяющий забуривать ствол с любых временных пробок или непосредственно с верхней части оборванной колонны [26]. Отклонитель состоит из корпуса 1, отбурочного набора 2 с шарниром, ложка клина 3, взаимодействующего с клиновидной поверхностью детали 4, соединенные между собой Т-образной шпонкой 7. В транспортном положении при спуске в скважину распорный механизм соединен штифтом 6.

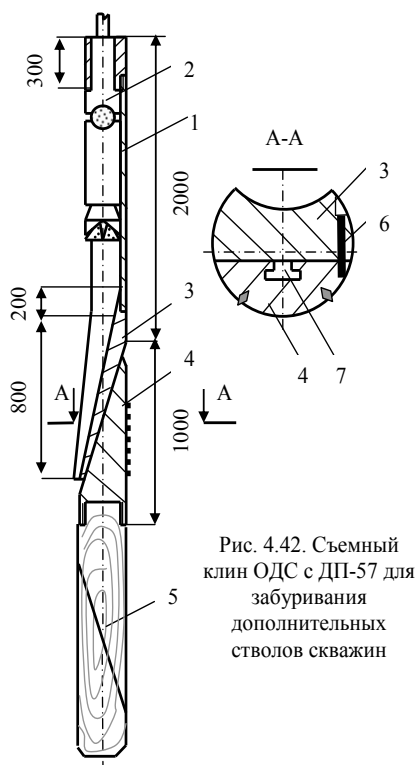


Рис. 4.42. Съемный клин ОДС с ДП-57 для забуривания дополнительных стволов скважин

Клин соединяется в нижней части через левую резьбу с деревянной пробкой 5, имеющей косой разрез, с предварительной фиксацией половинок деревянными штырями. Клин опускается в скважину и после ориентирования устанавливается на временную пробку. При постановке клина происходит расклинивание в скважине деревянной пробки под действием осевого усилия 500 даН, а при дальнейшем повышении нагрузки срезается штифт 6 и происходит раскрепление клина в скважине распорным механизмом при смещении деталей 3 и 4 относительно друг друга. После закрепления клина производится отбуривание нового направления ствола скважины отбурочным

набором 2. После отбуривания нового направления ствола в скважине остается деревянная пробка, а клин извлекается на поверхность. Дальнейшая работа выполняется снарядами РШС-59/46 и КЖК-59. После углубки на длину

колонковой трубы можно переходить на бурение скважины стандартным инструментом.

Съемные клиновые отклонители для многократного перебуривания рудных тел.

Для повторного и многократного перебуривания рудных тел и пластов угля, с целью отбора технологических проб полезного ископаемого, предназначены съемные клинья типа ЛП-2М, КПП-73 и др. Клин КПП-73 разработан ВИТРОм [16,17].

Основной особенностью технологии повторного и многократного перебуривания рудных зон, является то, что опорой для съемного клина служит бурильная или обсадная колонна 1, опускаемая в скважину перед забуриванием одновременно со съемным клином КПП 2 (рис. 4.43).

Съемный клин КПП-73 (клин повторного перебуривания) состоит из ложка 3, распорного устройства 4 и отбурочного инструмента 5. Цельнометаллический ложок 3 клина приварен к корпусу, изготовленному из трубы диаметром 73 мм. Угол наклона желоба клина составляет 3° .

Распорное устройство состоит из верхнего и нижнего распорных клиньев, соединенных Т-образной направляющей шпонкой (близок по конструкции распорному механизму клина СОАЭРУ – рис. 4.41). Распорный клин 4 соединен с ложком 3 с помощью резьбы, а клин имеет внутреннюю резьбу для соединения с замком бурильной трубы 6.

Отбурочный снаряд состоит из коронки или долота, соединяемого с корпусом снаряда.

При постановке клина срезаются крепежные штифты распорного устройства 4 и отбурочного набора 5. Верхний клин распорного устройства 4, скользя своей шпонкой по шпоночному пазу нижнего распорного клина, закрепляет снаряд в скважине. Бурильная колонна 6 с клином 2 спускается вниз, в результате чего гайка 7 садится на переходник. Далее, без осевого нагружения клина, вращением колонны освобождают отбурочный снаряд 3 от гайки 7 и забуривают пилот-скважину. Затем производят бурение короткого дополнительного ствола для отбора пробы полезного ископаемого.

После отбора пробы керна клин поднимается на поверхность с помощью метчика.

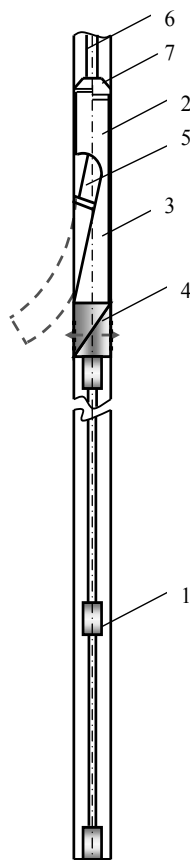


Рис. 4.43. Схема бурения дополнительного ствола клином КПП

4.3.1.3. Отклонители непрерывного действия (ОНД)

Отклонители непрерывного действия (ОНД) – одни из основных инструментов управления кривизной скважины в современном направленном бурении. ОНД разделяются на отклонители:

- с механическими распорными устройствами скользящего типа;
- с гидромеханическими распорными устройствами скользящего типа.

Основная функция распорного устройства состоит в фиксации корпуса-статора ОНД в скважине (рис. 4.44) от проворота при передаче крутящего момента $M_{кр}$ от бурильной колонны к долоту через вал-ротор.

Таким образом, различие распорных устройств состоит в том, под действием каких усилий происходит их срабатывание. Механические распорные устройства срабатывают под действием осевого усилия $P_{ос}$, а гидромеханические распорные устройства под действием перепада давления промывочной жидкости на входе и выходе из ОНД.

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, неврещающий при бурении корпус – статор с распорным механизмом скользящего типа для фиксации корпуса – статора ОНД при вращении ротора, но обеспечивающего продольное перемещение в процессе углубки и набора кривизны ОНД, а также долото.

Кроме названных составных частей в конструкции любого ОНД обязательны подшипники радиальные и радиально-упорные, устанавливаемые

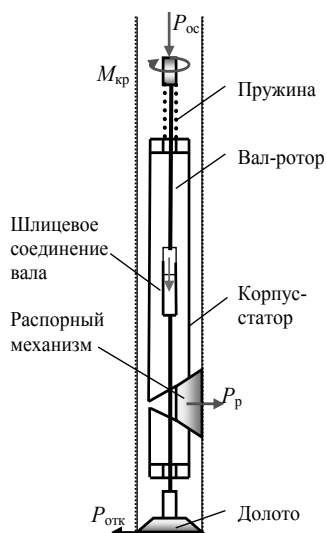


Рис. 4.44. Схема ОНД

между валом-ротором и корпусом – статором, резиновые уплотнения для защиты подшипников от абразивных частиц, 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. 4.44), 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 необходимо для срабатывания распорного механизма. Распорный механизм, срабатывая, 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.

Подобные схемы ОНД реализованы в отклонителях типа ТЗ (тарбаган забайкальский), «КЕДР» конструкции ЗабНИИ, СБС и ОБС (снаряд или отклонитель бесклиновой скользящий) конструкции ВИТР и др.

Таблица 4.4

Классификация ОНД по признаку реализуемого процесса набора кривизны при искривлении

Типы ОНД	Примеры реализации ОНД
1. Реализующие асимметричное разрушение забоя, вследствие перекоса породоразрушающего инструмента	ОНД-С-59 и ОНД-С-46 (конструкции ПГО «Сосновгеология»), «КЕДР»-59 и «КЕДР»-76, ОД-76 (конструкции ЗабНИИ), СНБ-ГМ (конструкции КазИМС), отклонители на базе турбобуров с кривым переходником при условии шарнирного соединения отклонителя с вышерасположенной бурильной колонной
2. Реализующие фрезерование стенки скважины породоразрушающим инструментом под действием отклоняющего усилия	ТЗ-3П-59 (конструкции ЗабНИИ) и ОГМ-59 (конструкции КазИМС)
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	ТЗ-3-112, ТЗ-3-93, ТЗ-3-76, ТЗ-3-59, ТЗ-3-46 (конструкции ЗабНИИ)
3.2. Реализующие набор кривизны за счет совпадающих по направлению процессов фрезерования стенки скважины и асимметричного разрушения забоя	СБС-59, СБС-76, ОБС-59 и ОБС-76 (разработаны отделом направленного бурения ВИТР), отклонители на базе турбобуров или ВЗД с кривым переводником или накладкой на корпусе турбобура, турбинные отклонители типа ТО-172, ТО-195 (240)

Вал-ротор ОНД с гидромеханическим распорным устройством не имеет шлицевого соединения, поскольку выдвигной ползун выдвигается под давлением промывочной жидкости. В этом случае не требуется продольного

перемещения и укорачивания вала-ротора и корпуса-статора отклонителя, т.к. поперечное перемещение ползуна в направлении стенки скважины обеспечивается за счет расширения эластичной гидрокамеры, в которую под давлением нагнетается промывочная жидкость.

Примерами ОНД с гидромеханическими распорными механизмами могут служить отклонители СНБ-ГМ (снаряд направленного бурения гидромеханический), ОГМ-59 (отклонитель гидромеханический) конструкции КазИМС и отклонитель для искривления с отбором керна, конструкции ВИТР – ОКГ (отклонитель колонковый гидромеханический).

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, характеристики и эффективность снарядов при их использовании в тех или иных горно-геологических и технико-технологических условиях. В табл. 4.4 приведена классификация ОНД по признаку реализуемого процесса набора кривизны при искривлении.

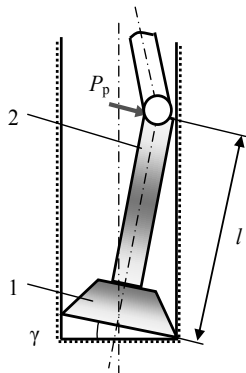


Рис. 4.45. Схема набора кривизны ОНД асимметричного разрушения забоя
1 – породоразрушающий инструмент;
2 – корпус ОНД

Интенсивность набора кривизны ОНД асимметричного разрушения забоя (рис. 4.45) определяется зависимостью:

$$i_a = \frac{57,3(D_c - d_k)}{l^2}, \quad (4.18)$$

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; P_p – распорное усилие, даН; γ – угол перекоса породоразрушающего инструмента, град.

Из формулы (4.18) и схемы на рис. 4.45 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 в работе достаточно надежны, а также отличаются возможностью прогнозировать интенсивность искривления и получать ее при искривлении с высокой точностью.

Интенсивность искривления, реализуемая ОНД фрезерующего типа, может определяться следующей аналитической зависимостью [33]:

$$i_{\phi} = \frac{57,3v_{\phi}}{v_{\delta}L_{ж}}, \quad (4.19)$$

где v_{ϕ} , v_{δ} – скорости фрезерования стенки скважины под действием отклоняющего усилия и углубки забоя, м/ч; $L_{ж}$ – длина жесткой базы отклонителя, м.

На рис. 4.46 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.

Для ОНД, реализующих совместное фрезерование и асимметричное разрушение забоя при несовпадающих по направлению действия процессов, интенсивность искривления может определяться по зависимости:

$$i_{\phi-a} = 57,3 \left(\frac{v_{\phi}}{v_{\delta}L_{ж}} - \frac{D_c - d_k}{l^2} \right). \quad (4.20)$$

В соответствии со схемой на рис. 4.47 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:

$$i_{\phi+a} = 57,3 \left(\frac{v_{\phi}}{v_{\delta}L_{ж}} + \frac{D_c - d_k}{l^2} \right). \quad (4.21)$$

На рис. 4.48 представлена схема, поясняющая процесс искривления ОНД под действием отклоняющей силы $P_{отк}$ и перекоса породоразрушающего инструмента 1. В качестве примера приведен ОНД на

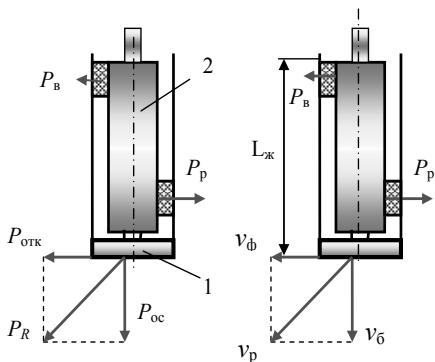


Рис. 4.46. Схемы, поясняющие процесс набора кривизны фрезерованием стенки скважины под действием отклоняющего усилия $P_{отк}$
1 – породоразрушающий инструмент;
2 – корпус ОНД

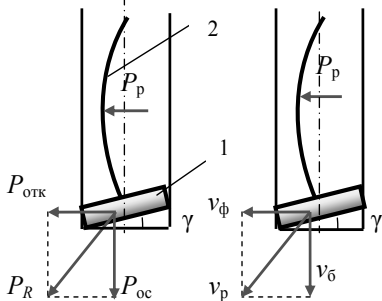


Рис. 4.47. Схемы, поясняющие процесс искривления скважины при несовпадении по направлению фрезерования стенки скважины под действием отклоняющего усилия и перекоса породоразрушающего инструмента:
1 – породоразрушающий инструмент;
2 – вал ОНД

базе гидродвигателя – турбобура или *винтового забойного двигателя (ВЗД) 2 с кривым переходником 3*. В данном случае перекося долоата γ задан углом несоосности δ резьб кривого переходника, а действие $P_{отк}$ деформацией бурильных труб (УБТ) 4, расположенных над ним.

Отклоняющая сила $P_{отк}$, за счет деформации бурильных труб, расположенных над кривым переходником, может быть определена по формуле [6, 8]

$$P_{отк} = \frac{2EJ_T}{3al} \sin^2(\Delta_n - \gamma_t), \quad (4.22)$$

где EJ_T - жесткость бурильных труб, размещенных над турбобуром, даН·м²; a – смещение бурильных труб при их деформации в стволе скважины, м; Δ_n и γ_t – углы перекося соответственно осей резьб кривого переходника и турбобура в скважине, град; l – длина турбобура с долотом, м.

$$a = D_d - \frac{d_t + d_\delta}{2}, \quad (4.23)$$

где D_d , d_t , d_δ – диаметры соответственно долота, турбобура и бурильных труб, м;

Угол γ определяется размерами турбобура:

$$\gamma_t = \frac{D_d - d_t}{l_t}, \text{ [радиан]}. \quad (4.24)$$

Как следует из формулы (4.22), для увеличения отклоняющей силы следует увеличивать жесткость бурильных труб, устанавливаемых над кривым переходником и забойным гидродвигателем, использовать кривые переходники с большими углами перекося осей резьб. 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 переходником обычно устанавливают УБТ.

Под действием $P_{отк}$ происходит фрезерование стенки скважины, а

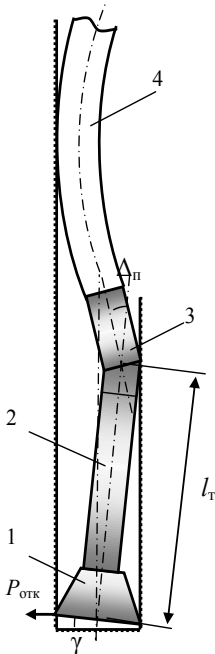


Рис. 4.48. Схема, поясняющая процесс искривления скважины при совпадении направлений фрезерования стенки скважины под действием $P_{отк}$ и перекося породоразрушающего инструмента на примере ОНД на базе забойного двигателя с кривым переходником:

- 1 – долото; 2 – забойный двигатель; 3 – кривой переходник с углом перекося δ ;
- 4 – бурильная труба (УБТ)

долото, находящееся в состоянии перекоса, обеспечивает набор кривизны и за счет асимметричного разрушения забоя.

Пример 4.2. Рассчитать $P_{отк}$ компоновки с кривым переходником с углом перекоса осей резб $\Delta_{п} = 2,5^\circ$, 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 $P_{отк}$ будет равно:

$$P_{отк} = \frac{2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \text{ Па} \cdot 0,05(0,146^4 - 0,09^4)}{3 \cdot 0,0315 \cdot 7} \sin^2(2,5 - 0,15) = 20,28 \text{ кН.}$$

Рассмотрим конструкции некоторых ОНД в соответствии с классификацией, приведенной в табл. 4.4.

Забойный комплекс «КЕДР» разработан в ЗабНИИ для искусственного искривления скважин диаметром 59 и 76 мм. Создан также вариант отклонителя для искривления горизонтальных и восстающих скважин, который имеет маркировку «КЕДР - ГБ» [12, 20, 24, 26].

Комплекс «КЕДР» обеспечивает:

- реализацию требуемой интенсивности искривления в диапазоне 0,2–1,5 град/м, при этом возможна предварительная настройка отклонителя на заданную интенсивность искривления перед спуском его в скважину;

- самоориентирование комплекса в скважине при зенитных углах 3–60° (у отклонителя «КЕДР-ГБ» этот диапазон расширен до 120°), причем процесс ориентирования на заданный угол установки может повторяться многократно в течение одного рейса, время ориентирования 0,1 ч;

- контроль ориентирования на заданный угол установки отклонителя после окончания искривления и подъема отклонителя из скважины;

- раскрепление в скважинах диаметром не менее 91 и 71 мм для отклонителей с корпусом диаметром 73 и 57 мм соответственно;

- искривление скважины с отбором керна.

Комплекс «КЕДР» содержит отклоняющее устройство с регулируемым углом перекоса, распорное устройство в виде выдвигного ползуна клинового типа, выполненного по схеме, аналогичной распорному устройству отклонителя ТЗ, ориентирующее устройство в виде винтового механизма со свободно устанавливающимся в апсидальной плоскости скважины шариком, контрольное устройство точности ориентирования в виде датчика апсидального угла шарикового типа.

Все устройство забойного комплекса «КЕДР» (рис. 4.49, а) скомпоновано в три сборочные единицы: I – распорно-отклоняющий блок; II – ориентирующее-регистрационный блок; III – шлицевой узел.

Отклонитель «КЕДР» реализует искривление за счет асимметричного разрушения забоя и представляет собой корпус с жёстким сменным искривленным патрубком 2, в подшипниковых узлах 1 которого размещен

роторный вал 3 с двумя внутренними шарнирами. Стабилизирующее распорное

устройство выполнено в виде подпружиненного выдвигного клиновидного ползуна 4, снабжённого катками. Наружный шарнир 5 обеспечивает гибкую связь и регулируемую угловую установку нижней и верхней секций относительно апсидальной плоскости.

Ориентирующее устройство выполнено в виде винтового механизма со свободно устанавливающимся в апсидальной плоскости шариком. Устройство для ориентирования отклонителя содержит средний роторный вал 6 с заглушенным центральным каналом и двумя боковыми промывочными отверстиями и шлицевыми выступами на верхнем конце, возвратную пружину 7, разделительное кольцо 8, втулку 9 с шлицами в верхней части, узел блокировки 10 верхнего роторного вала 12 с пружиной 11. На верхнем роторном валу 12 размещена пружина 13, обеспечивающая передачу усилия на корпус, упругое выдвигание и продольное перемещение по образующей ствола скважины ползуна распорного устройства.

При установке отклонителя на забой (рис. 4.49, б) верхний роторный вал перемещается вниз на величину хода в шлицевой втулке 9, верхняя пружина параллельно перемещает корпус вниз до

выхода ползуна, упора его в стенку скважины и создания перекоса нижней секции отклонителя.

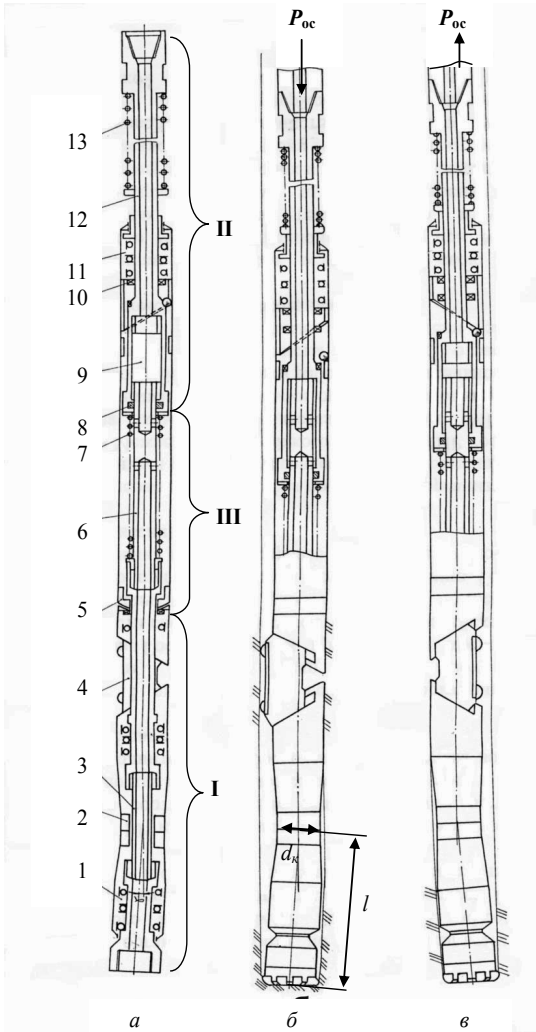


Рис. 4.49. Отклонитель «КЕДР»: а – транспортное положение; б – постановка отклонителя на забой и создание осевой нагрузки (рабочее положение); в – ориентирование (отрыв отклонителя от забоя)

Одновременно с этим шарик ориентирующего блока освобождается и занимает нижнее положение в апсидальной плоскости. После этого размыкается блокировка верхнего роторного вала с корпусом, отмечается кратковременный рост давления промывочной жидкости, наблюдаемый по манометру бурового насоса. Повышение и снижение гидравлического давления является сигналом силового контакта долота с забоем.

Для ориентирования (рис. 4.49, в) отклонитель «КЕДР» следует приподнять на 0,2–0,5 м над забоем, при этом клиновой ползун втягивается в габариты корпуса. Зафиксированный в апсидальной плоскости шарик, взаимодействуя с винтовой поверхностью стакана ориентирующего устройства, обеспечивает поворот и установку отклонителя в заданное положение. При подъеме отклонителя над забоем разделительное кольцо 8 вновь разъединяет осевые каналы лицевого вала, что также сопровождается кратковременным повышением давления промывочной жидкости, а затем возвратом давления до рабочих параметров. Последовательное повышение и снижение давления промывочной жидкости при подъеме отклонителя над забоем скважины свидетельствует об окончании процесса ориентирования. После получения сигналов об ориентации отклонителя и постановки его на забой создается рабочая осевая нагрузка, включается вращатель бурового станка и производится бурение скважины. Асимметричное разрушение забоя скважины и её искривление осуществляется за счет наклона оси породоразрушающего инструмента к оси скважины. При бурении рекомендуется осевая нагрузка 800–3000 даН; частота вращения не более 600 мин⁻¹; расход промывочной жидкости 30 л/мин.

Для искривления с одновременным отбором керна искривленный патрубков 2 можно заменить на короткий (длиной до 1 м) колонковый набор.

Забойный комплекс «КЕДР» позволяет выполнять искусственное искривление на больших глубинах и при использовании вязких буровых растворов, обеспечивает дохождение до забоя по шламу, прохождение по зауженным участкам ствола и

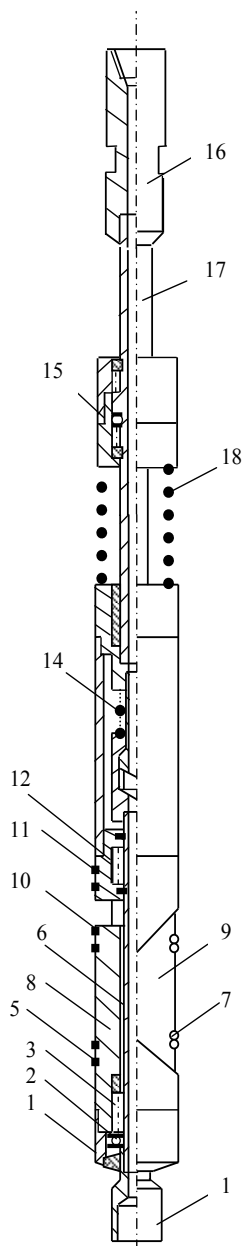


Рис. 4.50. Отклонитель ТЗ-3П-59

выполнение работ в неустойчивых породах за счет возможного многократного повторного ориентирования в течение рейса. Возможность регулирования интенсивности искривления в широких пределах позволяет использовать комплекс при всех видах разведочного бурения, в том числе комплексом ССК.

Отклонитель ТЗ-3П-59 является модернизированным ОНД типа ТЗ-3 (а.с. №1020562), [12, 20, 24, 26].

Снаряд состоит из двух основных частей: внутреннего вращающегося вала (ротор) и внешнего не вращающегося корпуса (статор) (рис. 4.50). Ротор состоит из разъемного вала с верхним 17 и нижним 6 валами с опорными выступами, под которыми размещены упорные подшипники 3, а валы вращаются в радиальных подшипниках 4. Вал имеет шлицевой узел 13 и блокировочный зуб, входящий в паз блокировочной втулки 15, на валу также размещена возвратная пружина 14, на нижнюю часть вала устанавливается переходник 1 для породоразрушающего инструмента, а на верхний вал - ориентирующий переходник 16.

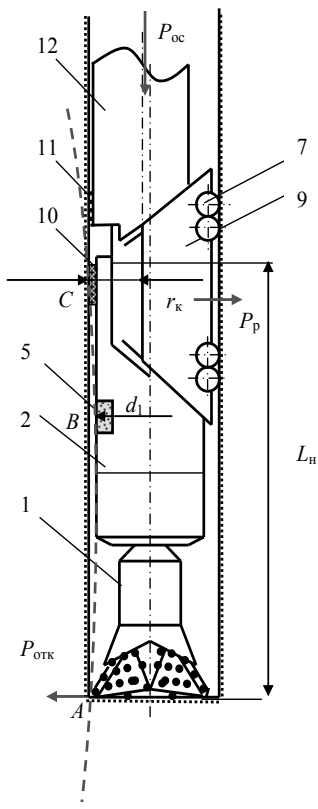


Рис. 4.51. Схема отклонителя ТЗ-3П-59 в рабочем положении

Статор отклонителя состоит из корпуса, состоящего из деталей 2, 5, 8, 10, 11, 12 с блокировочной втулкой 15. Сверху над корпусом размещается статорная пружина 18, а над ней - верхний подшипниковый узел. Корпус в нижней части имеет скошенную под углом 35° поверхность, называемую верхним полуклином 12, с ним соприкасается выдвигной ползун 9, также имеющий скошенные под тем же углом поверхности с обеих сторон, а в нем, со стороны опорной поверхности, закреплены свободно вращающиеся ролики-катки 7. Ползун 9 в свою очередь соприкасается с нижним полуклином, являющийся одновременно нижним подшипниковым узлом с крышкой 2, хвостовиком 8 с опорной поверхностью 10 и плашкой 5. Эта часть снаряда, состоящая из верхнего и нижнего полуклиньев и ползуна, соединенных между собой шлицевыми пазами, представляет собой распорный механизм.

После ориентации и постановки снаряда на забой на него передается осевая нагрузка. Верхняя часть ротора при этом перемещается вниз в пределах шлицевого разьема 13 вала. Осевая нагрузка $P_{ос}$ через верхний опорный выступ и подшипниковый

узел передается на статорную пружину 18 и корпус, в результате ползун 9 выдвигается по скошенной поверхности верхнего полуклина 12 до упора катками 7 в стенку скважины, воздействуя на неё с усилием распора P_p . Дальнейшее сжатие статорной пружины обеспечивает прижатие нижнего полуклина с хвостовиком 8, опорными элементами 10,11 и переходника 1 с долотом к стенке скважины в направлении, противоположном выдвинутому ползуну 9. Блокировочный зуб выходит из паза блокировочной втулки 15, вал-ротор отклонителя освобождается и после этого можно включать вращение бурильной колонны, которое через внутренний вал-ротор передается долоту. Ролики-катки 7, расположенные на выдвигном ползуне 9, свободно вращаются, врезаясь в стенку скважины, и по мере разрушения забоя и перемещения снаряда вниз удерживают корпус от проворота.

Поскольку нижний полуклин отклонителя ТЗ-3П имеет накладку 10, размер которой обеспечивает положение долота в скважине без перекоса (рис. 4.51), этот ОНД способен реализовать только фрезерование стенки скважины в направлении действующего отклоняющего усилия $P_{отк}$.

Для настройки отклонителя на расчетную интенсивность искривления предусмотрена установка плашки 5 (рис. 4.50 и 4.51). Высота превышения плашки 5 над корпусом регулируется с помощью накладок. Расчет интенсивности рекомендуется производить по формуле [13]:

$$i_{\phi} = \frac{2}{L_n^2} \left(\sqrt{\frac{D_d - d_1}{2}} + \sqrt{\frac{2r_k - d_1}{2}} \right)^2, \quad (4.25)$$

где d_1 – диаметральный размер по накладке 5, м; L_n – расстояние от торца долота до наклейки 10 (рис. 4.51), м.

Интенсивность искривления скважины в установившемся режиме определяется положением трех точек на корпусе отклонителя: A (точка контакта долота со стенкой скважины), B (плашка 5) и C (накладка 10), которые и определяют линию кривизны ствола скважины (рис. 4.51).

Искривление скважины отклонителем ТЗ-3П-59 осуществляется за счет фрезерования стенки скважины долотом под действием отклоняющего усилия, которое зависит от деформации и размеров отклонителя. Конструкцией ТЗ-3П, при расположении его в прямолинейном стволе, определено, что $P_{отк}$ будет составлять 20–25 % от величины P_p , которое, в свою очередь примерно равно осевой нагрузке на отклонитель. В последующем, при формировании кривизны и начале контакта со стенкой скважины плашки 5 в точке B (углубка на расстоянии 0,45–0,5 м), отклоняющая сила становится минимальной, но достаточной для реализации заданной интенсивности искривления, так как распорное усилие полностью воспринимается накладками 10, 11 и плашкой 5, имеющими упор в стенку скважины. Если контакт плашки 5 со стенкой скважины утрачивается вследствие снижения кривизны ствола, отклоняющее усилие вновь увеличивается, а интенсивность искривления вновь возрастает до установленной размером плашки 5 величины.

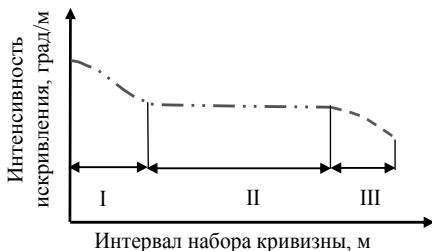


Рис. 4.52. Изменение интенсивности искривления на интервале углубления ствола

зируется после углубления забоя до того момента, когда наступает контакт стенки скважины и отклонителя в точке *B* – рис. 4.51 (участок графика II на рис. 4.52). 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.

Достоинства отклонителя ТЗ-3П-59 состоят в минимальной деформированности вала, возможности задавать интенсивность искривления и обеспечивать её регулирование при минимальном, но достаточном для реализации искривления значении отклоняющего усилия на долоте.

Отклонители ОГМ-59 и ОГМ-76 (отклонитель гидромеханический) [20, 24] предназначены для искусственного искривления скважин диаметром 59 и 76 мм в породах V–XI категорий по буримости. Отклонители имеют гидромеханический узел закрепления в скважине, выполненный в виде выдвижной плашки, армированной резцами из твердого сплава и расположенной в вырезе корпуса. Эта конструктивная особенность ОГМ, в отличие от отклонителей с механическими распорными устройствами, позволяет производить искривление при самой минимальной осевой нагрузке на инструмент, так как величина распорного усилия не зависит от осевого.

Интенсивность искривления, реализуемая отклонителем, может составлять 0,3–2,0 град/м и регулироваться в этом диапазоне. Рабочий перепад давления промывочной жидкости для надежного закрепления отклонителя в скважине составляет 0,8–1,0 МПа, а расход промывочной жидкости 45–60 л/мин. Максимальный диаметр закрепления составляет 61,5 мм при диаметре корпуса 56,5 мм (ОГМ-59) и 78 мм при диаметре корпуса 72 мм (ОГМ-59). Длина отклонителя ОГМ-59 0,61 м, отклонителя ОГМ-76 – 0,65 м.

Отклонитель ОГМ (рис. 4.53) состоит из переходника 1, вала 2, корпуса 3 и долота 4. В нижней части вала установлен клапан-дрессель 5, предназначенный для создания перепада давления промывочной жидкости

На рис. 4.52 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

внутри отклонителя. На валу имеется отверстие 6 для попадания промывочной жидкости в полость А между валом 2 и гидрокамерой 7. На валу в постоянном зацеплении с ним находится муфта гидрорасцепки 8 с уплотнениями 9. На период спуска отклонителя и его ориентации (до включения насоса) муфта 8 находится в зацеплении с валом 2 корпусом 3 через шлицевые соединения. Отверстие 10 на валу предназначено для прохождения промывочной жидкости в полость Б гидрорасцепки. Основной деталью корпуса отклонителя является гидрокамера, состоящая из резиновой камеры 7 и распорной плашки 11 с накладкой и резами 12. Накладка на распорной плашке 11 позволяет регулировать поперечный размер распора отклонителя, а резы 10 обеспечивают стабилизацию корпуса отклонителя.

Для создания перекоса корпуса отклонителя относительно оси скважины и регулирования интенсивности искривления служит накладка 13, установленная диаметрально относительно распорной плашки 11. В отклонителе ОГМ функции подшипников скольжения выполняют капроновые втулки 4 и упорный подшипник 14, который служит для передачи поступательного движения корпусу. Герметизация гидрокамер и подшипников производится рядом резиновых уплотнений 9. В нижней части отклонителя со стороны, противоположной положению распорной плашки 11, имеется накладка 15, предназначенная для регулирования интенсивности искривления путем изменения её высоты: максимальная интенсивность искривления будет получена при отсутствии накладки 15, а минимальная интенсивность, если накладка 15 будет по высоте близка к

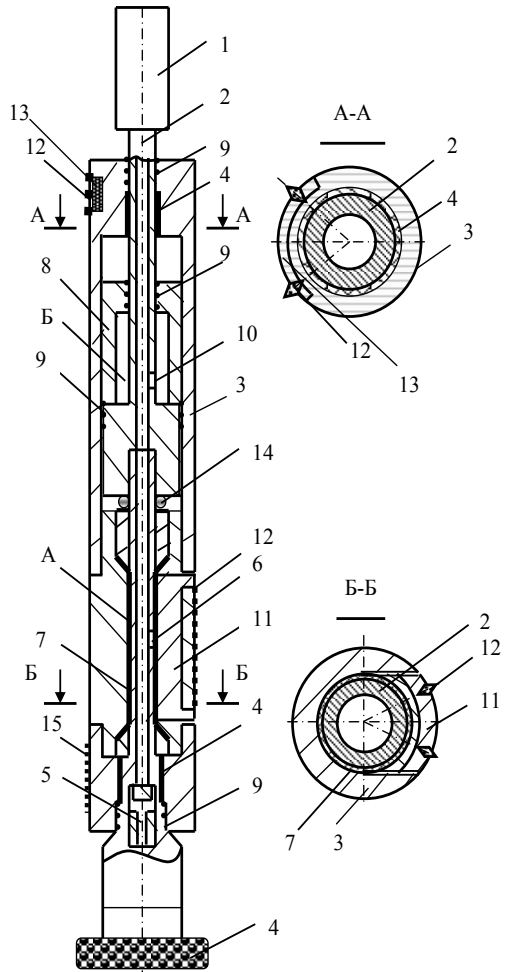


Рис. 4.53. Отклонитель ОГМ-59

величине радиального зазора, – 1,5 мм.

Порядок работы с отклонителем следующий. После его спуска и ориентации включается буровой насос. При этом клапан-дроссель 5 обеспечивает повышение давление в полости вала и распорная плашка 11 вследствие расширения гидрокамеры 7 выходит из окна корпуса и закрепляет его от проворачивания. Муфта 8 гидрорасцепки одновременно с закреплением отклонителя перемещается в верхнее положение, освобождая вал от зацепления с корпусом. Вращение вала начинается с минимальных частот вращения и при минимальной осевой нагрузке на долото.

После приработки долота частоту вращения доводят до 300 мин^{-1} , осевую нагрузку до – 2000 даН. Скорость бурения отклонителем не должна превышать 0,9 м/ч, а номинальный интервал бурения 2,5 м. Для проработки интервалов искривления рекомендуется использовать шарнирные компоновки типа СПИ-59 (рис. 4.38, в). Далее бурение продолжают колонковыми наборами (длина наборов 1,5; 2,0; 2,5 м), соединенными с гибкими трубами, например, СБТ-42.

Отклонитель реализует набор кривизны фрезерованием стенки скважины под действием отклоняющего усилия и в зависимости от размера накладки 13 изменяет не только интенсивность искривления, но и существо процесса формирования кривизны (рис. 4.54).

Так, если расстояние от оси отклонителя до внешней поверхности накладки r_b и радиус ствола скважины $R_{скв}$ имеют соотношение $r_b < R_{скв}$, то будет реализовано искривление за счет фрезерования стенки скважины и асимметричного разрушения забоя при разнонаправленности этих процессов. В этом случае влияние параметров на интенсивность искривления можно оценить по зависимости (4.20), где составляющая асимметричного разрушения рассчитывается при $l = L_n$, а d_k равно диаметру корпуса ОНД с учетом толщины накладки 13.

При $r_b = R_{скв}$, реализуется только фрезерование стенки скважины (схема на рис. 4.54 соответствует этому случаю). Анализ процесса искривления возможен с использованием зависимости (4.19).

В случае, если $r_b > R_{скв}$, возможен набор кривизны фрезерованием стенки скважины и асимметричным разрушением забоя при совпадении этих процессов по направлению, а анализ влияния параметров на интенсивность искривления следует вести с учетом перекоса корпуса отклонителя в направлении действия отклоняющего усилия (формула 4.21).

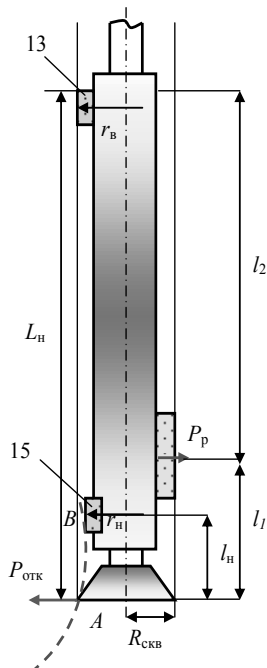


Рис. 4.54. Схема параметров отклонителя ОГМ

Отклоняющее усилие, развиваемое отклонителем ОГМ, вызвано не деформацией вала, а распорным усилием, создаваемого плашкой 11, которая выдвигается из корпуса под давлением промывочной жидкости, попадающей в полость А через канал б в валу отклонителя. Данное обстоятельство определяет меньшую вероятность поломок деталей отклонителя, в первую очередь вала, из-за гораздо меньших механических напряжений. Отклоняющее усилие, развиваемое отклонителем ОГМ, можно определить по зависимости [24, 26]:

$$P_{\text{отк}} = \frac{\rho_{\text{ж}} S_{\text{п}} l_2}{2L_{\text{н}}}, \quad (4.26)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – давление промывочной жидкости в гидрокамере А отклонителя, МПа; $S_{\text{п}}$ – площадь распорной плашки 11 со стороны гидрокамеры 7, м²; $L_{\text{н}}$ – расстояние от торца долота до верхней точки накладки 13, м; l_2 – расстояние от середины плашки 11 до верхней точки накладки 13, м.

Под действием отклоняющего усилия происходит фрезерование стенки скважины и набор кривизны. Пределом величины кривизны являются условия вписываемости отклонителя в искривленный ствол скважины. Исходя из этого условия, минимальный радиус кривизны

$$R = 0,5 \left(f + \frac{L_{\text{в}}^2}{4f} \right), \quad (4.27)$$

где f – радиальный зазор – $0,5(D_{\text{скв}} - d_{\text{к}})$, где соответственно $D_{\text{скв}}$, $d_{\text{к}}$ – диаметры скважины и корпуса ОНД, м;

Из формулы (4.27) получена зависимость для определения предельного значения интенсивности искривления отклонителем ОГМ, исходя из условий вписываемости его в искривленный ствол скважины:

$$i = 57,3 \frac{8f}{L_{\text{н}}^2}. \quad (4.28)$$

Исходя из расчетов предельное значение i , рассчитанное из условий вписываемости отклонителя, составляет 2 град/м.

Для регулирования интенсивности искривления служит накладка 15 на корпусе ОНД (рис. 4.53, 4.54). Толщина накладке позволяет регулировать радиус $r_{\text{н}}$ и устанавливать величину кривизны ствола скважины подобно тому, как это решено в конструкции отклонителя ТЗ-3П-59 (рис. 4.51). В этом случае точки А и В (рис. 4.54) на долоте и накладке 15 задают предельное значение интенсивности искривления. Расчетное значение интенсивности искривления отклонителем ОГМ можно получить по зависимости

$$i = \frac{57,3 \Delta f}{l_{\text{н}}^2}, \quad (4.29)$$

где $\Delta f = R_{\text{скв}} - r_{\text{н}}$ (см. рис. 4.54).

В то же время для отклонителя ОГМ интенсивность искривления на интервале набора кривизны в целом подчиняется зависимости, представленной на рис. 4.52.

Отклонитель ОГМ рекомендуется применять в составе многофункциональной компоновки МФК, которая включает отклонитель, ориентатор и инклинометр, что позволяет за один рейс произвести ориентирование отклонителя, искривление скважины в заданном направлении и определение полученных угловых параметров (несколько значений зенитного и азимутального углов) искривленной скважины.

Интенсивность искривления скважины компоновкой МФК составляет 0,5–1,5 град/м, затраты времени на ориентирование отклонителя – 5 мин, на измерение параметров кривизны в одной точке – 2 мин [29].

Отклонители типа ТЗ-3 – 46, 59, 76, 93, 112 диаметр корпуса: 44, 57, 73, 89 и 108 мм соответственно выполнены по единой кинематической схеме (а.с. №386117)[9,13,14, 22].

Конструкция ТЗ достаточно близка к конструкции ОНД типа ТЗ-3П-59, поскольку последний является его модификацией. Отличия сводятся к некоторым размерам, например, более увеличенному диаметру вала 6 и более удлиненному выдвижному ползуну 9 у ТЗ-3П, к тому, что у ТЗ-3 отсутствует хвостовик 8 с накладкой 10, а также накладки на корпусе 5 и 11 (рис. 4.50). В результате этих отличий отклонитель ТЗ относится к ОНД, которые обеспечивают набор кривизны фрезерованием при перекосе породоразрушающего инструмента в направлении, противоположном направлению фрезерования (формула (4.20)).

Отклонитель работает следующим образом.

При постановке на забой скважины на ОНД передается осевая нагрузка, под действием которой происходит раскрепление блокировочной муфты и вал отклонителя освобождается от зацепления с корпусом. После этого происходит перемещение верхней части вала в шлицевом разьеме, осевая нагрузка передается через статорную пружину 1 на верхний полуклин 2 (рис. 4.55). В результате выдвигается ползун 3 и упирается роликами-катками в стенку скважины. При этом обеспечивается прилегание к противоположной по отношению к ползуну 3 стенке скважины верхнего 2 и нижнего 4 полуклиньев. Вал 5 при этом прогибается и на долоте 6 появляется отклоняющая сила, которая обеспечивает фрезерование стенки скважины и набор

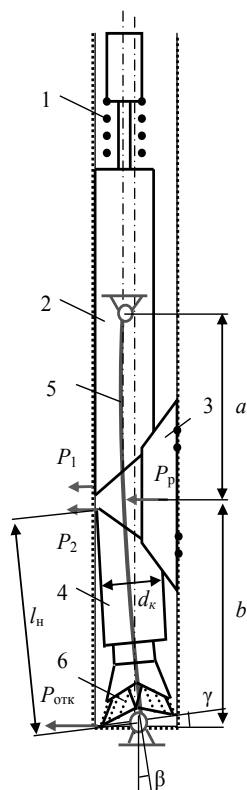


Рис. 4.55. Расчетная схема ТЗ-3 в прямолинейном стволе скважины

кривизны ОНД. Отклоняющая сила будет направлена в сторону противоположную выдвижному ползуну 3. В то же время происходит перекося долота 6 на забое в сторону противоположную направлению действия

отклоняющей силы, что обеспечивает асимметрию разрушения забоя, не совпадающую с направлением вероятного искривления скважины.

Распорное усилие, определяющее деформацию вала отклонителя 5, определим как сумму двух сил, обеспечивающих смещение и прижатие к стенке скважины верхнего 2 и нижнего 4 полуклиньев (рис. 4.55) [24, 26]:

$$P_p = P_1 + P_2.$$

Вследствие раскрепления ОНД и деформации вала 5 на долоте 6 появляется отклоняющее усилие, которое равно:

$$P_{\text{отк}} = \frac{3EJ}{ab^2} f, \quad (4.30)$$

где E – модуль упругости стали, из которой изготовлен вал ОНД, МПа; J – осевой момент инерции поперечного сечения вала ОНД, м^4 ; a, b – расстояния от торца долота до середины ползуна и от середины ползуна до шлицевого разъема, м; f – прогиб вала под действием распорного усилия, м.

При изгибе вала ОНД образуется угол перекоса β :

$$\beta = \frac{f(2a + b)}{2ab}, \quad [\text{рад}]. \quad (4.31)$$

Угол перекоса долота на забое γ и угол перекоса вала β должны быть близки по величине, поэтому для прикладных расчетов можно полагать их равенство.

Приведенные выше формулы расчета отклоняющего усилия и угла перекоса вала ОНД справедливы для случая раскрепления отклонителя в прямолинейном стволе скважины.

Пример 4.3. Рассчитать $P_{\text{отк}}$ и угол перекоса β для отклонителя ТЗ-3-59:

$$P_{\text{отк}} = \frac{3 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \text{ Па} (0,03^4 - 0,01^4)}{0,4 \cdot 0,7^2} \cdot 0,001 = 257 \text{ даН.}$$

$$\beta = \frac{0,001(2 \cdot 0,4 + 0,7)}{2 \cdot 0,4 \cdot 0,7} \cdot 57,3 = 0,15^\circ$$

В процессе набора кривизны под действием криволинейного ствола скважины происходит деформация корпуса и вала ОНД в сторону, противоположную тому, которое сформировалась в прямолинейном стволе (см. рис. 4.55). В криволинейном стволе возникает положение ОНД, при котором прогиб вала уменьшается вследствие криволинейности ствола противоположного направления, при этом снижается и отклоняющее усилие.

Таким образом, в начальный период набора кривизны интенсивность искривления будет наибольшей, постепенно снижаясь по мере углубки за счет уменьшения отклоняющей силы. При углублении забоя на глубину примерно равную (0,5–1,0) высоты нижнего полуклина с долотом интенсивность искривления ствола скважины перестает уменьшаться и стабилизируется.

Угол перекоса вала и долота наряду с отклоняющим усилием по мере углубки скважины с набором кривизны также снижается.

Набор кривизны при реализации искривлений ОНД типа ТЗ-3 сложно прогнозировать и регулировать из-за значительного числа факторов влияющих на процесс искривления, а также из-за значительной деформации всей конструкции отклонителя. Поэтому некоторое снижение эффективности работы отклонителей этого типа наблюдается при уменьшении типоразмера. Так,

снаряд ТЗ-3-76 имеет очень высокие *показатели качества* искривлений, которые выше, чем у отклонителя ТЗ-3-59, а последний соответственно имеет более высокие показатели в сравнении с отклонителем ТЗ-3-46, что связано прежде всего с повышенной деформацией отклонителя из-за снижения жесткости конструкции при уменьшении типоразмера и влияния на форму деформации вала отклонителя внешних дестабилизирующих его работу сил и моментов сил, что сказывается на уменьшении отклоняющего усилия, реализуемого отклонителем, до значений, недостаточных для реализации заданных параметров интенсивности искривления, и на увеличении угла перекоса долота.

Схема регулирования отклоняющей силы реализована в конструкциях отклонителей СБС и ОБС (снаряд или отклонитель бесклиновой скользящий), созданные ВИТРОм и Опытно-методической партией новой техники Центрально-Казахского территориального геологоуправления.

Отклонители СБС (а.с. №929803) типоразмера 76, 59 и 46 мм аналогичны по конструкции и состоят из двух основных частей: невращающегося при наборе кривизны корпуса-статора и вращающегося внутреннего вала-ротора [17, 18, 24, 26] (рис. 4.56).

Невращающаяся при работе ОНД часть состоит из корпуса 1, в котором размещена выдвижная каретка 2 с роликами 3. Торец каретки 2 скошен под углом 45° и соприкасается с клином 4 раскрепляющего узла. Последний состоит из муфт и корпуса-трубы 5, посаженных на радиальных подшипниках на верхнюю часть составного рабочего вала 6 и 7. Передача осевой нагрузки производится с помощью тарельчатых пружин 8 и упорного подшипника 9. С нижней частью корпуса соединяется отклонитель 10 с внутренним отверстием овального сечения для размещения вала шарнира 11. Отклоняющий узел также снабжен роликами 3 для удержания корпуса снаряда от проворота в скважине

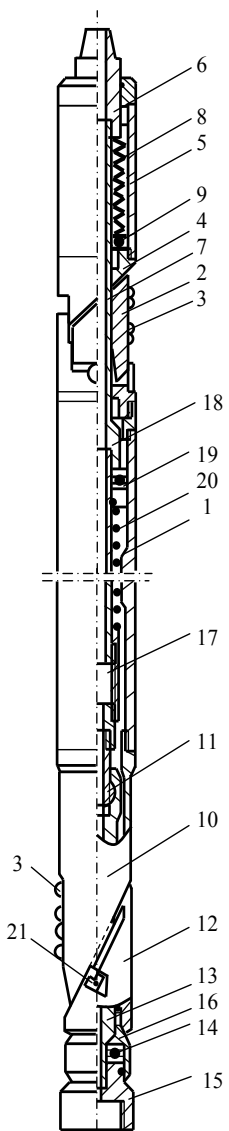


Рис. 4.56. Отклонитель СБС

при перемещении в процессе бурения интервала искривления. Отклонитель находится в контакте со сместителем 12, помещенным на радиальном подшипнике, на ведомом валу 13 и опирающимся на упорный подшипник 14 и переходник 15, с которым соединяется породоразрушающий инструмент. Муфта закрывает радиально-упорный подшипник 16.

Вращающаяся часть снаряда представляет собой составной рабочий вал, состоящий из ведущего 6, 7, шлицевого 17 и ведомого 13 валов и шлицевого шарнира 11. Верхний элемент ведущего вала 6 опирается на тарельчатые пружины 8 и через муфту 18 на упорный подшипник с кольцом 19 и на упорно-возвратную пружину 20. Далее расположен шлицевой шарнир 11, позволяющий ведомому валу 13 изменять свое положение в овальном отверстии отклонителя 10 и образовывать заданный угол перекоса при смещении сместителя 12. Перемещение сместителя 12 определяется шириной паза, который образуется при постановке съемных ограничителей различного размера 21. В зависимости от размера ограничителя интенсивность искривления скважины может задаваться в пределах 0,5–1,5 град/м.

Опыт применения отклонителей СБС на различных месторождениях позволил установить зависимость интенсивности искривления от зазора в отклоняющем узле (табл. 4.5).

Таблица 4.5

Размеры зазора в отклоняющем узле отклонителя СБС (ОБС)

Зазор, мм	5	6	7	8	9
Средняя интенсивность искривления, град/м	До 0,7	0,7–1,0	1,0–1,3	1,3–1,5	1,5

Отклонитель СБС работает следующим образом. После ориентирования снаряда его без вращения устанавливают на забой и передают осевую нагрузку, которая через ведущий вал 6 передается на тарельчатые пружины 8, подшипник 9 и клин 4.

Клин 4 перемещается вниз и выдвигает распорную каретку 2 за пределы размеров корпуса, ролики 3 краями врезаются в стенку скважины и удерживают снаряд от проворота. При этом подшипниковый узел 19 сжимает пружину 20 и кольцом упирается в муфту корпуса 18 и таким образом осевая нагрузка передается на долото по наружному невращающемуся корпусу к отклонителю 10. Последний надвигается на сместитель 12 и смещает его от оси снаряда на расстояние, определяемое шириной паза ограничителей. Ведомый вал 13 изменяет свое положение, поворачиваясь на некоторый угол в шарнире 11, что вызывает отклонение переходника 15 (рис. 4.57, а).

Осевая нагрузка от отклонителя 10 передается на сместитель 12, муфту 16 и подшипниковый узел 14, а затем на переходник 15 и долото, в то время как вращение передается по внутреннему рабочему валу. Одна из проблем эксплуатации отклонителей СБС состояла в том, что в ряде случаев

происходило заклинивание верхнего раскрепляющего узла при подъеме снаряда из скважины. Поэтому была произведена модернизация верхнего распорного механизма, который был позаимствован у отклонителя типа ТЗ. Таким образом, отклонитель ОБС-59 имеет верхний узел раскрепления в виде выдвигного ползуна с катками (рис. 4.57, б).

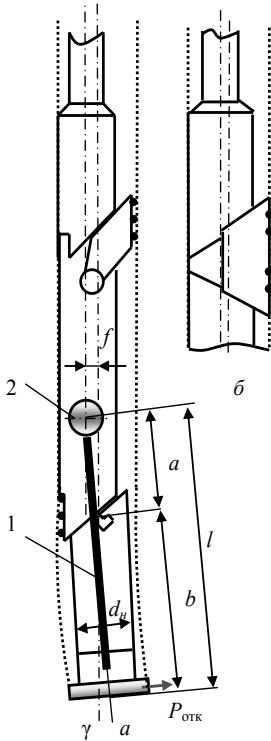


Рис. 4.57. Схема отклонителя СБС в рабочем состоянии (а) и схема верхнего распорного узла отклонителя ОБС (б)

В зависимости от величины зазора (табл. 4.5), устанавливаемого ограничителями 21 (рис. 4.56), отклонители СБС и ОБС могут обеспечивать набор кривизны или преимущественно за счет перекоса вала 1, т. е. асимметричного разрушения забоя (рис. 4.57, а) при зазоре до 5 мм, или совместными фрезерованием под действием $P_{отк}$ и асимметричным разрушением забоя при зазоре более 5 мм, но уже в основном за счет фрезерования стенки скважины. При величине зазора $c = (6-7)$ мм отклоняющая сила, действующая в направлении фрезерования, рассчитывается без деформации вала по формуле:

$$P_{отк} = \frac{P_{ос} a}{l} \operatorname{tg} \varphi, \quad (4.32)$$

где φ – угол склоа полуклиньев в месте их соединения (равен 30°), град; l – длина нижнего вала 1 отклонителя, (рис. 4.57, а) м; a – длина вала 1 от шарнира 2 до середины склоа полуклиньев (рис. 4.57, а), м.

При величине зазора $c = (8-9)$ мм возможен прогиб вала 1 (рис. 4.57, а) и в этом случае отклоняющее усилие можно рассчитать по формуле:

$$P_{отк} = \frac{3EI}{ab^2} X \sin \varphi, \quad (4.33)$$

где EI – жесткость вала 1, Па·м⁴; b – длина вала 1 от середины склоа полуклиньев до торца инструмента (рис. 4.57, а), м; X – прогиб вала 1,

равный разности установленной величины зазора c и предельной величины зазора, позволяющей смещаться валу в корпусе без деформации ($6-7$ мм), м.

Угол перекоса вала 1 длиной l и интенсивность искривления при асимметричном разрушении забоя могут рассчитываться по формуле (4.8) за счет смещения корпуса ОНД на величину f (рис. 4.57, а).

Пример 4.4. Рассчитать интенсивность искривления отклонителем ОБС-59 при установленном сменном ограничителе зазора (табл. 4.5), равного 5 мм.

В этом случае интенсивность искривления определится по формуле (4.8):

$$i = \frac{57,3(0,059 - 0,057)}{0,41^2} = 0,68 \text{ град/м.}$$

При увеличении зазора, задающего смещение нижнего полуклина сменным ограничителем зазора до $c = (6-7)$ мм (табл. 4.5), на долоте будет проявляться значительная по величине отклоняющая сила, которая приведет к повышению набора кривизны до 1,0–1,3 град/м. Величина этой силы, рассчитанная по формуле (4.32), будет равна

$$P_{\text{отк}} = \frac{1500 \cdot 0,15}{0,41} \text{tg}30^\circ = 317 \text{ даН.}$$

При увеличении зазора сменным ограничителем до $c = 9$ мм (табл. 4.5) возможен прогиб вала и рост отклоняющего усилия, которое рассчитывается по формуле (4.33):

$$P_{\text{отк}} = \frac{3 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \text{ Па} \cdot 0,05(0,04^4 - 0,01^4)}{0,15 \cdot 0,41^2} [0,009 - (0,006 - 0,007)] \sin 30^\circ = 319-398 \text{ даН.}$$

Бурение интервала искусственного искривления отклонителями СБС или ОБС производится при следующих режимных параметрах.

После постановки отклонителя на забой создается осевая нагрузка в 2000 даН для СБС (ОБС)-59 и 1500 даН для СБС (ОБС)-46 для врезания роликов раскрепляющего и отклоняющих узлов в стенку скважины. Затем осевую нагрузку следует снизить до 1500 даН для СБС (ОБС)-59 и 1000 даН для СБС (ОБС)-46, включить I-ю, а приработки долота II-ю скорость бурового станка. В случае использования буровых агрегатов с плавно регулируемым приводом, управление процессом набора кривизны состоит в постепенном наращивании частоты вращения от минимальных значений к оптимальным, в пределах 100–200 мин⁻¹.

Выбирать параметры режимов бурения снарядами фрезерующего типа, к которым относятся и отклонители СБС и ОБС, необходимо с учетом обеспечения оптимальной механической скорости бурения, которую следует поддерживать в пределах 0,8–1,0 м/ч. При меньшей скорости бурения интенсивность искривления может увеличиться по сравнению с проектной и, наоборот, при скорости выше 1,0 м/ч, возможно уменьшение запроецированной интенсивности. Это следует из зависимости (4.21), которая отражает процесс набора кривизны отклонителем типа СБС.

На рис. 4.58 даны графики зависимости интенсивности искривления от механической скорости бурения для отклонителя СБС-59 (по

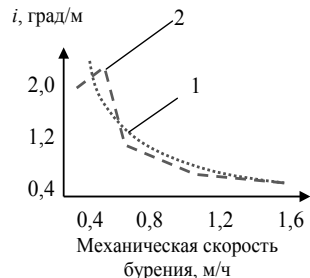


Рис. 4.58. Зависимость интенсивности искривления от механической скорости бурения отклонителем СБС:

- 1 – теоретическая зависимость;
- 2 – зависимость, полученная по данным бурения

данном ВИТРа), которые в основном справедливы для всех отклонителей фрезерующего типа: ТЗ, ОГМ, СБС и ОБС.

Из графиков на рис. 4.58 следует, что при малых значениях интенсивности искривления (до 0,5–0,6 град/м) этот показатель практически не зависит от скорости бурения, что косвенно подтверждает, что в этом случае набор кривизны осуществляется вследствие асимметричного разрушения забоя.

Если при допустимых параметрах режима бурения невозможно достичь оптимальной скорости бурения, необходимой для получения проектной интенсивности искривления, следует изменить зазор в отклоняющем узле по сравнению с рекомендуемым значением (табл. 4.5). Так, при скорости бурения менее 0,6 м/ч зазор следует уменьшить, а при скорости более 1,0 м/ч соответственно увеличить.

После окончания бурения СБС заданного интервала искусственного искривления скважины останавливают вращение колонны, снимают осевую нагрузку и приподнимают отклонитель от забоя на 15–20 см. При медленном движении шпинделя вверх производят 1–2 оборота колонны вправо, при этом происходит блокировка вала отклонителя в корпусе. Дальнейший подъем отклонителя осуществляется обычным способом.

Одним из направлений разработки ОНД является создание отклонителей для корректировки направления скважин, буримых ССК, без подъема бурильной колонны из скважины для осуществления искривления.

В ЗабНИИ предложены способ и устройство для производства искривления скважины посредством установки ОНД вместо керноприемной трубы ССК (а.с. №1067187, 1615306), на основе которых разработан съемный *отклоняющий комплекс «Рейс-59»* [12, 24, 26].

Отклоняющий комплекс «Рейс-59» предназначен для искусственного искривления геологоразведочных скважин, буримых ССК-59, глубиной до 1200 м в монолитных и слаботрециноватых породах VI–X категории по буримости.

Отклоняющий комплекс «Рейс-59» включает отклоняющий и ориентирующий модули. Спуск комплекса в скважину осуществляется внутри колонны бурильных труб ССК-59. При этом в наклонной скважине с зенитным углом 3–60° происходит самоориентирование комплекса. После установки комплекса узел ориентирования освобождается и поднимается на поверхность. Отклоняющий модуль позволяет произвести искривление скважины колонной и коронкой ССК направляемых распорно-отклоняющим узлом комплекса «Рейс». Бурение можно производить при осевой нагрузке до 1300 даН и частоте вращения инструмента до 600 мин⁻¹. Реализуемая комплексом «Рейс» интенсивность искривления составляет не более 0,4 град/м, что позволяет вести дальнейшее бурение скважины без проработки интервала искривления.

4.3.1.4. Отклонители непрерывного действия для искривления скважин с одновременным отбором керна

Возможность применения отклонителей в ряде случаев ставится под сомнение в связи с тем, что в интервалах скважины, где планируется искривление, требуется высокий выход керна. Данное обстоятельство диктует свои условия как при выборе технологии направленного бурения, так и при назначении отклонителя, поскольку не каждый из ОНД позволяет производить набор кривизны с одновременным отбором керна.

Имеется возможность опробования при использовании алмазных долот с центральным отверстием в торце для получения «карандашного» керна и керноприемника-накопителя с конусным керноломом. Накопитель керна – труба высотой 15–20 см позволяет выполнить углубку за рейс на 1,0–1,5 м с отбором керна.

Интересен опыт по разработке в Болгарии отклонителя на базе ТЗ-3-76 с внутренней керноприемной трубой, размещаемой внутри вала ОНД, что позволяло отбирать «карандашный» керн на всем интервале работы отклонителя.

Отбор керна отклонителем ТЗ-3 можно производить и без значительной его переделки и изменения конструкции. Для этого следует использовать короткую колонковую трубу 1 (0,8–1,0 м) с коронкой 2, которая соединяется с валом ОНД через шарнирный переходник 3 (рис. 4.59). Колонковая труба с коронкой получает перекося в скважине относительно оси скважины на угол γ при выдвигании ползуна 4 и прижатия к стенке скважины нижнего полуклина 5. Направление искривления в этом случае совпадает с направлением выдвигания ползуна и, таким образом, противоположно направлению искривления реализуемого отклонителем ТЗ-3 без колонковой трубы и шарнирного переходника.

Поскольку набор кривизны при этом производится за счет асимметричного разрушения забоя, интенсивность искривления может определяться из известной зависимости (4.18), а длина колонковой трубы рассчитываться из условия получения нужной интенсивности искривления.

Для повышения интенсивности искривления целесообразно применять, например, отклонитель ТЗ-3-59 с колонковой трубой диаметром 57 мм для искривления из скважины диаметром 76 мм с последующим расширением ствола в интервале набора кривизны. В этом случае для увеличения поперечных размеров отклонителя на ползуне следует установить накладку с роликами-катками, что обеспечит надежный распор снаряда в скважине.

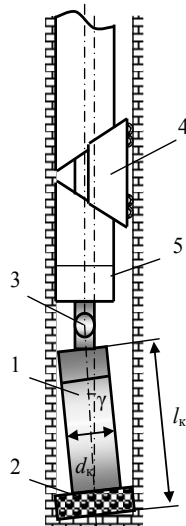


Рис. 4.59. Схема отклонителя ТЗ-3 с колонковой трубой в скважине в рабочем положении

Технология применения отклонителя ТЗ с колонковой трубой отличается от обычной лишь тем, что в данном случае длина рейса отклонителем ограничивается длиной колонковой трубы, а на интенсивность искривления не влияет скорость бурения, что определяет более широкий выбор параметров режима бурения и возможность получения искривления при более высокой механической скорости.

Отклонитель «КЕДР» также может применяться с колонковой трубой для бурения с отбором керна. В этом случае колонковая труба устанавливается вместо нижнего искривленного узла распорно-отклоняющего блока I отклонителя (рис. 4.49), при соединении с валом через шарнирный переходник. Длина колонковой трубы может составлять 0,5–1,2 м, что позволяет получить интенсивность искривления 0,8–1,0 град/м при длине колонковой трубы 0,5 м; 0,3–0,4 град/ м при длине колонковой трубы 1,0 м и 0,2 град/ м при длине колонковой 1,2 м.

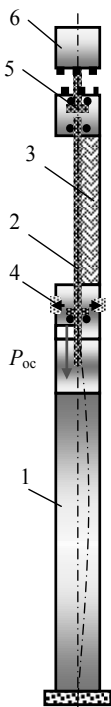


Рис. 4.60. Схема колонкового снаряда с отклоняющей системой СиНУС

В ЗабНИИ создан перспективный самоориентирующийся снаряд для искривления скважины с малой интенсивностью искривления (до 0,3 град/м), который включает систему ориентирования и внецентренного нагружения стандартного **колонкового набора СиНУС-76** [28] (рис. 4.60).

Компоновка колонкового набора с отклоняющей системой СиНУС включает колонковый набор 1 с коронкой и систему СиНУС, в которой основными элементами являются вал 2, передающий вращение и осевую нагрузку к колонковому набору, эксцентрично установленный на подшипниках свинцовый груз 3 самоориентатора, выдвигаемые под давлением промывочной жидкости плашки 4, для осевого фиксирования снаряда в скважине, подпятник 5 на подшипниках для свободного самоориентирования спускаемой в скважину компоновки и сдвижную кулачковую муфту 6, для передачи крутящего момента после постановки компоновки на забой.

Основной принцип работы системы СиНУС состоит в том, что осевая нагрузка передается к колонковому набору внецентренно, что при бурении обеспечивает его ориентированный изгиб и соответственно искривление скважины в направлении изгиба. Направление изгиба и перекос коронки задаются ориентированием снаряда с помощью самоориентатора с эксцентричным грузом 3. Угол ориентирования устанавливается на поверхности перед спуском колонкового набора с системой СиНУС в скважину.

Интенсивность искривления регулируют длиной колонковой трубы при заданном значении осевого усилия и частоты вращения. Длина колонковой трубы может изменяться в пределах 1–3 м, что позволяет получить интенсивность искривления, соответственно от 0,3 до 0,1 град/м.

Система СиНУС позволяет производить плавный набор кривизны или противодействовать естественному искривлению с одновременным отбором керна на всем интервале искусственного искривления.

Для реализации искусственного искривления с одновременным набором кривизны ВИТРОм разработан отклонитель ОКГ-76 (отклонитель колонковый гидромеханический) [29].

Отклонитель ОКГ (рис. 4.61) представляет собой ОНД скользящего типа с гидромеханической системой раскрепления корпуса, с регулируемой системой отклонения коронки и отбором керна на интервале искусственного искривления.

Отклонитель состоит из трех функциональных основных узлов:

I – механизма раскрепления корпуса от проворота в скважине гидромеханического действия;

II – керноприемного узла, включающего специальную алмазную коронку с кернорвательным кольцом и колонковую трубу с буровым шарниром;

III – механизма отклонения, обеспечивающего перекося коронки и фрезерование стенки скважины под действием отклоняющего усилия.

Отклонитель работает следующим образом.

Раскрепление отклонителя в скважине происходит при выдвигании ползуна I при включенном буровом насосе за счет повышенного давления промывочной жидкости в полости вала отклонителя. Жидкость под давлением поступает в полость над поршнем 2, который воздействует на пружину, полуклинья механизма, а в результате вызывает выдвигание ползуна 1, который фиксирует корпус отклонителя к стенке скважины.

Осевое усилие к механизму отклонения ОНД и коронке 3 передается через переходник 4, подшипник 5 и корпус отклонителя 6. Крутящий момент к коронке 3 передается через переходник 4, вал 7, шлицевой разъем 8, колонковую трубу 9,

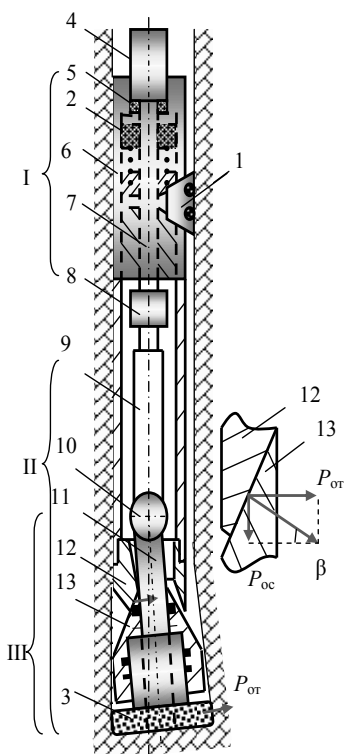


Рис. 4.61. Схема конструкции отклонителя ОКГ

шарнир 10, нижнюю часть колонковой трубы 11.

Механизм отклонения отклонителя включает конусный наконечник 12 и конусный корпус подшипников 13. Под действием осевого усилия взаимодействие этих деталей приводит к отклонению коронки 3 и нижней части колонковой трубы 11 в шарнире 10.

Отклонитель ОКГ является снарядом направленного бурения фрезерующего типа с регулируемым углом перекоса коронки в направлении искривления. Интенсивность искривления, реализуемая отклонителем, составляет 0,5–1,0 градус/м.

Снаряд направленного бурения для ССК компании Devico.

Направленное бурение с отбором керна обеспечивается специальным колонковым набором *Devidrill* (рис. 4.62), который может применяться с серийным снарядом типоразмера *NQ* (75,4 мм), наружный диаметр колонкового набора 72 мм. Данный колонковый набор представляет собой отклонитель, обеспечивающий искривление скважины с интенсивностью 0,3 град/м и отбор керна диаметром 31,5 мм на всем интервале работы отклонителя. Длина керноприемной трубы 3,0 метра.

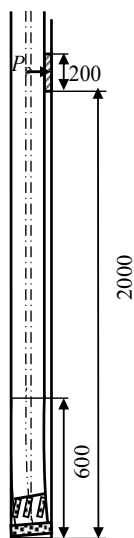


Рис. 4.62. Схема отклонителя *Devi-drill*

Принцип работы устройства *Devidrill* заключается в использовании ведущего вала (бурильной колонны), проходящего через эцентрикную втулку (см. рис. 4.69), смещенную от центральной оси устройства, что обеспечивает изгиб колонкового набора под действием осевого усилия и перекоса коронки. В верхней части набора, на расстоянии 2 м устройство имеет выдвижную накладку, которая работает под давлением промывочной жидкости и воздействует на стенку скважины. Накладка выдвигается за пределы поверхности колонкового набора и, упираясь в стенку скважины с усилием P_p , фиксирует плоскость изгиба колонкового набора. Внутренние составляющие снаряда включают в себя средства ориентирования отклонителя, съемный керноприёмник, систему переводников, трубу с инструментом для инклинометрии, который фиксирует данные с последующей их передачей на компьютер. Информация записывается внутри устройства и загружается на компьютер после каждого рейса.

4.3.1.5. Отклонители непрерывного действия на базе забойных двигателей. Роторные управляемые системы

Опыт применения отклонителей на базе гидравлических забойных двигателей (турбобуров и *винтовых забойных двигателей – ВЗД*) при бурении скважин большого диаметра на нефть и газ достаточно давно утвердил мнение о перспективности создания отклонителей на базе забойных двигателей для

бурения геологоразведочных и иных скважин малого диаметра в твердых породах.

Главной особенностью, определяющей сумму преимуществ технологий производства буровых работ забойными двигателями, является отсутствие необходимости вращения бурильной колонны, что обеспечивает существенное упрощение конструкции ОНД, более высокую стабильность, управляемость и возможность контроля над процессом набора кривизны, несколько больший диапазон технологических возможностей отклонителей на базе забойных

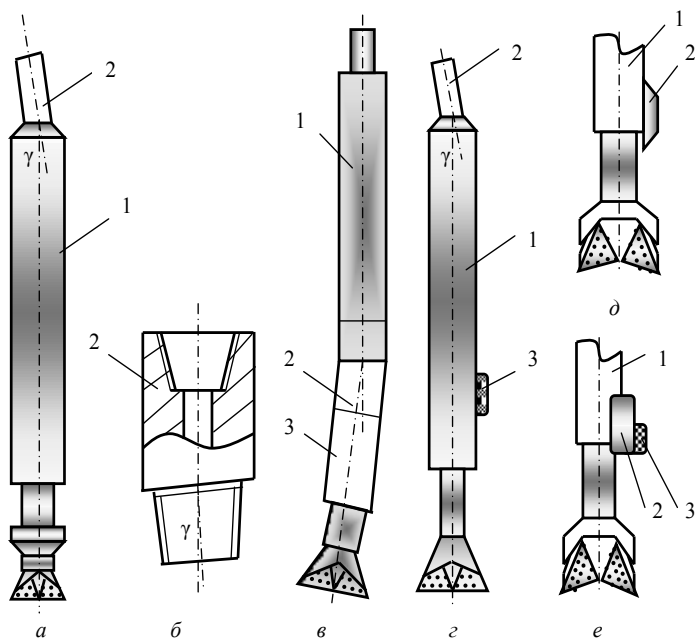


Рис. 4.63. Схемы отклонителей на базе забойных гидродвигателей

двигателей.

Отклонители на основе турбобуров имеют следующие схемы:

- над турбобуром 1 устанавливается «кривой» переводник 2 – переводник, имеющий несоосные соединительные резьбы (угол несоосности 1–3) (рис. 4.63, а, б);

- перекося долата 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. 4.63, в);

- перекося турбобура 1 и долота обеспечивается «кривым» переводником 2 и накладкой на корпусе турбобура 3 (рис. 4.63, г);

- на нижний ниппель турбобура 1 устанавливают накладку 2, для создания поперечного усилия на долоте для фрезерования стенки скважины (рис. 4.63, *д*);

- на нижний ниппель турбобура 1 устанавливают накладку 2 с резиновой опорой 3, толщина которой позволяет регулировать интенсивность искривления (рис. 4.63, *е*).

Технические средства, представленные на рис. 4.63 предназначены для набора кривизны и забуривания новых направлений стволов скважин. Отличительной чертой данных отклонителей является жестко заданные параметры искривления, так как углы перекоса «кривого» переводника 2 (рис. 4.63, *а*, *б*, *в*) и накладок на корпусе 3 (рис. 4.63, *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.

Для бурения наклонной части ствола используются следующие основные виды отклонителей [8] :

1. Долото диаметром 295, 3 мм, одна секция турбобура ТСШ-240, искривленный переводник, 178-мм или 203-мм УБТ.

2. Долото диаметром 215,9 мм, винтовой двигатель ДЗ-172 или Д5-172, искривленный переводник, 178-мм УБТ.

3. Долото диаметром 295,3 мм, турбинный отклонитель ТО2-240.

4. Долото диаметром 215,9 мм, турбинный отклонитель ТО2-195.

5. Долото диаметром 215,9 мм, шпindelь-отклонитель ШО1-195 , одна-две секции турбобура диаметром 195 мм.

6. Долото диаметром 215,9 мм, шпindelь винтового забойного двигателя (ДЗ-172, Д5-172), искривленный переводник, рабочая пара двигателя.

7. Долото диаметром 215,9 мм, шпindelь винтового забойного двигателя (Д2-195), искривленный переводник, рабочая пара двигателя.

8. Долото диаметром 190, 5 мм, турбинный отклонитель ТО-172.

Параметры отклонителей типа ТО, ШО1-195 и Д-172 м приведены в табл. 4.6.

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.

Таблица 4.6

Параметры отклонителей на базе забойных двигателей

Параметры	Тип отклонителя				
	ТО-172	Т02-195	ТО2-240	ШО 1-195	Д-172М
Внешний диаметр, мм	172	195	240	195	172
Длина, м	10,7	10,1	10,2	4,6	5,6
Частота вращения вала, мин ⁻¹	670	660	660		115–220
Вращающий момент, Н·м	650	810	2040		2900–4150
Расход жидкости, м ³ /с	0,025	0,03	0,05		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

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. 4.64). Угол перекоса переводника может изменяться от 0 до 4°. Известно создание отклоняющих систем с «кривыми» переводниками, которые имеют два управляемых шарнирных узла, отклонители с кривыми переводниками, устанавливаемые над забойным двигателем (рис. 4.65).

В этом случае потребовалось создание телеметрической системы, которая включала 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.

В настоящее время для проходки горизонтальных стволов 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 [1].

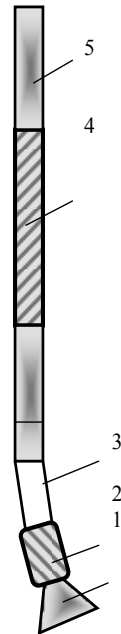


Рис. 4.64. Схема забойной компоновки с управляемым переводником: 1 – долото; 2 – стабилизатор; 3 – «кривой» переводник; 4 – гидродвигатель; 5 – электронный узел управления

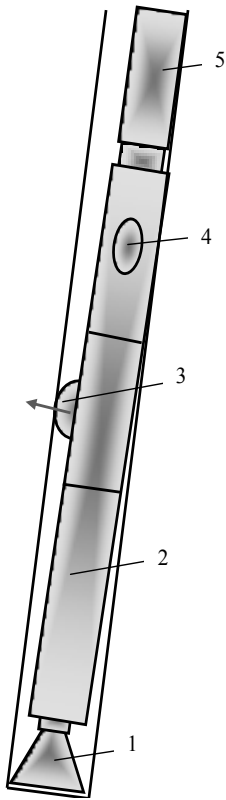


Рис. 4. 65. Схема отклонителя с двумя узлами отклонения: 1 – долото; 2 – гидродвигатель; 3 – отклонитель азимутальный; 4 – отклонитель зенитный; 5 – забойная телеметрическая система

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.

Различают два вида РУС: с отклонением долота (*push-the-bit*) и с изменением направления перекоса долота (*point-the-bit*). Первый вариант предполагает набор кривизны фрезерованием стенки скважины под действием отклоняющего усилия, второй асимметричного разрушения забоя скважины. В системе с отклонением долота отклоняющая сила на долоте появляется в результате выдвигания башмаков, осуществляющих давление на стенку скважины (рис. 4.66). Привод башмаков 4 гидравлический, осуществляемый за счет последовательной подачи бурового раствора в соответствующие гидрокамеры. Для увеличения угла отклонения каждый башмак 4, находясь в нижней части ствола, нажимает на нижнюю сторону ствола, а для уменьшения угла каждый башмак 4 нажимает на верхнюю часть ствола. Команды, направляемые буровиком при помощи телеметрии по гидроимпульсному каналу связи, определяют время и силу срабатывания башмака 4. Блок управления 2, расположенный над блоком отклонения 3, приводит в действие поворотную заслонку 6, которая закрывает или открывает канал для подачи бурового раствора в камеры с башмаками 4 в соответствии с поворотом бурильной колонны. Система синхронно изменяет интервал воздействия и усилие, с которым башмак воздействует на стенку скважины, тем

самым направляя долото в требуемом направлении.

В соответствии с работой [1] и схемой на рис. 4.67 радиус кривизны ствола скважины, реализуемый РУС с радиальным смещением долота можно определить из формулы

$$R = \frac{0,5l_1l_2}{h}, \quad (4.34)$$

где $h = H - (R_d - R_o) + \frac{l_1(R_d - R_u)}{L}$.

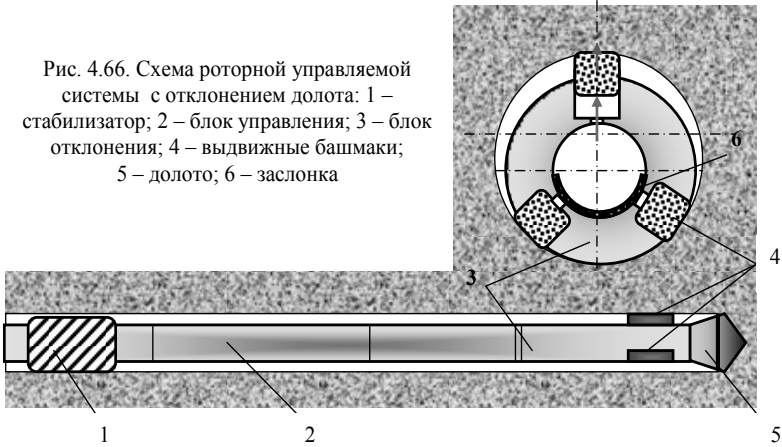


Рис. 4.66. Схема роторной управляемой системы с отклонением долота: 1 – стабилизатор; 2 – блок управления; 3 – блок отклонения; 4 – выдвижные башмаки; 5 – долото; 6 – заслонка

Формула (4.34) получена из условия вписываемости отклонителя в искривленный ствол скважины без деформирования корпуса. Именно поэтому по формуле (4.34) 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 $P_{отк}$. В этом случае интенсивность искривления может определяться по формуле (4.19), а радиус кривизны по зависимости

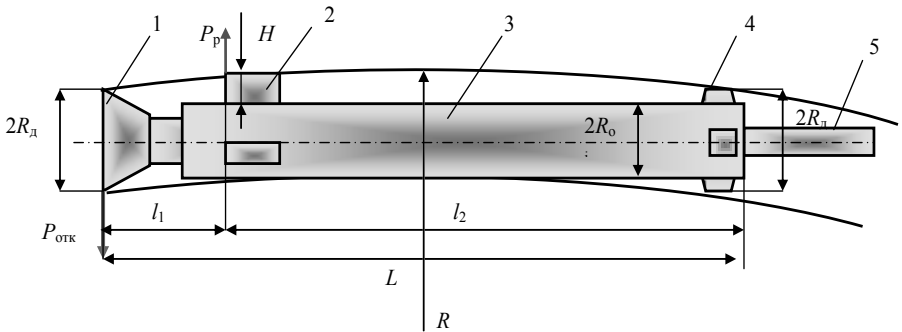


Рис. 4.67. Схема для расчета радиуса искривления РУС с радиальным смещением долота: 1 – долото; 2 – выдвижной башмак; 3 – корпус; 4 – верхний стабилизатор; 5 – труба; D_d – диаметр долота; H – выход башмака из корпуса; D_o – диаметр корпуса; D_u – диаметр стабилизатора

$$R = \frac{v_6}{v_{\phi} L},$$

из которой следует, что формируемая кривизна существенно зависит от скоростей бурения v_6 и фрезерования стенки скважины v_{ϕ} . Для удовлетворения требуемым параметрам набора кривизны, радиус кривизны, рассчитанный по формуле (4.34) может быть получен только при определенных скоростях бурения 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

$$P_{\text{отк}} = \frac{P_p l_2}{2L} = \frac{\rho_{\text{ж}} S_{\text{п}} l_2}{2L}, \quad (4.35)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – давление промывочной жидкости в гидрокамере над выдвижным башмаком, МПа; $S_{\text{п}}$ – площадь выдвижного башмака со стороны гидрокамеры, м^2 ; L – длина РУС, м; l_2 – расстояние от выдвижного башмака стабилизатора отклонителя, м.

Расчеты по формуле (4.34) для РУС с $R_{\text{д}} = 147,65$ мм, $R_0 = 122$ мм, $R_{\text{ц}} = 140$ мм, $l_1 = 0$, 7 м, $l_2 = 2,5$ м позволяют определить значения радиусов кривизны, которые изменяются от 152 м до 350 м при выдвижении башмака на расстояние $H = 30\text{--}26,75$ мм.

В системе с изменением направления перекоса долота используют внутренний изгиб вала отклонителя для изменения направления скважины. В такой системе точка изгиба вала находится внутри корпуса над долотом (рис. 4.68). 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.

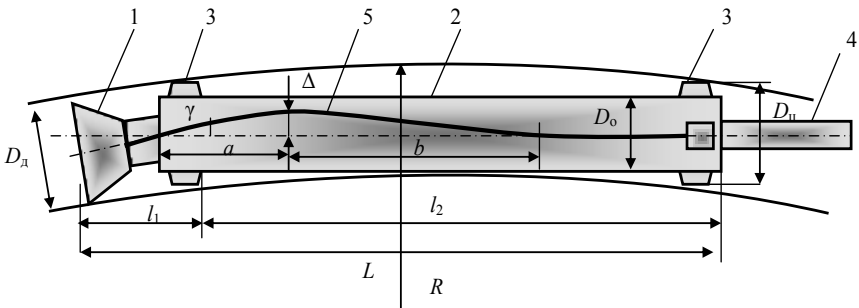


Рис. 4.68. Схема для расчета радиуса искривления РУС с изменением направления перекоса долота : 1 – долото; 2 – корпус; 3 – стабилизатор; 4 – труба; 5 – вал отклонителя; $D_{\text{д}}$ – диаметр долота; D_0 – диаметр корпуса; $D_{\text{ц}}$ – диаметр стабилизатора

Радиус искривления скважины для РУС с изменением перекоса долота, при отсутствии деформации корпуса, определяется выражением [1]

$$R = \frac{L}{2\sin(\gamma - \beta)}, \quad (4.36)$$

где β – угол наклона отклонителя к оси скважины, град.

$$\text{Угол } \beta \text{ определяют по формуле } \beta = \arctg \frac{D_a - D_u}{2l_1}.$$

Угол γ создается при изгибе вала отклонителя (рис. 4.68) и может определяться по формуле

$$\gamma = \frac{3\Delta(1 - \eta)^2}{\alpha^3 \eta l_2}, \quad (4.37)$$

где Δ – угол отклонения вала при изгибе, град; $\alpha = \frac{a}{l_2}$; $\eta = \frac{b}{l_2}$ (см. рис.4.68).

В системе РУС с изменением направления перекоса или позиционирования долота (*point-the-bit*) используются механизм управления с эксцентриковой втулкой.

Схема работы устройства данного типа показана на рис. 4.69.

Эксцентриковая втулка 1 имеет возможность поворота как вокруг собственной оси в направлении η , так и вокруг оси корпуса-статора 2 РУС в направлении τ . Вал-ротор 3 РУС, на котором установлено долото 5, вращается внутри эксцентриковой втулки 1 с частотой ω . Корпус-статор 2 РУС фиксируется в скважине при выдвигении плашек 4. Проворот 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 Δ и долото 5 получает перекося в ту или иную сторону, в зависимости от положения втулки 1 внутри корпуса-статора 2 РУС.

На рис. 4.69, 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. 4.69, 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).

Подобный принцип работы имеет и ранее рассмотренное устройство со съемным керноприемником типа *Devi-drill* компании *Devico* для бурения скважин с отбором керна (рис. 4.62).

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. 4.7.

Таблица 4.7

Расчетные данные радиуса искривления РУС *Geopilot*

Диаметр центриатора $D_{ц}$, мм	244			280			
	Прогиб вала Δ , мм	4	5	6	2	3	4
Угол перекоса γ	1,75	2,18	2,62	0,87	1,31	1,75	2,18
Радиус искривления R , м	-	438	194	475	200	126	93

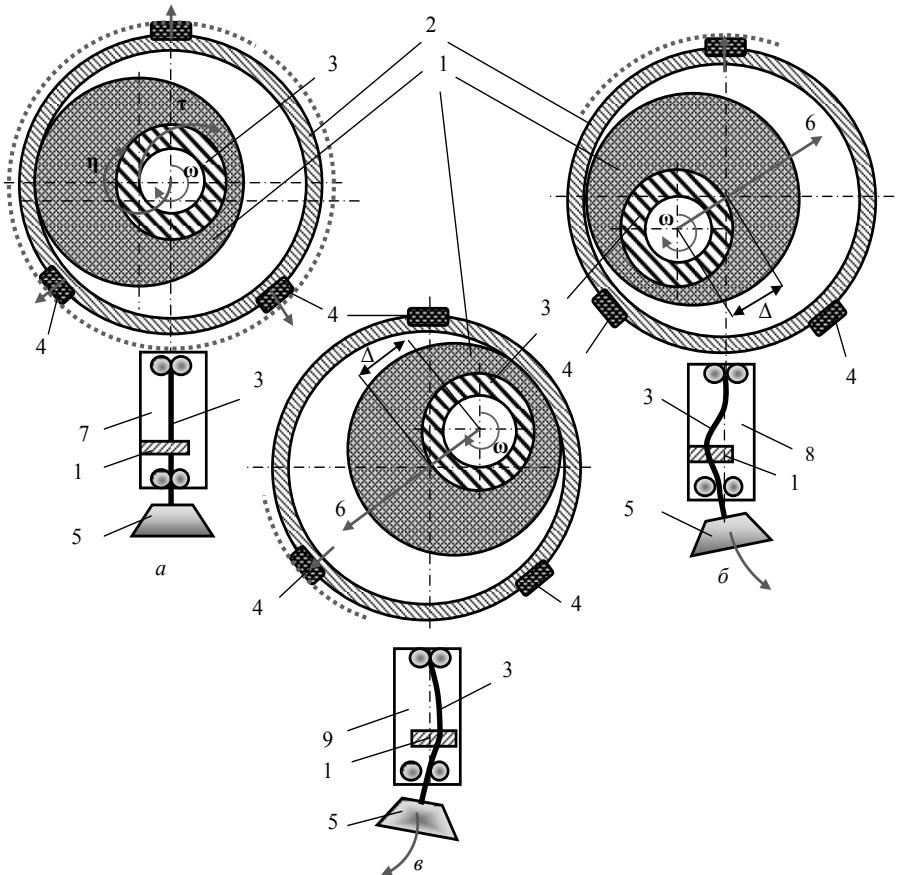


Рис. 4.69. Схемы работы РУС с позиционированием долота: *а* – положение системы, определяющей прямолинейное направление бурения; *б*, *в* – положения системы, определяющей изменение направления бурения; 1 – эксцентриковая втулка; 2 – корпус-статор; 3 – вал-ротор; 4 – выдвигаемые плашки; 5 – долото; 6 – направление искривления скважины; 7 – схема РУС при прямолинейном бурении; 8, 9 – схемы РУС при изменении направления бурения

Последнее достижение в области управляемых роторных систем – РУС *PowerDrive Archer*, сочетающее в себе характеристики систем с отклонением и изменением перекаса долота. 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 – интенсивность 0,1 град/м для *PowerDrive X5 1100*; 311,2–374,4 мм – интенсивность 0,17 град/м для *PowerDrive X5 900*; 254 мм – интенсивность 0,2 град/м для *PowerDrive X5 825*; 215,9–250,8 мм – интенсивность 0,3 град/м для *PowerDrive X5 675*; 146,1–165,1 мм для *PowerDrive X5 475* – интенсивность 0,3 град/м. Максимальная частота вращения – 200–250 мин⁻¹. Расход бурового раствора, необходимый для работы – 7192–833 л/мин (первое значение соответствует диаметрам скважины 660,4 мм, а второе 146,1 мм).

Попытки использования забойных гидродвигателей для бурения скважин малого диаметра (93,76 и 59 мм) наталкивались на проблему создания конструкции гидродвигателя, который бы удовлетворял требованиям надежности и производительности бурения. В частности требовался достаточный для бурения крутящий момент и приемлемая частота вращения ротора.

Появление в 80-х г. 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. 4.70) – статор 1 и ротор 2 выполняются в виде многозаходных винтовых поверхностей: статор – многозаходной винтовой трубчатой полости (на рис. 4.70 статор имеет 4-заходную поверхность), ротор – объемным многозаходным телом винтообразной формы (на рис. 4.70 ротор 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

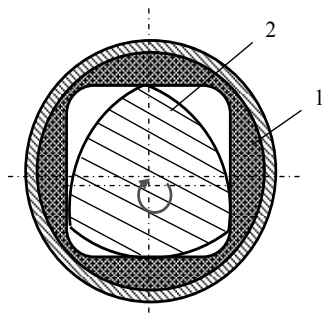


Рис. 4.70. Схема поперечного сечения объемного двигателя при соотношении пары статор: ротор – 4:3

по внутренней полости статора, копируя линию его поверхности. 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).

При работе забойного двигателя на его корпусе возникает реактивный момент сил вследствие реакций разрушаемой породы на работу вооружения долота на забое. Это обстоятельство вызывает некоторую проблему при направленном искривлении скважины, поскольку реактивный момент приводит к закручиванию бурильной колонны и нарушает ориентацию отклонителя, если его корпус не имеет распорного механизма. Для корректировки положения отклонителя в соответствии с параметрами ориентирования необходимо знать величину угла закручивания бурильной колонны.

Угол закручивания бурильной колонны определяется формулой [8]

$$\varphi = \frac{M_p L}{G J_0}, \quad (4.38)$$

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/м²; J_0 – полярный момент инерции, м⁴.

Длина бурильной колонны, воспринимающая 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.

Бурильные трубы диаметром 114, 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 значительную величину. Что касается труб малого диаметра – 63,5, 54, 50, 42 мм, то угол закручивания для них очень значителен и вызывает большие проблемы при проведении работ по направленному бурению с использованием забойных двигателей малого диаметра.

Поэтому для стабилизации положения ОНД на базе ВЗД малого диаметра более предпочтительно использование распорных механизмов скользящего типа, практически аналогичных тем, что применяются в отклонителях типа ТЗ, «КЕДР», ОБС.

Отклонители на базе винтовых забойных двигателей для геологоразведочного бурения разработаны в ЗабНИИ. Созданы два типоразмера отклонителей на базе ВЗД: ОД-76 с двигателем ДГ-70 (система статор:ротор – 7:6) и отклонители с двигателем Д1-54 (система статор:ротор – 5:4). Оба забойных двигателя разработаны во ВНИИБТ [12, 24, 26].

Отклонитель с двигателем Д1-54 выполнен в двух вариантах: с кривым переходником и с искривленным корпусом двигателя. Данный отклонитель спроектирован для использования на небольших глубинах, так как двигатель Д1-54 имеет невысокую мощность, а для его работы требуются достаточно большие для современных насосов давление и расход жидкости. Небольшая глубина использования позволила применить наиболее простой способ стабилизации отклонителя – за счет невращающейся колонны бурильных труб.

Для стабилизации отклонителя распорным механизмом на базе двигателя Д1-54 в ЗабНИИ совместно с ВНИИБТ разработан отклонитель ДН-54, в котором использовано распорное устройство с выдвижным ползуном и роликами-катками от отклонителя ТЗ-3-59.

В корпусе 1 отклонителя ДН-54 (рис. 4.71) размещены статор двигателя и его ротор 2, который через шарнир 4 соединен с валом 5 отклонителя. Ротор 2 выполнен в виде винта специального профиля, внутренняя обкладка статора 3 имеет внутреннюю винтовую поверхность. При прокачивании жидкости через полости между ротором 2 и статором 3 ротор совершает планетарное движение относительно оси статора, которое передается на вал 5 и породоразрушающий инструмент. Промывочная жидкость после выхода из двигателя проходит через вал 5 на забой скважины.

Распорный механизм отклонителя имеет выдвижной ползун 6 с роликами-катками и верхний 7 и нижний 8 полукопильня. Отклоняющее усилие создается под действием осевого усилия за счет изгиба вала 5 при выдвижении ползуна 6 до упора в стенку скважины (механизм создания отклоняющего усилия аналогичен таковому у отклонителя ТЗ-3). На

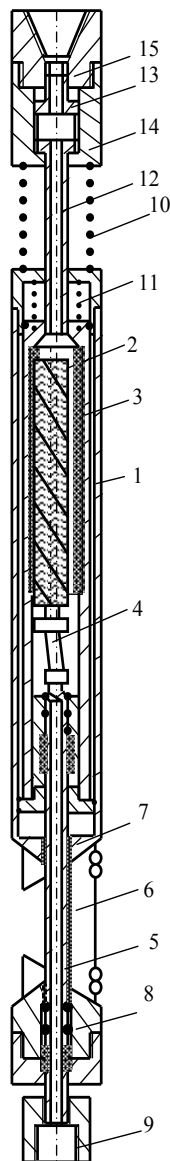


Рис. 4.71. Схема отклонителя на базе ВЗД Д1-54 ДН-54

валу 5 установлен переходник 9 для размещения долота.

Нагрузочная секция содержит телескопический шлицевой узел, нагрузочную пружину 10, возвратную пружину 11, шлицевой вал 12, регулировочную втулку 13, помещенную в корпус 14 и переходник 15.

Нагрузочная пружина 10 служит для создания усилия в распорном механизме, возвратная пружина 11 предназначена для обеспечения транспортного положения деталей отклонителя при спуско-подъемных операциях.

Регулировочная втулка предназначена для изменения длины хода шлицевого корпуса от 8 до 12 мм.

Фиксация корпуса и рабочего вала ОНД осуществляется шаровым фиксатором, установленного в корпусе ОНД напротив возвратной пружины 11 (на рис. 4.71 не показан). Отклонитель снабжен также системой подшипников и уплотнений для герметизации внутренних полостей.

При помощи переходника 15 ДН-59 присоединяется к ориентирующему устройству или к бурильной колонне. После спуска в скважину и ориентирования запускается забойный двигатель и ОНД ставится на забой. По мере роста осевого усилия на долото шлицевой корпус 14 перемещается относительно шлицевого вала 12 и через пружину 10 передает нагрузку через корпус 1 к распорному механизму. Ползун 6 выдвигается до упора в стенку скважины, а возникшее распорное усилие обеспечивает отклоняющее усилие на долоте. Под действием распорного усилия ролики-катки ползуна 6 врезаются в породу, стабилизируя направление искривления.

После искривления забойный двигатель останавливается, осевая нагрузка с ОНД снимается и под действием возвратной пружины 11 клиновой ползун 6 втягивается в транспортное положение.

Нагрузочная секция отклонителя ДН-54 выполнена в двух вариантах. Первый с механическим принципом создания распорного и отклоняющего усилий, второй с гидравлическим.

Отклонитель ДН-54 обеспечивает набор кривизны с интенсивностью до 2 град/м в скважинах диаметром 70–80 мм. Двигатель Д1-54 обеспечивает крутящий момент на валу 70–100 Н·м, при частоте вращения 350–500 мин⁻¹, перепаде давления на двигателе до 4–5 МПа и расходе жидкости до 2,5 л/с.

Двигатель ДГ-70 в сравнении с Д1-54 имеет наружный диаметр 70 мм и более предпочтительные показатели работы: обеспечивает крутящий момент 140 Н м и частоту вращения 200–300 мин⁻¹ при расходе жидкости 1,7 л/с и перепаде давления 2,5 МПа. На базе двигателя ДГ-70 создан отклонитель ОД-76.

Конструкция отклонителя ОД-76 (рис. 4.72) имеет отклоняющее устройство типа «кривой переходник» 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 (δ) и интенсивности искривления (i_M) на интервале работы отклоняющей системы с кривым переходником можно описать зависимостями следующего вида:

$$\delta = 1,81 \left(\frac{S}{L} \right)^{1,05} (\beta + \eta + \varphi), \quad (4.35)$$

$$i_M = 1,9 \frac{S^{1,05}}{L^{1,05}} (\beta + \eta + \varphi), \quad (4.36)$$

где S – углубка скважины от начала цикла искривления, м; L – длина направляющего звена ОНД, м; β – угол наклона долота за счет радиального зазора, радиан; η – угол фрезерования, радиан; φ – угол поворота долота при деформации направляющего звена под действием внешних сил, радиан.

Из выражений (4.35) и (4.36) 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 углубки 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 δ 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

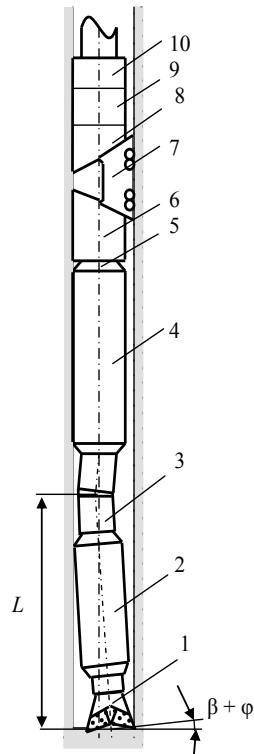


Рис. 4.72. Отклонитель ОД-76: 1 – долото, 2 – шпиндель, 3 – шарнирное соединение и механизм регулирования угла перекоса, 4 – ВЗД, 5 – шарнирный вал, 6 – нижний полуклин, 7 – ползун с катками, 8 – л верхний полуклин, 9 – гидропривод ползуна, 10 – переходник

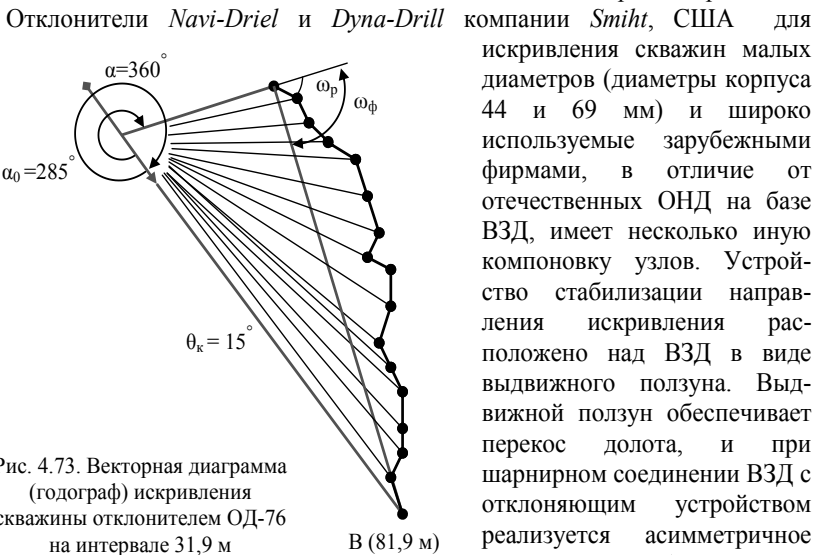
2,5° приводит к росту темпа искривления от 0,2 до 1,2 град/м.

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. 4.73).

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.



Отклонители *Navi-Driel* и *Dyna-Drill* компании *Smiht*, США для искривления скважин малых диаметров (диаметры корпуса 44 и 69 мм) и широко используемые зарубежными фирмами, в отличие от отечественных ОНД на базе ВЗД, имеет несколько иную компоновку узлов. Устройство стабилизации направления искривления расположено над ВЗД в виде выдвижного ползуна. Выдвижной ползун обеспечивает перекопс долота, и при шарнирном соединении ВЗД с отклоняющим устройством реализуется асимметричное разрушение забоя, а при жестком – фрезерование разрушение забоя, причем

стенки скважины и асимметричные разнонаправленные.

4.4. Основные факторы, влияющие на точность искривления скважины отклонителями

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, анизотропии, 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.

4.4.1. Точность искривления скважины клиновыми отклонителями

Многолетний опыт применения отклонителей клинового типа показал, что отмечается невысокая точность набора кривизны. Например, по данным В.П.Зиненко угол набора кривизны пилот-скважины δ отклонителями типа СНБ-КО составляет от 1,5 до 6° при скосе ложка клина 2°, а около 50 % отрицательных постановок связано с невыполнением задания по направлению.

δ , град

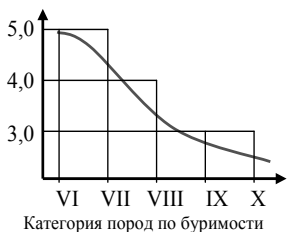


Рис. 4.74. Зависимость угла δ при забуривании пилот-скважины отклонителем СНБ-КО от категории пород по буримости

При этом колебание величины угла δ связано с твердостью горных пород (рис. 4.74). При этом угол δ снижается при повышении твердости горных пород, не зависит от длины пилот-скважины и практически всегда превышает угол скоса ложка клина. Обработка экспериментальных данных показала, что угол δ увеличивается в среднем на величину $0,5\gamma$, где γ — угол скоса ложка клина.

Одновременно при работе клиновых отклонителей наблюдается отклонение плоскости набора кривизны Δ . Чаще всего происходит отклонение влево от оси ложка клина на угол от 3 до 30°, а угол отклонения

Δ выше в случае искривления в более твердых породах. Существенно влияет на угол Δ и соотношение диаметров коронки отбурочного набора и основного ствола: если диаметр коронки максимально близок к диаметру ствола, из которого производится искривление, то угол отклонения Δ будет меньше.

При забуривании пилот-скважины отклонителями СО, СНБ-КО и др. условия работы бурового инструмента достаточно сложны, так как инструмент располагается между ложком клина и стенкой скважины (рис. 4.75). Со стороны и ложка и стенки скважины на инструмент оказывают влияние неравномерные 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 коронку влево. Одновременно коронка, находясь в контакте и с ложком и породой, испытывает действие встречных реакций P_k и P_n , действующих в плоскости торца коронки. Результирующая этих сил $P_{от}$, обеспечивает фрезерование стенки скважины, что приводит также к смещению плоскости искривления влево на угол Δ под действием силы $F_{сц}$, вызванной работой боковых резцов коронки.

В вертикальной плоскости на торец коронки действуют неуравновешенные вертикальные реакции, которые вызывают появление изгибающего момента, вызывающего дополнительный перекося торца коронки в направлении стенки скважины, что приводит к увеличению набора угла искривления δ .

Для снижения угла отклонения плоскости искривления Δ можно рекомендовать смазывать ложок клина и поверхность отбурочного набора густой смазкой для снижения коэффициента трения.

При производстве работ по направленному бурению следует вести учет и анализ получаемых погрешностей δ и Δ с тем, чтобы учитывать их при расчете параметров искривления, выборе отклонителя и его ориентации и, таким образом, снижать негативные последствия возможных отклонений получаемых значений кривизны и направлений искривления от проектных.

Отмеченные особенности клиньев типа СНБ-КО, которые вызывают значительные погрешности при реализации искривления, практически полностью устранены в конструкции снаряда СОАЭРУ (рис. 4.41), у которого отбурочный набор не контактирует при забуривании с ложком клина и стенкой скважины, а осуществляет забуривание пилот-скважины непосредственно с забоя основного ствола.

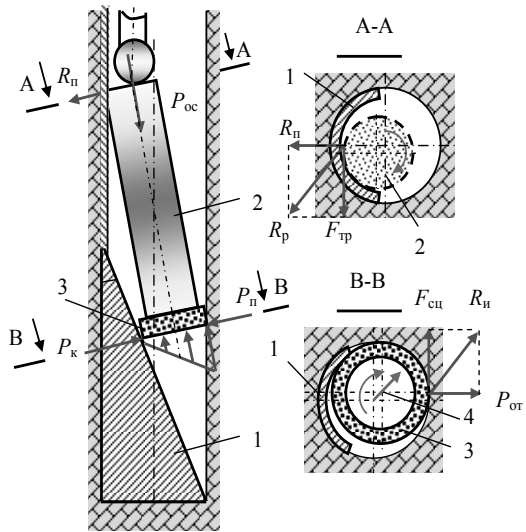


Рис. 4.75. Схема сил при забуривании пилот-скважины с использованием клинового отклонителя: 1 – ложка клина; 2 – отбурочный набор; 3 – коронка; 4 – направление забуривания

В то же время отклонитель СОАЭРУ не может гарантированно успешно использоваться для забуривания дополнительных стволов скважин с искусственных забоев в горных породах, твердость которых существенно выше твердости материала образующего искусственный забой.

4.4.2. Точность искривления скважины отклонителями непрерывного действия

Систематические погрешности при работе ОНД являются следствием плохой стабилизации корпуса. Причинами плохой стабилизации корпуса ОНД может быть значительный момент сил трения между ротором и статором. Допустимым является момент равный 0,5 даН·м. При моменте сил трения более 1 даН·м происходит угловое смещение статора и нарушается ориентация отклонителя.

Необходимым условием снижения момента трения являются контроль состояния подшипников, уплотнений отклонителя и момента сил трения между ротором и статором после каждого цикла работ по искривлению скважины.

После 2–3 циклов должна выполняться разборка, промывание и смазка внутренних узлов отклонителя с заменой изношенных уплотнений и подшипников, с последующим контролем момента трения. Целесообразно при значительном объеме работ иметь специальный стенд для контроля момента трения. Особенно важно контролировать момент сил трения новых, мало «обкатанных» снарядов.

Провороты ОНД при наборе кривизны наиболее вероятны в начале рейса, когда долото отклонителя находится в состоянии начального перекоса и защемлено в скважине. Поэтому крайне важно готовить забой к постановке отклонителя путем проработки ствола и его интенсивной промывкой. Проработку ствола и подготовку забоя следует выполнять тем же по конструкции долотом, что предназначено для ОНД. В крепких породах призабойный интервал ствола скважины перед искривлением целесообразно несколько расширить для беспрепятственного перекоса долота в момент закрепления отклонителя. Для расширения ствола непосредственно у забоя можно использовать долото типа ДДА (двухшарошечное долото асимметричное), которое вследствие асимметрии торца (см. п. 2.2.3, рис. 2.17), работает в скважине с перекосом, что позволяет на малом интервале бурения при действии на долото повышенной осевой

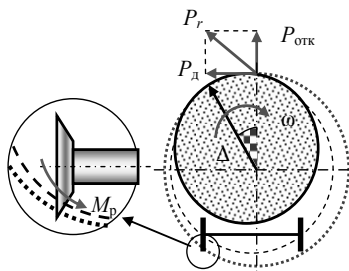


Рис. 4.76. Схема, поясняющая процесс отклонения плоскости набора кривизны под действием дезориентирующего усилия P_d

нагрузки несколько (на 1–2 мм) расширить ствол, что существенно улучшит условия для перекоса долота ОНД в скважине.

Одной из причин дезориентации отклонителя в момент дохождения до забоя, в процессе ориентирования отклонителя самоориентатором расхаживанием, разгоном и торможением, а также при резкой постановке снаряда на забой может быть, вызванное этими действиями, усилие, которое является результатом гидростатического давления жидкости под долотом. Это давление, действуя на подвешенный над забоем отклонитель как на поршень, может создать усилие, способное разблокировать и дезориентировать снаряд.

Также следует учитывать влияние значительного по величине отклоняющего усилия на отклонение плоскости набора кривизны из-за появления дезориентирующего усилия P_d при фрезеровании стенки скважины, направленного в противоположную сторону направлению вращения долота (рис. 4.76). Надежная фиксация корпуса ОНД от действия реактивного момента M_p распорным механизмом с роликами-катками, форма которых максимально отвечает требованиям сцепления с породой (рис. 4.76), тем не менее, не исключает отклонения плоскости набора кривизны ОНД. При выполнении искривления угол отклонения плоскости набора кривизны Δ следует учитывать при ориентировании отклонителя, задавая некоторое упреждение этого отклонения смещением вправо от требуемой плоскости набора кривизны. Угол возможного отклонения плоскости набора кривизны Δ может определяться на основе использования отклонителя в определенных горно-геологических условиях производства работ.

Отклонение плоскости набора кривизны Δ происходит при искривлении всеми ОНД, реализующими набор кривизны фрезерованием под действием отклоняющего усилия. Это отклонители ТЗ-3 ТЗ-3П, ОГМ, СБС, ОБС и др. При этом угол отклонения плоскости набора кривизны Δ пропорционален величине отклоняющего усилия, реализуемого отклонителем.

Таким образом, функциональные возможности отклонителя фрезерующего типа по точности искривления определяются его конструкцией и, прежде всего, величиной отклоняющей силы, которая не должна быть чрезмерной, но достаточной для реализации заданной интенсивности искривления. Рациональная величина отклоняющей силы может варьироваться ориентировочно от 50 до 150 даН в зависимости от твердости горных пород и типа применяемого долота. При этом желательно, чтобы отклоняющее усилие регулировалось в зависимости от требуемой интенсивности искривления, твердости горных пород и типа долота.

Крайне важно для повышения точности набора кривизны использовать долота не только с максимально эффективным боковым вооружением, но и номинального диаметра. Так, если окажется, что диаметр долота занижен, то это приведет к резкому снижению величины отклоняющей силы и интенсивности искривления. При определенном минимальном диаметре долота, который, как показывает практика, на 0,5 мм меньше номинального,

искривления скважины может не быть вовсе, а отклонитель зависит в зауженной скважине.

Для повышения точности искривления, особенно отклонителями фрезерующего типа, крайне важным является выбор породоразрушающего инструмента. В ряде особенно ответственных и особых случаях следует применять долота специального назначения.

4.5. Породоразрушающий инструмент и его возможности при реализации искривления ОНД

Работоспособность 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 легко разрушаемых 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.

При искусственном искривлении применяют различные породоразрушающие инструменты, в основном долота:

- шарошечные (двух и трехшарошечные);
- специальные алмазные;
- специальные алмазно-шарошечные;
- долота с вооружением из сплава ВК (вольфрам-кобальт);
- шарошечные и алмазно-шарошечные с покрытием вооружения шарошек пластичными сплавами (латунь, олово).

Для работы с ОНД из шарошечных долот наиболее приемлемы трехшарошечные долота с вооружением типа К и ОК, которые достаточно эффективны в породах средней твердости и твердых умеренно абразивных породах. При

использовании долот ДДА возможно снижение показателей работы ОНД и даже поломки подшипников из-за повышенной вибрации, вызванной работой

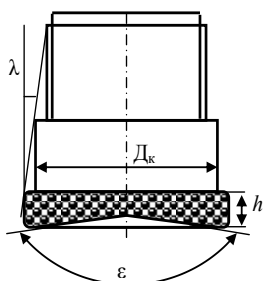


Рис. 4.77. Параметры алмазного долота

этих долот. В крепких и абразивных твердых породах применение шарошечных долот не дает высокого результата из-за малого их ресурса (1–3 м) и снижения фрезерующей способности.

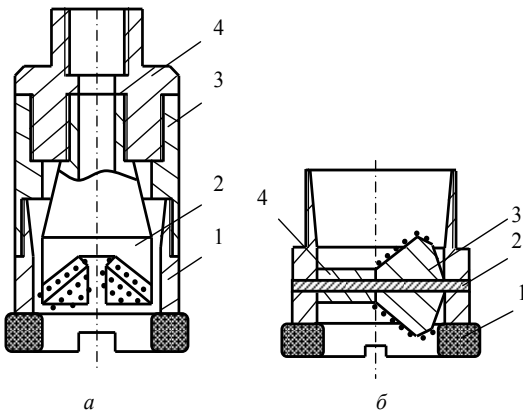
Для искусственного искривления ТулНИГП разработаны алмазные долота типа АДН (однослойные) и ИДН (импрегнированные). Применение алмазных долот с ОНД обуславливает специфические требования к их конструкции [2]:

- особая форма торца долота с определенным углом конусности ϵ , который обычно составляет $150\text{--}160^\circ$ (рис. 4.77);
- 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 λ (рис. 4.77), который может быть равен $4\text{--}6^\circ$.

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 λ [3]. Для повышения угла бокового фрезерования долото должно иметь корпусную часть D_k меньшего диаметра и небольшую общую высоту.

Для искривлений в крепких породах в ряде случаев используют долота, изготовленные из шарошечного долота и алмазной коронки (рис. 4.78, а, б).

Долото ДША (рис. 4.78, а) [13, 14] включает алмазную коронку 1,



шарошечное долото 2 меньшего размера (например, коронка диаметром 76 мм, а долото 59 мм), соединительный ниппель 3 и переходник 4.

Долото АШК, конструкции В. Р. Бруева (рис. 4.78, б) изготавливается из алмазной коронки 1, с установкой на оси 2, шарошки от долота 3. Между шарошкой 3 и корпусом коронки 1 устанавливается втулка 4.

Рис. 4.78. Комбинированные шарошечно-алмазные долота для искусственного искривления скважин: ДША (а) и АШК (б)

Долота ДША и АШК позволяют проводить искривления в достаточно твердых и абразивных горных породах.

Одной из проблем искусственного искривления ОНД фрезерующего типа в породах невысокой твердости, а также при забурировании дополнительного ствола скважины с искусственного забоя, твердость которого существенно ниже твердости вмещающих забой пород является высокая скорость углубки, которую сложно ограничить параметрами режима бурения. В этом случае в соответствии с зависимостями (4.19), (4.20) и (4.21) интенсивность искривления и эффективность работы отклонителя резко снижаются. Для более эффективного регулирования скоростью бурения и поддержания наиболее оптимальной на уровне 0,8–1,0 м/ч может использоваться шарошечное долото типа К или шарошечно-алмазные долота ДША или АШК с покрытием торца шарошек пластичным сплавом, например, путем запаивания части торцевых породоразрушающих вставок латунью или оловом. В этом случае удастся ограничить скорость разрушения забоя и сохранить скорость фрезерования стенки скважины. При износе пластичного сплава долото сохраняет свою работоспособность.

Алмазные долота в сравнении с шарошечными долотами обладают более высокой фрезерующей способностью. На рис. 4.79 приведены опытные зависимости определения скорости фрезерования v_f от параметров режима бурения шарошечным и алмазным долотами, полученные Ю. В. Андреевым на стенде ЗаБНИИ. Из полученных данных следует, что алмазный инструмент позволяет получить скорость фрезерования горной породы (VIII–X категории по буримости) практически в 2 раза выше, чем двухшарошечным долотом типа К.

4.6. Технологические снаряды для проработки интервалов искусственного искривления скважин ОНД

После искусственного искривления скважины отклонителем при интенсивности искривления более 0,6 град/м при бурении стальными бурильными трубами диаметром 50 и 54 мм (СБТМ-50,54), 0,5 град/м при использовании колонн ЛБТН-54 и 0,4–0,3 град/м при бурении скважин колоннами ССК диаметром 46,59, 76 мм необходима проработка интервала

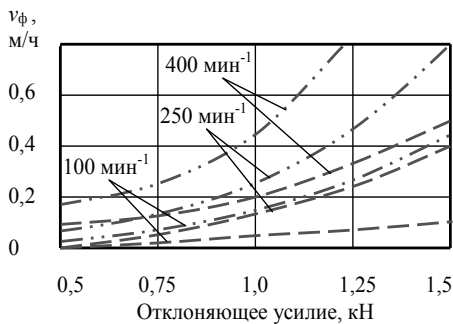


Рис. 4.79. Зависимости скорости фрезерования от отклоняющего усилия при различных значениях частоты вращения долота: штриховые линии -графики для шарошечного долота ПШ-59К-ЦА; штриховая линия с точками – графики для алмазного долота АДН-59

искривления. В процессе проработки интервала искусственного искривления решаются следующие основные задачи :

- сохранение полученных, с помощью отклонителя, направления и кривизны ствола скважины;

- формирование овального поперечного сечения ствола скважины в интервале его перегиба для обеспечения условий работы бурильных колонн и прохождения длинных колонковых и иных снарядов, обсадных колонн.

Проработка интервала искривления выполняется специальными технологическими снарядами.

На рис. 4.38, в и 4.39, а, б представлены технологические снаряды СПИ, РШС и КЖК, предназначенные для работы с клиновыми отклонителями. Опыт работ по направленному бурению показывает, что снаряды СПИ и КЖК могут применяться для проработки интервала искривления, выполненного и отклонителями непрерывного действия.

Проработка интервала искусственного искривления может

также производиться колонковыми наборами различной длины, например, в соответствии с технологией искривления скважины клиновым отклонителем СНБ-КО (см. табл. 4.2).

В то же время значительно более предпочтительным является использование специальных технологических снарядов для проработки интервала искривления, так как укороченные колонковые наборы, в отличие от технологических снарядов вырабатывают при проработке породу с вогнутой стороны ствола скважины, не убирая перегиб, что не эффективно и не исключает обрывов бурильной колонны. Выработка со стороны вогнутой части криволинейного ствола связана с прогибом колонкового набора или труб над ним под действием усилия P_{ϕ} (рис. 4.80, б).

Технологические снаряды, при правильно рассчитанной конструкции, а именно, расстояниях между фрезерующими элементами l_1, l_2, l_3, l_4 , длинах шарнирной компоновки $l_{ш}$ и общей длины верхнего звена снаряда $l_{в}$ (рис. 4.80, а), обеспечивают фрезерование именно выступающей стороны искривленного ствола, спрямляя его и обеспечивая, таким образом, благоприятные условия для работы бурильной колонны.

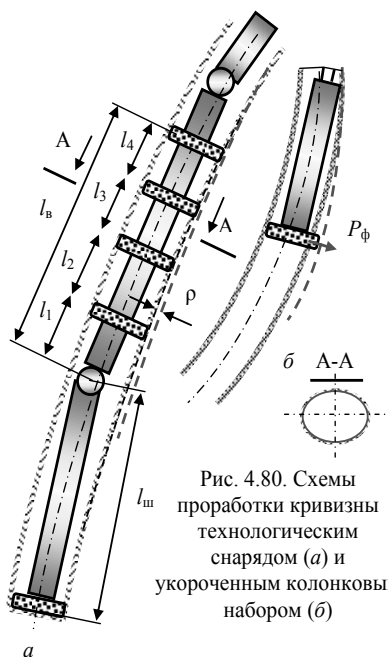


Рис. 4.80. Схемы проработки кривизны технологическим снарядом (а) и укороченным колонковым набором (б)

Длину шарнирной компоновки определяют по формуле:

$$l_{ш} = \sqrt{\frac{57,3(D_{скв} - d_k)}{i_n}}, \quad (4.37)$$

где $D_{скв}$, d_k – диаметры соответственно скважины и шарнирной компоновки, м; i_n – интенсивность искривления, которую планируется реализовать на интервале углубки забоя шарнирной компоновкой, град/м.

Длина верхнего звена (жесткой части) снаряда рассчитывается по формуле [15]:

$$l_b = \frac{57,3}{i_n} \operatorname{tg} \frac{\delta}{2}, \quad (4.38)$$

где i_n – требуемое значение интенсивности искривления из условия работы бурильной колонны, град/м; δ – угол кривизны, реализованный при работе отклонителя, град.

При работе технологического снаряда фрезерованием удаляется выступающая часть стенки скважины ρ , что создает расширение и формирование овального поперечного сечения ствола скважины (рис. 4.80, а).

Толщину срезаемого слоя породы для преобразования кривизны стенки скважины после искривления отклонителем i в более умеренную, полученную после проработки интервала искривления i_n , определим из схемы на рис. 4.81.

Толщина снимаемого слоя $\rho = ac - bc$. Определяя с помощью геометрических преобразований ac и bc , при условии, что R и R_n – радиусы соответственно кривизны стенки скважины, полученной после искривления отклонителем и после проработки интервала искривления, толщину срезаемого слоя породы ρ определим по формуле:

$$\rho = 57,3 \left[\frac{\left(1 - \cos \frac{\delta}{2}\right)}{i} - \frac{1}{i_n} + \sqrt{\frac{1}{i_n^2} + \frac{1}{i^2} \sin^2 \frac{\delta}{2}} \right]. \quad (4.39)$$

Толщина срезаемого слоя породы при проработке интервала искривления может составлять от нескольких миллиметров до десятка и более сантиметров.

Далее рассчитывают расстояния между фрезерующими кольцами, установленные на жестком верхнем звене снаряда [15]:

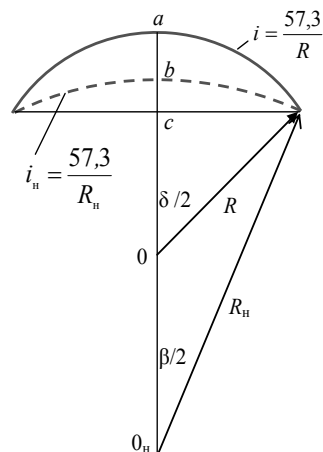


Рис. 4.81. Схема для расчета толщины снимаемого слоя породы для преобразования кривизны стенки скважины после искривления i в кривизну после проработки интервала искривления i_n

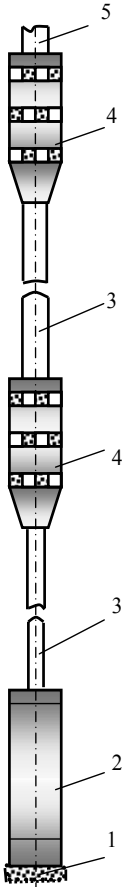


Рис. 4.82.

Компоновка КПИИ:

1 – долото;

2 – колонковая труба;

3 – бурильная труба диаметром 42 мм;

4 – алмазный калибратор;

5 – соединительный патрубков

шарнирная компоновка, равна 0,5 град/ м.

Длина шарнирной компоновки

$$l_{ш} = \sqrt{\frac{57,3(0,059 - 0,057)}{0,5}} = 0,48\text{м.}$$

$$l_1 = \frac{l_b \sin \frac{\delta}{8}}{\sin \frac{\delta}{8}}; \quad (4.40)$$

$$l_2 = \frac{\rho - l_1 \sin \frac{5\delta}{8}}{\sin \frac{5\delta}{8}}; \quad (4.41)$$

$$l_3 = \frac{\rho - l_1 \sin \frac{3\delta}{8} - l_2 \sin \frac{3\delta}{8}}{\sin \frac{3\delta}{8}}; \quad (4.42)$$

$$l_4 = l_b - l_1 - l_2 - l_3; \quad (4.43)$$

Интервал бурения шарнирной компоновкой при проработке интервала искривления выбирают исходя из требуемого общего угла набора кривизны, равного сумме угла набора кривизны отклонителем δ и угла кривизны, который можно реализовать шарнирной компоновкой – $\delta_{ш}$. Исходя из этого угла ($\delta_{ш}$) можно определить интервал бурения шарнирной компоновкой:

$$L_{ш} = \frac{\delta_{ш}}{i_n}, \quad (4.44)$$

Не рекомендуется производить дополнительный набор кривизны шарнирной компоновкой при существенном естественном искривлении, которое не совпадает с направлением искривления, выполненного отклонителем, так как в этом случае вероятно получение искривления в направлении не совпадающем с направлением искривления, реализованного отклонителем.

Пример 4.5. Рассчитать параметры технологического снаряда для проработки интервала искривления ствола скважины диаметром 59 мм на угол 3° , реализованного ОНД с интенсивностью 1 град/м, если допустимая интенсивность искривления по условиям работы бурильной колонны составляет 0,4 град/м, а интенсивность искривления, которую должна обеспечить

Длина верхнего звена технологического снаряда будет равна:

$$l_n = \frac{57,3}{0,4} \operatorname{tg} \frac{3}{2} = 3,75 \text{ м.}$$

Толщина срезаемого слоя горной породы технологическим снарядом составит значение:

$$\rho = 57,3 \left[\frac{\left(1 - \cos \frac{3}{2}\right)}{1} - \frac{1}{0,4} + \sqrt{\frac{1}{0,4^2} + \frac{1}{1} \sin^2 \frac{3}{2}} \right] = 2,75 \text{ см.}$$

Расстояния между фрезерующими кольцами снаряда составят следующие значения:

$$l_1 = \frac{3,75 \sin \frac{3}{8}}{\sin \frac{7}{8} - 3} = 0,075 \text{ м; } l_2 = \frac{0,0275 - 0,075 \sin \frac{5}{8}}{\sin \frac{5}{8} - 3} = 0,76 \text{ м;}$$

$$l_3 = \frac{0,0275 - 0,075 \sin \frac{3}{8} - 0,76 \sin \frac{3}{8}}{\sin \frac{3}{8} - 3} = 0,57 \text{ м;}$$

$$l_4 = 3,75 - 0,075 - 0,76 - 0,57 = 2,345 \text{ м.}$$

Интервал бурения шарнирной компоновкой $L_{ш} = 3/0,5 = 6$ м.

Для проработки интервалов искусственного искривления скважин ВИТРОм разработаны компоновки КПИИ-59 и КПИИ-76 (рис. 4.82).

КПИИ состоит из отбурочного и калибрующего узлов. Отбурочный узел включает колонковый набор и бурильную трубу диаметром 42 мм. Наиболее рациональная компоновка калибрующего узла включает два алмазных калибратора КАНБ-59 или КАНБ-76 (рис. 4.83), соединенных между собой жестким патрубком повышенной прочности.

Для достижения эффективной работы компоновок КПИИ необходимо, чтобы калибрующий узел компоновки в момент постановки снаряда на забой находился в начале интервала искривления. Длина колонкового набора выбирается исходя из требуемой интенсивности искривления и для её умеренных величин (1,0 град/м) составляет 1,0–1,2 м. Длина бурильной трубы должна быть не менее 1,5 м, что исключает жесткую связь между колонковым набором и калибрующим узлом. В качестве породоразрушающего инструмента в

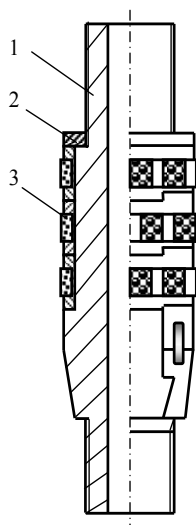


Рис. 4.83. Калибратор КАНБ: 1 – корпус; 2 – зажимная шайба; 3 – кольцо с алмазосодержащими штабиками

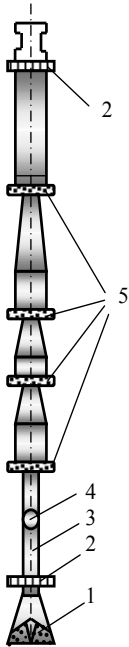


Рис. 4.84.

Технологический снаряд
КУСТ

компоновках КПИИ применяют алмазные или шарошечные долота.

Длина рейса при бурении КПИИ должна обеспечивать прохождение верхнего и нижнего калибрующих узлов по всему интервалу искривления.

В ЗабНИИ разработан комплект технологических снарядов КУСТ, из блоков которого можно компоновать различные модификации буровых снарядов для выполнения нескольких технологических операций:

- проработка интервала искривления;
- проработка с дополнительным набором кривизны;
- устранение искривленного интервала спрямлением ствола;
- забуривание дополнительного ствола бесклиновым способом;
- переход на меньший диаметр с сохранением соосности ствола и др.

Технологический снаряд КУСТ (рис. 4.84) включает долото 1, центраторы 2, отбурник 3, буровой шарнир 4 и четыре фрезера 5.

В качестве фрезерующих элементов используются отработанные алмазные коронки с сохранившимися подрезными алмазами (рис. 4.85) или

специально изготовленные фрезеры с алмазными или твердосплавными резами.

Верхняя часть компоновки выполнена из толстостенных патрубков. Места установки фрезеров определяются расчетом в соответствии с приведенной методикой (формулы (4.37)–(4.43)).

Снаряд КУСТ применяется для проработки интервала искривления и дополнительного набора кривизны с буровым шарниром. Если же требуется спрямление ствола, забуривание дополнительного ствола или проработка интервала искривления без дополнительного набора кривизны, то снаряд собирается без шарнира и может быть короче за счет устранения отбурника 3.

С целью перехода на меньший диаметр ствола с сохранением соосности скважины, к верхней жесткой верхней части снаряда присоединяют отбурник и долото меньшего диаметра. Длина отбурника выбирается исходя из требований к

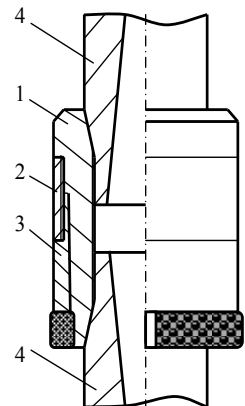


Рис. 4.85. Фрезер-расширитель технологического снаряда: 1 – корпус; 2 – втулка; 3 – алмазная коронка; 4 – труба

глубине забуриваемого направления меньшего диаметра.

В породах средней твердости проработку интервала искривления можно успешно осуществить стандартными шарошечными расширителями типа РЗШ-59 и РЗШ-76, РША-76, а также использовать в составе компоновок стандартные алмазные расширители, из которых составляются компоновки с двумя или тремя расширителями.

4.7. Технические средства ориентируемого управления направлением скважин на неограниченном интервале бурения

В данном случае под неограниченным интервалом бурения понимается интервал не ограниченный рамками цикла искусственного искривления, поскольку изменение направления скважины осуществляется с малой (до 0,1–0,2 град/м) интенсивностью искривления на значительном интервале бурения, длина которого ограничивается только техническими возможностями бурового инструмента и длиной рейса, если бурение осуществляется с отбором керна. Иначе говоря, в данном случае речь идет о технических средствах управления направлением и кривизной скважин непосредственно в процессе бурения скважины без использования средств и технологий изменения направления скважины при реализации специального цикла работ.

Некоторые технические решения, предназначенные для управления направлением скважин представлены в приложении 1, п.4. В данном случае можно отметить, что разработчики используют различные механизмы для корректировки направления скважины в виде выдвигных резцов, шарошек с индивидуальным приводом.

Ранее рассмотрены (см. рис. 4. 64, рис. 4 65) разработки в направлении создания отклонителей с дистанционно изменяющимся углом перекоса «кривого» переводника, что в совокупности с телеметрической системой ориентирования отклонителя на базе забойного гидродвигателя, позволяет создать систему управления направлением и кривизной скважин с варьированием интенсивностью искривления от нулевого до максимально возможного её значения. К системам, обеспечивающим возможность ориентированного набора кривизны на неограниченном интервале также относятся современные роторно-управляемые системы (РУС), схемы устройства которых приведены на рис. 4.66–4.69.

Для алмазного бурения с отбором керна предназначены устройства ЗаБНИИ – СиНУС (см. рис. 4.60) и КазИМС.

Устройство создаваемое в КазИМС позволяет производить корректировку направления скважины за счет фрезерования стенки скважины при вращающемся колонковом наборе. Одновременно на керне остается след от специального эксцентричного кольца, что дает возможность определять элементы залегания горных пород по керну, который приобретает характеристики ориентированного керна.

Все перечисленные разработки, как и в целом направление по созданию технических средств и технологий управления кривизной и направлением скважин в процессе бурения, являются перспективными, поскольку улучшают показатели бурения скважин по заданным траекториям.

Разработка вышеуказанных технических средств основывается на утверждении, что полного устранения причин, вызывающих искривление в анизотропных и перемежающихся по твердости горных породах при механических способах бурения, достичь невозможно, поскольку появление дестабилизирующих направление скважины силовых факторов определено самой природой механического разрушения. Поэтому любые технические средства стабилизации направления скважины имеют ограниченные возможности. Для надежного управления направлением скважин необходимы технологии и технические средства, которые бы обеспечивали дополнительное

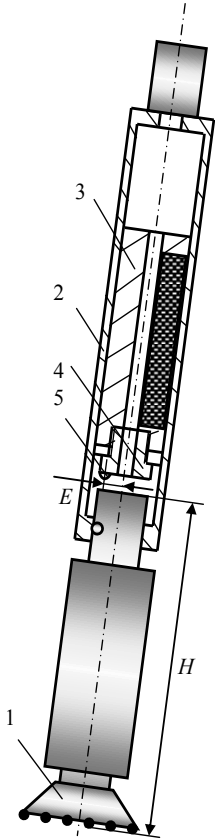


Рис. 4.86. Схема отклонителя на базе забойного ударного механизма

направленно-ориентируемое породоразрушающее воздействие на забой и (или) стенку скважины для компенсирования неравномерного разрушения породы на забое и стенках скважины, определяющих естественное искривление. В данном случае возможна или равная компенсация неравномерного разрушения, вызванного анизотропией горных пород, дополнительным управляемым разрушением породы, что даст эффект стабилизации направления скважины, или дополнительное породоразрушающее действие окажется доминирующим и определит новую тенденцию для направления скважины.

Именно такой подход можно видеть при создании технических средств, упомянутых в приложении 1, пункты 4.1.,4.2.

В качестве новой технологии направленного бурения рассмотрим устройство забойной ударной машины обеспечивающей ориентируемое направленное дополнительное породоразрушающее воздействие на забой за счет внецентренного приложения ударов к породоразрушающему инструменту со стороны противоположной направлению искривления [24, 26]. В результате обеспечивается неравномерное разрушение забоя, формируется угол перекоса скважины и происходит или её искривление, или устраняется неравномерное разрушение, вызванное анизотропией горных пород, а значит, направление скважины будет стабилизироваться.

На рис. 4.86 дана принципиальная схема забойной ударной машины для управления

направлением и кривизной скважины внецентренным приложением ударов к инструменту.

Забойная машина-отклонитель ударного действия включает породоразрушающий инструмент 1, корпус 2 и размещенный в нем свободной посадкой ударник 3. Ударник 3 выполнен со смещением центра тяжести поперечного сечения для осуществления самоориентирования ударника в апсидальной плоскости наклонной скважины. Процессу самоориентирования ударника 3 будет значительно способствовать ударно-вибрационный характер работы ударника 3, поскольку, известно, что силы трения на контакте вибрирующих тел значительно снижаются.

На торце ударника установлена пята 4 с возможностью установочного поворота относительно продольной оси и центра тяжести ударника 3. На торце пяты 4, с некоторым смещением от её оси на расстояние E , выполнен выступ 5 для нанесения внецентренного точечного удара.

Для изменения направления скважины пяты 4 ориентируется выступом 5 относительно центра тяжести ударника 3 на угол ориентации, таким образом, чтобы удары по инструменту наносились со стороны, противоположной направлению искривления. Интенсивность искривления регулируется величиной эксцентриситета E выступа 5, путем замены пяты 4 и длиной H от торца бурового инструмента до торцевой плоскости инструмента, по которой наносятся удары ударником 3.

Вследствие приложения удара по буровому инструменту передается к забою волна напряжений, величина которых на забое скважины определяется расстоянием от точки приложения удара до вершин соответствующих породоразрушающих вставок на торце инструмента (напряжения в породе обратно пропорциональны этим расстояниям в квадрате) [24, 26].

Таким образом, если при центральном ударе под породоразрушающими вставками в породе будут развиваться равные напряжения разрушения и забой разрушится равномерно, то при внецентренном ударе под торцом инструмента со стороны по которой нанесен удар, порода разрушится более интенсивно и забой скважины получит некоторый перекося. Вследствие самоориентирования ударника в апсидальной плоскости внецентренный удар будет наноситься с одной стороны забоя, что обеспечит ориентируемый набор кривизны в заданную

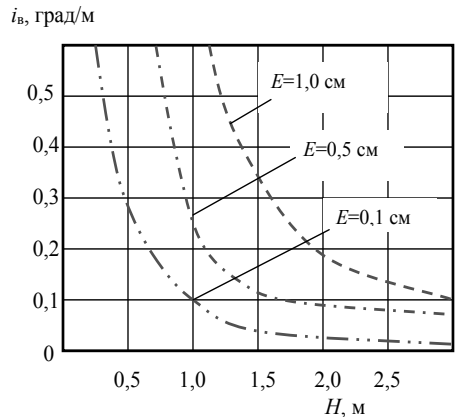


Рис. 4.87. Зависимость интенсивности искривления при внецентренном приложении ударов к инструменту от расстояния H и эксцентриситета приложения ударов E

сторону.

Интенсивность искривления, реализуемая внецентренными ударами, может определяться по формуле [26]:

$$i_b = \frac{2\{ [H^2 + (0,5D + E)^2]^6 - [H^2 + (0,5D - E)^2]^6 \}}{D\{ [H^2 + (0,5D + E)^2]^6 + [H^2 + (0,5D - E)^2]^6 \}}, \quad (5.45)$$

где H – расстояние от торца бурового инструмента до плоскости нанесения ударов, м;

E – эксцентриситет приложения ударов, м;

D – диаметр бурового инструмента.

Анализ формулы (5.45) позволяет установить, что кривизна под действием внецентренных ударов задается только параметрами отклоняющей системы, а потому может прогнозироваться, изменяться и реализовываться достаточно точно. Расчеты показывают (рис. 4.87), что достижимы как значительные (до 2 град/м), так и минимальные (менее 0,2 град/м) интенсивности искривления при соответствующих значениях E и H . Это предполагает возможность использования забойной машины, реализующей искривление скважины внецентренным приложением ударов по забою как для стабилизации направления скважины, буримой в анизотропных горных породах, так и для изменения направления скважины в заданную сторону с малой или с более высокой интенсивностью искривления.

Определенные перспективы использования способа направленного бурения скважин внецентренным приложением ударов при ударно-вращательном бурении могут быть при бурении скважин по технологии ГНБ (горизонтального направленного бурения) под природными и техногенными объектами в твердых горных породах.

- **Контрольные вопросы и задания**

1. Назовите основные группы технических средств направленного бурения и их назначение.

2. Каковы основные принципы создания технических средств для снижения естественного искривления скважин?

3. Назовите технические средства для снижения естественного искривления скважин для бурения с отбором керна.

4. Назовите компоновки для снижения естественного искривления скважин, буримых ССК.

5. Назначение КНБК для проходки скважин большого диаметра: маятниковых компоновок, опорных компоновок, жестких компоновок, компоновок динамической стабилизации направления скважин.

6. Какие применяются технические средства для снижения естественного искривления скважин при бескерновом бурении скважин малого диаметра?

7. Какие применяются технические средства для снижения естественного искривления горизонтальных скважин?

8. Назовите основные направления совершенствования бурового инструмента для снижения естественного искривления скважин.

9. Какие применяются технические средства для развития интенсивности естественного искривления скважин?

10. Какие применяются технические средства для искривления скважин в любом заданном направлении (отклонители)? Назначение и существующие виды отклонителей, их возможности.

11. Какие стационарные клиновые отклонители применяются в геологоразведочной отрасли?

12. Какие съёмные клиновые отклонители применяются для искривления скважин? В чём их преимущества?

13. Какие применяются отклонители непрерывного действия (ОНД) в практике буровых работ?

14. Назовите типы ОНД по принципу реализуемого процесса набора кривизны. В чём их основные преимущества и недостатки?

15. Назовите особенности ОНД асимметричного разрушения забоя. Каковы основные преимущества ОНД данного типа?

16. Назовите отклонители фрезерирующего типа и ОНД совместного фрезерования и асимметричного разрушения забоя. Основные достоинства и недостатки.

17. В чём состоит технология искусственного искривления скважин ОНД? Дайте определение цикла искусственного искривления скважины.

18. Назовите ОНД на базе турбобуров и винтовых забойных двигателей. Каковы основные конструктивные схемы ОНД на базе гидравлических забойных двигателей?

19. Дайте определение роторным-управляемым системам. В чём преимущества их применения при бурении горизонтальных участков глубоких скважин?

20. Назовите типы роторных-управляемых систем. Каково их назначение?

21. Каков принцип действия роторных управляемых систем, работающих по принципу отклонения долота (*push-the-bit*)?

22. Каков принцип действия роторных управляемых систем, с изменением направления перекаса (позиционирования) долота (*point-the-bit*)?

23. Проследите на примере конкретных технических решений и устройств отклонителей эволюцию «кривого» переводника от жесткой – не регулируемой конструкции, к регулируемому углу перекаса «кривого» переводника и к «кривому» переводнику, угол перекаса которого изменяется дистанционно посредством передачи управляющего сигнала с поверхности от оператора.

24. Назовите ОНД для искривления скважин с отбором керна, при использовании снарядов со съёмным керноприемником.

25. Назовите основные факторы, влияющие на точность искривления скважин клиновыми отклонителями.

26. Назовите основные факторы, влияющие на точность искривления скважин отклонителями непрерывного действия.

27. Какие применяются породоразрушающие инструменты для искривления скважин и каковы основные требования к нему?

28. Какие применяются технологические снаряды для искусственного искривления скважин?

29. В чём состоит и каково назначение проработки интервалов искусственного искривления скважин?

30. Назовите технические средства для ориентированного управления направлением скважин на неограниченном интервале бурения.

5. МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

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 задаче по изменению угловых параметров (зенитного и азимутального углов) забоя 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 противоположном от выдвигающих ползуна или плашки распорного механизма – все конструкции ТЗ-3, ОГМ;
- в направлении выдвигающего ползуна распорного механизма – отклонитель «КЕДР»;
- в направлении противоположном от нижних катков распорного механизма – СБС, ОБС;
- в направлении перекоса, если применяется кривой переводник;
- в противоположную сторону от накладки на корпусе гидродвигателя и др.

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, установленных 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.

Ориентированный спуск – крайне медленный и не точный способ ориентирования, но, тем не менее, применяется в некоторых случаях при выполнении работ по искусственному искривлению в вертикальных скважинах, так как какой либо аппаратуры или метода для точной ориентированной установки отклонителя в вертикальных скважинах малого диаметра для широко использования не создано. 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 для более точного отслеживания положения спускаемой бурильной колонны, но точность такого

ориентирования, тем не менее, достаточно мала ($\pm 50-80^\circ$ на 1000 м), что ограничивает его применение крайне малыми глубинами [8].

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:

- механического,
- электро-механического и
- гидро-механического типов

или 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 или гидротурбинного генератора. Гидротурбина вращает генератор под воздействием потока промысловой 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 устройства, встроенного в отклонитель.

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.

В случае использования телеметрической системы техническое средство для подачи сигнала находится в составе бурильной колонны над отклонителем.

Ориентирование проворотом отклонителя вокруг его оси механизмом ориентирования является очень перспективным направлением и состоит в том, что механизм ориентирования работает за счет:

- силы тяжести эксцентрично размещенного над корпусом отклонителя груза, достаточного, для проворота отклонителя в наклонной скважине, веса (принцип самоориентирования, ориентирующие приставки ОП-3, ЗабНИИ; С-76, ВИТР) [12,17, 28];
- продольного перемещения (сдвигания-раздвигания подпружиненной конструкции ориентатора), при опирании на забой и последующем приподъеме отклонителя над забоем (ориентатор шарикового типа отклоняющих комплексов «КЕДР» и ОД, ЗабНИИ) [28];

-давления промывочной жидкости и продольного перемещения поршня, вызывающего проворот корпуса отклонителя и его установку в заданное положение (ориентатор шарикового типа АЗОР, ЗабНИИ) [28].

Работа по ориентированию отклонителя включает несколько этапов:

- расчет угла установки отклонителя ω_0 и внесение поправок в его значение, например, при учете погрешности работы отклонителя Δ (п. 4.4.2) или угла закручивания буровой колонны (п. 4.3.5);
- ориентирование отклонителя на поверхности на заданный угол установки ω_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 углубки скважины, осуществляемой с набором кривизны.

На первом этапе выполнения работ по ориентированию определяют значения углов установки отклонителя ω_0 и угол набора кривизны δ по имеющимся данным начальных зенитного θ_n и азимутального α_n углов, и запроектированных, как результат искусственного искривления, конечных зенитного θ_k и азимутального α_k углов.

Угол установки ω_0 и угол набора кривизны δ 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. (А. Я. Анищенко, С. Д. Эрендженев, Г. Г. Рашупкин и др. Алма-Ата: Изд-во КазИМС, 1983 г.–104 с.).

Аналитически угол установки отклонителя может быть рассчитан по следующей формуле [28]:

$$\omega_0, \eta = 2 \operatorname{arctg} \frac{\sin \delta \cos(\alpha_n - \alpha_k) \pm \sqrt{\sin^2 \delta - \sin^2(\alpha_n - \alpha_k) \sin^2 \theta_n}}{\sin \Delta \alpha (\sin \theta_n - \sin \delta)}, \quad (5.1)$$

где α_n, α_k – начальное и конечное (запланированное) значения азимутального угла, град; δ – запроектированный угол пространственного искривления скважины, град; θ_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 [12, 28]:

- при увеличении зенитного угла

$$\omega_0 = \pm \arcsin \frac{\theta_k \sin |\alpha_n - \alpha_k|}{\delta}, \quad (5.2)$$

- при уменьшении зенитного угла

$$\omega_o = \pm(180^\circ - \arcsin \frac{\theta_k \sin |\alpha_n - \alpha_k|}{\delta}), \quad (5.3)$$

где θ_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 ω_o и полного угла искривления δ графо-аналитическим методом предназначено для практических расчетов и рекомендуется для использования исполнителями работ по направленному бурению, если под рукой нет специальных таблиц.

Работа по определению необходимых параметров ω_o и δ производится следующим образом. Задают направление на север (рис. 5.1) и масштаб отображения зенитных углов, например, $1^\circ = 1$ см.

Далее, с помощью транспортира, откладывают от стрелки, обозначающей направление на север, значение начального азимутального угла α_n и проводят линию OA , причем длина этой линии в выбранном масштабе должна соответствовать значению начального зенитного угла θ_n . Далее, таким же образом, проводят линию OB , но используя при этом заданные конечные значения азимутального α_k и зенитного углов θ_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 δ .

Углы установки отклонителя можно определить измерением углов у основания треугольника – ω_o и η (рис. 5.1). Из двух полученных значений угла установки ω_o и η 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.

Графо-аналитический 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.

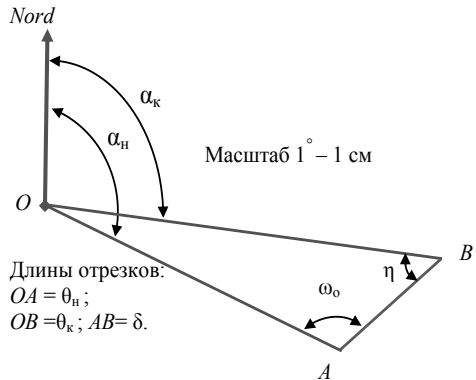


Рис. 5.1. Графо-аналитическая диаграмма для расчета угла установки отклонителя ω_o и полного угла искривления δ

Ориентирование отклонителя на поверхности на заданный угол установки ω_0 требует представления этой операции в воображаемом пространстве. С этой целью рассмотрим схему на рис. 5.2.

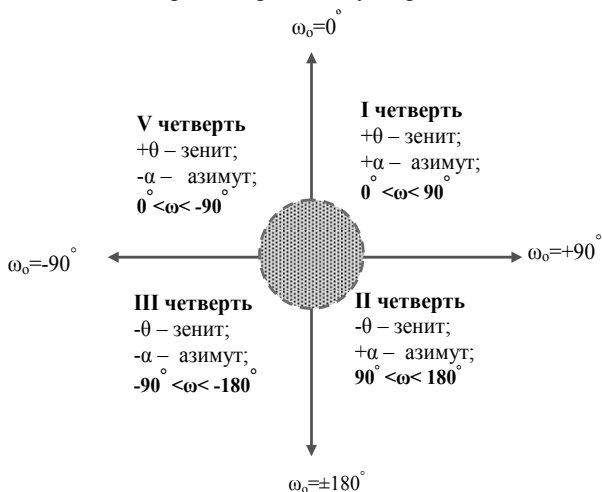


Рис. 5.2. Схема отсчета углов установки отклонителя ω_0

Отсчет угла установки отклонителя ω_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° и $\pm 180^\circ$).

Угол установки отклонителя $\omega_0 = 0^\circ$, принятый за начало отсчета, соответствует положению отклонителя строго на выполаживание (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;

- угол установки отклонителя будет равен 180° , если решается задача только выкручивания скважины без изменения азимутального угла (искривление также осуществляется строго в апсидальной плоскости скважины по направлению вниз);

- угол установки отклонителя будет равен $+90^\circ$, если требуется только изменение азимутального угла в сторону увеличения без изменения зенитного угла.

- угол установки будет равен -90° , если требуется только уменьшение азимутального угла без изменения зенитного угла.

При плоском искривлении скважины (корректировке подлежит только зенитный или только азимутальный угол) значение угла набора кривизны δ 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) значением зенитного или азимутального углов.

Если же нужно изменить одновременно азимутальный и зенитный углы, то значения угла ω_0 будут находиться в том или ином диапазоне в зависимости от условий решаемой задачи (на схеме рис. 5.2 возможные диапазоны значений угла установки ω_0 в зависимости от условий решаемой задачи приведены в виде 4 четвертей) и необходимо провести расчет угла установки. При этом углы установки отклонителя, в соответствии со схемой на рис. 5.2, будут положительными, если их отсчет производится от $\omega_0 = 0$ по направлению движения часовой стрелки и со знаком минус, если отсчет производится от 0 против направления движения часовой стрелки.

Настройка ориентатора и отклонителя на рассчитанный угол установки выполняется перед спуском отклонителя в скважину.

Определив значения угла установки ω_0 и полного угла искривления δ , далее следует произвести настройку ориентатора и отклонителя на рассчитанный угол установки.

В зависимости от типов ориентатора и отклонителя процедура настройки будет несколько отличаться одна от другой. Общей же, при проведении этой работы, будет рекомендация об использовании вспомогательного устройства ПУ-2 (рис. 5.3), конструкции ЗабНИИ. Устройство состоит из корпуса со шкалой 1 углов установки отклонителя, на которой стрелка соответствует направлению действия отклонителя. По периметру шкалы 1 выполнена канавка, в которой помещен шарик 2. Шарик 2 может перемещаться в канавке и выполняет роль чувствительного элемента, указывающего значение угла установки отклонителя. Шкала и канавка устройства ПУ закрыты стеклом.

Для установки устройства ПУ на корпусе отклонителей типа ТЗ выполнены продольные диаметрально расположенные плоскости. Устройство ПУ устанавливается на корпус отклонителя установочной вилкой 3 и крепится к нему винтом 4, таким

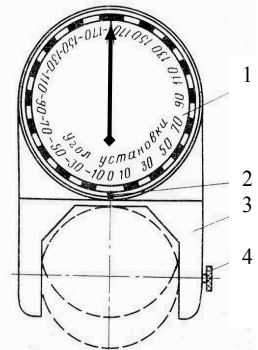


Рис. 5.3. Устройство ПУ

образом, чтобы направление стрелки на шкале 1 строго соответствовало направлению искривления скважины отклонителем, и было направлено вверх. При этом шарик 2 займет нижнее положение напротив значения угла установки равного 0° (показано на рис. 5.3). Для отклонителей типа ТЗ направление искривления будет противоположно положению выдвижного ползуна (рис. 4.49, 4. 53).

Далее отклонитель поворачивается вокруг своей продольной оси до такого положения, при котором шарик 2 устройства ПУ встанет против деления на шкале 1, которое соответствует задаваемому углу установки отклонителя ω_0 .

После установки отклонителя на заданный угол производится настройка ориентирующей аппаратуры или устройств относительно полученного положения отклонителя. Точность устройства ПУ по установке угла ω_0 составляет $\pm 3^\circ$ [12, 28].

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. 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. Для более высокой точности ориентирования процедуру повторяют и стремятся, чтобы полученные при повторных попытках ориентирования положения отклонителя совпадали.

Если для ориентирования используют самоориентаторы типа ОП-3, то в наклонной скважине (зенитный угол должен быть не менее $3-5^\circ$) под действием эксцентричного груза проворот отклонителя на заданный угол установки производится автоматически без каких либо дополнительных операций. Для повышения точности ориентирования самоориентатором при спуске выполняется операция расхаживания колонны и её встряхивание. Самоориентаторы устанавливаются непосредственно над отклонителем и должны быть связаны с ним как корпусами-статорами, так и внутренними валами-роторами.

Если для ориентирования используют механические («КЕДР») или гидромеханические (АЗОР) ориентаторы шарикового типа, то ориентирование производится при включенном буровом насосе и налаженной циркуляции промывочной жидкости, а на линии нагнетания насоса, в обязательном порядке, устанавливается манометр.

В первом случае («КЕДР», см. описание к рис. 4.49) ориентирование производится при постановке отклонителя на забой с последующей плавной разгрузкой, при которой обратный ход ориентирующего механизма под

действием сжатой пружины приводит к провороту корпуса отклонителя на заданный угол. Сигналом правильного ориентирования будет повышение, а затем падение давления прокачиваемой промывочной жидкости. Если ориентирование не выполнено в соответствии с заданным параметром угла установки, то давление промывочной жидкости будет высоким, что не позволит вести процесс бурения, и потребуется провести ориентирование повторно или поднимать снаряд на поверхность.

Во втором случае (АЗОР) ориентирование производится при подвешенном над забоем отклонителе автоматически под действием давления промывочной жидкости. Сигналом правильного ориентирования будет повышение, а затем понижение давления промывочной жидкости.

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 [8].

5.2. Ориентаторы и приемы работы с ними

Для ориентирования отклонителей используются приборы и *методы прямого ориентирования* по азимуту требуемого направления искривления и приборы и *методы косвенного ориентирования* по углу установки отклонителя ω_0 , который отсчитывается от апсидальной плоскости.

К методам прямого ориентирования можно отнести ориентированный спуск предварительно соориентированного по азимуту непосредственно перед спуском над устьем скважины отклонителя и ориентирование с использованием инклинометров или датчиков определения азимутального угла (УОО, телеметрические системы) [8].

Метод косвенного ориентирования по условному сигналу и графо-аналитический расчет угла установки отклонителя представлен в данной работе (рис. 5.1, 5.2).

Для ориентирования по углу установки отклонителя применяются различные конструкции ориентаторов, которые можно разделить на устройства:

- механического типа (ШОК, самоориентатор ОП-3, ориентатор отклоняющего комплекса «КЕДР»);
- электро-механического типа (Луч, УШО, КУРС, ОЭ, ОБ);
- гидро-механического типа (ОШГ, АЗОР).

5.2.1. Ориентаторы механического типа. Самоориентаторы

Среди ориентаторов механического типа наиболее известен ориентатор ШОК (штыревой ориентатор клиньев), представленный на рис. 5.4. ШОК разработан не менее полувека назад для ориентирования отклоняющих клиньев в наклонных скважинах. Важнейшим достоинством данного ориентатора

является простота его конструкции, что позволяет осуществить его изготовление в самой простой механической мастерской.

Ориентатор ШОК включает переходник 1, который соединяет ориентатор с колонной бурильных труб и переходник 8, соединяющий ориентатор с отклонителем, трубчатый корпус 2, гибкий прочный провод 3, приостренный штырь 4, пята 5 с боковым вырезом, который должен обеспечивать проход штыря 4, стойку 6, опору стойки 7 с отверстиями для прохода промывочной жидкости.

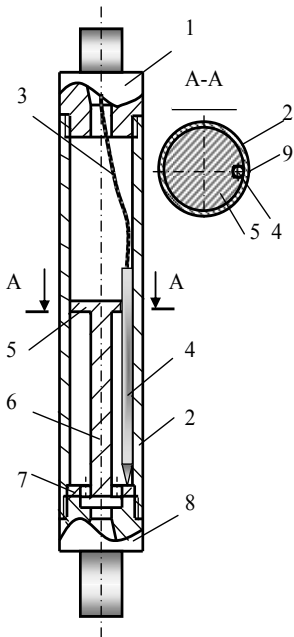


Рис. 5.4. Ориентатор ШОК

На корпусе 2, напротив выреза на пяте 5, сделана метка 9 для установки отклонителя на заданный угол ориентации. Расстояние между пятой 5 и опорой 7 должно быть меньше длины штыря 4 на 5–7 см, во избежание полного проваливания штыря 4 в полость под пятой 5.

Ориентатор ШОК устанавливается непосредственно над отклонителем. При этом необходимо соориентировать отклонитель относительно выреза на пяте 5 на угол установки. С этой целью отклонитель и ориентатор соединяют таким образом, чтобы между плоскостью, в которой будет работать отклонитель в направлении искривления скважины, и плоскостью, проходящей через вырез пяты 5 и её центр, был угол равный углу установки отклонителя. Установку отклонителя относительно выреза на пяте 5 производят с помощью метки 9 на корпусе ориентатора.

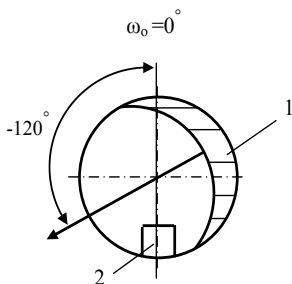


Рис. 5.5. Схема установки клина относительно пяты ориентатора ШОК под углом установки 120°

На рис. 5.5 приведен пример ориентирования ложка клина 1 относительно пяты с вырезом 2 на угол установки отклонителя $\omega_0 = -120^\circ$.

При ориентировании клина на поверхности на заданный угол установки его соединяют с ориентатором ШОК таким образом, чтобы ложок клина 1 был направлен относительно вертикальной плоскости (апсидальная плоскость), проходящей через вырез (рис. 5.4, метка 9) под заданным углом установки.

Ориентирование в скважине с помощью ШОК производится следующим образом. Отклонитель с ориентатором, предварительно установленные в колонне бурильных труб под заданным углом установки, спускают в скважину. Снаряд находится в подвешенном состоянии на расстоянии 1,0–0,5 м от забоя. После спуска и установки колонны через внутреннюю полость бурильных труб спускают штырь 4 на гибком проводе 3. В тот момент, когда штырь 4 достигнет пяты 5, всю колонну начинают медленно проворачивать по часовой стрелке, одновременно поддевая штырь 4 над пятой 5. Штырь 4 под действием собственного веса в наклонной скважине будет прижиматься к внутренней поверхности ориентатора в самой нижней точке корпуса 2. Сигналом ориентирования будет момент, когда штырь 4 провалится в отверстие пяты 5 (позиция на рис. 5.4). В момент проваливания штыря 4 рывок провода 3 сигнализирует о том, что отклонитель установлен под заданным углом.

Ориентаторы ШОК, из-за ограниченной чувствительности при получении сигнала об ориентировании, могут использоваться для ориентирования в наклонных скважинах на глубинах не более 300–400 м. Для повышения глубины применения ориентаторов ШОК существуют их усовершенствованные разработки [29].

Самоориентатор ОП-3 разработан ЗабНИИ для ориентирования ОНД типа ТЗ и устанавливается непосредственно над отклонителем (рис. 5.6) [12, 28]. Подобная же схема применяется и при использовании самоориентатора С-76, созданного в ВИГРе для ориентирования отклонителей СБС и ОБС [18].

Ориентатор ОП-3 включает переходник 1 с резьбой для соединения с корпусом ОНД, шарнирную втулку 2 и контргайку 3, кольцо 4 и штифты 5, обеспечивающие шарнирное соединение отклонителя с ориентатором. Вал 6 с резьбой для соединения с валом отклонителя, помещен внутри корпуса, в котором на подшипниках дисбалансом помещен свинец эксцентричного груза 7. Вес груза 7 должен быть достаточным для проворота отклонителя на заданный угол ориентирования. В корпусе 8 подшипникового узла имеется пята 9, подшипник 10 и две половины сцепной муфты 11 и 12.

Для настройки отклонителя на заданный угол установки эксцентричный груз 7 перед спуском в скважину ориентируют на заданный угол установки

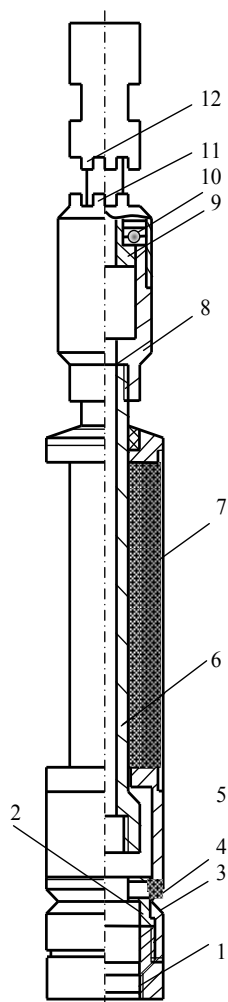


Рис. 5. 6. Ориентатор ОП

отклонителя, и это положение эксцентричного груза 7 относительно корпуса ОНД фиксируют с помощью контргайки 3.

С этой целью отклонитель с присоединенным самоориентатором ОП укладывают на горизонтальную поверхность, отвинчивают контргайку 3 и свободно вращающийся относительно эксцентричного груза корпус отклонителя поворачивают в положение угла установки $\omega_0 = 0$. Для ТЗ это положение соответствует случаю, когда ползун отклонителя с катками-роликами (см. рис. 4.50, 4.51, 4.55) направлен строго вертикально вниз и совпадает с положением эксцентричного груза 7, который под действием веса эксцентрика, занимает нижнее положение (см. рис. 5.7, а). Далее, не меняя положение эксцентричного груза 7, корпус отклонителя поворачивают на заданный угол установки ω_0 (вправо, если угол положительный и влево, если угол установки отрицательный). Контроль угла поворота следует вести с помощью устройства ПУ (рис. 5.3), предварительно закрепленного на корпусе ОНД в положении, при котором стрелка ПУ строго совпадает с направлением, в котором происходит искривление скважины отклонителем (в сторону, противоположную ползуну с катками-роликами).

Полученное положение груза 7 относительно корпуса и ползуна отклонителя фиксируют с помощью контргайки 3.

На рис. 5.7 представлены схемы, поясняющие процесс настройки самоориентатора ОП-3 и отклонителя ТЗ-3 на угол установки отклонителя ω_0 равный 90° (искривление вправо с увеличением азимута без изменения зенитного угла – см. рис. 5.2).

На схеме рис. 5.7 обозначено: 1 – эксцентричный груз, занимающий положение под действием силы тяжести и веса груза G (соединен с корпусом отклонителя и фиксируется с ним контргайкой); 2 – вал самоориентатора (соединен с валом отклонителя); 3 – катки-ролики ползуна отклонителя ТЗ; 4 – направление искривления отклонителем; 5 – устройство ПУ; 6 – шарик – указатель угла установки отклонителя устройства ПУ.

На левой схеме отклонитель установлен в исходное при настройке положение, когда угол установки отклонителя равен 0° , на правой схеме отклонитель повернут по часовой стрелке на четверть оборота, что соответствует углу установки 90° .

Зафиксированные в таком положении контргайкой 3 эксцентричный груз 7 ориентатора (рис. 5.6) и отклонитель спускают в наклонную скважину.

При спуске в скважину груз 7 (рис. 5.6) и отклонитель находятся в свободно подвешенном состоянии на пяте 9 и подшипнике 10, а поэтому эксцентричный груз 7 проворачивается под действием силы тяжести и проворотом устанавливает отклонитель на заданный угол ориентации.

При постановке на забой верхняя часть 12 сцепной муфты и пяты 9 опускаются вниз, и зубцы двух половин 11 и 12 сцепной муфты входят в зацепление, обеспечивая передачу крутящего момента и осевого усилия от колонны к валу 6 и далее к долоту ОНД. В результате обеспечивается

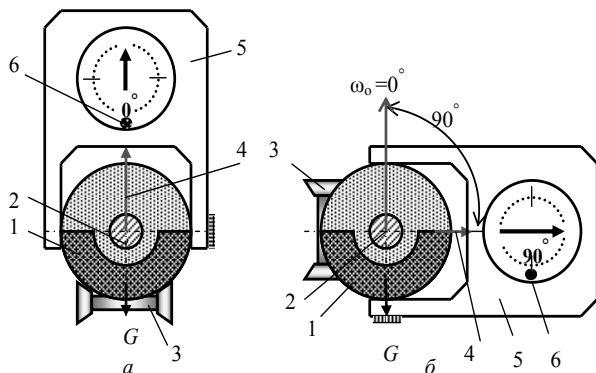


Рис. 5.7. Схемы, поясняющие процесс настройки самоориентатора ОП и отклонителя типа ТЗ на угол установки отклонителя $\omega_0 = 90^\circ$

закрепление отклонителя в скважине и углубка забоя с искривлением скважины в заданном направлении.

Ориентатор ОП-3 создан на основе одной из кинематических схем, выделенных Ю. С. Костиным [12, 28]. Указанные кинематические схемы отличаются взаимосвязью эксцентричного груза с отклонителем, колонной буровой труб и стенками скважины. Наиболее перспективной с позиции точности ориентирования выделена схема, в которой эксцентричный груз в момент ориентирования жестко связан с корпусом отклонителя, касается стенок скважины и имеет возможность вращаться относительно буровой колонны благодаря свободной подвеске на опорном подшипнике.

Точность ориентирования самоориентирующими устройствами механического типа зависит от зенитного угла скважины, массы и эксцентриситета груза, а также сил трения в подшипниковых опорах, уплотнениях, ориентатора с отклонителем о стенку скважины, и может определяться зависимостью [12, 28]:

$$\Delta\omega_0 = \arcsin \frac{M_{\text{тр}}}{M_{\text{см}}}, \quad (5.4)$$

где $M_{\text{тр}}$ – суммарный момент трения в системе «ориентатор-скважина», даН·м; $M_{\text{см}}$ – момент смещения эксцентричного груза в апсидальной плоскости скважины, даН·м.

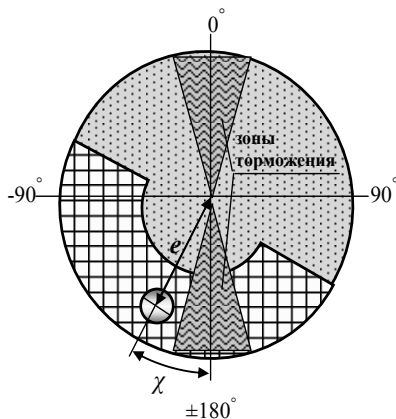


Рис. 5.8. Схема к определению $M_{\text{см}}$ самоориентатора

Смещающий момент $M_{см}$ от действия эксцентрика в наклонной скважине определяется из формулы [28]:

$$M_{см} = G \sin \chi \sin \theta e, \quad (5.5)$$

где G – вес груза, даН; χ – угол между плоскостью симметрии, проходящей через центр тяжести груза и апсидальной плоскостью скважины (рис. 5.8), град; θ – зенитный угол скважины, град; e – расстояние от центра тяжести груза до оси его вращения, м.

Зависимость $M_{см}$ от угла χ определяется графиком синусоиды (рис. 5.9) и при $\chi = \pm 90^\circ$ имеет максимальное значение, а при 0° и 180° момент смещения равен нулю. При значениях угла χ близкого к 0° и 180° выделяются зоны торможения (рис. 5.8) или, точнее, зоны малых значений момента смещения.

Анализ графиков на рис. 5.9 показывает, что в зонах торможения груза линия момента трения $M_{тр}$ и график момента смещения $M_{см}$ совпадают, а это позволяет наглядно выделить значения $\Delta\omega_0$ точности ориентирования самоориентатором при различных его положениях относительно апсидальной плоскости.

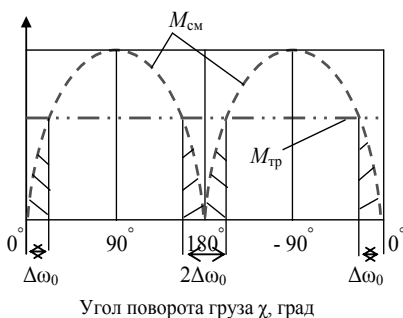


Рис. 5.9. Графики $M_{см}$ и $M_{тр}$ от угла смещения эксцентричного груза χ

Силы трения в системе «отклоняющая компоновка с самоориентатором – скважина» достаточно постоянны, определяются трением в уплотнениях и подшипниках самоориентатора и отклонителя, трением всей компоновки о стенку скважины, и практически не зависят от угла χ .

Величина же смещающего момента сил $M_{см}$ зависит от ряда параметров и, в частности, от геометрической формы и размеров поперечного сечения груза.

Определено, что оптимальной будет форма поперечного сечения в виде полукольца, максимального наружного диаметра [28].

В работе [28] приведена формула для определения погрешности ориентирования самоориентатором:

$$\Delta\omega_0 = \arcsin \frac{G_c a_k f \sqrt{\sin^2 \theta \left(\frac{l_1}{l_1 + l_2} \right)^2 + \cos^2 \theta}}{M_{см}}, \quad (5.6)$$

где G_c – общий вес ориентатора и отклонителя, даН; f – коэффициент трения в подшипнике; a_k – плечо сил трения в подшипнике (радиус подшипника), м; l_1, l_2 – длина отклонителя и ориентатора соответственно, м.

Анализ возможных значений погрешности ориентирования показал, что при малых зенитных углах (до 5°) расчетная погрешность ориентирования может достигать $\pm 10,5^\circ$ и при увеличении зенитного угла уменьшается (при $\theta = 30^\circ \Delta\omega_0 = \pm 1^\circ$).

Таким образом, уровень погрешности ориентирования самоориентаторами ОП не превышает подобный показатель ориентаторов других типов, и сопоставим с погрешностями определения зенитного и азимутального углов современными инклинометрами.

В то же время для повышения уровня точности ориентирования самоориентаторами типа ОП предложен ряд технических решений, направленных на снижение момента сил трения и увеличение момента сил смещения эксцентричного груза.

Наиболее простым и потому часто используемым методом повышения $M_{см}$ является разгон с торможением самоориентатора при спуске в скважину. Операция разгона и торможения, повторяемая несколько раз, обеспечивает достаточно точную установку эксцентричного груза в апсидальной плоскости.

Для снижения момента трения $M_{тр}$ самоориентатор предложено оснащать вибратором (а.с. №966218). В этом случае снижение момента трения достигается поперечной вибрацией, вызванной колебаниями грушевидного груза, установленного во внутренней полости ориентатора на пружине. Колебания груза вызываются потоком прокачиваемой через внутреннюю полость ориентатора промысловочной жидкости.

Снижение $M_{тр}$ обеспечивается в устройстве самоориентатора с опорными кольцами-подшипниками, установленными на внешней поверхности ориентатора и устраняющими контакт эксцентричного груза со стенкой скважины (а.с. №1006694).

Следует отметить, что не все резервы повышения точности самоориентирования использованы в известных разработках. Например, представляется возможным повышение $M_{см}$ не менее чем в 1,5 раза за счет изготовления эксцентричного груза из более тяжелого металла, чем свинец, например, вольфрама.

Одной из последних, и в то же время, хорошо апробированных систем ориентирования, созданных в ЗабНИИ, является ориентатор забойных комплексов «КЕДР» и «КЕДР-ГБ». Процесс ориентирования отклонителя «КЕДР» приведен в п. 4.3.1.3, пояснен рис. 4.49. В данном разделе рассмотрим примерную схему ориентатора и основные принципы его работы.

Ориентатор отклонителя «КЕДР» (рис. 5.10) включает стакан 1 с пазом 2 и винтовой торцевой поверхностью 3. Другими основными элементами ориентатора является шарик 4 и корзина 5. Корзина выполнена в торце шлицевого разъема 8 в виде гнезд, располагаемых по периметру внешнего края шлицевого разъема 8 для размещения шарика 4. Вал-ротор 6 отклонителя проходит через стакан 1, не имея соединения с ним. Вал 6 выполнен составным, а его составные части соединены шлицевым разъемом 8 (у «КЕДРа»

используется два шлицевых разреза для увеличения хода вала). Корпус-статор отклонителя 7 соединен со стаканом 1. На валу 6 под шлицевым разрезом 8 установлена возвратная пружина 9.

Ориентирование отклонителя начинается с постановки отклонителя на забой наклонной скважины под нагрузкой (рис. 4.49). При некотором перемещении вниз и укорачивании вала 6, за счет смыкания шлицевого разреза 8, сжимается пружина 9, а шарик 4 освобождаясь, под действием силы тяжести, ориентируется и занимает самое нижнее гнездо в корзине 5. Операция постановки ОНД на забой сопровождается кратковременным повышением (смежные циркуляционные отверстия разомкнуты), а затем понижением давления промывочной жидкости (смежные циркуляционные отверстия совпадают), что отмечается по манометру бурового насоса.

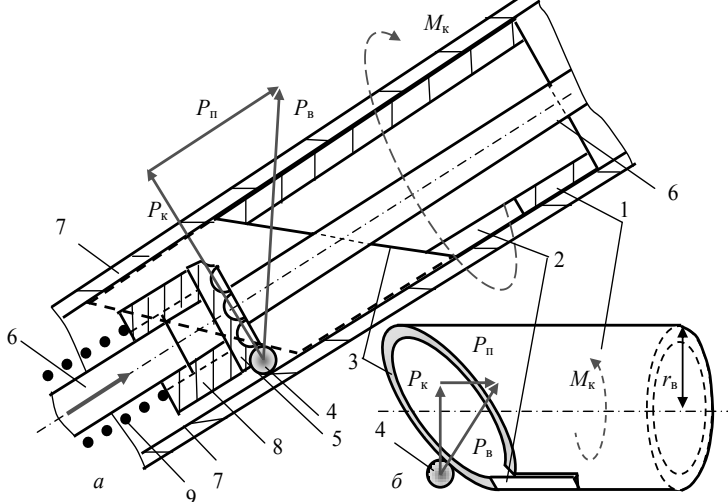


Рис. 5.10. Примерная схема ориентирующего узла отклонителя «КЕДР»:
а – момент ориентирования при отрыве отклонителя от забоя наклонной скважины (корзина 5 с шариком 4 под действием пружины 9 перемещается вверх и надвигается на винтовую поверхность 3 стакана 1, проворачивая стакан 1 и корпус отклонителя в заданное при настройке ориентатора и отклонителя угол установки;
б – стакан 1 с пазом 2 и винтовой поверхностью 3 рабочего торца при взаимодействии с шариком 4

Для ориентирования отклонитель разгружают и приподнимают над забоем. В момент разгрузки сжатая пружина 9 воздействует на вал 6 и перемещает корзину 5 вверх, при этом шарик 4, зафиксированный в гнезде корзины 5, взаимодействует с поверхностью 3 стакана 1. Под действием шарика 4, воздействующего на стакан 1 с усилием P_n , происходит поворот стакана 1 вместе с корпусом ОНД под действием крутящего момента M_k ,

равного произведению усилия P_k на средний радиус поперечного сечения стакана $1 r_b$:

$$M_k = P_k r_b. \quad (5.7)$$

Проворот стакана 1 и корпуса 7 ОНД происходит до тех пор, пока положение шарика 4 не совпадет с положением паза 2 стакана 1. В этом случае шарик 4 проваливается в паз 2, происходит заданное перемещение вала 6 вверх, что приводит к совмещению отверстий в валу 6 с другими отверстиями циркуляционной системы отклонителя (на рис. 5.10 не показаны). В результате при ориентировании первоначально возрастает, а затем снижается давление промывочной жидкости, что воспринимается как сигнал об ориентировании отклонителя.

В процессе ориентирования нужный угол ориентации отклонителя можно установить не за одну, а за две, три и более операций постановки и отрыва отклонителя от забоя до получения сигнала об ориентировании.

Существенным достоинством ориентатора является возможность повторной ориентации уже на этапе бурения скважины в заданном направлении. Повторное ориентирование, особенно на протяженных интервалах набора кривизны, существенно повышает точность искривлений.

Настройка ориентатора на заданный угол установки осуществляется относительно нулевой метки, которая располагается на корпусе ориентатора на противоположной стороне от паза 2 в стакане 3 (рис. 5.10, 5.11).

При настройке отклонителя и ориентатора на заданный угол установки следует помнить, что у отклонителя «КЕДР» направление искривления совпадает с направлением выдвижения ползуна с роликам-катками (см. рис. 4.49). На схемах рис. 5.11 направление действия отклонителя 3 связано с положением роликов-катков 1 ползуна отклонителя.

Совпадение нулевой метки 4 и направления действия отклонителя 3 будет соответствовать углу установки отклонителя равного 0° (рис. 5.11, а).

Для установки иного угла ориентирования, например, 60° (рис. 5.11, б), следует отклонитель повернуть на заданный угол установки относительно нулевой метки вправо.

Погрешность ориентирования шариковыми ориентаторами не превышает $\pm 7^\circ$ при размерах шарика от 7 до 12,7 мм, что соответствует уровню требований по качеству работ при ориентировании [28].

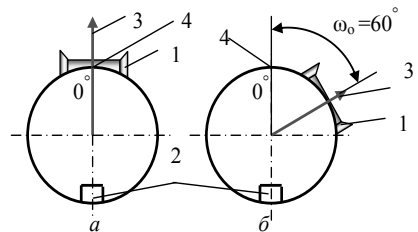


Рис. 5.11. Схемы настройки отклонителя «КЕДР» на угол установки 0° (а) и 60° (б): 1 – паз стакана ориентатора; 2 – катки-ролики выдвижного ползуна отклонителя; 3 – направление действия отклонителя; 4 – метка - угол установки 0°

5.2.2. Ориентаторы электро-механического типа

В качестве примера ориентатора электромеханического типа рассмотрим *ориентатор УШО* (универсальный штыревой ориентатор, КазИМС), который относится к штыревым ориентаторам, устроен и работает подобно прибору «Луч» (ВИТР).

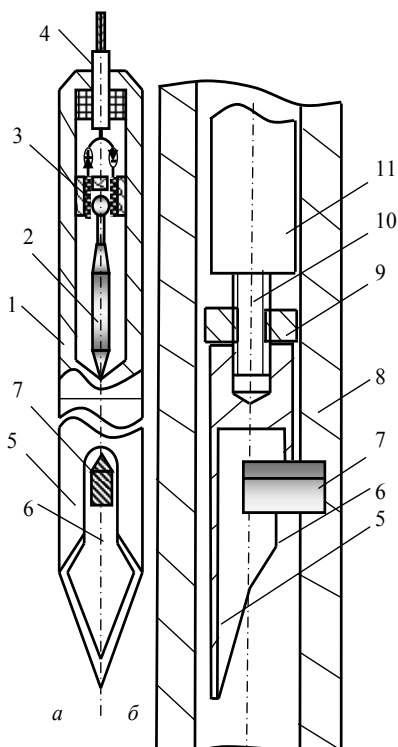


Рис. 5.12 . Схема устройства ориентатора УШО (а) и положение наконечника ориентатора в переходнике над отклонителем при его ориентировании (б)

Данный ориентатор включает наземный прибор – миллиамперметр соединяемый через буровую колонну и провод 4 со скважинным ориентатором (рис. 5.12, а).

Скважинный прибор включает корпус 1, отвес 2, группу контактов 3, электрический провод 4 и наконечник 5 фасонной перьевой формы с продольным пазом 6 для фиксации ориентатора ножом-ловителем 7 ориентирующего переходника 8 (рис. 5.12, б). Ориентирующий переходник 8 с ножом-ловителем 7 устанавливается над отклонителем. Группа контактов 3 соединена по мостовой схеме таким образом, что в зависимости от того, замкнут отвесом 2 правый или левый контакт 3 электрический ток по схеме проходит в том или обратном направлении. При определенных положениях отвеса 2 контакты 3 не будут замкнуты. Каждое из положений отвеса 2, а таких положений может быть четыре (см. рис. 5.13), соответствует определенным показаниям наземного прибора. В том случае, если замыкаются правый или левый контакты 3, стрелка миллиамперметра отклоняется соответственно вправо или влево

(рис. 5.13, б, г). Если отвес 2 не замыкает контакты 3, то миллиамперметр показывает 0 (рис. 5.13, а, в). Таких положений стрелки миллиамперметра два. Это, так называемые, «Длинный нуль» и «Короткий нуль». При этом, выше перечисленные четыре положения отвеса 2, по отношению к контактам 3, будут реализоваться поочередно при вращении датчика ориентатора вокруг собственной оси в наклонной скважине.

На рис. 5.13, д приведена диаграмма, на которой обозначены диапазоны всех четырех положений отвеса 2 и соответствующие этим положениям показания стрелки миллиамперметра за один оборот датчика ориентатора вокруг своей продольной оси. В качестве сигнала установки отклонителя в заданное углом установки отклонителя положение принято значение «Короткого нуля», фиксируемое по наземному прибору.

Таким образом, при ориентировании необходимо добиться показаний нуля на приборе в диапазоне проворота датчика ориентатора на угол не более 6°.

Ориентирование отклонителей ориентатором УШО (также «Луч») осуществляется следующим образом.

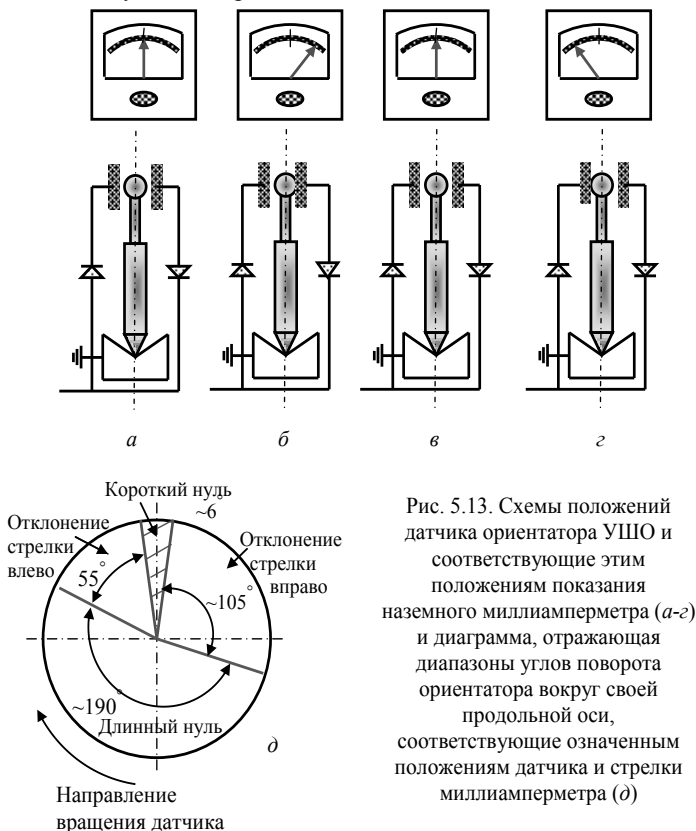
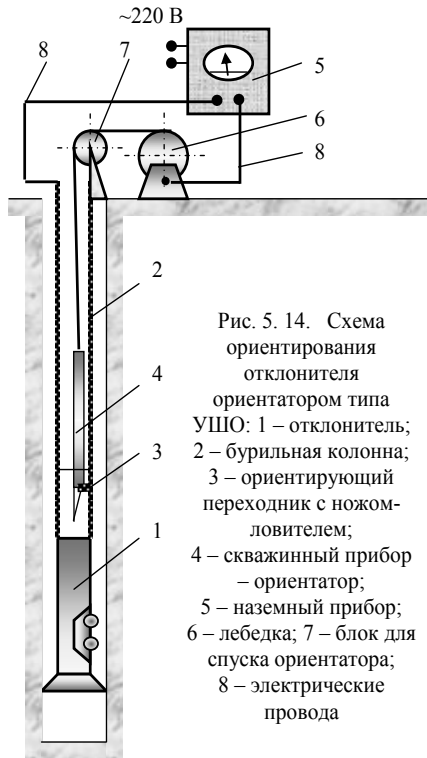


Рис. 5.13. Схемы положений датчика ориентатора УШО и соответствующие этим положениям показания наземного миллиамперметра (а-г) и диаграмма, отражающая диапазоны углов поворота ориентатора вокруг своей продольной оси, соответствующие означенным положениям датчика и стрелки миллиамперметра (д)

Предварительно ориентатор настраивают на заданный угол установки отклонителя ω_0 .

С этой целью отклонитель, снаряженный ориентирующим переходником 8 с ножом-ловителем 7 (рис. 5.12, б), устанавливают под наклоном и

поворачивают вокруг продольной оси на заданный угол установки отклонителя (воспроизводят то положение ОНД, которое он займет в скважине в момент начала набора кривизны). После этого подготовленный для работы ориентатор (наземный прибор включен в сеть 220 В, собрана электрическая схема – провод скважинного прибора подключен к клемме миллиамперметра, а



второй провод к корпусу отклонителя и включен режим «Работа» и «Поиск нуля»), настраивают за заданный угол установки отклонителя. Для этого фасонный наконечник ориентатора 5 (рис. 5.12, а, б) освобождают (ослабляют контргайку 9 между корпусом 11 ориентатора и наконечником 5, навинченную на ось с резьбой 10) до состояния свободно вращения на оси 10 относительно корпуса ориентатора. После этого вставляют наконечник 5 в ориентирующий переходник 8 таким образом, чтобы наконечник 5 ориентатора точно сел на нож-ловитель 7 ориентирующего переходника 8 своим продольным пазом 6. Посадка наконечника 5 осуществляется за счет геометрической формы наконечника и соответствия размеров наконечника 5 и паза 6 размерам ножа-ловителя 7 и внутреннего диаметра ориентирующего переходника 8.

Далее, вращая корпус ориентатора по отношению к зафиксированному ножом-ловителем 7 наконечнику 5 по часовой стрелке, добиваются на наземном приборе значения «Короткий нуль». В завершении настройки ориентатора на заданный угол установки ω_0 , его аккуратно извлекают из переходника 8 и затягивают контргайку 9, фиксируя положение фасонного наконечника 5 по отношению к корпусу ориентатора.

Ориентирование в скважине (рис. 5.14) производится после спуска отклонителя 1 с ориентирующим переходником 3 в скважину и подвешивания колонны буровых труб 2 на расстоянии 1,0–0,5 м от забоя. Наземный прибор – миллиамперметр 5 проводами 8 подсоединяют через клемму на лебедке 6 к ориентатору 4 и к буровой колонне 2. Далее на специальной лебедке 6 на проводе спускают ориентатор 4 через внутреннюю полость буровых труб 2 до его посадки наконечником на нож-ловитель 3 ориентирующего

переходника. После этого добиваются значения «Короткий нуль» на наземном приборе 5 вращением бурильной колонны 2 по часовой стрелке. Операцию ориентирования, как правило, проводят дважды или трижды, добиваясь совпадения положений колонны при различных попытках.

Соориентировав отклонитель, ориентатор 4 извлекают из колонны бурильных труб 2, подсоединяют ведущую штангу бурового станка к колонне бурильных труб 2 и ставят отклонитель 1 на забой. Под действием осевого усилия раскрепляют отклонитель, включают буровой насос, а затем вращением колонны 2 на минимальной частоте вращения начинают бурение.

Ориентатор «Курс» (ВИТР) отличается от приборов, основанных на косвенном методе ориентации (УШО, «Луч»), тем, что позволяет определять угол установки отклонителя непосредственно в градусах.

В датчике ориентатора используется принцип поворота эксцентричного груза на закрепленных осях и занятия им положения в апсидальной плоскости скважины. Далее вращением колонны с ориентатором добиваются значения нуля на миллиамперметре наземного прибора и по отдельной шкале определяют значения угла установки.

Таким образом, процедура ориентирования ориентатором типа «Курс» незначительно отличается от представленной выше. Диаметр ориентатора 18 мм, предел погрешности $\pm 5-10^\circ$ в зависимости от зенитного угла, диапазон ориентатора по зенитным углам $3-60^\circ$, предельная глубина спуска до 2500 м [19].

Ориентатор «Луч» имеет диаметр корпуса 13 мм и близкие к ориентатору «Курс» другие технические характеристики [16].

Ориентатор ОЭ-15 (ПГО «Уралгеология») отличается от ориентатора УШО исполнением чувствительного элемента датчика. Отвес этого ориентатора выполнен более чувствительным и подвижным, поскольку работает во взаимодействии с электромагнитным вибратором. Повышенная чувствительность датчика позволила повысить точность ориентирования в скважинах с малыми зенитными углами. Диапазон ориентатора по зенитным углам $1-60^\circ$, предел погрешности $\pm 3-5^\circ$, диаметр корпуса 15 мм, глубина спуска для ориентирования до 2000 м [19].

Рассмотренные ориентаторы УШО, «Луч», «Курс» наиболее распространены при производстве работ по

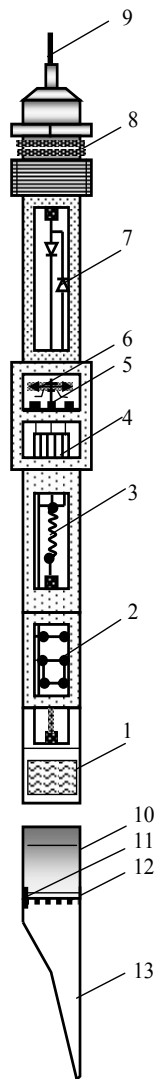


Рис. 5.15. Схема скважинного прибора-ориентатора для ориентирования отклонителей в вертикальных скважинах

направленному бурению. Эти средства ориентирования универсальны и достаточно эффективны. Но тем не менее они не лишены недостатков. Это прежде всего малая точность ориентирования при малых зенитных углах ($3-5^\circ$), невозможность ориентирования в вертикальных скважинах и при сильной минерализации промывочной жидкости, трудность спуска в вязких буровых растворах при зенитных углах $25-30^\circ$ и более, невозможность их применения для ориентирования отклонителей в пологонаклонных, горизонтальных и восстающих скважинах.

В скважинном приборе – *ориентаторе ОБ-13* (ВИТР) использован бесконтактный оптоэлектронный метод преобразования угла поворота датчика в электрический сигнал, что отвечает современному уровню измерительной техники и отражается в более высокой точности ориентирования.

Принцип действия оптоэлектронного преобразователя, который использован в ориентирующем приборе, заключается в том, что между источником света (светодиод) и приемником света (фотодиод) располагается чувствительный оптический элемент с переменной плотностью. При измерении угла (при повороте датчика) меняется световой поток от источника к приемнику и соответственно изменяется ток, что фиксируется прибором на поверхности.

Благодаря новому подходу к конструкции датчика ориентатора обеспечивается более высокая точность, информативность и надежность ориентатора. Например, погрешность определения угла установки у ориентатора ОБ составляет не более $\pm 5^\circ$. Диаметр корпуса скважинного прибора равен 13 мм, глубина спуска для ориентирования до 2500 м [17].

Процесс ориентирования ориентатором ОБ аналогичен процессу поиска соориентированного положения отклонителя ориентаторами УШО и «Луч». Отличием является поступающий на наземный прибор – микроамперметр сигнал. У ориентатора ОБ это сигнал о прохождении максимального по силе тока фотосопротивления, что приводит к максимальному отклонению стрелки блока индикации.

Для ориентирования отклонителей в вертикальных скважинах (зенитный угол от 0 до 5°) в ПГО «Сосновгеология» создан ориентатор на основе скважинного прибора от ориентатора «Курс» и отдельных элементов от инклинометра МИР-36.

Ориентатор для ориентирования отклонителей в вертикальных скважинах (рис. 5.15) состоит из наземного пульта с миллиамперметром и скважинного прибора – ориентатора. При создании ориентатора использован корпус скважинного прибора от ориентатора «Курс» диаметром 18 мм, в котором, прежде всего, заменен датчик. В качестве датчика использована магнитная стрелка от инклинометра МИР.

Скважинный прибор – ориентатор включает электромагнит 1, переключатель измерения 2, пружину переключателя 3, резисторы 4, контакты измерительные 5, магнитную стрелку 6, диоды 7, уплотнители 8 для герметизации ориентатора, провод 9, наружный корпус и удлинитель

ориентатора 10, метку 11, определяющую положение центрального измерительного контакта 5, лимб с углами установки отклонителя 12 выполненный на наконечнике ориентатора 13, который предназначен для соединения с ножом-ловителем ориентирующего переходника отклонителя.

Ориентирование отклонителя производится следующим образом. Над отклонителем устанавливаются легкосплавные трубы из дюралюминия (ЛБТ), в которых, на некотором удалении от отклонителя, размещен ориентирующий переходник с ножом ловителем. При этом ориентирующий переходник с ножом-ловителем устанавливается над отклонителем и фиксируют угол между плоскостью, проходящей через ось ножа-ловителя и плоскостью работы отклонителя по изменению направления скважины (угол ζ).

Далее наконечник 13 ориентатора поворачивают на заданный угол установки отклонителя относительно метки 11 – 0 с учетом угла ζ и фиксируют в заданном положении. Положение метки 11 – 0 совпадает с осью ориентатора, на которой располагается центральный контакт 5 лимба магнитной стрелки 6. При включении прибора в сеть и подачи отрицательного напряжения в скважинный прибор – ориентатор, включается электромагнит 1. Электромагнит 1 механически связан с переключателем 2 и магнитной стрелкой 6, которая освобождается и ориентируется в направлении магнитного поля Земли. После этого снимаются показания о положении магнитной стрелки 6. Для этого вновь включается переключатель при подаче электрического сигнала и магнитная стрелка 6 прижимается к контактам 5. Если магнитная стрелка 6 своими контактами прижимается к левой стороне контактов 5, стрелка миллиамперметра наземного прибора отклоняется влево, если к правой стороне контактов 5, то вправо. Положение стрелки миллиамперметра наземного прибора занимает центральное положение только в том случае, если магнитная стрелка 6 замкнет центральный контакт 5, на который через метку 11 на корпусе ориентатора 10 соориентирован паз наконечника ориентатора. Для определения положения системы на наземном приборе имеется кнопка «Контроль».

Таким образом, проворачивая бурильную колонну и производя непрерывные переключения системы в режим измерения (магнитная стрелка 6 прижимается к контактам 5) или в режим свободной ориентации стрелки 6 в направлении магнитного поля, добиваются совпадения положения магнитной стрелки с центральным контактом 5, что соответственно будет зафиксировано наземным прибором показаниями миллиамперметра, стрелка которого займет центральное положение на шкале.

Ориентирование отклонителя с датчиком – магнитной стрелкой можно производить используя в качестве источника магнитное поле Земли или искусственный точечный источник, например, магнит, который можно разместить в специальном диамагнитном переходнике напротив магнитной стрелки. Подобный способ ориентирования подробно изложен в работе [8].

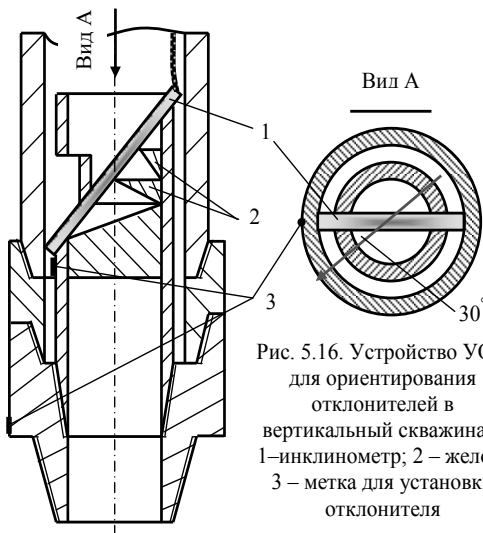


Рис. 5.16. Устройство УОО для ориентирования отклонителей в вертикальных скважинах: 1 – инклинометр; 2 – желоб; 3 – метка для установки отклонителя

Для ориентирования в вертикальных скважинах большого диаметра применяется устройство ориентирования отклонителей (УОО) (рис. 5.16) [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°), 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, угол между меткой и направлением действия отклонителя (на рис. 5.16 показано стрелкой) равен 30° , то при установке отклонителя требуемый азимут ориентирования следует увеличить на 30° .

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.

Для ориентирования с помощью магнитного переводника используют положение. Что можно добиться фиксирования положения магнитной стрелки инклинометра в направлении действия отклонителя, встроив источник магнитного потока в плоскость искривления. По фиксированному положению магнитной стрелки определяют угол между плоскостью действия отклонителя и плоскостью искривления ствола скважины.

В качестве источника магнитного потока используют специальный переводник с встроенным в корпус магнитом (рис. 5.17). Магнитный переводник включает собственно переводник 1, стакан 2 и диамагнитную втулку 5. В стенке ступки размещен призматический магнит 3 размером 16×16×180 мм. Втулка закреплена фиксатором 4.

Магнитный переводник устанавливается в специальной компоновке, которая включает диамагнитную трубу из алюминиевого сплава Д16Т, на которую внизу навинчивают магнитный переводник. Ниже магнитного переводника устанавливают ограничительный переводник, а далее кривой переводник и турбобур.

Для ориентирования спущенного в скважину отклонителя инклинометр опускают в скважину через колонну бурильных труб до попадания и фиксации в ограничительном переводнике, размещенном над отклонителем. Компоновку для ориентирования собирают таким образом, что при установке инклинометра в ограничительном переводнике магнитная стрелка инклинометра оказывается напротив магнита магнитного переводника, т. е. оказывается в поле действия магнита.

Азимут ствола скважины предварительно измеряют 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.

Азимут плоскости действия отклонителя определяют по формуле $\beta = 360^\circ - \Psi + \Delta$, где Ψ – показание инклинометра при замере в магнитном переводнике, град; Δ – азимут ствола скважины при замере в диамагнитной трубе, град.

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.

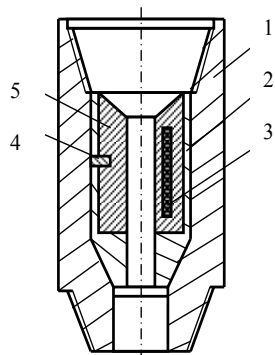


Рис. 5.17. Магнитный переводник

5.2.3. Ориентаторы гидро-механического типа

Гидромеханический ориентатор ОШГ (ориентатор шариковый гидравлический) создан под руководством В. И. Власюка для производства работ по направленному бурению горизонтальных скважин. Диаметр ориентатора 57 мм, погрешность ориентирования $\pm 4^\circ$, перепад давления промывочной жидкости 3–5 МПа.

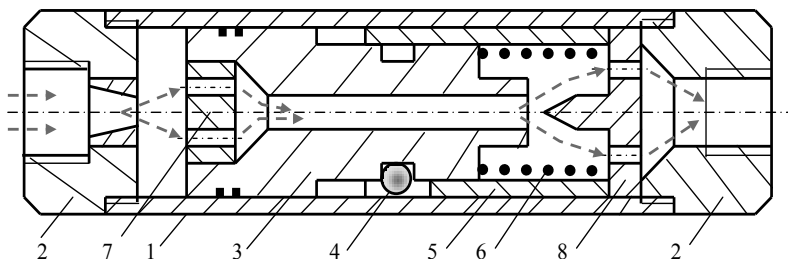


Рис. 5.18. Ориентатор ОШГ

Ориентатор устанавливается непосредственно в бурильную колонну над отклонителем и позволяет при включенном насосе и повороте бурильной колонны добиться нужного положения отклонителя в скважине ориентируясь по изменению давления промывочной жидкости. Сигналом верного ориентирования будет некоторое заданное повышение давления промывочной жидкости в системе «колонна-скважина».

Ориентатор ОШГ (рис. 5.18) включает корпус 1, верхний и нижний переходники 2, поршень 3 с резиновыми уплотнениями и кольцевой проточкой для размещения шарика 4, втулку 5 с продольным пазом, шириной равной диаметру шарика 4, пружину 6, дроссель 7 и шайбу 8 с конусным наконечником.

На рис. 5.19 показана втулка 5 ориентатора ОШГ с шариком.

Ориентатор работает следующим образом.

На поверхности производится настройка ориентатора на заданный угол установки. С этой целью на корпусе 1 ориентатора напротив паза во втулке 5 сделана метка, которая позволяет установить отклонитель под заданным углом установки по отношению к ориентатору.

Например, угол установки отклонителя 0° будет в том случае, если направление действия ложка 1 клинового отклонителя совпадет с меткой 3 на корпусе ориентатора (рис. 5.20, а). Угол установки, равный, например, -145° (рис. 5.20, б) будет, если вектор направления действия отклонителя повернуть влево от нулевой метки 3 на корпусе ориентатора на угол 145° . Отклонитель присоединяется к правому переходнику 2, а ориентатор с отклонителем к колонне бурильных труб левым переходником 2 (рис. 5.18). После спуска в

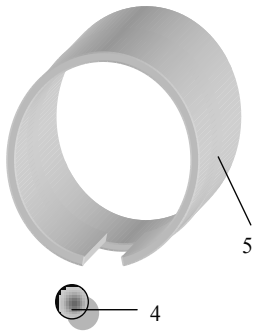


Рис. 5.19. Втулка с шариком ориентатора ОШГ

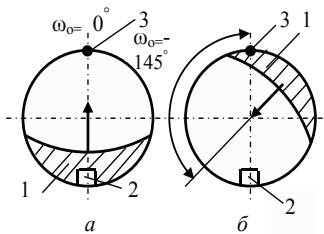


Рис. 5.20. Схемы установки ложка 1 клиновидного отклонителя относительно нулевой метки ориентатора ОШГ (2 – паз втулки; 3 – метка на корпусе) под углами установки 0° (а) и -145° (б)

скважину и размещения отклонителя над забоем включается буровой насос, оборудованный манометром. Под давлением жидкости поршень 3 перемещается и сжимает пружину 6.

Перемещение поршня 3 ограничивается шариком 4, который упирается в торец втулки 5. При этом шарик 4 занимает положение в кольцевой проточке поршня 3 и свободно в ней перемещается, что приводит к тому, что шарик 4 занимает под действием силы тяжести самое нижнее положение в корпусе 1 ориентатора. При вращении колонны бурильных труб с ориентатором с периодическим включением и отключением бурового насоса добиваются положения, при котором шарик оказывается напротив паза втулки 5 (рис. 5.18, 5.19). В этот момент шарик 4 входит в паз втулки 5, поршень 3 перемещается в направлении шайбы 8, а конусный наконечник входит в отверстие поршня 3, в то же время, не закрывая его полностью. Соответственно, с уменьшением площади канала течения жидкости через поршень 3, возрастает давление промывочной жидкости, фиксируемое манометром, что

и служит сигналом об ориентировании отклонителя.

Ориентатор АЗОР-57 (автоматический забойный ориентатор – рис. 5.21) предназначен для ориентирования отклонителей любого типа при направленном бурении скважин диаметром 59 и 76 мм с зенитными углами от 3 до 60° [28]. Ориентирование отклонителя производится за счет его автоматического проворота на заданный угол с помощью винтового механизма в виде стакана 5 с винтовой торцевой поверхностью, взаимодействующей с самоустанавливающимся в апсидальной плоскости шариком 3. Шарик 3 свободно перекачивается по кольцевому каналу, а после установки в апсидальной плоскости фиксируется механизмом, жестко связанным с колонной бурильных труб [28].

Таким образом, ориентатор АЗОР является гидромеханическим аналогом механического ориентатора отклоняющего комплекса «КЕДР» (рис. 5.10) и, в некоторой степени, близок по конструкции ориентатору ОШГ (рис. 5.18).

Ориентатор АЗОР включает переходник 1, для соединения ориентатора с отклонителем и переходник 2, для соединения с бурильной колонной.

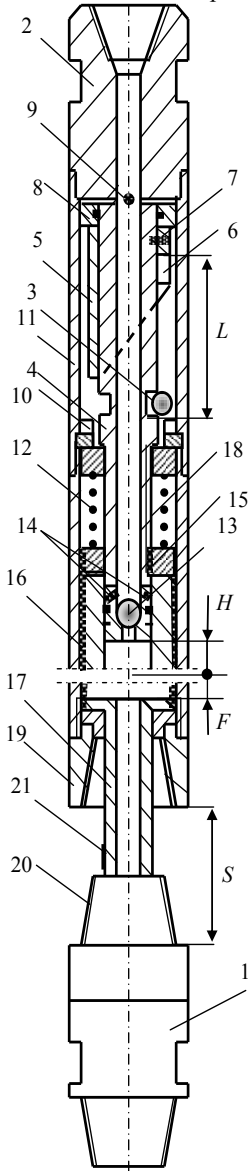


Рис. 5. 21 . Схема конструкции ориентатора АЗОР

Механизм ориентирования включает шарик 3, помещенный в кольцевую проточку вала 4, стакан 5 со скошенной винтовой поверхностью и пазом 6. Стакан 5 соединен с валом 4 фиксатором 7. Над стаканом 5 располагается поршень 8 с гидроуплотнениями, а над поршнем 8 в валу 4 выполнено отверстие 9 для попадания промывочной жидкости в полость над поршнем 8.

Установившийся в апсидальной плоскости шарик 3, фиксируется в корзине 10, которая жестко связана с корпусом ориентатора 11 и соответственно с колонной бурильных труб. Вал 4 опирается на пружину 12, а в нижней части имеет клапан с шариком 13, боковыми отверстиями 14 и резиновыми уплотнениями. Отверстия 14 предназначены для обеспечения циркуляции промывочной жидкости после завершения процедуры ориентирования.

Для передачи вращающего момента ориентирования служат шпонки 15 и 16, с помощью которых проворачивается шпоночный вал 17.

Вал 4 имеет возможность продольного хода на расстояние H , а шпоночный вал 17 возможность продольного перемещения на расстояние F , которое должно быть равно расстоянию S ($F \geq S$). Расстояние H должно быть не менее хода стакана 5 с валом 4 на расстояние L . При этом перемещение стакана 5 и вала 4 соответствует возможности сжатия пружины 12 и ходу шпонки 15 по канавке 18 в валу 4.

На нижней шейке шпоночного вала 17 нанесена метка «нулевая точка» 21 угла установки отклонителя. Метка 21 нанесена диаметрально противоположно пазу 6 стакана 5.

Резьба в полумуфте 19 и резьба 20 в переходнике 1 предназначены для соединения переходника 1 с корпусом ориентатора 11. Соединение резьб 20 и резьбы в полумуфте 19 производится после ориентирования и постановки отклонителя на забой продольным перемещением ориентатора вдоль шпоночного вала 17 в

направлении переходника 1 и последующим вращением колонны. После этого можно начинать бурение отклонителем.

Ориентирование отклонителей ориентатором АЗОР осуществляется следующим образом.

Отклонитель соединяют с ориентатором таким образом, чтобы между меткой 21 и плоскостью действия отклонителя, подобно схем на рис.5.19, был угол равный углу установки отклонителя, рассчитанный в соответствии с заданием. После этого отклонитель с ориентатором спускают на колонне бурильных труб в скважину и подвешивают над забоем на расстоянии 0,5–1,0 м. При спуске ориентатора шарик 3 устанавливается в апсидальной плоскости скважины.

Далее включают буровой насос, и промывочная жидкость поступает в полость вала 4, а затем через отверстие 9 в полость над поршнем 8, вызывая смещение стакана 5 и вала 4. Шарик 3, ориентированный под действием силы тяжести в апсидальной плоскости, также перемещается с валом 4 и попадает в углубление корзины 10. Вал 4 со стаканом 5 перемещаются дальше вниз, и стакан 5 надвигается своей винтовой поверхностью на зафиксированный в корзине 10 шарик 3, что приводит к провороту вала 4 вправо или влево, в зависимости от положения стакана 5 по отношению к шарикам 3, до момента попадания шарика 3 в паз 6 стакана 5. Поворот вала 4 передается через шпонки 15 и 16 шпоночному валу 17, переходнику 1 и отклонителю, который, проворачиваясь устанавливается в заданное в соответствии с углом установки положение.

После попадания шарика 3 в паз 6 вал 4 продолжает движение, что приводит к совмещению отверстий 14 с расширением внутренней полости над шпоночным валом 17. Промывочная жидкость через отверстия 14 начинает поступать в полость шпоночного вала 17 и через отклонитель к забою. Этот момент фиксируется по манометру бурового насоса и является сигналом завершения ориентирования.

После ориентирования отклонитель с ориентатором ставятся на забой, ориентатор перемещается вниз и происходит соединение, а затем и свинчивание резьб переходника 1 и полумуфты 19.

При бурении отклонителем крутящий момент передается через переходник 2, корпус 11 и переходник 1 к отклонителю.

Вращающий момент при ориентировании M_k отклонителей АЗОРом составляет 10–40 Н·м и может рассчитываться по формуле (5.7). Учитывая, что ориентатор АЗОР имеет гидромеханический принцип действия, усилие P_k в формуле (5.7), реализуемое конструкцией ориентатора АЗОР, будет зависеть от давления промывочной жидкости $Q_{ж}$ во внутренней полости над поршнем 8 и площади поршня $S F_n$:

$$P_k = Q_{ж} F_n = Q_{ж} \pi \frac{(D_n^2 - d_n^2)}{4}, \quad (5.8)$$

где D_n , d_n – наружный и внутренний диаметры поршня 8, м.

5.3. Основные причины погрешности ориентирования

Погрешности ориентирования на поверхности носят случайный характер и возникают при фиксации взаимного положения плоскости действия отклонителя и контрольной метки ориентатора. Ошибка будет достаточно велика, если при настройке ориентатора на поверхности угол ориентирования устанавливается без использования угломерного устройства типа ПУ (рис. 5.3).

Погрешности ориентирования в скважине обусловлены конструктивными особенностями ориентаторов и в значительной мере зависят от технического состояния приборов и опыта исполнителей.

Существенное влияние на погрешность ориентирования может оказать люфт ориентатора на ноже-ловителе, обусловленный несоответствием размеров ножа-ловителя и паза на наконечнике ориентатора.

Для снижения погрешности ориентирования ориентаторами типа УШО, «Луч» и другими подобными устройствами следует тщательно подобрать пару «ориентирующий переходник с ножом-ловителем – наконечник ориентатора». Размеры этих элементов системы должны быть таковы, что бы не было чрезмерных люфтов ориентатора на ноже-ловителе, но в то же время, обеспечивалась абсолютно надежная посадка наконечника на нож-ловитель.

С целью контроля посадки наконечника ориентатора на нож-ловитель 7 и соответственно, произведено ориентирование отклонителя или нет, паз 6 (рис. 5.12) наконечника 5 перед спуском в скважину для ориентирования, замазывают тонким слоем мастики или пластилина, с тем, чтобы по следу от ножа-ловителя 7 в пазе 6 подтвердить факт выполнения операции ориентирования.

Точность искривления в некоторых случаях снижается по технологическим причинам. Например, одна из причин состоит в том, что использование шарнирной компоновки после работы отклонителя для развития искривления приводит к искажению траектории искривления. Особенно значительные отклонения от заданной отклонителем траектории наблюдаются при выполнении работ в анизотропных горных породах, склонных вызывать значительное естественное искривление скважин. При этом анизотропия горных пород может приводить к существенному влиянию на интенсивность искривления, реализуемую не только шарнирной компоновкой, но и самим отклонителем.

5.4. Выбор параметров и оценка точности искусственного искривления скважин

Число постановок отклонителя для решения поставленной задачи определится путем деления требуемого для решения поставленной задачи угла набора кривизны δ (рис. 5.1, отрезок AB) на допустимое значение угла набора кривизны за одну постановку δ_d :

$$n = \frac{\delta}{\delta_d} \quad (5.9)$$

Выбор значения угла набора кривизны за одну постановку δ_d следует производить с учетом ряда факторов технического и геологического характера.

К фактору технического характера следует отнести тип применяемой бурильной колонны. Известно, что в интервале работы отклонителей могут происходить обрывы бурильной колонны, при этом важной характеристикой для обоснования параметров искусственного искривления является величина допустимой, по условиям прочности колонны, интенсивности искривления (табл. 5.1) [17].

Таблица 5.1

Допустимые значения интенсивности искривления по условию прочности бурильной колонны

Тип бурильной колонны	Допустимые значения интенсивности искусственного искривления, град/м
ЛБТН-54	0,33–0,5
СБТМ-50, СБТМ-54	0,4–0,6
ССК-46	0,33–0,4
ССК-59	0,25–0,3
ССК-76	0,16–0,24

В табл. 5.1 приведены результаты расчетов, полученные для условий резкого локального и плавного искривлений с запасом прочности колонны 1,5 при глубине скважины 1000 м и частоте вращения 700 мин^{-1} . Расчеты проведены для самого слабого элемента бурильной колонны – резьбового соединения.

Из приведенных данных следует, что существенное значение на потенциальную аварийность имеет характер искривления, а именно величина набора угла искривления и то, как этот угол набора кривизны распределен по интервалу искривления – равномерно или с локальными резкими перегибами.

Приведенные в табл. 5.1 значения интенсивности имеют отношение к уже проработанным участкам искривлений. То есть, при выполнении работ по искривлению, интенсивность искривления, реализуемая непосредственно отклонителем обычно бывает выше в 2–3, а в ряде случаев и более раз.

На рис. 5.22 приведены графики отражающие связь

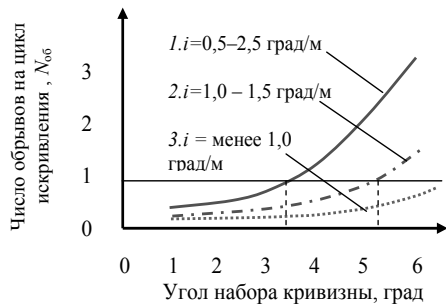


Рис. 5.22. Зависимость числа обрывов бурильной колонны от величины угла набора кривизны при различных значениях интенсивности искривления

величины угла набора кривизны отклонителем от числа обрывов бурильной колонны. Базовой на рис. 5.21 является первая кривая, полученная в работе [12], на основе обработки данных о результатах искривления скважин с интенсивностью от 0,5–2,0 и более град/м. В соответствии с данными из работы [12] вероятность одного обрыва в интервале искривления становится возможной при $\delta_d = 3,3^\circ$. Если предположить, что интенсивность искривления не превышает установленных границ (кривые 2 и 3 на рис. 5.21), то, очевидно, что вероятность обрыва в интервале искривления будет значительно меньше средне-статистической (кривая 1).

Влияние интенсивности искривления на аварийность с бурильными трубами представлено в виде кривой на рис. 5.23, полученной на основе анализа статистических данных в работе [12]. Из этих данных следует, что критической может быть интенсивность искривления, реализуемая отклонителем, превышающая 1,5 град/м.

При выборе рациональной интенсивности искривления, безусловно, важны и экономические аспекты. В работе [12] рассмотрена связь стоимости одного градуса искривления скважины отклонителем в зависимости от интенсивности искривления, которую реализует отклонитель. При этом учтены

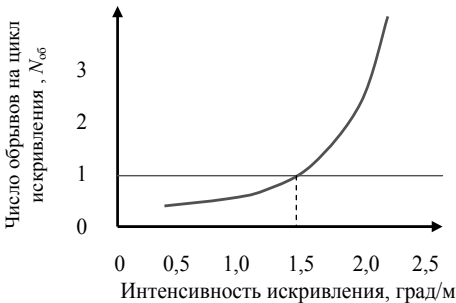


Рис. 5.23. Зависимость числа обрывов бурильной колонны от величины интенсивности искривления

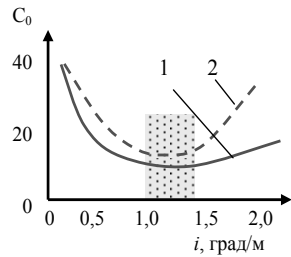


Рис. 5.24. Зависимость стоимости градуса искривления (C_0) от интенсивности искривления (i): 1 – СБТ; 2 – ЛБТ

затраты как собственно на работы по направленному бурению, так и экономические потери, связанные с аварийностью. В результате установлено (рис. 5.24) [12], что минимальная стоимость градуса искривления C_0 , а значит, и совокупные затраты на направленное искусственное искривление, возможны при управляемой реализации искусственного искривления с интенсивностью 1,0–1,4 град/м. При этом более высокая стоимость градуса искривления получена для легкосплавных бурильных труб (ЛБТ) в сравнении со стальными (СБТ), эксплуатация которых требует более плавного набора кривизны в интервале искусственных искривлений ствола (табл. 5.1).

Графики на рис. 5.24 получены в ценах 1980 г., которые не соответствуют современным и могут рассматриваться как условные. В то же время, различие в ценах не может изменить в значительной степени технического существа рассматриваемой задачи, а потому основные выводы, сделанные при анализе полученных зависимостей, будут справедливы, в основном, и в настоящее время.

Таким образом, можно считать обоснованным, что при реализации искусственного искривления наиболее приемлемой будет интенсивность искривления в пределах 1,0–1,5 град/м, а угол набора кривизны за один цикл ориентировочно может составить 3–5 град.

При этом меньшие значения интенсивности искривления могут соответствовать большим значениям угла набора кривизны за одну постановку отклонителя.

Безаварийная работа бурильной колонны определяется не только интенсивностью искривления скважины, но и формой её ствола. При равномерном плавном искривлении ствола нередки случаи, когда бурильные трубы надежно работают на интервалах скважин, имеющих кривизну, превышающую предельные нормы. Однако при резких перегибах стволов, особенно в местах установки стационарных клиньев, съемных клиновых отклонителей, число обрывов бурильных труб увеличивается, что существенно снижает производительность бурения и повышает его стоимость [18].

Важнейшим обстоятельством при выборе i и δ_d является качество проработки интервала искривления технологическим снарядом. Здесь важны как правильно выбранные параметры технологического снаряда (раздел 4.6), так и тщательность выполнения операции проработки интервала кривизны, параметры которой должны соответствовать требуемым, с позиций безаварийной эксплуатации бурильных колонн, значениям (табл. 5.1).

Следует учитывать, что на качество проработки интервала искривления значительное влияние оказывает твердость горных пород. Поэтому при выполнении работ в крепких и твердых горных породах следует дополнительно ограничивать интенсивность искривления скважины отклонителем во избежание возможных резких искривлений, не поддающихся проработке технологическими снарядами. Оптимальной в крепких породах будет интенсивность искривления в пределах 1,0–1,2 град/м.

При бурении скважин в породах средней твердости полученный при искривлении перегиб ствола достаточно легко сглаживается и без интенсивной проработки, не вызывая усталостного износа труб и их обрывов. В таких горно-геологических условиях могут применяться искривления с повышенными значениями интенсивности набора кривизны (1,2–1,8 град/м).

В случаях, когда интенсивность искривления ОНД находится в пределах 0,5–0,8 град/м, величина набора угла искривления δ_d может быть увеличена и составлять значение 6 и более градусов. Подобные параметры искусственного искривления могут использоваться и при искривлении скважин, буримых ССК, но при условии качественной проработки интервала искривления

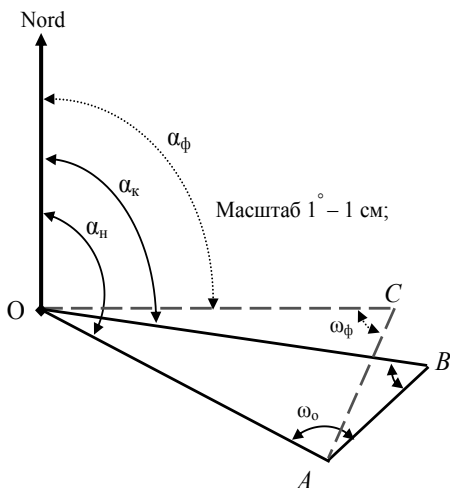


Рис. 5.25. Графо-аналитическая диаграмма для анализа результатов искусственного искривления скважины по расчетным и фактическим значениям угловых параметров

положения забоя, бурящейся скважины.

Эту работу целесообразно выполнить графо-аналитическим методом в соответствии с методикой изложенной выше и представленной в виде схемы на рис. 5.25 [12, 28].

Для оценки точности ориентирования отклонителя рассчитывается коэффициент точности ориентирования отклонителя:

$$K_T = \cos | \omega_\phi - \omega_o |, \quad (5.11)$$

где ω_ϕ , ω_o – фактическое и расчетное значения угла установки отклонителя, град.

Из формулы (5.11) следует, что при идеально точном ориентировании коэффициент K_T стремится к 1. На практике значение коэффициента точности варьирует от 0,6 (невысокая точность) до 0,85–0,92 (высокая точность).

Для оценки выполнения объема работ по искривлению рассчитывается коэффициент выполнения набора кривизны:

$$K_B = 1 - \frac{|\delta_\phi - \delta|}{\delta}, \quad (5.12)$$

где δ_ϕ , δ – фактическое и расчетное значения полного угла набора кривизны, градус, и коэффициент выполнения задания:

$$K_o = K_T K_B. \quad (5.13)$$

специальными технологическими снарядами, настроенными на проработку перегиба до допустимых, по условиям эксплуатации колонн, значений интенсивности искривления (табл. 5.1).

Длина рейса отклонителем непрерывного действия определяется исходя из выбранных значений угла набора кривизны δ_d и интенсивности искривления, реализуемой отклонителем $i_{от}$:

$$l_p = \frac{\delta_d}{i_{от}}. \quad (5.10)$$

Оценку точности выполненного искривления производят, прежде всего, с целью анализа возможных ошибок и совершенствования технологии производства работ по корректировке

Таким образом, показатели K_T и K_B характеризуют погрешность искривления по ориентации и набору кривизны, а показатель K_0 указывает на общее качество работ по искусственному искривлению скважин.

5.5. Определение допустимых значений кривизны ствола скважины

5.5.1. 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. 5.26 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 из формулы [6]:

$$i_d = \frac{16(D_{СКВ} - D_H)}{L_C^2} 57,3 [\text{град/м}]. \quad (5.14)$$

При спуске колонкового набора или иной компоновки, имеющей породоразрушающий инструмент, диаметр которого равен диаметру ствола скважины, значение интенсивности искривления, отвечающее условиям вписываемости, будет меньше рассчитанного по формуле (5.14) [6]:

$$i_d = \frac{11,7(D_{СКВ} - D_H)}{L_C^2} 57,3 [\text{град/м}]. \quad (5.15)$$

В случае если условие вписываемости не выполняется, буровая компоновка в искривленном стволе будет деформироваться, оказывая силовое воздействие на стенку скважины в конечных частях снаряда.

Усилие R_H (см. рис. 5.26) можно определить из формулы [6]:

$$R_H = \frac{3EJ[iL_C^2 - 16(D_{СКВ} - D_H)]}{L_C^3} \quad (5.16)$$

где EJ – жесткость компоновки, даН·м²; i – интенсивность искривления ствола скважины, град/м.

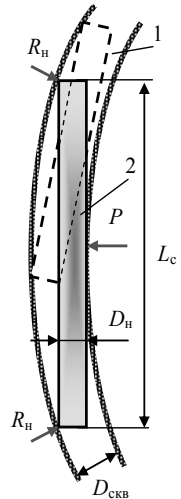


Рис. 5.26. Схема для анализа условий вписываемости снаряда в искривленный ствол скважины

При невлисаваемости 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 овалности 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. 5.27). Величина этого усилия может определяться из следующей зависимости:

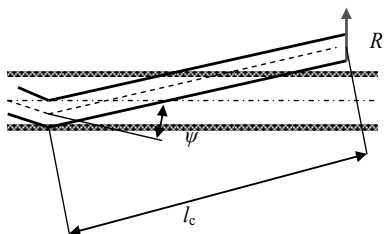


Рис. 5.27. Деформация компоновки с угловой несоосностью ψ в прямолинейном стволе скважины

$$R = \frac{3EJ\{0,5\psi l_c - (D_{\text{СКВ}} - D_{\text{Н}})\}}{l_c^3}, \quad (5.17)$$

где ψ – угловая несоосность компоновки, радиан.

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.

Например, для отклонителя ОГМ, приведены возможные значения интенсивности искривления в виде формул (4.27) и (4.28).

5.5.2. 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 [8]:

$$R_M = \frac{E d_n}{2\sigma_T}, \quad (5.18)$$

где E – модуль упругости материала, из которого изготовлены трубы, МПа; d_n – наружный диаметр труб, м; σ_T – предел текучести материала, из которого изготовлены трубы, МПа.

Таблица 5.2

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
146	69,5	0,82
127	60,3	0,95
108	51,4	1,1
89	42,3	1,35
73	34,7	1,65
57	27,1	2,1

Для стальных труб ($E=2,1 \cdot 10^5$ МПа и $\sigma_T = 220$ МПа) в табл. 5.2 приведены результаты расчетов радиуса и кривизны для обсадных колонн.

Для бурильных колонн, особенно работающих в условиях высокочастотного бурения (частота вращения 700–1000 и более мин⁻¹), 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 σ_{-1} составляет 0,45 предела прочности материала – σ_B . Для стальных бурильных колонн (сталь 36Г2С) предел прочности на растяжение 600–700 МПа, поэтому $\sigma_{-1} = 200$ –300 МПа [8].

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 [6]:

$$\sigma_{из} = \frac{EI_o i_n}{W_o} \leq \frac{[\sigma_{-1}]}{1,3}, \quad (5.19)$$

где E – модуль упругости материала, МПа; I_o – осевой момент инерции поперечного сечения трубы по резьбе, м⁴; W_o – осевой момент сопротивления поперечного сечения трубы по резьбе, м³; i_n – предельное значение интенсивности искривления, рад/м;

Неравенство (5.19) представим в виде уравнения для расчета предельного, по условиям эксплуатации бурильной колонны, значения интенсивности искривления скважины:

$$i_n = \frac{[\sigma_{-1}]W_o}{1,3EI_o} 57,3 \text{ [град/м]}. \quad (5.20)$$

Различные участки бурильной колонны передают осевые растягивающие (верхний участок) и сжимающие (нижний участок) нагрузки (рис. 5.28). Напряжение сжатия или растяжения рассчитываются как соотношение осевой нагрузки P_{oc} , действующей в сечении трубы на определенной глубине площади поперечного сечения трубы, и площади этого поперечного сечения – F :

$$\sigma_{oc} = P_{oc} / F.$$

С учетом напряжений сжатия или растяжения, в соответствии с работой [6] формула для определения предельного, по условиям эксплуатации бурильной колонны, значения интенсивности искривления скважины будет выглядеть следующим образом:

$$i_n = 0,77 \frac{[\sigma_{-1}][[\sigma_{\tau}] - 1,3\sigma_{oc}]W_o}{[\sigma_{\tau}]EI_o} 57,3 \text{ [град/м]}. \quad (5.21)$$

В формуле (5.21) осевой момент инерции труб определяется по формуле (2.8), а сопротивления W_o можно рассчитать по формуле:

$$W_o = 0,1 \frac{d_n^4 - d_b^4}{d_n}, \quad (5.22)$$

где d_b – внутренний диаметр трубы, м.

Для определения знака осевых напряжений (сжатие или растяжение) необходимо определить положение нулевого сечения колонны бурильных труб:

$$Z_{0-0} = \frac{P_{oc}}{q \left[1 - \left(\frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}} \right) \right]}, \quad (5.23)$$

где q – вес 1 м трубы с учетом соединительных элементов, даН; $\gamma_{ж}$, $\gamma_{м}$ – удельный вес соответственно промывочной жидкости и материала труб, даН/м³.

Таким образом, интервал колонны выше нулевого сечения работает на растяжение, ниже – на сжатие. Максимальные напряжения

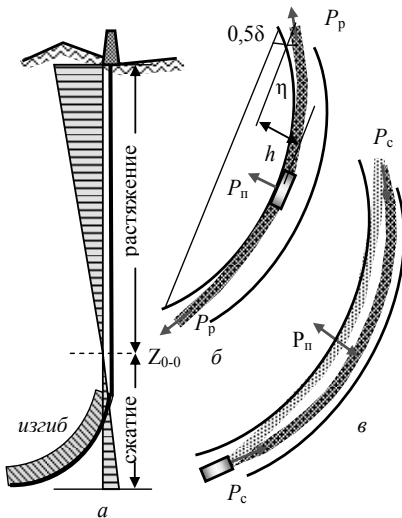


Рис. 5.28. Схемы для анализа условий работы бурильной колонны в искривленном стволе скважины: *a* – эпюры напряжений материала бурильной колонны; *б* – положение растянутого; *в* – сжатого участка колонны в искривленном стволе

растяжения в колонне будут у устья скважины, а сжатия у забоя.

Анализ формулы (5.21) 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.

Пример 5.1. Определить допустимую кривизну ствола скважины из условия прочности колонны бурильных труб ССК-59 в зоне нулевого сечения, у забоя при осевой нагрузке 15 000 Н и на расстоянии от забоя 700 м.

Параметры труб ССК-59: вес 1 метра трубы – 60 Н, изготовлена из стали марки 38ХНМ, наружный диаметр трубы $d_n = 55$ мм, внутренний $d_p = 45,4$ мм, высота профиля резьбы 0,9 мм, внутренний диаметр трубы в месте резьбы $d_p = 54,1$ мм.

Осевой момент инерции по резьбе определим по зависимости

$$I_0 = 0,05(d_n^4 - d_p^4) = 0,05(0,055^4 - 0,0463^4) = 2,3 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4;$$

осевой момент инерции по трубе равен – $0,05(0,055^4 - 0,0454^4) = 2,45 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4$;

осевой момент сопротивления по резьбе определяем по формуле (5.22):

$$W_0 = 0,1 \frac{0,055^4 - 0,0541^4}{0,055} = 1,06 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3;$$

площадь сечения трубы по резьбе рассчитывается по зависимости

$$F = \frac{\pi(d_n^2 - d_p^2)}{4} = \frac{3,14(0,055^2 - 0,0463^2)}{4} = 6,9 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Характеристика стали 38ХНМ: модуль упругости $E = 2,1 \cdot 10^{11}$ Па, предел текучести $\sigma_t = 540$ МПа, предел прочности $\sigma_b = 755$ МПа, предел выносливости при симметричном цикле $\sigma_{-1} = 0,45 \sigma_b = 340$ МПа, для практических расчетов принимаем $\sigma_{-1} = 300$ МПа.

Определим положение нулевого сечения колонны бурильных труб при бурении (5.23), учитывая, что удельный вес промывочной жидкости (воды) 1 г/см^3 , а стали $7,8 \text{ г/см}^3$:

$$Z_{0-0} = \frac{15000}{60 \left[1 - \left(\frac{1}{7,8} \right) \right]} = 286 \text{ м.}$$

Допустимая кривизна ствола скважины в зоне нулевого сечения (286 м от забоя) будет равна (5.20):

$$i_n = \frac{30 \cdot 10^7 \text{ Па} \cdot 1,06 \cdot 10^{-6}}{1,3 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 2,3 \cdot 10^{-7}} \cdot 57,3 = 0,3 \text{ град/м.}$$

Нормальные напряжения от действия осевой нагрузки составят

$$\sigma_{oc} = \frac{P_{oc}}{F} = \frac{15000}{6,9 \cdot 10^{-4}} = 2,17 \cdot 10^7 \text{ Па.}$$

Допустимую кривизну скважины у забоя определим по формуле (5.21):

$$i_n = \frac{0,77 \cdot 30 \cdot 10^7 \text{ Па} \cdot (540 \cdot 10^6 - 1,3 \cdot 2,17 \cdot 10^7)}{540 \cdot 10^6 (2,1 \cdot 10^{11} \cdot 2,3 \cdot 10^{-7} / 1,06 \cdot 10^{-6})} \cdot 57,3 = 0,27 \text{ град/м.}$$

Допустимую кривизну ствола скважины на расстоянии 700 м от забоя (зона растяжения колонны) определим с учетом нормальных напряжений растяжения, которые будут равны с учетом погружения колонны в промывочную жидкость:

$$\sigma_{oc} = \frac{q[1 - (\gamma_{ж} / \gamma_{м})]L}{F} = \frac{60[1 - (1/7,8)]700}{6,9 \cdot 10^{-4}} = 5,3 \cdot 10^7 \text{ Па.}$$

Допустимая кривизна ствола в интервале работы растянутого участка колонны будет равна:

$$i_n = \frac{0,77 \cdot 30 \cdot 10^7 (540 \cdot 10^6 - 1,3 \cdot 5,3 \cdot 10^7)}{540 \cdot 10^6 (2,1 \cdot 10^{11} \cdot 2,92 \cdot 10^{-8} / 1,06 \cdot 10^{-6})} 57,3 = 0,25 \text{ град/м.}$$

Таким образом, минимальная допустимая величина кривизны ствола, по условиям работы бурильной колонны ССК, получена для растянутого участка. С увеличением глубины скважины будут нарастать напряжения растяжения и допустимое значение интенсивности искривления будет уменьшаться.

5.6. Способы и технологии забуривания дополнительных стволов

Дополнительные стволы скважин забуриваются с целью обхода аварийных интервалов и при многоствольном бурении.

Многоствольное бурение, особенно, при разведке крутопадающих рудных тел, при значительной глубине разведочных скважин способно обеспечить значительное сокращение объема буровых работ и поэтому остается одним из самых перспективных методов проведения геолого-разведочных работ.

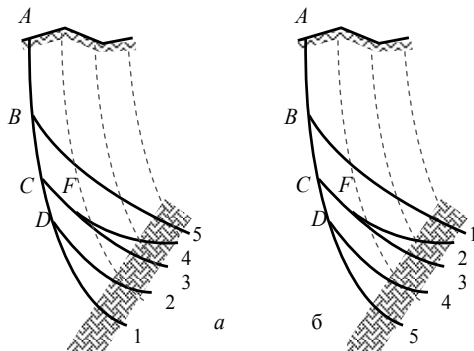


Рис. 5.29. Схемы построения одной многоствольной скважины взамен четырех одноствольных:

- а* – по методике «снизу-вверх» – основной ствол – *AB*, дополнительные по порядку бурения – *B1, D2, C3, F4, B5*;
- б* – по методике «сверху-вниз» – основной ствол – *AB*, дополнительные по порядку бурения – *B1, B2, C3, C4, D5*

При бурении многоствольных скважин применяют два основных метода заложения дополнительных стволов: «снизу-вверх» и «сверху-вниз» (рис. 5.29).

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. 5.29, а).

Метод бурения много-ствольной скважины по схеме «сверху-вниз» предполагает бурение основного ствола до определенной глубины, а затем создание «ответвления» дополнительного ствола. После завершения бурения дополнительного ствола продолжают углубку того ствола, из которого забурен дополнительный ствол. Так последовательно строят «корневую» систему много-ствольной скважины (рис. 5.29, б).

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 на 13 500 м, а сроки геологоразведочных работ на полгода при соответствующей высокой экономии средств, в то же время без снижения качества этих работ.

Забуривание дополнительных стволов может производиться:

- с применением стационарных клиньев с временных-пробок забоев;
- съемных клиновых отклонителей с искусственных забоев;
- отклонителей непрерывного действия с искусственных забоев;
- без применения отклонителей спрямлением ствола в интервале искривления.

Основные аспекты технологии применения стационарных клиньев рассмотрены в п.п 4.3.1.1. Следует добавить, что в случае забуривания дополнительного ствола с применением стационарного клина необходимо перекрытие клина обсадной колонной, поскольку высока вероятность аварии.

Съемные клиновые отклонители, особенно отклонитель СНБ-КО, более всего соответствуют условиям забуривания дополнительного ствола с искусственного забоя в твердых и крепких горных породах. Причина этого в том, что клиновой отклонитель имеет направляющий желоб, который значительно повышает вероятность забуривания дополнительного ствола даже с забоев незначительной прочности в твердых породах.

Высокая твердость горных пород при забуривании дополнительных стволов является основной технической проблемой, решение которой требует применения специальных технологических приемов, инструментов и даже отклонителей [23].

Применение отклонителей непрерывного действия для забуривания дополнительных стволов сдерживается именно, тем, что при забуривании в твердых и особенно крепких породах высока вероятность неудачных попыток.

Например, существуют достаточно категоричные рекомендации, согласно которым применение отклонителей непрерывного действия возможно, если твердость забоя выше или, по крайней мере, равна твердости горных пород. Если это условие не выполняется, следует использовать для выполнения работ по забуриванию дополнительных забоев съемные клиновые отклонители.

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.

В то же время важным является обстоятельство, связанное с затратами времени на установку и отверждение искусственного забоя.

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 твердости горных пород VIII категории по буримости. Среди апробированных практики работ рассматриваются искусственные забои из цементных смесей, синтетических смол, эпоксидных смол с песчаным и цементным наполнителями. Наиболее прочные из них – эпоксидные композиции, тем не менее, соответствуют по буримости лишь породам до VIII категории. При этом технология создания искусственных забоев из эпоксидных смол достаточно трудоемка и сложна, требует значительных затрат времени на установку и отверждение смеси композиции.

Сроки установки искусственных забоев могут и должны быть минимальны, например, клин ОДС (рис. 4.42) с забоем из деревянной пробки, способен обеспечить оперативную установку забоя и забуривание дополнительного ствола с временной пробки без дополнительных затрат времени на отверждение.

Следует отметить, что деревянная пробка является очень удобным и перспективным материалом для создания искусственных забоев и не только для забуривания дополнительного ствола клиновым отклонителем, так как отвечает таким требованиям, как невысокая стоимость, простота обработки и изготовления пробки, её набухаемость и поэтому абсолютно надежное закрепление в скважине, наполненной промывочной жидкостью. Деревянную пробку можно легко удалить разбуриванием, но в то же время буримость деревянной пробки алмазным инструментом и особенно шарошечными долотами вдоль волокон затруднены, что при невысокой твердости древесины создает дополнительные условия для благоприятного забуривания дополнительного ствола.

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.

Таким образом, при использовании отклонителей непрерывного действия для забуривания дополнительных стволов следует использовать отклонители,

наиболее подходящие по своим техническим характеристикам условиям забуривания, а к искусственным забоям предъявляются требования высокой твердости и адгезии с породой, минимальные сроки установки и стоимость, возможность оперативного удаления искусственного забоя, например, при ремонте скважин.

Технологии забуривания дополнительных стволов с искусственных забоев любыми типами отклонителей проектируются по методу бурения многоствольных скважин «снизу-вверх», т.к. искусственный забой перекрывает нижний интервал ствола, что предполагает возможность проведения каких либо работ только на интервале скважины от устья до созданного искусственного забоя.

Забуривание дополнительного стола спрямлением основного (бесклиновой способ забуривания) является эффективным способом, широко используется в практике многоствольного бурения при реализации метода многоствольного бурения «сверху-вниз». Работы выполняются оперативно без значительных затрат. При использовании этого метода нет необходимости устанавливать искусственный забой, поэтому забуривание дополнительных стволов производят поочередно из основного ствола в интервале его искривления, а после окончания бурения дополнительного ствола продолжают бурение основного ствола. В то же время этот способ забуривания дополнительного ствола не всегда можно реализовать из-за неподходящих горно-геологических и иных условий бурения, например, наличия в интервале выполнения работ по забуриванию очень твердых или напротив слабых, трещиноватых или дробленых пород.

5.6.1. Технология забуривания дополнительного ствола съёмными клиновыми отклонителями

При выборе материала для создания искусственного забоя учитываются такие требования, как:

- экологичность применяемых материалов;
- прочность, сопоставимая с прочностью пород в интервале постановки забоя;
- возможность надежного регулирования сроков отверждения для доставки смеси на нужную глубину ствола скважины с учетом температуры в скважине;
- адгезионные свойства отверждаемой смеси.

Наиболее распространены твердеющие смеси на основе цемента (водоцементное соотношение – 0,4–0,5) с добавками алебаstra – 5–10 % или поташа – 2%, или NaOH – 5 % и др. реагентов ускоряющих и регулирующих сроки отверждения. Прочность на сжатие отвержденных образцов из цементного раствора может составить $(40-80) \cdot 10^2$ кПа, что соответствует прочности горных пород V–VI категории по буримости [12].

По прочностным характеристикам для создания искусственного забоя были бы более предпочтительны композиции из эпоксидных смол, прочность которых на сжатие после отверждения может составлять $(100-120) \cdot 10^2$ кПа (VIII категория по буримости).

В состав эпоксидной композиции могут входить смола типа ЭД-20, ЭД-16 (эпоксидные диановые) или ЭИС-1А (эпоксидные из сланцев), пластификатор (дибутилфтанат), отвердитель для отверждения в водной среде – УП-503 или ГМД и наполнитель (песок или цемент). Композиция в составе ЭД-20: пластификатор: ГМД: песок готовится при соотношении весовых частей 100:15:12:200 соответственно. Для композиции со смолой ЭИС, отвердителем УП и цементным наполнителем состав смеси готовится при соотношении весовых частей 100:15:13:300 соответственно.

Следует отметить, что эпоксидные композиции из-за ряда проблем связанных со сложностями их приготовления и доставки в скважину на заданную глубину, значительного влияния на свойства композиции (вязкость, текучесть, сроки отверждения) температурных условий на поверхности в скважине не получили широкого применения в практике многоствольного бурения. То же самое можно сказать и о смесях из синтетических смол, которые к тому же не отличаются высокой прочностью и уступают по данному показателю твердеющим смесям из цемента.

Одной из проблем использования цементных смесей были условия связанные с высокой минерализацией пластовых вод или наличия солей в интервале установки забоя. Эта проблема успешно решена использованием для тампонирувания и постановки искусственных забоев смесей на основе магнезимального цемента.

Перед постановкой искусственного забоя рассчитывается необходимый объем отверждаемой смеси для создания моста:

$$V = 0,785 D_{\text{скв}}^2 l_m k k_p, \quad (5.24)$$

где $D_{\text{скв}}$ – диаметр скважины, м; l_m – высота искусственного моста, м; k – коэффициент, учитывающий потери смеси при смешивании; k_p – коэффициент разработанности ствола.

Коэффициент k принимается равным 1,25, а коэффициент k_p может определяться по данным кавернометрии как соотношение квадратов диаметров ствола – по данным кавернометрии D_k и номинального $D_{\text{скв}}$: $(k_p = \frac{D_k^2}{D_{\text{скв}}^2})$.

Высота моста определяется по рекомендациям КазИМС по соотношению

$$l_m = l_o + l_1 + \frac{D_{\text{скв}} - l_1 \text{tg} \rho}{\text{tg} \rho_1} + l_2, \quad (5.25)$$

где l_o – верхняя часть моста, создаваемая для отбора образца, с целью контроля отверждения материала, м; l_1 – часть моста для создания конусного забоя (для случая применения отклонителя СНБ-КО), м; l_2 – часть моста для перекрытия основного ствола, м (рекомендуется 1,5–2,0 м); ρ , ρ_1 – углы наклона конусного углубления и скоса ложка отклонителя, град.

Для отклонителя непрерывного действия длину искусственного моста l_0 ориентировочно рекомендуется рассчитывать по другой зависимости:

$$l_m = l_0 + \frac{\sqrt{2D_{\text{свн}}}}{i} + l_2, \quad (5.26)$$

где i – интенсивность набора кривизны отклонителем, град/м.

Создание искусственного моста следует начинать с перекрытия ствола скважины путем установки временной пробки. Для этих целей используют деревянную пробку и щебень, доставляемые в скважину в контейнере (см. рис. 4.30).

Доставку твердеющей смеси в скважину осуществляют в специальном контейнере. Наиболее широко используется для этой цели контейнер с дросселем (рис. 5.30).

Контейнер с дросселем состоит из переходника 1 с обратным клапаном 2 и дросселем 3, цилиндра 4, с поршнем 5 и нижней пробкой 6, срезных штифтов 7.

Контейнер может применяться для доставки смесей в скважинах любого диаметра. Диаметр дросселя составляет 4 мм для контейнера диаметром 57 мм и 5 мм для контейнера диаметром 76 мм (расход технической воды при выдавливании смеси должен быть 50 л/минуту, если в качестве очистного агента применяют более вязкие, чем вода, жидкости, диаметр дросселя следует увеличить).

Перед заполнением контейнеров смесью их внутреннюю поверхность рекомендуется смазать консистентной смазкой.

Выдавливание смеси из контейнера производят на временную пробку при установке контейнера на расстоянии 0,5–1,0 м от неё.

Процесс выдавливания смеси на временную пробку следует контролировать по манометру бурового насоса. После включения насоса давление будет нарастать, но в момент, когда будут срезаны штифты 7, давление резко снизится. Снижение давления является сигналом о том, что смесь выходит из контейнера и поэтому контейнер следует плавно приподнимать над временной пробкой на расстояние равное расчетной длине искусственного моста l_m .

После твердения материала, из которого изготовлен искусственный мост, производят отбор пробы материала моста колонковым набором с твердосплавной коронкой и кернорвательным кольцом. Отбуривают 0,5–1,5 м по искусственному мосту и по состоянию полученного керна оценивают прочность полученного моста.

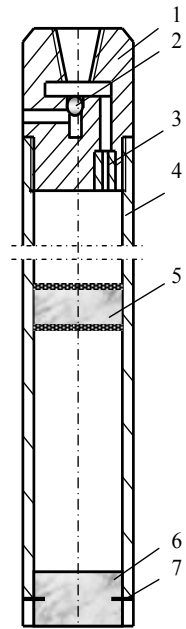


Рис. 5.30.
Контейнер для доставки твердеющей смеси в скважину

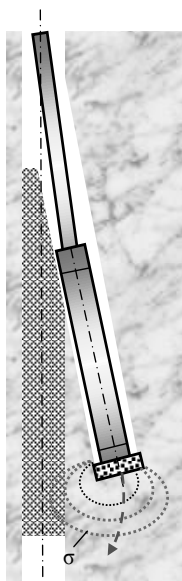


Рис. 5. 31. Схема забуривания дополнительного ствола

Технология забуривания дополнительного ствола отклонителем СНБ-КО незначительно отличается от стандартной технологии искусственного искривления этим отклонителем (см. п.п 4.3.1.2, рис. 4.38).

На первом этапе спускают конусный отбурник (рис. 4.38, а) и с минимальной частотой вращения ($100\text{--}150\text{ мин}^{-1}$) и осевым усилием $500\text{--}1000\text{ даН}$ отбуривают конусное углубление для установки отклонителя. После отбуривания конусного углубления спускают отклонитель (рис. 4.38, б) и после его ориентирования и закрепления в конусном углублении отбуривают пилот-скважину ниже конусного углубления на расстояние не более $0,35\text{--}0,5\text{ м}$ при малой частоте вращения и осевом усилии на инструмент $150\text{--}600\text{ даН}$.

В дальнейшем рекомендуется использование снарядов РШС и КЖК (рис. 4.39), которые позволяют расширить пилот-скважину, увеличить интервал искривления и провести проработку перегиба ствола скважины с осевым усилием до $600\text{--}800\text{ даН}$ и частотой вращения до 150 мин^{-1} .

Общая длина криволинейного интервала при забуривании дополнительного ствола может составить $5\text{--}6\text{ м}$, а его отход от основного ствола должен быть не менее $1,5$ диаметра скважины во избежание попадания бурового снаряда в основной ствол при последующем бурении дополнительного. Это связано с тем, что более активное деформирование породы под торцом бурового инструмента происходит в направлении свободной поверхности, в качестве которой можно рассматривать основной ствол, что может приводить к отклонению инструмента в этом направлении (рис. 5.31). Поэтому после проработки интервала искривления и перехода на бурение обычным буровым снарядом параметры режима бурения, особенно осевая нагрузка, должны быть ограничены на интервале бурения скважины в несколько метров.

5.6.2. Технологии забуривания дополнительных стволов отклонителями непрерывного действия

5.6.2.1. Анализ процесса забуривания уступа в стенке скважины

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 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.

$$\frac{p_n}{p_m} = K \gg 1, \quad (5.27)$$

а отклонитель воздействует на стенку скважины с усилием $P_{от}$ [23].

Из схемы на рис. 5.32 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 следующим формулам:

$$P_t^r = \frac{P_{oc} K}{(1 + K) \operatorname{tg} \gamma}; \quad (5.28)$$

$$P_m^r = \frac{P_{oc} K}{(1 + K) \operatorname{tg} \gamma}, \quad (5.29)$$

где γ – угол встречи бурового инструмента со стенкой скважины, град; P_{oc} – осевое усилие на инструмент, даН.

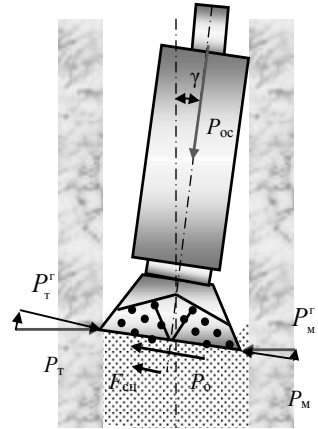


Рис. 5.32. Схема для определения условий образования уступа в стенке скважины ОНД

Условием образования уступа и забуривания дополнительного ствола будет соотношение сил:

$$P_{oc} \sin \gamma + P_o + P_m^r + F_{ци} \geq P_T^r, \quad (5.30)$$

где $F_{ци}$ – сила сцепления торца бурового инструмента с забоем, даН.

Решение уравнения (5.30) позволяет определить значение K , при котором возможно забуривание уступа при определенных значениях входящих параметров:

$$K = \frac{P_{oc} + (P_{от} + p_m \mu_m S_{п} + P_{oc} \sin \gamma) \operatorname{tg} \gamma}{P_{oc} + (P_{от} + p_m \mu_m S_{п} + P_{oc} \sin \gamma) \operatorname{tg} \gamma}, \quad (5.31)$$

где μ_m – коэффициент трения торца бурового инструмента о забой; $S_{п}$ – площадь породоразрушающих элементов бурового инструмента, опирающихся на забой, м^2 .

Полученный коэффициент K позволяет оценить ряд технико-технологических параметров, оказывающих влияние на забуривание уступа в стенке скважины.

Из формулы (5.31) следует, что значительное влияние на процесс забуривания уступа оказывает угол между стенкой скважины и осью бурового инструмента γ , величина отклоняющего усилия со стороны отклонителя и сила сцепления торца долота с забоем, повышение которых способно увеличить вероятность успешного забуривания уступа.

Осевое усилие – как условие успешного забуривания, напротив, должно быть минимальным.

Таким образом, комплекс условий успешного формирования уступа в стенке скважины ОНД с искусственного забоя можно представить в следующем виде:

$$(+\gamma \rightarrow \max; P_o \rightarrow \max; F_{ци} \rightarrow \max; P_{oc} \rightarrow \min). \quad (5.32)$$

Графическое решение уравнения (5.30) позволяет подчеркнуть необходимость образования уступа в стенке скважины, как неперемного условия приведения действующих сил к равновесию. Как следует из схемы (рис. 5.33) 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 [23].

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

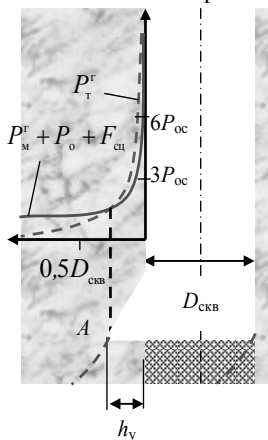


Рис. 5.33. Графическое решение уравнения равновесия сил при забуривании, определяющее ширину уступа h_y

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 эффективны 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 углубки забоя v_6 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_6 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.

Из известных отклонителей, для забуривания дополнительных стволов скважин с искусственных забоев в твердых породах, более всего подходит отклонитель ОГМ (рис. 4.53) с гидромеханическим узлом закрепления в скважине, который отвечает всем основным предъявляемым выше требованиям ($+ \gamma \rightarrow \max$; $P_o \rightarrow \max$; $F_{\text{сн}} \rightarrow \max$; $P_{\text{ос}} \rightarrow \min$). Этот ОНД имеет самую малую длину из всех известных отклонителей, что позволяет производить забуривание на малых интервалах со значительной кривизной.

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 (см. рис. 4.48, формула (4.22), 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 основными способами.

1. Задержкой долота в одной точке над искусственным забоем. Время задержки может составлять 1–3 ч в зависимости от соотношения твердости 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 и требует дополнительного ориентирования отклонителя.

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.

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.

5.6.2.2. ОНД для забуривания дополнительных стволов скважины с искусственного забоя

Как уже отмечалось, более всего подходит для условий забуривания дополнительного ствола с искусственного забоя отклонитель ОГМ, который может применяться или самостоятельно, или в составе компоновки МФК, в которой наряду с отклонителем имеется ориентатор и инклинометр для оперативного контроля набора кривизны.

В ЗабНИИ создан специальный отклонитель для забуривания дополнительных стволов с искусственных забоев в составе системы ОСП (рис. 5.34).

Система ОСП включает узел блокировки 1, который выполнен в виде двух полумуфт с торцевыми кулачками, имеющими *байонетную* форму рабочих поверхностей для взаимодействия между собой. Байонетное соединение деталей или байонетный замок, показаны на рис.5.33. Верхняя часть вала 1 перемещается под действием осевой нагрузки вниз вдоль паза 2 муфты 3 и фиксируется поворотом вала 1 за счет взаимодействия выступа 4 с Г-образным пазом 2.

При перемещении вала 1 байонетного замка вниз (рис. 5.35), статорная пружина 5 сжимается и давит на корпус отклонителя, что приводит к выдвигению в поперечном направлении ползунов 3, фиксирующих положение отклонителя в скважине (рис. 5.34). После того как байонетный замок закрылся, осевую нагрузку с отклонителя можно снимать полностью, так как отклонитель будет закреплен в скважине выдвигными ползунами, поскольку вал отклонителя в сжатом состоянии зафиксирован байонетным замком.

ОСП ориентируется ориентатором 2, который выполнен в виде механизма шарикового типа по конструкции аналогичного ориентатору отклонителя «КЕДР» (рис. 4.49, рис. 5.10).

Стабилизатор 3 выполнен в виде механизма клинового типа с двумя выдвигными ползунами для повышения надежности фиксации отклонителя в скважине.

Отклонитель 4 выполнен в виде патрубка с заданным углом перекоса, что позволяет системе ОСП обеспечивать набор кривизны за счет асимметричного разрушения забоя. В комплекте к отклонителю могут поставляться сменные патрубки с различными углами перекоса, что позволяет устанавливать требуемую интенсивность искривления 0,5; 1,0; 1,5 град/м.

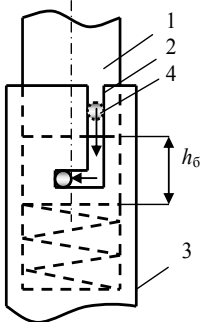


Рис. 5.35. Схема байонетного замка

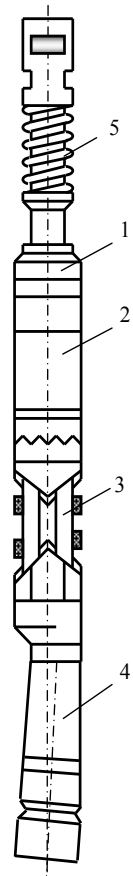


Рис. 5.34. Отклоняющая система ОСП: 1 – узел блокировки; 2 – ориентатор; 3 – стабилизатор; 4 – отклонитель; 5 – статорная пружина

Главным достоинством прибора ОСП является то, что за счет применения байонетного замка можно производить забуривание при сколь угодно малых осевых нагрузках на буровой инструмент. В то же время следует отметить, что отклонитель ОСП обеспечивает

набор кривизны достаточно пассивным способом – асимметричным разрушением забоя, который дает положительные результаты при искривлении с естественного забоя, когда выполняется условие равнопрочности породы на забое и стенке скважины. Предпочтительнее, в условиях забуривания дополнительного ствола с искусственного забоя в твердых породах, было бы использование фрезерования стенки скважины одновременно с асимметричным разрушением забоя при совпадении этих процессов по направлению или фрезерования стенки скважины в соответствии со схемой, реализованной в отклонителе ТЗ-3П-59 (рис. 4. 50, 4.51).

Для забуривания дополнительных стволов с искусственных забоев в ЗабНИИ разработан также отклонитель ТЗ-3 со специальной гидромеханической приставкой, позволяющей производить закрепление отклонителя в скважине за счет давления промывочной жидкости (аналогично отклонителю ОГМ).

Для забуривания дополнительных стволов можно вполне успешно использовать отклонитель ОКГ (рис. 4.61), который оснащен гидромеханическим приводом распорного механизма и обеспечивает набор кривизны фрезерованием.

Ряд удачных циклов по забуриванию дополнительных стволов с цементных и эпоксидных искусственных мостов в твердых горных породах выполнен отклонителем ОД-76 (рис. 4.72), который также имеет гидромеханический привод распорного механизма. Это позволяет производить формирование уступа методичным и медленным подбуриванием стенки скважины при минимальном значении осевого усилия, поскольку отклонитель ОД-76 реализует набор кривизны в основном асимметричным разрушением забоя.

5.6.2.3. Совершенствование бурового инструмента для забуривания дополнительных стволов

Очень значительная роль, при забуривании дополнительного ствола с искусственного забоя в твердых породах, отводится буровому инструменту.

Применение шарошечных долот, особенно двухшарошечных, для забуривания дополнительного стола с искусственного забоя в твердых породах будет мало результативно, так как двухшарошечные долота имеют неравномерно распределенное опирание на забой, обладают невысокой фрезерующей способностью и при определенных положениях долота, когда оси вращения шарошек перпендикулярны направлению забуривания уступа, долото способно откатываться от уступа в сторону мягкого забоя. В результате более интенсивно будет разрушаться материал искусственной пробки, а забуривания происходить не будет.

Долото для забуривания дополнительных стволов скважины в твердых породах должно соответствовать следующим основным требованиям:

- фрезерующие элементы выполнены из алмазов;

- торец долота должен иметь равномерное устойчивое опирание на забой;
- угол бокового фрезерования должен быть максимальным (см. раздел 4.5);
- торец долота должен обладать острой режущей кромкой для интенсификации фрезерования, плоскую или вогнутую форму.

Таким образом, для забуривания дополнительных стволов могут рекомендоваться различные алмазные и шарошечно-алмазные долота ДША, АШК (раздел 4.5, рис. 4.78).

Специальные долота для забуривания 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 забуривания обеспечить появление активной поперечной силы, действующей в направлении забуривания (п. №3951220, США). При работе таких долот возникает эффект «винтовой нарезки», за счет которого долото подтягивается в направлении формируемого нового ствола.

Другим направлением в разработке специального инструмента является направление создания долот способных обеспечить определенное регулирование скорости углубки забоя при забуривании уступа. Это например, долото с компенсационными пружинами (а.с. №1756530).

Наиболее простым и эффективным инструментом подобного типа является долота ДША или АШК, шарошки которых с торца покрываются пластичным легко изнашиваемым материалом. Покрытие шарошек следует выполнять напайванием латунного или оловянного припоев [23, 26]. 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_{ϕ} и углубки забоя v_6 ($\frac{v_{\phi}}{v_6}$). Таким образом, для интенсификации

процесса забуривания 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_{ϕ} и углубки 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 (зависимость 5.27), можно получить зависимость для определения площади покрытия на каждой из шарошек.

Из равенства $q_{\phi} = \frac{P_{от}}{S_{\phi} K} = q_g = \frac{P_{ос}}{S_g}$, следует, что

$$S_g = \frac{P_{ос}}{P_{от} KN} S_{\phi}, \quad (5.33)$$

где S_{ϕ} , S_g – площади породоразрушающих элементов взаимодействующих с породой стенки скважины при фрезеровании и материалом забоя при углубке соответственно, m^2 ; $P_{от}$, $P_{ос}$ – осевая нагрузка и отклоняющая сила, воздействующие на буровой инструмент при забурировании дополнительного ствола, даН; N – число шарошек у долота.

Если в качестве K использовать результаты расчета по формуле (5.31), то можно рассчитать площадь покрытия торца шарошки S_g 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 легко изнашиваемый 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.

Долота ДША и АШК с покрытием торцевых элементов вооружения шарошек пластичным сплавом-припоем позволяют успешно забуривать дополнительные стволы скважин с искусственных забоев в твердых породах обычными отклонителями типа СБС, ОБС, ТЗ-3П, ТЗ-3, которые имеют механические приводы распорного устройства, т.е. при действующей на снаряд значительной осевой нагрузке (800–1500 даН). Критерием выбора отклонителя для забурирования является комплекс параметров в соответствии с выражением (5.32).

5.6.3. Забуривание дополнительных стволов скважин спрямлением ствола в интервале искривления

Забуривание дополнительного ствола спрямлением можно произвести с помощью длинных жестких компоновок бурового снаряда или с помощью специального снаряда-фрезера [16].

Для забуривания можно использовать снаряд-фрезер типа КПИИ или КУСТ (рис. 4.82, 4.84).

При забуривании скважин с помощью длинной жесткой компоновки необходимо иметь интервал искривленной скважины. Снарядом-фрезером забуривание дополнительного ствола можно произвести из наклонной скважины за счет длительного вращения без перемещения снаряда, с целью образования в стенке скважины выемки (уступа), с медленной последующей подачей бурового снаряда в направлении забуривания.

Оба эти способа можно осуществлять только в направлении на выкручивание скважины, поскольку после образования дополнительного ствола попадание в него при спуске колонны возможно, только если ствол направлен на выкручивание.

Способ забуривания легче осуществить в местах перехода на бурение скважины инструментом от большего диаметра к меньшему. До предполагаемого места забуривания дополнительного ствола бурение ведут инструментом большого диаметра, например, 76 мм. Затем осуществляют переход на бурение скважины инструментом 59 мм и после углубки ствола на 3 – 5 метров выполняют искривление отклонителем на выполаживание с отклонением ствола вправо по азимуту. После углубки ствола на 10–12 м выполняют второй цикл искривления и возвращают скважину на прежнюю траекторию (рис. 5.36).

Дополнительный ствол забуривают буровым инструментом диаметром 76 мм в интервале первого искривления. Для этого используют компоновку высокой жесткости, а забуривание производят при пониженных параметрах режима бурения и, прежде всего, осевого усилия [16].

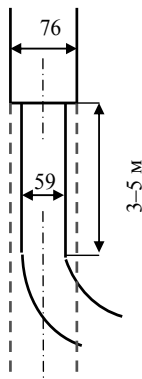


Рис. 5.36. Схема забуривания дополнительного ствола спрямлением

5.7. Расчет траекторий проектируемых скважин

5.7.1. Расчет траектории проектируемой наклонно-направленной скважины

Расчет траектории проектируемой наклонно-направленной скважины может производиться в соответствии со следующими основными схемами.

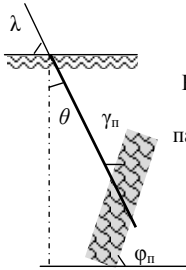


Рис. 5.37. Схема для обоснования параметров наклонно-направленной скважины прямолинейной траектории

1. Проектируется прямолинейная наклонная скважина, угол наклона которой удовлетворяет требованиям по углу встречи с рудным телом и по условию эксплуатации бурового оборудования (с учетом возможного предельного угла наклона буровой мачты).

2. Проектируется скважина, состоящая из двух участков – прямолинейного (вертикального или

наклонного, удовлетворяющего по углу наклона при заложении требованиям к эксплуатации буровой вышки или мачты) и криволинейного, профиль которого должен обеспечить требуемый угол встречи с рудным телом и соответствовать возможностям технических средств направленного бурения и условиям надежной работы колонны бурильных труб.

3. Проектируется наклонно-направленная скважина, точка заложения и профиль которой определены на основании расчета «типовой» кривой при условии четкой корреляционной связи изменения зенитных и азимутальных углов с глубиной ствола (см. раздел 2.5).

4. Проектируется наклонно-направленная скважина, точка заложения которой и профиль определены на основании расчета комбинированной «типовой» кривой (см. раздел 2.5).

При проектировании в соответствии с первой схемой (рис. 5.37) начальный зенитный угол θ определяется возможностями бурового оборудования, поскольку угол наклона буровой мачты, равный $\lambda = (90 - \theta)$, не может превышать предельного значения по техническим условиям её эксплуатации.

При проектировании неглубоких скважин (до 300 м) начальный зенитный угол может составить $20-30^\circ$, при проектировании скважин глубиной 500–700 м до 15° , при проектировании скважин глубиной 700–800 м начальный зенитный угол, как правило, не превышает $5-7^\circ$, при проектировании более глубоких скважин зенитный угол может быть не более 3° , скважины глубиной более 1000–1200 м забуривают только вертикально.

Возможный угол встречи γ_n с рудным телом можно определить по соотношению $\gamma_n = 180^\circ - \varphi_n - \lambda$.

При выборе начального зенитного угла или угла наклона буровой мачты ориентируются на угол встречи с рудным телом, который должен быть не менее 30° . В то же время учитывается и угол наклона буровой мачты, поскольку при значительном угле наклона работа на буровом оборудовании, особенно при спуско-подъемных операциях, затруднена.

Таким образом, если возможности бурового оборудования по начальному зенитному углу и требования к углу встречи полезного ископаемого не противоречат друг другу, наклонная скважина проектируется в виде

прямолинейной траектории с азимутом заложения в соответствии с направлением разведочного профиля. В данном случае начальными проектными данными будут начальные азимутальный угол, угол наклона скважины и проектная глубина скважины.

При проектировании наклонно-направленной скважины в соответствии со второй схемой начальный зенитный угол не обеспечивает требуемого угла встречи с рудным телом, а поэтому необходимый угол подсечения рудного тела получают путем искривления скважины в направлении рудного тела. При этом для решения этой задачи могут использоваться как методы искусственного искривления, так и имеющееся естественное искривление, если оно не противоречит основному направлению бурения скважины в направлении рудного тела.

Рассмотрим схемы на рис. 5.38, на которых даны два варианта проектируемых скважин – вертикально-наклонной и наклонной.

Для вертикально-наклонной направленной скважины (рис. 5.38, а) необходимо определить глубину, с которой целесообразно начинать набор кривизны в направлении рудного тела и возможный угол набора кривизны.

Принципиальная необходимость искривления вертикальной скважины, учитывая, что угол встречи с полезным ископаемым должен быть не менее 30° , возникает в том случае, если угол падения рудного тела 60° и более.

В то же время, если поставлена задача обеспечить угол встречи с рудным телом более 30° , необходимость искусственного искривления возникает и при меньших значениях угла падения рудного тела.

Угол набора кривизны для обеспечения угла встречи γ_n будет равен:

$$\psi = \varphi_n - \theta - (90 - \gamma_n). \quad (5.34)$$

Глубина H , на которой целесообразно начинать искусственное искривление в направлении рудного тела, определяется исходя из условий работы бурильной колонны. Как следует из расчетов допустимой, по условию прочности бурильной колонны, интенсивности искривления (5.21) в интервале искривления скважины менее аварийноопасны бурильные трубы, находящиеся при работе в скважине в состоянии сжатия. Поэтому искривление желательно производить на таком расстоянии от устья скважины, чтобы в момент заканчивания

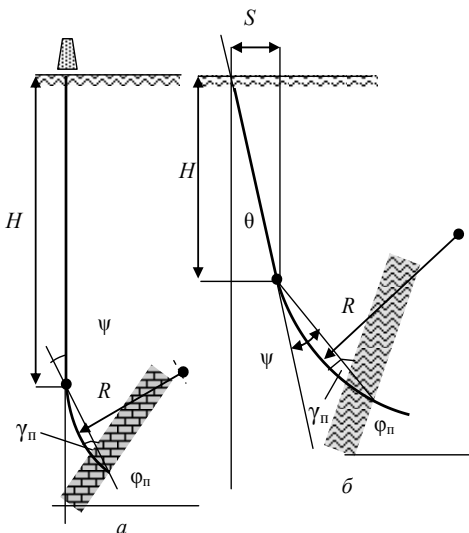


Рис. 5.38. Схемы к расчету траекторий скважин

буровых работ нейтральное сечение бурильной колонны находилось несколько выше или, по крайней мере, незначительно ниже точки начала формирования кривизны. Положение нулевого сечения можно рассчитать по формуле (5.23), а полученное значение использовать при выборе глубины, с которой следует производить набор кривизны на угол ψ в направлении рудного тела.

Длина криволинейного участка ствола скважины определяется исходя из угла ψ и запроектированной интенсивности искривления i_d , которая выбирается по условию прочности бурильной колонны (табл. 5.2, формула 5.21). С учетом этих параметров длина криволинейного участка ствола скважины будет равна:

$$L_{кр} = \frac{\psi}{i_d}. \quad (5.35)$$

Для наклонно-направленной скважины (рис. 5.38, б) длина ствола L определится как сумма наклонного прямолинейного участка L_n и криволинейного интервала $L_{кр}$, на котором осуществлен набор угла ψ :

$$L = L_n + L_{кр} = H \cos \theta + \frac{\psi}{i_d}. \quad (5.36)$$

Угол встречи рудного тела должен быть больше 30° и может определяться из формулы:

$$\gamma_n = 90^\circ + (\theta + \psi) - \varphi_n. \quad (5.37)$$

Проектирование траектории наклонно-направленных скважин по третьей и четвертой схемам производится на основании анализа статистических данных об искривлении скважин по «типовым» кривым. Основные вопросы проектирования с использованием «типовой» кривой даны в разделе 2.5. Для иллюстрации данного метода рассмотрим пример проектирования и бурения наклонно-направленных скважин на одном из месторождений Забайкалья.

Пример 5.2. При проектировании скважин средней глубины (до 700–800 м) начальный зенитный угол составлял 15° , что обеспечивало требуемый угол встречи с рудным телом. Бурение осуществлялось шарошечными долотами диаметром 76 и 59 мм до глубины 300–400 м, а в дальнейшем скважины бурились алмазными коронками диаметром 59 мм (рис. 5.39, а).

Геологическим заданием на бурение скважин было установлена необходимость подсечения рудного тела без изменения начального зенитного угла (начальный зенитный угол соответствовал углу встречи с рудным телом 35°), но при этом допускалась возможность увеличения зенитного угла на конечной глубине скважины до 20 – 30° .

Анализ закономерностей искривления на участках работ показал, что при бурении шарошечными долотами скважины достаточно сильно выкручиваются (диаметром 59 с интенсивностью 4–5 град/100 м, диаметром 76 мм 3–4 град/100 м). При бурении алмазными коронками интенсивность выкручивания скважин снижалась до 2–3 град/100 м. Искривление скважин по азимуту было невыдержанным, и в основном, не оказывало существенного влияния на производство работ. Для выполнения геологического задания с

компоновки не изменили выявленных закономерностей естественного искривления, но снизили его интенсивность (рис.5.39, а).

Для снижения числа постановок отклонителей некоторые скважины проектировали с учетом закономерностей естественного искривления как с учетом применения компоновок для снижения искривления, так и без них (рис. 5.39, б), что позволило еще более уменьшить число постановок отклонителей и повысить производительность работ.

В дальнейшем верхний интервал скважин (до 100–150 м) было предложено бурить с применением высокопроизводительного ударно-вращательного способа бурения пневмоударниками РП-105 с использованием в качестве очистных агентов или воздуха, или газо-жидкостной смеси (ГЖС) на основе сульфанола и других реагентов (рис.5.39, в).

В результате было выявлено, что при бурении РП-105 (диаметр долота 105, а корпуса забойной машины 92 мм) происходит выполаживание скважин, при этом в зависимости от состава компоновки интенсивность выполаживания достаточно надежно регулировалась. Например, если над пневмоударником устанавливалась бурильная труба СБТМ-50, скважина выполаживалась с интенсивностью 8–11 град/100 м. При установке над пневмоударником УБТ диаметром 89 мм интенсивность выполаживания снижалась до 1–2 град/100 м. Применение специальных трехгранных центраторов над УБТ диаметром 103–105 мм позволило добиться надежного выполаживания с интенсивностью не более 1,3 град/100 м. Изменение азимутального угла при применении сульфанола было незначительным из-за высокой смазывающей способности реагента и снижения угла наката компоновки на стенку скважины ϕ_0 (механизм искривления скважины рассмотрен в разделе 2.2.6, рис.2.20).

Причина стабильного выполаживания скважин связана с ориентированным перекосом компоновки с пневмоударником и применением ГЖС на основе сульфанола, что позволяет компоновке с пневмоударником, сохраняя перекося в наклонной скважине, вращаться в основном вокруг своей оси. Это стало возможно из-за невысоких осевых нагрузок (100–500 даН), малой частоты вращения колонны (40–60 мин⁻¹) и низкого коэффициента трения между корпусом компоновки и стенкой скважины.

Таким образом, появилась возможность при бурении скважины пневмоударником обеспечивать её выполаживание и выводить скважину на траекторию с требуемым зенитным углом, с тем, чтобы при бурении шарошечными долотами и в последующем алмазной коронкой обеспечить подсечение рудного тела с заданным значением зенитного угла.

Технология проектирования и выполнения работ с учетом выявленных закономерностей естественного искривления при бурении различными буровыми компоновками и при различных способах бурения позволила практически свести к минимуму число постановок отклонителей и существенно повысить производительность буровых работ с возросшим качеством их исполнения.

5.7.2. Проектирование параметров дополнительных стволов при многоствольном бурении

При проектировании дополнительного ствола необходимо учитывать, что ствол состоит из двух участков: криволинейного и прямолинейного. Основные затраты времени и средств связаны прежде всего с бурением первого участка, поскольку в данном случае затраты складываются из затрат собственно на бурение интервала и затрат на работы по набору угла кривизны, величина которого должна обеспечить подсечение рудной залежи в заданной точке с заданным углом встречи, который должен быть не менее 30° . Второй участок ствола скважины – прямая касательная к концу криволинейного интервала дополнительного ствола.

Если предполагать, что одним из условий бурения дополнительного ствола является условие минимизации затрат, то очевидно следует определять основные параметры дополнительного ствола:

- точку забуривания;
- суммарную длину дополнительного ствола, в том числе и криволинейного интервала;
- кривизну криволинейного интервала

с учетом применяемых технических средств, в том числе и технических средств направленного бурения, а также с учетом геологических условий геологоразведочных работ и с позиций экономической целесообразности. Подобная методика предложена в работе [15].

Расчеты параметров дополнительного ствола производятся в соответствии со схемой (рис. 5.40).

Общая длина дополнительного ствола определяется по формуле

$$L_{\text{доп}} = \frac{\psi}{i} + \frac{d \cos(\varphi_n - \theta_0) - \frac{114,6}{i} \sin^2 \frac{\psi}{2}}{\sin \gamma}, \quad (5.38)$$

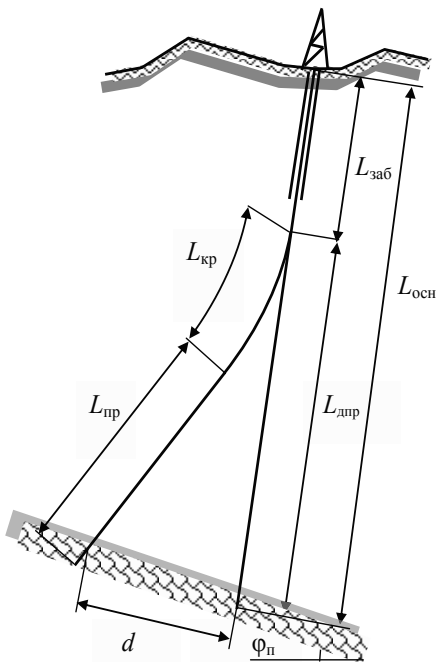


Рис. 5.40. Схема для расчета параметров дополнительного ствола

где ψ – величина отклонения дополнительного ствола от основного, град;
 i – интенсивность искривления криволинейного участка дополнительного
 ствола, град\м; d – расстояние между заданными точками подсечения рудного
 тела, м; φ_n – угол падения рудного тела в плоскости геологического разреза,
 град; θ_0 – зенитный угол основного ствола в месте зарезки дополнительного,
 град.

Расстояние между точками подсечения рудного тела определяется из
 выражения:

$$d = \sqrt{a^2 + b^2}, \quad (5.39)$$

где a, b – параметры разведочной сети, м.

Взаиморасположение рудного тела, основного и дополнительного
 стволов многозабойной скважины связываются выражением:

$$\cos(\varphi^1 - \theta_1^1) = \frac{\sqrt{b^2 + [dc\cos(\varphi_n - \theta_1)]^2}}{d}, \quad (5.40)$$

где φ^1 – кажущийся угол падения рудного тела в плоскости дополнительного
 ствола, град; θ_1 – зенитный угол основного ствола на участке забуривания
 дополнительного ствола, град; θ_1^1 – кажущийся зенитный угол основного
 ствола на участке забуривания дополнительного ствола, измеренный в
 плоскости последнего, град.

Рациональную величину отклонения дополнительного ствола от основного
 ψ определим по табл. 5.3 с помощью вычисления вспомогательной величины f_1 :

$$f_1 = \frac{KCd\cos(\varphi^1 - \theta_1^1)}{\frac{t_{от}C_1}{\delta} + 0,46 \frac{KC_2}{i}}, \quad (5.41)$$

где K – коэффициент удорожания стоимости бурения одного метра
 дополнительного ствола; C – средняя стоимость одного метра бурения ствола в
 предполагаемом интервале, руб; C_1 – стоимость одной станко-смены, руб; C_2 –
 стоимость технических средств направленного бурения и материалов,
 расходуемых собственно на одну постанковку, руб; δ – величина полного угла
 искривления, производимого за одну постанковку отклонителя, град; $t_{от}$ –
 затраты времени на одну постанковку отклонителя, станко-смена.

Таблица 5.3

f_1	ψ	f_1	ψ	f_1	ψ
3	9	4,1	12	5,2	15
6,5	18	8	21	10	24
13	27	17	30	20,5	33
24,5	36	29	39	34,5	42
40	45	46	48	52	51

Среднюю стоимость одного метра бурения ствола скважины можно ориентировочно определить из зависимости:

$$C = \frac{C_1}{\Pi}, \quad (5.42)$$

где Π – средняя производительность за смену, м\смену.

$$\Pi = \frac{T_c(1 - K_{то})}{\left(\frac{1}{v_б} + \frac{T_{спо} + T_{пн} + T_{вс}}{l_p}\right)}, \quad (5.43)$$

где T_c – продолжительность станко-смены, ч; $K_{то}$ – коэффициент, учитывающий затраты времени на техническое обслуживание бурового оборудования (5–7 % баланса рабочего времени); $v_б$ – механическая скорость бурения, м\ч; $T_{спо}$ – время на СПО, кратных рейсу, ч; $T_{пн}$ – время на перекрепление шпинделя и наращивание бурильной колонны, кратные одному рейсу, ч; $T_{вс}$ – время на вспомогательные операции и специальные работы, связанные со спецификой применяемой технологии направленного бурения, кратные одному рейсу, ч; $l_б$ – углубка за рейс, м.

При расчете Π следует использовать имеющиеся данные о механической скорости бурения и углубке за рейс при том или ином способе бурения, затратах времени на СПО и другие вспомогательные операции, которые связаны с глубиной скважины и применяемым буровым инструментом.

Стоимость технических средств направленного бурения и материалов, расходуемых на одну постанковку, можно определить по стоимости *амортизации* технических средств, требуемых для проведения искусственного искривления и стоимости материалов, например, для создания искусственного забоя.

Стоимость амортизации технических средств можно определить по зависимости:

$$A = \frac{C_о t_о}{R_о} + \frac{C_к t_к}{R_к} + \frac{C_р t_р}{R_р} + \frac{C_и t_и}{R_и}, \quad (5.44)$$

где $C_о$, $C_к$, $C_р$, $C_и$ – соответственно стоимость отклонителя, снаряда для проработки интервала искривления, ориентатора и породоразрушающего инструмента для реализации искусственного искривления, руб; $t_о$, $t_к$, $t_р$, $t_и$ – соответственно время работы вышеупомянутых технических средств и инструмента за цикл искривления, ч; $R_о$, $R_к$, $R_р$, $R_и$ – соответственно *ресурс* вышеуказанных технических средств и инструментов, ч.

Затраты времени на искривление для ОНД можно определить из соотношения:

$$t_о = \frac{\delta}{iv_б}. \quad (5.45)$$

Например, если за один цикл работы ОНД нужно набрать угол искривления ствола 3° с интенсивностью 1 град/м и со скоростью бурения 1 м/ч, то время работы ОНД составит 3 ч.

Затраты времени на проработку интервала искривления, ориентирование, спуск-подъем инструмента следует определять учитывая глубину скважины и применяемое оборудование.

Величину интенсивности искривления криволинейного участка дополнительного ствола следует принимать с учетом допустимых значений интенсивности по условию безаварийной работы буровой колонны.

Приведенные значения допустимой интенсивности искривления в 1,5–2 раза меньше тех, которые реализуются отклонителем, поскольку определяются после проработки интервала искусственного искривления.

Расчитанное значение f_i позволяет по табл. 5.3 определить значение угла ψ .

Для определения глубины забуривания дополнительного ствола рассчитывается проекция дополнительного ствола на ось основного ствола ($L_{\text{дпр}}$):

$$L_{\text{дпр}} = \frac{\psi}{i} \cos \frac{\psi}{2} + \frac{d \cos(\varphi' - \theta_1') - \frac{114,6}{i} \sin^2 \frac{\psi}{2} \cos \psi}{\sin \gamma}. \quad (5.46)$$

После определения $L_{\text{дпр}}$ определяется глубина забуривания дополнительного ствола:

$$L_{\text{заб}} = L_{\text{осн}} - L_{\text{дпр}} - d \sin(\varphi' - \theta_1'), \quad (5.47)$$

где $L_{\text{осн}}$ – длина основного ствола, м.

Пример 5.3. Определить глубину забуривания и параметры дополнительного ствола скважины при следующих условиях: зенитный угол скважины $\theta = 15^\circ$, угол падения рудного тела 60° , глубина скважины 700 м, параметры разведочной сети: $a = 50$ м, $b = 50$ м.

По формуле (5.41) определяем $d = \sqrt{50^2 + 50^2} = 71$ м. По формуле (5.40) рассчитываем

$$\cos(\varphi' - \theta_1') = \sqrt{\frac{50^2 + [71 \cos(60 - 15)]}{71}} = 0,99.$$

Для определения коэффициента f_i принимаем стоимость станко-смены $C_1 = 30\,000$ руб. Коэффициент K принимаем равным 1,5. Производительность за смену рассчитываем по формуле (5.43) принимая, продолжительность смены 8 ч, $v_6 = 5$ м/ч, длина рейсовой проходки 6 м, время на спуско-подъемные операции 3 ч, на вспомогательные операции 0,5 ч, наращивание колонны 0,5 ч.

$$\Pi = \frac{8(1 - 0,02)}{\left(\frac{1}{5} + \frac{3 + 0,5 + 0,5}{6}\right)} = 10 \text{ м.}$$

Таким образом, стоимость 1 м бурения составляет $30000/10 = 3000$ руб.

Основную стоимость технических средств направленного бурения определим по формуле (5.44), принимая интенсивностью искривления 0,5 град/ м, а угол набора кривизны отклонителем за одну постановку 3° , что при скорости бурения отклонителем 1 м/ч, потребует 3 часов бурения с набором кривизны, а общие затраты времени на искусственное искривление составят 5 ч. При выполнении работ по искривлению и проработке кривизны будет использован ресурс одного долота:

$$A = \frac{30000 \cdot 3}{200} + \frac{10000 \cdot 1}{50} + \frac{15000 \cdot 0,5}{200} + \frac{2000 \cdot 4}{4} = 2687,5 \text{ руб.}$$

$$f_1 = \frac{1,5 \cdot 3000 \cdot 71 \cdot 0,99}{\frac{5 \cdot 30000}{3} + 0,46 \frac{1,5 \cdot 2687,5}{0,5}} = 5,9.$$

Из табл. 5.3 определяем, что $\gamma = 16^\circ$.

Длина дополнительного ствола определится по формуле (5.38):

$$L_{\text{доп}} = \frac{16}{0,5} + \frac{71 \cdot 0,99 - \frac{114,6}{0,5} \sin^2 6}{\sin 16} = 238 \text{ м.}$$

Проекция дополнительного ствола на ось основного ствола определяется по формуле (5.46):

$$L_{\text{дпр}} = \frac{16}{0,5} \cos 8 + \frac{71 \cdot 0,99 - \frac{114,6}{0,5} \sin^2 6 \cos 6}{\sin 16} = 271 \text{ м.}$$

Глубина забуривания дополнительного ствола определяется по формуле (5.47):

$$L_{\text{заб}} = 700 - 271 - 71 \cdot 0,99 = 358,7 \text{ м.}$$

• *Контрольные вопросы и задания*

1. Назовите основные способы ориентирования отклонителей.
2. Назовите основные виды ориентаторов и принципы ориентирования отклонителя.
3. Что такое угол установки отклонителя? Каковы основные методики расчета угла установки отклонителя?
4. Назовите ориентаторы механического типа.
5. Что такое самоориентаторы? Их устройство и принцип работы.
6. Как устроены ориентаторы электро-механического типа? Принцип их работы.
7. Назовите ориентаторы гидро-механического типа. Их устройство и принцип работы.
8. Каковы причины погрешности ориентирования на поверхности и в скважине?
9. Какова суть методики расчета основных параметров искусственного искривления скважин?
10. Объясните сущность методики оценки точности искусственного искривления скважин.
11. Вписываемость буровых компоновок в искривленный ствол скважины.
12. Назовите допустимые значения кривизны ствола скважины по условиям прочности обсадных и бурильных труб.

13. Какие применяются технологии и материалы для постановки искусственных мостов в скважинах, предназначенные для забуривания дополнительных стволов при многоствольном бурении
14. Назовите способы и технологии забуривания дополнительных стволов.
15. Каковы основные принципы расчета траекторий проектируемых скважин?
16. Объясните сущность методики проектирования параметров дополнительных стволов при многоствольном бурении.
17. В чём особенности процесса забуривания дополнительного ствола скважины с искусственного забоя ОНД?
18. Каковы основные требования к ОНД для забуривания дополнительных стволов скважин с искусственного забоя?
19. Какие применяются технологии и материалы для создания искусственных мостов?
20. Каковы основные требования к породоразрушающим инструментам для забуривания дополнительных стволов скважин с искусственных забоев ОНД?

6. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

Для оценки экономической эффективности методов, технологий и технических средств направленного бурения нужно определить себестоимость метра скважины пробуренной с их использованием [22, 26].

Стоимость метра без учета затрат на направленное бурение и истирающие материалы и компоновки определяется из зависимости

$$C_{об} = \frac{C_{ст}}{T_c} \left(\frac{1}{v_b} + \frac{T_{спо}}{l_p} \right), \quad (6.1)$$

где $C_{ст}$ – стоимость одной станко-смены работы бурового агрегата без затрат на имеющиеся материалы и компоновки, руб; T_c – продолжительность смены, ч; v_b – механическая скорость бурения, м/ч; $T_{спо}$ – время СПО и других операций, кратных одному рейсу, ч; l_p – углубка за рейс, м.

Учитывая, что в общем виде $C_{об}$ можно определить из зависимости:

$$C_{об} = \frac{C_{ст}}{\Pi}, \quad (6.2)$$

где Π – производительность бурения за одну станко-смену, м, определим Π :

$$\Pi = \frac{T_c(1 - K_{то})}{\left(\frac{1}{v_b} + \frac{T_{спо} + T_{пн} + T_{вс}}{l_p} \right)}, \quad (6.3)$$

где $K_{то}$ – коэффициент, учитывающий затраты времени на техническое обслуживание бурового оборудования; $T_{пн}$ – время на перекрепление шпинделя (для станков со шпиндельным вращателем) и наращивание бурильной колонны, кратных одному рейсу, ч; $T_{вс}$ – время на вспомогательные операции и

специальные работы, связанные со спецификой применяемой технологии направленного бурения, кратных одному рейсу, ч.

Представим стоимость метра скважины с учетом затрат на направленное бурение, истирающие материалы и компоновки в следующем общем виде:

$$C_{\text{н}} = \frac{C_{\text{ст}} + C_0 \pm C_{\text{и}} + C_{\text{е}} + C_{\text{у}}}{\Pi - \Delta\Pi_0}, \quad (6.4)$$

где C_0 – затраты на постановку отклонителей, отнесенные к затратам на одну станко-смену, руб; $C_{\text{и}}$ – затраты на истираемые материалы и компоновки, отнесенные к затратам на одну станко-смену, руб; $C_{\text{в}}$ – затраты на разработку методики учета закономерностей естественного искривления, отнесенные к затратам на одну станко-смену, руб; $C_{\text{у}}$ – затраты на бурение интервалов увеличения или уменьшения длины стволов скважин, вследствие их заложения с упреждением по типовым кривым, отнесенные к затратам на одну станко-смену, руб; $\Delta\Pi_0$ – потери производительности, связанные с направленным бурением за одну станко-смену, м.

Затраты C_0 определим из зависимости:

$$C_0 = N_0(A_1 + A_2 + A_3 + A_4), \quad (6.5)$$

где N_0 – число постановок отклонителей, отнесенные к одной станко-смене; A_1, A_2, A_3, A_4 – затраты соответственно на цикл искусственного искривления при наборе кривизны по количеству станко-смен, на амортизацию технических средств и аварийные работы, вызванные резкими изменениями угловых параметров скважины, поломками самих отклонителей, руб.

Число необходимых постановок отклонителей определим с учетом следующих параметров:

$$N_0 = \frac{(i_{\text{е}} - i_{\text{д}})\Pi(1 - P_{\text{е}})}{\delta K_{\text{с}} K_{\text{т}}}, \quad (6.6)$$

где $i_{\text{е}}$ – интенсивность естественного искривления скважины, град/м; $i_{\text{д}}$ – допустимая интенсивность искривления, определяемая из возможного предельного отклонения забоя скважины, град/м; δ – угол набора кривизны за цикл искусственного искривления, град; $K_{\text{с}}$ – коэффициент снижения интенсивности естественного искривления при применении компоновки или технологии в сравнении с базовыми; $K_{\text{т}}$ – коэффициент точности искусственного искривления, доли единицы; $P_{\text{е}}$ – достоверность полученной типовой кривой, доли единицы.

Допустимая интенсивность искривления $i_{\text{д}}$ определяется исходя из области допустимых значений отклонений забоя скважины (рис.6.1) и как вариант может рассчитываться по следующей зависимости:

$$i_{\text{д}} = \frac{\text{arctg} \frac{A}{L_{\text{свб}}}}{L_{\text{свб}}}, \quad (6.7)$$

если расчет производится на всю глубину скважины $L_{\text{скв}}$ или по зависимости

$$i_d = \frac{\text{arctg} \frac{A}{L_1}}{L_1}, \quad (6.8)$$

если расчет производится для интервала глубины скважины L_1 .

Как следует из приведенных зависимостей (6.7 и 6.8) с уменьшением интервала глубины скважины допустимое значение i_d увеличивается, а значит, будет ниже число необходимых постановок отклонителя для выполнения геологического задания.

При расчете по формуле (6.6) следует принимать разность $(i_e - i_d) = 1$, если $i_d \geq i_e$.

Приведенная схема на рис. 6.1 и расчет (зависимости 6.6 и 6.7) соответствуют варианту бурения наклонной скважины в условиях естественного искривления. Другие варианты направленного бурения и расчет необходимого числа постановок отклонителей могут производиться иначе, например, без учета интенсивности естественного искривления. В этом случае число постановок отклонителя для бурения криволинейного интервала можно определить через соотношение:

$$N_o = \frac{\Sigma \delta}{l_p i}, \quad (6.9)$$

где $\Sigma \delta$ – угол набора кривизны при бурении интервала скважины, град; l_p – углубка с набором кривизны за один цикл искусственного искривления, м; i – интенсивность искривления отклонителем, град/м.

При определении затрат A_1 исходим из того, что одновременно с набором кривизны происходит и углубка скважины:

$$A_1 = \frac{C_{\text{ср}}}{T_c} \left(T_{\text{ц}} - \frac{l_{\text{ц}}}{v_6} \right), \quad (6.10)$$

где $T_{\text{ц}}$ – продолжительность цикла искусственного искривления, ч; $l_{\text{ц}}$ – углубка скважины за цикл искусственного искривления, м.

Стоимость амортизации специальных технических средств, требуемых при искусственном искривлении, выражается формулой:

$$A_2 = \frac{\Pi_o t_o}{R_o} + \frac{\Pi_k t_k}{R_k} + \frac{\Pi_p t_p}{R_p} + \frac{\Pi_{\text{н}} t_{\text{н}}}{R_{\text{н}}} + \frac{\Pi_{\text{и}} t_{\text{и}}}{R_{\text{и}}}, \quad (6.11)$$

где $\Pi_o, \Pi_k, \Pi_p, \Pi_{\text{к}}, \Pi_{\text{и}}$ – соответственно стоимость отклонителя, снаряда для проработки искривления, ориентатора, породоразрушающих инструментов для

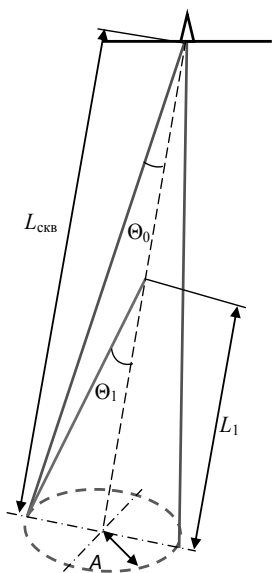


Рис. 6.1. Схема для расчета варианта допустимых отклонений забоя

реализации искусственного искривления и бурения без искривления интервала углубки за цикл, руб; t_o, t_k, t_p, t_n, t_n – соответственно время работы вышеуказанных технических средств и инструментов за цикл искривления, ч; R_o, R_k, R_p, R_n, R_n – соответственно ресурс вышеуказанных технических средств и инструментов, ч.

Составляющую затрат A_3 определим по формуле [12]:

$$A_3 = \frac{C_{ст} \cdot t_n \cdot k \cdot n_c \cdot N_o \cdot l_n}{T_c \cdot 100}, \quad (6.12)$$

где t_n – среднее время ликвидации обрыва, ч; k – коэффициент, показывающий рост числа обрывов на 100 м бурения с искусственным искривлением по сравнению с бурением без искривления; n_c – среднестатистическое число обрывов бурильных труб при бурении без искривления на 100 м.

Затраты на ликвидацию аварий с отклонителями можно рассчитать используя коэффициент безаварийности K_6 , полученный в работе [12]. Исходя из вероятности поломки отклонителя, затрат времени на ликвидацию аварии t_a получим [12]:

$$A_4 = \frac{C_{ст} \cdot N_o \cdot t_a (1 - K_6)}{T_c}. \quad (6.13)$$

Стоимость породоразрушающих инструментов и компоновок определим из соотношения стоимости и ресурса новых и базовых технических средств и инструментов отнесенные к производительности:

$$C_n = \Pi \left(\frac{\Pi_n^n}{L_n^n} - \frac{\Pi_n^6}{L_n^6} \right) + \left(\frac{\Pi_k^n}{L_k^n} - \frac{\Pi_k^6}{L_k^6} \right), \quad (6.14)$$

где $\Pi_n^n, \Pi_n^6, \Pi_k^n, \Pi_k^6$ – соответственно стоимость породоразрушающего инструмента и компоновки новых и базовых, руб; $L_n^n, L_n^6, L_k^n, L_k^6$ – соответственно ресурс породоразрушающего инструмента и компоновки новых и базовых, м.

Затраты на разработку методики учета закономерностей естественного искривления, отнесенные к одной станко-смене, получим из зависимости:

$$C_e = \frac{D_e \Pi}{S_e}, \quad (6.15)$$

где D_e – затраты на разработку методики по учету закономерностей естественного искривления и расчет «типовой» кривой, руб; S_e – объем бурения, выполненный при использовании, разработанной на соответствующие затраты, «типовой» кривой, м.

При заложении скважины с упреждением по «типовым» кривым, как правило, наблюдается удлинение стволов скважин против проектных значений. Затраты на бурение интервалов удлинения можно определить из формулы:

$$C_y = \frac{C_{ст} (L_\phi - L_{np})}{\Pi}, \quad (6.16)$$

где L_{ϕ} – фактический объем бурения решения геологической задачи, м;
 $L_{\text{пр}}$ – проектный объем бурения для решения геологической задачи, м.

Потери производительности $\Delta\Pi_o$, вследствие выполнения работ по направленному бурению, определяются из зависимости:

$$\Delta\Pi_o = N_o \left(\frac{T_{\text{и}} + T_{\text{н}}}{\frac{1}{v_6} + \frac{T_{\text{сно}} + T_{\text{пн}} + T_{\text{вс}}}{l_p}} - l_{\text{и}} \right), \quad (6.17)$$

где $T_{\text{и}}$ – время на проведение инклинометрии, ч.

С учетом зависимости (6.17) производительность буровых работ с применением каких-либо технологий направленного бурения можно определить из зависимости:

$$\Pi - \Delta\Pi_o = \frac{T_c(1 - K_{\text{то}}) - (T_{\text{и}} + T_{\text{н}})N_o}{\frac{1}{v_6} + \frac{T_{\text{сно}} + T_{\text{пн}} + T_{\text{вс}}}{l_p}} + l_{\text{и}}N_o, \quad (6.18)$$

Зависимости (6.5)–(6.18), при включении их в формулу (6.4) дают возможность рассчитать стоимость метра для любого способа бурения и с применением различных технологий и технических средств направленного бурения. Для оценки эффективности двух или более различных технологий, методов и технических средств направленного бурения необходимо провести расчеты по зависимости (6.4) для каждого из рассматриваемых случаев и наиболее эффективную технологию или техническое средство выявить по минимуму величины $C_{\text{н}}$.

Как следует из анализа зависимости (6.4), наполненной входящими параметрами, глубокий минимум значения $C_{\text{н}}$ возможен при выполнении следующих условий:

- бурение скважин по «типовым» кривым, полученных с максимально возможной достоверностью и с наибольшим распространением по объему бурения;
- использование для проходки скважин компоновок обладающих высокой стабилизирующей способностью при минимальной их стоимости и максимальном ресурсе, а также повышающих основные показатели бурения - механическую скорость и рейсовую проходку;
- использование для искусственного искривления недорогих технических средств и инструментов, способных реализовать кривизну ствола с высокими точностью, степенью надежности и в минимальные сроки;
- применение новых методов управления направлением и кривизной скважин непосредственно в процессе бурения, например, за счет ориентируемого направленного дополнительного породоразрушающего воздействия на забой и (или) стенку скважины.

Приведенные условия, для получения минимума C_n , являются интегральными, так как включают сумму разнообразных параметров и факторов, а в целом отражают все основные тенденции совершенствования технологий и технических средств направленного бурения и позволяют оценить их эффективность в стоимостном выражении.

Сравнительная оценка технологий и методов направленного бурения показывает, что экономически невыгодно для проведения скважин по заданным трассам применение только отклонителей. Тем более невыгодно, чем выше производительность буровых работ и интенсивность естественного искривления. В такой ситуации резко снижается эффективность современных высокоскоростных технологий бурения. В то же время наглядно проявляется экономичность технологических методов управления процессом естественного искривления скважин. Очевидно, что оптимальным будет решение, при котором активно используются методы снижения интенсивности и учет закономерностей естественного искривления при различных способах и технологиях бурения в сочетании с методами искусственной корректировки направления скважин. Причем первые призваны существенно или в основном снизить искривление скважин, а вторые гарантированно обеспечить подсечение залежей полезных ископаемых и других геологических структур в заданных точках, в том числе при бурении многоствольных скважин.

Экономию средств от применения многоствольного бурения можно определить как разность суммарных затрат на геологоразведочные буровые работы одноствольными скважинами $\Sigma C_{од}$ и многоствольными скважинами $\Sigma C_{м}$:

$$\Delta = \Sigma C_{од} - \Sigma C_{м} = Q_{од} C_{об} - (Q_{км} C_n + Q_n C_{оп}), \quad (6.19)$$

где $Q_{од}$ – объем буровых работ одноствольными скважинами, м; $Q_{км}$ – объем буровых работ при многоствольном бурении интервалов с набором кривизны (объем бурения криволинейных интервалов), м; Q_n – объем буровых работ при многоствольном бурении интервалов дополнительных стволов без набора кривизны (объем бурения прямолинейных интервалов), м; $C_{оп}$ – стоимость метра бурения прямолинейного интервала дополнительного ствола, руб.

Стоимости метра бурения с применением средств и технологий направленного бурения C_n и без применения технологий и средств направленного бурения $C_{об}$ могут рассчитываться по приведенной выше методике.

Пример 6.1. Рассчитать стоимость метра скважины, пробуренной в условиях естественного искривления с использованием технических средств направленного бурения.

По формуле (6.3) определим производительность за 8 часовую смену при средней механической скорости бурения 5 м/ч и рейсовой проходке 6 м.

$$\Pi = \frac{8(1-0,02)}{\left(\frac{1}{5} + \frac{3+0,5+0,5}{6}\right)} = 10 \text{ метров в смену.}$$

Для определения затрат на направленное бурение определим число необходимых постановок отклонителя за одну станко-смену при проводке скважины глубиной 700 м по заданной траектории по формуле (6.6).

С этой целью рассчитываем i_d при $A = 5$ м по формуле (6.7): $i_d = (\arctg 5/800)/800 = 0,0004$ град/м.

Интенсивность естественного искривления составляет 0,03 град/м. $K_c = 1$ (компоновки снижающие искривление не используются), а $K_T = 0,8$. Угол набора кривизны за одну постановку отклонителя $\delta = 3^\circ$, «типовая» кривая при проектировании скважин не используется, поэтому $P_c = 0$.

$N_0 = \frac{(0,03 - 0,0004)10}{3 \cdot 0,8} = 0,12$. При $i_c = 4$ град/100 м, $N_0 = 0,17$, а при $i_c = 5$ град/100 м, $N_0 = 0,21$.

Затраты на цикл искусственного искривления, в соответствии с формулой (6.10) будут равны: $A_1 = \frac{30000}{8} \left(5 - \frac{3}{5}\right) = 16500$ руб.

Стоимость амортизации специальных технических средств направленного бурения в соответствии с формулой (6.11) составит:

$$A_2 = \frac{20000 \cdot 3}{200} + \frac{5000 \cdot 1}{50} + \frac{5000 \cdot 1}{200} + \frac{2000 \cdot 4}{4} = 2425 \text{ руб.}$$

Составляющая затрат A_3 определим из формулы (6.12):

$$A_3 = \frac{30000 \cdot 8 \cdot 1,1 \cdot 0,3 \cdot 0,12 \cdot 3}{8 \cdot 100} = 36 \text{ руб.}$$

При $i_c = 4$ град/100 м, $N_0 = 0,17$, $A_3 = 51$ руб, а при $i_c = 5$ град/100 м, $N_0 = 0,21$, $A_3 = 63$ руб.

Затраты на ликвидацию аварий с отклонителями определим из формулы (6.13):

$$A_4 = \frac{30000 \cdot 0,12 \cdot 8(1-0,2)}{8} = 2880 \text{ рублей.}$$

При $i_c = 4$ град/100 м, $A_3 = 4080$ рублей, а при $i_c = 5$ град/100 м, $A_3 = 5400$ рублей.

Стоимость истирающих материалов не определяется, т.к. специальных буровых компоновок и инструментов не используется.

Потери производительности, вследствие работ по направленному бурению, в соответствии с формулой (6.17) будут равны:

$$\Delta\Pi_0 = 0,12 \left(\frac{5+1}{\frac{1}{5} + \frac{3+0,5+0,5}{6}} - 3 \right) = 0,47 \text{ м.}$$

При $i_c = 4$ град/100 м, $\Delta\Pi_0 = 0,67$ м, а при $i_c = 5$ град/100 м, $\Delta\Pi_0 = 0,82$ м.

Затраты на работы по искривлению по формуле (6.5) составят $C_0 = 0,12(16500+2425+36+2880)=2621$ руб.

При $i_e = 4$ град/ 100 м , $C_0 = 3713$ руб , а при $i_e = 5$ град/100 м , $C_0 = 4587$ руб.

Стоимость метра скважины, пробуренной с использованием технических средств искусственного искривления, при интенсивности естественного искривления 3 град/м, из формулы (6.4) будет равна:

$$C_n = \frac{30000 + 3621}{10 - 0,47} = 3423 \text{ руб.}$$

При $i_e = 4$ град/ 100 м , $C_n = 3613$ руб , а при $i_e = 5$ град/100 м , $C_n = 3768$ рубля, при стоимости 1 метра скважины, пробуренной без использования средств направленного бурения , $C_{об} = 30000/10 = 3000$ руб.

Таким образом, при повышении интенсивности естественного искривления стоимость метра бурения с применением технических средств направленного бурения существенно возрастает.

Пример 6.2. Рассчитать экономическую эффективность бурения скважины В с одним дополнительным стволом (рис. 6.2) взамен двух одноствольных скважин А и В. Условия расчета и параметры дополнительного ствола принять в соответствии с примером 5.3. В соответствии с этим расчетом длина криволинейного интервала дополнительного ствола равна 32 м, длина прямолинейного интервала дополнительного ствола равна 206 м. Угол набора кривизны при бурении криволинейного интервала составил 16°.

Длина скважины В без дополнительного ствола 700 м, а длина скважины А, с учетом угла падения рудного тела 60° и расстояния между скважинами 50 м, составит 614 м.

Для расчетов используем данные вышеприведенного примера определения стоимости метра скважины, пробуренной с применением средств направленного бурения.

Затраты на бурение скважин А и В без применения направленного бурения будут равны :

$$\Sigma C_{од} = (700+614) \cdot 3000 = 3942000 \text{ руб.}$$

Затраты на бурение одноствольных скважин в условиях естественного

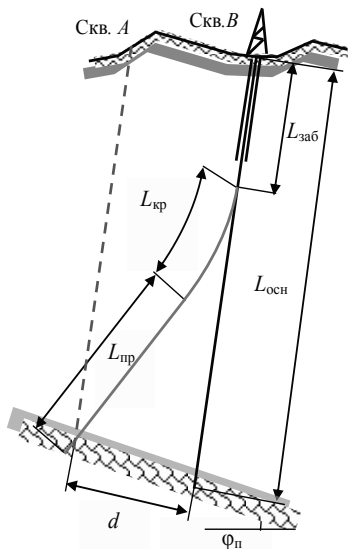


Рис. 6.2. Схема для расчета эффективности бурения скважины с дополнительным стволом

искривления с применением отклонителей возрастут и составят, например, при интенсивности естественного искривления 3 град/м $(700+614) \cdot 3423 = 4497822$ руб.

Стоимость бурения многоствольной скважины будет складываться из затрат на бурение прямолинейных интервалов в объеме $(700+206) = 906$ м и криволинейного интервал длиной 32 м с набором угла искривления на интервале бурения $\Psi = 16^\circ$.

Затраты на бурение прямолинейных интервалов будут равны: $906 \cdot 3000 = 2718000$ руб, а если используется искривление скважин отклонителями для корректировки направления при интенсивности естественного искривления 3 град/м, затраты на бурение возрастут до 3101238 руб.

Затраты на бурение криволинейного интервала определим по зависимости:

$$C_{кр} = \frac{\Psi}{\delta} C_{и} = \frac{16}{3} \cdot 21842 = 116489 \text{ руб,}$$

где Ψ – угол искривления на интервале бурения криволинейного интервала, градус; δ – угол искривления за одну постановку отклонителя, градус; $C_{и}$ – затраты на одну постановку, руб.

Экономическая эффективность при бурении скважин без влияния естественного искривления будет равна:

$$\Xi = 3442000 - 2718000 - 116489 = 607511 \text{ руб.}$$

Для бурения, осложненного естественным искривлением с умеренной интенсивностью 3 град/м, экономическая эффективность будет равна:

$$\Xi = 4497822 - 3101238 - 116489 = 1280095 \text{ руб.}$$

Из приведенного расчета следует, что даже при незначительном объеме буровых работ многоствольное бурение высокоэффективно. Эффективность многоствольного бурения существенно возрастает в случае проходки скважин в сложных и осложненных условиях, например, в условиях естественного искривления, т.к. со снижением общего объема буровых работ снижаются затраты на преодоление и ликвидацию осложнений при бурении.

• Контрольные вопросы и задания

1. Каков принцип расчета стоимости метра пробуренной скважины?
2. Каковы основные дополнительные статьи затрат на направленное бурение?
3. Каков принцип расчета экономической эффективности при многоствольном бурении?
4. Объясните методику расчета экономической эффективности от использования новых технологий и технических средств.
5. В чем состоят основные принципы расчета экономической эффективности от использования технологий и технических средств по снижению естественного искривления?

7. ОСНОВЫ КЕРНОМЕТРИИ

7.1. Общие сведения о кернометрии

Потребность в ориентировании образцов горных пород, полученных бурением, возникла с началом геологоразведочного бурения [34].

Впервые ориентированный керн был получен в середине XIX в. при бурении скважин большого диаметра на угольных месторождениях. При бурении скважин малого диаметра работы по отбору ориентированного керна выполнены в 1887 г. в Верхней Силезии. Керна отбирали с помощью ориентированного спуска бурового снаряда с резцом для нанесения царапины. В это же время для отбора ориентированного керна известно использование восковой печати и компаса.

В СССР методы кернометрии при проведении геологоразведочных работ стали использоваться с 1923 г. Применялись достаточно простые устройства, предложенные Г. Д. Бобыриным, А. Л. Воронкиным, И. А. Колмыковым, В. Д. Рязановым, Н. О. Якоби и др.

В это время большую роль в развитии основ кернометрии сыграли работы Н. О. Якоби.

В 1951 г. появились первые отечественные устройства для отбора и анализа ориентированного керна, созданные Н. А. Грибским, М. И. Казанцевым и А. С. Пеньковым. Этими специалистами были разработаны широко применявшиеся при разведке различных месторождений керноскоп К-5 и кернометр КР.

В 1962 г. в КазИМСе была организована лаборатория кернометрии под руководством М. И. Казанцева. В той лаборатории выполнен ряд известных и важных для развития кернометрии исследовательских и конструкторских работ Ф. А. Бобылевым, Э. Н. Шехтманом и др. В частности последние разработки этих специалистов связаны с созданием средств для получения сплошных ориентированных колонок керна по всей скважине, получаемых периодически в течение рейса.

Большую работу по разработке средств кернометрии и их использования в геологоразведке выполнили специалисты ПГО «Уралгеология» А. А. Бодрых, Г. Г. Анненков, К. М. Кичигин, Г. К. Кармальский и др. Наиболее широко при проведении геологоразведочных работ использовался разработанный уральцами керноскоп КО.

Развитию методов кернометрии способствовало создание в ПГО «Севкавгеология» Центральной опытно-методической партии кернометрии.

За рубежом в 60 г. прошлого века разработаны и используются в настоящее время устройства для непрерывного нанесения на боковую поверхность керна метки, положение которой фиксируется фотоинклинометрами.

Техническая идея получения ориентированного керна на всем интервале отбора керна привела специалистов к бесприборным способам ориентирования

керна. Этот метод часто используется в сочетании с отбором ориентированного керна керноскопами. В направлении работ по ориентированной увязке керна, получаемого на значительных интервалах бурения стволов скважин без использования специальных средств отбора единичных образцов, известны работы В. М. Сорокоумова, В. И. Ефремова, А. И. Хабарова и др.

Значительный вклад в разработку теоретических основ, техники и технологии кернометрии сделан в Свердловском горном институте, ныне Уральском гос. горном университете Л. Г. Шолоховым и О. В. Ошкординым.

Многолетний опыт, результаты исследований и разработки технических средств кернометрии обобщены и представлены в монографии А. С. Юшкова [34].

Вопросы кернометрии тесно связаны с методикой направленного бурения скважин, поскольку опираются на общую теоретическую базу о положении скважины в пространстве, используют общие принципы ориентирования, а в ряде случаев, одну и ту же или очень близкую по конструкции технику.

В представляемом разделе приведены сведения о способах отбора ориентированного керна, в основном, в сочетании с технологиями направленного бурения. Приведена информация о возможном максимальном использовании образцов керна и результатов работ по искривлению скважин для получения информации о геологическом строении разведываемого месторождения.

7.2. Технические средства и технологии отбора ориентированного керна

Ориентированный керн – керн с нанесенной на его торцевую или боковую поверхность меткой, положение которой зафиксировано относительно оси и апсидальной плоскости скважины.

Наличие метки в совокупности с информацией о значениях зенитного и азимутального углов скважины в интервале отбора ориентированного керна позволяет определить элементы залегания горных пород на глубине, с которой поднят керн.

В вертикальных скважинах для отбора ориентированного керна используют прямое ориентирование при спуске бурового снаряда со средством нанесения метки, когда единственно известным направлением, относительно которого может фиксироваться положение метки, считается направление на магнитный или географический полюс. В этом случае с помощью ориентирующего устройства определяют магнитный и географический азимут от центра керна на метку α_0 (рис. 7.1, а).

В наклонных скважинах (зенитный угол более 5°) применяют метод косвенной ориентации, при котором положение метки фиксируется относительно апсидальной плоскости скважины. В этом случае для определения элементов залегания горных пород определяется *апсидальный угол керноскопа* φ_k – угол, измеряемый по часовой стрелке, между двумя линиями:

- линией соединяющей центр керна с центром метки на торце керна;
- следом апсидальной плоскости скважины на торце керна (рис. 7.1, б).

Метки могут наноситься на торцовую часть керна следующим образом:

- под действием ударов специальным ударником или сверлением лунок на забое скважины (рис. 7.2, а);
- на боковую сторону керна царапанием резцом или обуриванием внутренними резцами коронки (рис. 7.2, б);
- выбуриванием части торца керна (рис. 7.2, в);
- получением отпечатка рельефа торца керна с помощью печати из пластичного материала (воск, пластилин и др.) или механического копира (рис. 7.2, г).

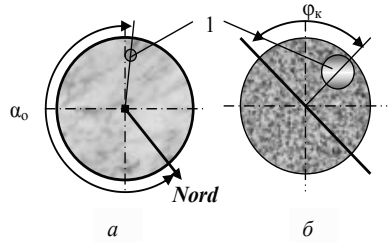


Рис. 7.1. Схемы измерения азимута (а) и апсидального угла керноскопа (б) ориентированных кернов, полученных в вертикальной (а) и наклонной (б) скважинах: 1 – метка на керне

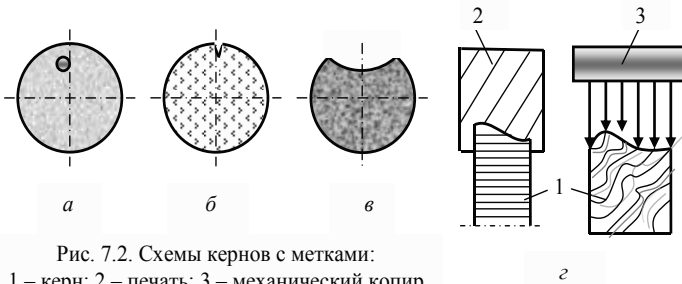


Рис. 7.2. Схемы кернов с метками:
1 – керн; 2 – печать; 3 – механический копир

Для получения ориентированного керна используют специальные устройства – *керноскопы* и *керноориентаторы*. Могут использоваться для отбора ориентированного керна клиновые отклонители, отклонители непрерывного действия, шарнирные компоновки.

Керноскопы для получения ориентированного керна состоят из двух основных узлов:

- узла для нанесения метки на керн (маркирующий узел);
- узла ориентирования керна, с помощью которого фиксируют пространственное положение метки.

Керноспоты для нанесения ориентированных лунок на забой скважины сверлением включают одно или несколько сверл, расположенных эксцентрично относительно оси керноскопа и ориентирующее устройство, нулевая отметка которого связана с положением сверл.

Нанесение метки сверлением забоя осуществляется такими известными керноскопами как К-5, «Алтай-57», КО, КС-1, КС-2 [34].

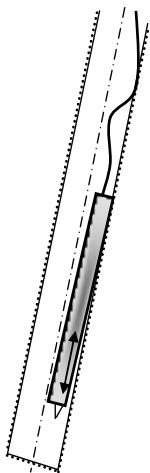


Рис.7.3. Схема нанесения меток на забое ударами

Керноскопом К-5, на предварительно выровненном и очищенном забое, выполняется сверление двух лунок: первой в центре забоя, второй, у его края. Привод сверл механический от предварительно заведенных пружин, который включается при постановке керноскопа на забой при упругом перемещении сверл вверх и отключении стопора пружинного механизма.

При подъеме керноскопа упруго поджатые пружинами сверла возвращаются в исходное положение, а отвес апсидоскопа механически фиксируется стопором, отмечая положение апсидальной плоскости относительно положения сверл керноскопа.

Нанесение метки ударом или серией ударов используется в конструкциях нескольких керноскопов.

В наклонных скважинах выполнить ориентированную метку можно без керноскопа. С этой целью в скважину на тросике опускают заостренный металлический стержень. Стержень под действием веса располагается со стороны лежащей стенки скважины. Приподнимая над забоем и сбрасывая стержень, создают метку, которая после выбурирования керна служит в качестве средства определения параметров пространственной ориентации структурных элементов горной породы (рис.7.3).

Нанесение метки царапанием боковой поверхности керна осуществляется разработанными в опытно-методической партии новой техники ПГО «Иркутскгеология» керноскопами КС и КШ (рис. 7.4) [22, 26].

Керноскоп КС представляет собой съемную керноприемную трубу для комплексов ССК или КССК и включает колонковую трубу 1, корпус кернорвателя 2 с кернорвательным кольцом 3 и детали подшипникового узла 4 и 5. Дополнительно керноприемник оборудован жидкостным апсидоскопом 6 – ориентатором отбираемого керна, резцом 7 для нанесения метки на боковую поверхность керна и направляющей керна вставкой 8. Апсидоскоп 6 представляет собой герметичную емкость объемом 100 мл, внутри которого размещен полированный металлический стержень. Внутрь апсидоскопа перед спуском керноскопа в скважинку заливается раствор медного купороса.

Керноскоп КШ выполнен на базе двойной колонковой трубы и включает коронку 1, подшипниковый узел 2, узел шарикового апсидоскопа 3, в котором основными элементами являются свинцовая печать 4 и шарик 5. Узел нанесения метки включает кернорвательное кольцо 6, резец для нанесения метки 7 и вставку 8, которая выполняет роль направляющей для керна.

Керноскоп КС может применяться только в наклонных скважинах и работает следующим образом.

Снарядом ССК или КССК, в котором отсутствует кернорвательное кольцо, выбурируется kern ограниченной длины (10–20 см). После этого керноприемная труба извлекается на поверхность, а на ее место спускается

подготовленный для работы керноскоп КС. Керноскоп при посадке на выбуренный керн резцом 7 наносит метку на боковую поверхность керна. После этого керноскоп оставляют в покое на 25–30 мин для того, чтобы образовался след залитой в емкость апсидоскопа 6 жидкости на поверхности стержня апсидоскопа 6. След образуется вследствие осаждения на поверхность стержня апсидоскопа 6 меди из раствора медного купороса – Cu_2SO_4 .

В наклонной скважине след поверхности жидкости на поверхности стержня апсидоскопа образует овал, через большую ось которого проходит апсидальная плоскость (рис. 3.1, 3.2).

На схеме (рис. 7.5) определены основные параметры ориентированного керна, полученного керноскопом КС. Из схемы следует, что поскольку угол между направлением на север и апсидальной плоскостью – азимутальный угол скважины, то, полученная на керне метка с привязкой к апсидальной плоскости, дает возможность определить необходимые элементы залегания слоев породы, ориентировку элементов структуры и текстуры, трещин и т. д. по имеющимся значениям азимутального и зенитного углов.

Керноскоп КШ может применяться только в наклонных скважинах и работает следующим образом.

Предварительно стандартным колонковым набором без кернорвательного кольца на забое скважины выбурируется керн. После извлечения колонкового набора из скважины в неё спускается керноскоп КШ. В момент посадки на выбуренный керн резец 7 наносит метку на боковую поверхность керна. В то же время кернопримная труба, подпружиненная относительно корпуса, при посадке на керн приподнимается, и соориентированный под действием собственного веса относительно апсидальной плоскости шарик 5, соприкасаясь

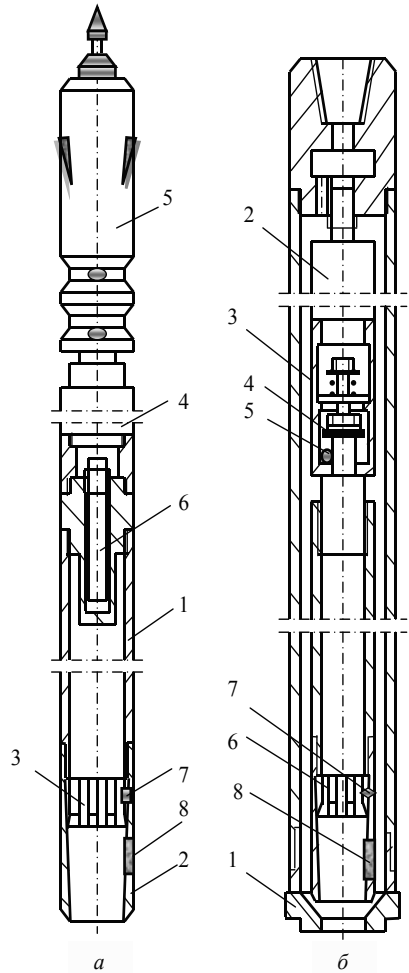


Рис. 7. 4. Керноскопы КС (а) и КШ (б) ОМПНТ ПГО «Иркутскгеология»

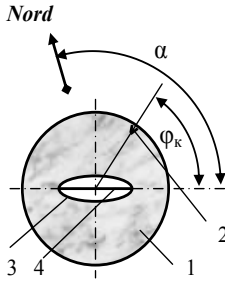


Рис. 7.5. Схема для определения апсидального угла керноскопа φ_k и его соотношение с азимутальным углом α :
 1 – керн; 2 – метка;
 3 – проекция следа уровня жидкости на стержне апсидоскопа на торцевую поверхность керна;
 4 – направление апсидальной плоскости

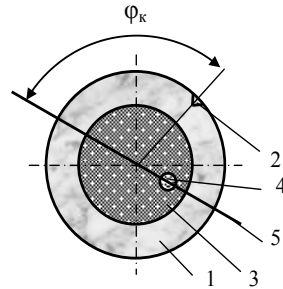


Рис. 7.6. Схема для определения апсидального угла керноскопа φ_k при использовании керноскопа КШ

со свинцовой печатью 4, оставляет отпечаток. Таким образом, фиксируется положение апсидальной плоскости (см. рис.7.6), поскольку в данном случае апсидальная плоскость определяется как вертикальная плоскость, проходящая через центр отпечатка шарика 5 на свинцовой печати 4 и центр печати 4.

В результате появляется возможность определения угла керноскопа φ_k и установления связи этого параметра, а также зенитного и азимутального углов с элементами залегания горных пород.

Для получения ориентированного керна зарубежные компании предлагают ряд современных керноскопов. Рассмотрим некоторые из них.

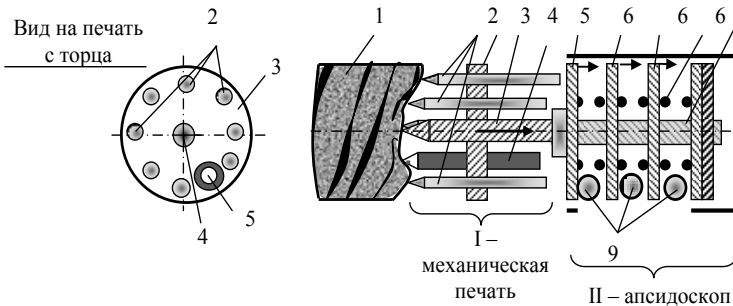


Рис. 7.7. Схема керноскопа *Ezy-Mark*: 1 – керн; 2 – копиры-стержни механической печати; 3 – диск печати; 4 – стержень; 5 – карандаш для нанесения метки; 6 – диски; 7 – пружина; 8 – шарики апсидоскопа

Керноскоп *Ezy-Mark* компании *2iC* (Австралия) разработан для использования в комплексах ССК и представляет (рис. 7.7) систему, оснащенную механической печатью (узел I на рис. 7.7) в виде набора металлических стержней 2 и апсидоскопа (узел II на рис. 7.7).

Механическая печать устроена следующим образом. Копиры-стержени 2 способны продольно перемещаться и фиксироваться в отверстиях диска 4, копируя, таким образом, рельеф поверхности торца керна 1. В состав механической печати входит так же цветной карандаш 5, который оставляет цветную метку на поверхности керна 1, что способствует более точному определению положения керна 1, особенно в том случае, если плоскость скола керна 1 не является ярко характерной, например, плоской.

В керноскопе *Ezy-Mark* апсидоскоп выполнен в виде трех шариков 9, располагаемых между дисками 6. Шарик 6 свободно перемещаются, занимая положение в апсидальной плоскости скважины. Это положение шариков 6 в момент отбора ориентированного керна фиксируется путем сжатия пружины 7, дисков 6 и их закрепления в сжатом состоянии специальным фиксатором (на схеме не показан). Положение шариков 6 определяют через отверстие в корпусе керноскопа.

Керноскоп *Ezy-Mark* работает следующим образом.

Керноскоп на керноприемнике спускают в скважину через бурильную колонну, которая находится в подвешенной состоянии на расстоянии 0,5 м над забоем. Положение керноскопа перед получением метки на керне показано на рис. 7.8.

После фиксации керноскопа внутри снаряда, колонну опускают до контакта керноскопа с керном 1. Механическая печать упирается в керн 1 своими копирами-стержнями 2, которые перемещаясь фиксируют профиль торца керна 1. Карандаш 5 оставляет метку на поверхности керна 1. При дальнейшем плотном контакте керна 1 и механической печати, через стержень 4 продольное усилие передается на диски 6 апсидоскопа, которые перемещаясь фиксируют положение шариков 9,

определяя таким образом положение апсидальной плоскости скважины и керна 1.

После получения профиля керна 1 механической печатью и фиксации шариков 6 керноскоп *Ezy-Mark* лебедкой ССК поднимают на поверхность и спускают обычную керноприемную трубу, с помощью которой срывают и поднимают на поверхность керн 1.

После подъема керна определяют параметры керноскопа – положение апсидальной плоскости и метки, угол керноскопа. С этой целью керн и керноскоп помещают в специальную трубу 4 (рис. 7.9), в которой совмещают

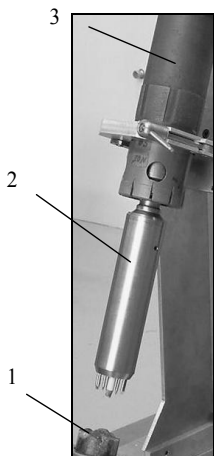


Рис.7.8. Керноскоп *Ezy-Mark* в колонковом наборе над забоем скважины: 1 – керн; 2 – керноскоп; 3 – колонковая труба

механическую печать 2 и керн 1. Через отверстие в корпусе керноскопа и в специальной трубе определяют положение апсидальной плоскости по трем шарикам 3, которые должны быть зафиксированы строго в ряд. Полученные параметры позволяют определить элементы залегания горных пород.



Рис. 7.9. Керноскоп *Ezy-Mark* в момент определения параметров керноскопа:

- 1 – керн; 2 – механическая печать;
- 3 – шариковый апсидоскоп; 4 – корпус для фиксации керна и керноскопа при определении параметров после подъема керна из скважины

ориентированного керна компании *ACT Training Guide* (Австралия). Керноскоп данной компании под маркой *Reflex* выполнен в электронном исполнении в виде небольшого, не более 40 см длиной, узла, устанавливаемого в съемный керноприемник ССК над керноприемной трубой. Перед установкой керноскопа настраивается электронный узел, что позволяет после подъема керна в керноприемной трубе определить положение апсидальной плоскости и провести измерения параметров залегания горных пород вращением керноскопа вокруг собственной оси с целью поиска определенного значка на дисплее,



Рис. 7.10. Механическая печать керноскопа *Verti-ori*

узла, устанавливаемого в съемный керноприемник ССК над керноприемной трубой. Перед установкой керноскопа настраивается электронный узел, что позволяет после подъема керна в керноприемной трубе определить положение апсидальной плоскости и провести измерения параметров залегания горных пород вращением керноскопа вокруг собственной оси с целью поиска определенного значка на дисплее, узывающего на зафиксированное в скважине положение апсидальной плоскости.

Среди современных керноскопов нашел применение снаряд *Fordia*, созданный в Канаде. Керноскоп имеет апсидоскоп конструкции очень похожей на апсидоскоп *Ezy-Mark* (рис. 7.7). В то же время керноскоп *Fordia* не имеет механической печати или иного устройства для нанесения метки на керн. Керноскоп размещается в керноприемный узел ССК непосредственно над керноприемной трубой. При заполнении керноприемной трубы керн оказывает давление на подпружиненный осевой стержень, который перемещаясь фиксирует положение шариков апсидоскопа в апсидальной плоскости. Фиксация шариков апсидоскопа сопровождается повышением давления промывочной жидкости, что служит сигналом о прекращении бурения и необходимости срыва керна. После срыва керна

Компания *2iC* (Австралия) предлагает так же другой керноскоп под маркой *Verti-ori*. Данный керноскоп так же имеет механическую печать для определения положения керна аналогичной конструкции печати керноскопа *Ezy-Mark* (рис. 7.10), но используется несколько иная компоновка узлов. Данный керноскоп имеет близкие характеристики с выше рассмотренным керноскопом.

Наиболее инновационной разработкой в области керноскопов является аппаратура для отбора

ориентированного керна компании *ACT Training Guide* (Австралия). Керноскоп данной компании под маркой *Reflex* выполнен в электронном исполнении в виде небольшого, не более 40 см длиной, узла, устанавливаемого в съемный керноприемник ССК над керноприемной трубой. Перед установкой керноскопа настраивается электронный узел, что позволяет после подъема керна в керноприемной трубе определить положение апсидальной плоскости и провести измерения параметров залегания горных пород вращением керноскопа вокруг собственной оси с целью поиска определенного значка на дисплее, узывающего на зафиксированное в скважине положение апсидальной плоскости.

Среди современных керноскопов нашел применение снаряд *Fordia*, созданный в Канаде. Керноскоп имеет апсидоскоп конструкции очень похожей на апсидоскоп *Ezy-Mark* (рис. 7.7). В то же время керноскоп *Fordia* не имеет механической печати или иного устройства для нанесения метки на керн. Керноскоп размещается в керноприемный узел ССК непосредственно над керноприемной трубой. При заполнении

керноприемный снаряд поднимают на поверхность и на зафиксированном керне делают метку апсидальной плоскости, которая совпадает с положением линии шариков в керноскопе.

При бурении горизонтальных скважин ориентированный керн можно получить нанесением метки на боковую поверхность керна резцами буровой коронки под действием силы тяжести опирающегося на керн бурового набора (рис. 7.11).

С этой целью снаряд следует немного оторвать от забоя и повернуть (выполнять следует без кернорвательного кольца). На керне останется след внутренних резцов коронки, который позволяет найти положение апсидальной плоскости и при известных значениях азимутального и зенитного углов определить элементы залегания горных пород. Метка от резцов на поверхности керна будет несколько смещена в направлении обратном направлению вращения коронки и займет достаточно широкий диапазон угла ξ (рис. 7.7), что следует учитывать при обработке полученных данных.

Ориентированный керн может быть получен при производстве работ по искусственному искривлению скважины клиновым отклонителем, поскольку в этом случае на керне сохраняется след стенки ствола, из которого выполнено искривление, в виде желоба. Поскольку отклонитель ориентируется в скважине относительно апсидальной плоскости, а положение апсидальной плоскости четко определяется азимутом скважины, возникает возможность определения элементов залегания горных пород по керну, полученному в интервале искусственного искривления скважины.

На рис. 7.12, *а* представлен керн, полученный при искривлении скважины отклонителем СНБ-КО-76/59. На торце керна стрелкой показано направление искривления скважины отклонителем. При известных углах: установки отклонителя ω_0 , азимутальном – α и зенитном – θ , можно точно определить элементы залегания горных пород по

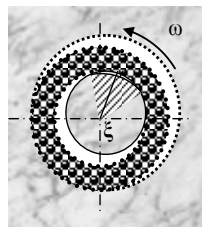


Рис.7. 11. Схема нанесения метки на керн резцами коронки (вид с торца) в горизонтальной скважине

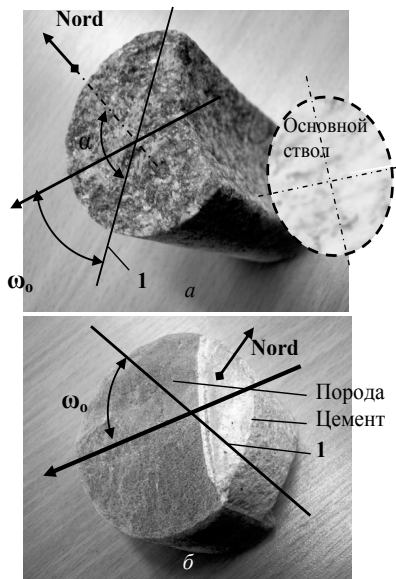


Рис. 7. 12. Керны, полученные в интервале искусственного искривления: *а* – отклонителем СНБ-КО-76/59; *б* – забуривания дополнительного ствола с искусственным забоем

такому керну. Например, если угол установки отклонителя ω_0 позволяет определить положение апсидальной плоскости 1 (угол установки отклонителя при ориентировании отсчитывается от апсидальной плоскости), то известные значения азимутального и зенитного углов, полученные средствами инклинометрии, позволяют соориентировать керн по азимуту, зениту и замерить угол падения и угол простирания слоев горных пород.

Подобная задача может быть решена и с помощью керна, полученного в интервале забуривания дополнительного ствола с цементного забоя, представленного на рис.7.12, б, где обозначения аналогичны выполненным на рис.7.12, а.

В ряде случаев можно получить керн, имеющий поперечное сечение в виде полумесяца и в интервале работы ОНД. Такой керн также можно использовать для определения элементов залегания горных пород.

Для отбора ориентированного керна в пробуренной скважине можно использовать специальный клиновидный отклонитель, который применяется в соответствии с технологией постановки клиньев для повторного перебурирования рудных тел, например, типа КПП, ЛП и др. (рис. 4.43) [34].

Отклонитель (рис. 7.12) состоит из корпуса 1, связанного с распорным узлом 2. Корпус 1 соединен с распорным узлом 2 шпонкой 3 и заклепкой 4. В корпусе 1 размещены отклоняющая накладка 5 и отбурник, включающий коронку 6, кернорватель 7, колонковую трубу 8 и шарнирное соединение 9. Над шарнирным соединением под переходником 10 корпуса 1 расположен подшипниковый узел 11. Переходник 10 имеет конусную выточку 12. Отбурник соединен с колонной бурильных труб 13. На ниппеле размещена конусная гайка 14. В распорном узле 2 и корпусе 1 эксцентрично размещен груз 15. Через переходник 16 устройство соединяется с колонной бурильных труб 17, которые служат для опирания устройства на забой при отборе ориентированного керна.

Перед использованием устройства подбирают длину колонны 17 таким образом, чтобы при установке на забой скважины отбурник находился на нужной, для изучения геологического разреза месторождения, глубине. Опускают в скважину отбурник на колонне бурильных труб 13. Во время спуска и расхаживания снаряда отклонитель, свободно подвешенный на подшипнике 11, в наклонной скважине поворачивается и ориентирует отбурник отклонителя в сторону

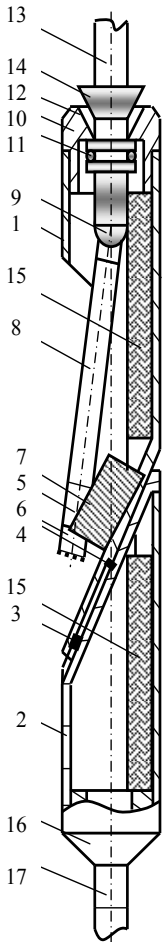


Рис. 7.13.

Самоориентирующийся отклонитель для отбора ориентированного керна из стенки скважины

выполаживания скважины. После спуска до забоя опускают колонну до упора конусной гайки 14 в конусную выточку 12. Усилием гидравлической системы бурового станка срезают заклепку 4, корпус 1 смещается относительно распорного узла 2, расклинаясь в скважине. Осевая нагрузка, передаваемая через гайку 15, обеспечивает надежное закрепление снаряда в скважине. При вращении труба 13 вывинчивается из гайки 15 и отбурник отсоединяется от корпуса. Глубина бурения скважины определяется размерами отбурника, его перекосом относительно оси устройства и необходимыми размерами керна. После отбуривания керна производят его отрыв и подъем всего устройства из скважины.

Полученный при использовании отклонителя (рис. 7.12) ориентированный керн будет в верхней части иметь желоб – след выбуренной части стенки скважины, что позволяет сопоставить его с керном, который поднят ранее с данного интервала основного ствола скважины и, таким образом, уточнить элементы залегания горных пород.

7.3. Определение элементов залегания горных пород по ориентированному керну

По полученному ориентированному керну и имеющимся значениям зенитного θ и азимутального α углов определяют угол падения β_n и азимут простираения α_n горных пород (рис. 7.14).

Определение элементов залегания горных пород после извлечения ориентированного керна из скважины и определения после подъема керна апсидального угла керноскопа производится с использованием *кернометров* и *гонометров*. Известны различные конструкции таких приборов (КР, ПТ и др.) [34].

В своей основе это средства обеспечивающие фиксацию ориентированного керна в устройстве, возможность его вращения в трех направлениях с последующей фиксацией заданных угловых параметров:

- вокруг собственной оси – при фиксации положения апсидальной плоскости;
- в вертикальной плоскости для установки керна под заданным зенитным углом;
- по направлениям стран света для установки заданного азимутального угла.

После установки всех угловых параметров – φ_k , θ и α , относящихся к ориентированному керну, его фиксируют окончательно и определяют с помощью горного компаса углы падения и простираения имеющихся на керне слоев горных пород или рудной залежи.

На рис. 7.14 дана схема, поясняющая принцип фиксирования ориентированного керна в кернометре для определения элементов залегания горных пород. Работы проводят в следующей последовательности.

1. По метке на керне и зафиксированному при извлечении из керноскопа апсидальному углу керноскопа φ_k определяют положение апсидальной плоскости.

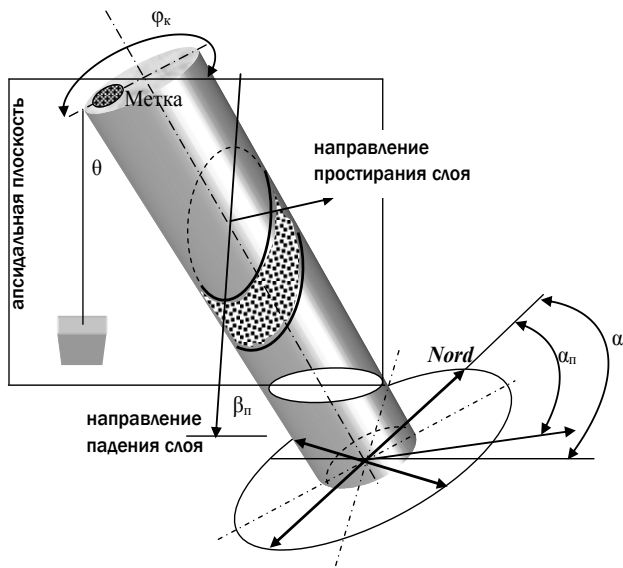


Рис. 7.14. Схема ориентирования керна по метке и определение элементов залегания горных пород по ориентированному керну

2. По известному значению азимутального угла α устанавливают керн, ориентируя его по азимуту, отсчитывая азимутальный угол от северного направления по часовой стрелке до апсидальной плоскости.

3. По известному значению зенитного угла θ фиксируют наклон керна относительно вертикали.

4. Зафиксированный в этом положении керн оказывается в положении, которое он занимал в массиве горных пород до выбуривания и извлечения на поверхность.

5. Определяют плоскость ската слоев горных пород, видимых на керне, и определяют угол падения слоя β_n горной породы или рудной залежи как угол между линией ската и горизонталью.

6. Определяют направление простираия слоя горной породы – направление перпендикулярное линии ската и измеряют азимут простираия α_n слоя горной породы как угол между северным направлением и направлением простираия слоя горной породы.

1. Контрольные вопросы и задания

2. Дайте определение кернометрии.

3. Каково основное назначение ориентированного керна?

4. Каковы основные принципы отбора ориентированного керна?

5. Каково назначение апсидоскопа? Назовите виды апсидоскопов.
6. Какие известны средства и способы нанесения меток на керн?
7. Назовите технические средства для отбора ориентированного керна.
8. Дайте определение параметров залегания горных пород по ориентированному керну.
9. Дайте определение параметров залегания горных пород по керну, полученному в интервале искусственного искривления скважин.

8. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

8.1. Технология бестраншейного строительства подземных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения

Технологии горизонтального направленного бурения предназначены для прокладки коммуникаций бестраншейным способом. Это прежде всего прокладка и ремонт трубопроводов, прокладка электрокабелей, средств теле- и радиосвязи и др.

Данные технологии отличаются экономичностью, оперативностью и в большей степени отвечают требованиям экологии, чем траншейная прокладка коммуникаций, а также отличаются возможностью выполнения работ в местах, где традиционные методы не применимы или затруднены. Это водные преграды, автотрассы, железнодорожные пути, аэродромы, здания и сооружения, прокладка коммуникаций в городских условиях. При этом важно то, что на всех этих объектах не требуется приостанавливать деятельность или транспортные потоки в период работ по прокладке коммуникаций, что, безусловно, выгодно экономически.

Работы по технологии горизонтального направленного бурения начинаются с бурения пилот-скважины (рис. 8.1, I этап).

Направленное бурение пилот-скважины – особо ответственный этап работ, поскольку именно пилот-скважина задает трассу будущего подземного сооружения.

Бурение пилот-скважины осуществляется при помощи специального породоразрушающего инструмента – буровой головки 1 (рис. 8.2, б) с встроенным излучателем и скосом в торце съемной лопатки (рис. 8.2, а). Бурение производится по заранее рассчитанной траектории или с поверхности Земли, или из предварительно выполненного углубления. Контроль над соблюдением расчетной трассы осуществляется с помощью компьютера.

Буровая головка 1 соединяется посредством полого корпуса с гибкой приводной штангой 2, что позволяет управлять процессом горизонтального бурения пилот-скважины и обходить выявленные препятствия в любом направлении в пределах естественного изгиба протягиваемой рабочей нити. Буровая головка 1 имеет отверстия для подачи бурового глинистого раствора.

Контроль над местом и положением буровой головки в скважине осуществляется с помощью приемного устройства локатора (система *Digi Trak*), который принимает и обрабатывает сигналы встроенного в корпус буровой

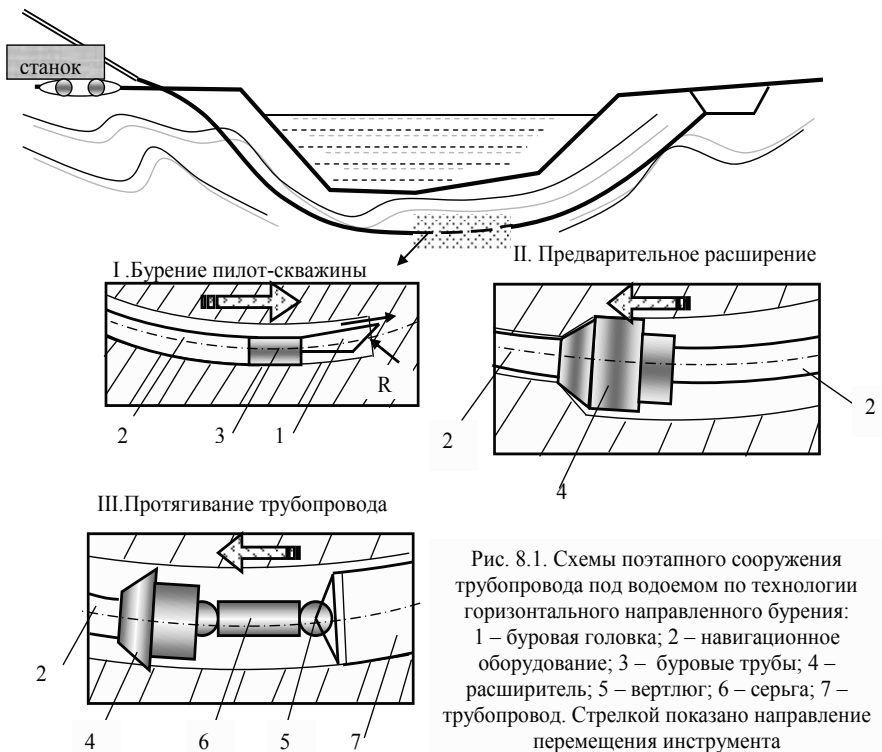


Рис. 8.1. Схемы поэтапного сооружения трубопровода под водоемом по технологии горизонтального направленного бурения: 1 – буровая головка; 2 – навигационное оборудование; 3 – буровые трубы; 4 – расширитель; 5 – вертлюг; 6 – серьга; 7 – трубопровод. Стрелкой показано направление перемещения инструмента

головки 1 передатчика 3. Предельная глубина, позволяющая контролировать положение головки, составляет 10–12 м.

На мониторе локатора отображается визуальная информация о месте и положении, угле, азимуте плоскости скоса буровой головки 1. Информация о положении буровой головки отображается на дисплее оператора буровой установки. Эти данные являются определяющими для контроля соответствия траектории строящегося трубопровода проектной. При отклонении буровой головки 1 от проектной траектории оператор останавливает вращение буровых штанг 2 и устанавливает скос буровой головки 1 в нужном положении с целью корректировки траектории бурения. Затем осуществляется задавливание буровых штанг 2 без вращения, буровая головка 1, ориентированная в скосом лопатки в нужном направлении, надвигается на забой, что обеспечивает её отклонение в направлении противоположном скосу под действием реакции R (см. рис. 4.29 и рис. 8.1, I этап). Ориентирование головки 1 производится проворачиванием колонны труб. Контроль положения осуществляется через локатор. Направленное бурение пилот-скважины завершается выходом буровой головки 1 в заданной проектом точке. Угол наклона буровой головки 1 в некоторых конструкциях может изменяться дистанционно, что позволяет

управлять кривизной ствола скважины без извлечения колонны и замены буровой головки, имеющей иной угол скоса торца (рис. 8.2, а, б).

Предварительное расширение скважины (рис. 8.1, II этап) осуществляют после завершения бурения пилот-скважины. При этом буровая головка 1 отсоединяется от буровых штанг 2 и вместо нее присоединяется расширитель 4 (рис. 8.2, в) обратного действия. Приложением тягового усилия с одновременным вращением расширитель 4 протягивается через скважину в направлении буровой установки, расширяя пилот-скважину до необходимого для протаскивания трубопровода диаметра. Для обеспечения беспрепятственного протягивания трубопровода через расширенную скважину её диаметр должен на 25–30 % превышать диаметр трубопровода.

На противоположной от буровой установки стороне скважины располагается готовая плеть трубопровода. Перед выполнением III этапа выполнения работ (рис. 8.1) к переднему концу серьги 5 крепится оголовок с воспринимающим тяговое усилие вертлюгом 6 и расширителем 4. Вертлюг 6 вращается с буровой колонной 2 и расширителем 4, и в тоже время, не передает вращательное движение на трубопровод 7.



Рис. 8.2. Инструмент для горизонтального бурения фирмы *Tracto Technik*: а – съемные направляющие лопатки; б – буровая головка с лопаткой; в – расширитель

Для успешного протягивания трубопровода на его поверхности через 15–20 метров устанавливают роликовые опоры.

Таким образом, буровая установка затягивает в скважину плеть протягиваемого трубопровода 7 по проектной траектории.

Важнейшим фактором эффективного применения технологии горизонтального направленного бурения является использование на всех этапах производства работ высококачественных буровых растворов.

Угол забуривания ствола для прокладки коммуникаций может быть самым различным. Если бурение ведут из углубления или, например, в откос дороги, то этот угол может быть незначительным. Если бурение производится с горизонтальной площадки, то угол может быть 25–90° и во многом определяется возможностями конкретного бурового станка.

Основные производители техники для горизонтального бурения фирмы *Vermeer*, *Ditch Witch*, *Robbins*, *Flexi Drill*, *Straightline* и др. (США), *Tracto Technik* (Германия).

Станки фирмы *Vermeer*:

- *PL 8000* – силовой агрегат на автомобиле, станок устанавливается в котлован, бурит пилот-скважину диаметром 51 мм, с расширением до 300 мм, предельная длина скважины 95 м;

- *Navigator D 24x 40A* – пилот-скважина диаметром 89 мм, расширение до 600 мм, длина скважины 320 м, радиус изгиба бурильных труб не менее 33 м, диаметр труб 60 мм, длина 3,0 м;

- *Navigator D 50x 100A* – пилот-скважина диаметром 114 мм, расширение до 1000 мм, длина скважины до 600 м, радиус кривизны труб – 51 м, диаметр труб 73 мм, длина труб 4,6 м.

В арсенале компании имеются и еще более мощный станок *Navigator D100x120* с тягловым усилием более 45 т, который позволяет прокладывать нефте- и газопроводы.

Станки фирмы *Tracto Technik - Grundodrill 10X, 20S* отличаются тем, что оснащены машинами ударного действия, что позволяет наряду с осевым усилием обеспечивать ударное воздействие на породу и прокладывать коммуникации через отвалы и грунты, насыщенные валунами.

Десяти тонный станок *Grundodrill 20S* на гусеничном ходу способен проложить коммуникации в стволе диаметром 750 мм с радиусом изгиба 75 мм длиной 800 м.

Станки компании *Flexi Drill* очень мобильны, так как устанавливаются вместо ковша экскаватора. Стрела экскаватора может направить и забурить ствол практически под любым углом на удалении несколько метров от транспортной базы.

В России выполнены значительные работы по горизонтальному направленному бурению при переходах через реки Тобол, Обь и Иртыш (прокладка электро- и оптоволоконных кабелей).

Станком фирмы *Robbins Compact HDD* произведена прокладка коммуникаций длиной 1688 м в стволе диаметром 406 мм под дном реки Янцзы у города Нанкин (Китай) за 15 дней.

Эти примеры показывают значительные и все более возрастающие возможности горизонтального направленного бурения с целью прокладки коммуникаций.

В то же время все приведенные примеры и оборудование предназначено для работ в грунтах, т. е. горных породах мягких и достаточно легко деформируемых и разрушаемых.

Разработка технологий и техники для прокладки коммуникаций в твердых породах может базироваться на технологиях направленного бурения скважин, буримых с целью разведки или эксплуатации месторождений.

Для реализации горизонтального направленного бурения в твердых породах могут быть перспективны забойные гидродвигатели и гидро- и пневмомашинны ударного действия, например, отклонитель для ударно-вращательного бурения, представленный в п. 4.7. (рис. 4.85).

8.2. Бурение скважин сложного профиля различного назначения

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 нефтегазоотдачи коллекторов, 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.

Совершенно пока не разрабатываются многие месторождения углеводородов с низкими коллекторскими свойствами или с тяжелой нефтью, поскольку малые дебиты не оправдывают затрат на бурение.

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 разветленно-горизонтальное бурение. Основным направлением разветленно-горизонтального бурения в России должно стать возрождение старых нефтяных месторождений и извлечение из них оставшихся запасов нефти (60–80 % от начальных запасов).

Метод эксплуатации месторождений углеводородного сырья горизонтальными и разветленно-горизонтальными скважинами впервые разработан и успешно реализован в отечественной практике в начале 50-х годов прошлого столетия. Первые работы по методу А.М.Григоряна пробурены в Башкирии, где была сооружена горизонтально-разветвленная скважина с 10 резко искривленными стволами. В этой скважине почти 80 % всей проходки было сделано по продуктивному пласту. Дебит скважины составил 120 т в сутки, что почти в 20 раз превышало дебит по другим скважинам.

Позже были пробурены горизонтально-разветвленные скважины в Иркутской области (Марковское месторождение), на западной Украине, в Татарстане и др.

За рубежом активное начало промышленного бурения горизонтальных скважин начато с семидесятых годов. Лидером бурения горизонтальных скважин стал 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 России, из-за того, что резко увеличилась добыча относительно дешевой нефти в Западной Сибири, снизился резко интерес к бурению разветленно-горизонтальных и горизонтальных скважин.

Начиная с 80-х г.г., резко возрос интерес к бурению горизонтальных скважин в США. Бурятся горизонтальные скважины на месторождении Прадхо-Бей (Аляска), сложенного низкопроницаемыми известняками. Резко возросли объемы бурения горизонтальных скважин в шельфовой зоне Северного моря.

В настоящее время бурение горизонтальных и разветленно-горизонтальных скважин успешно применяется в большинстве нефтегазодовывающих странах, пробурены десятки тысяч скважин на различных месторождениях мира, 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. Максимальная длина горизонтального участка скважины при этом в Калифорнии достигла почти 4000 м.

В России также ведутся работы по бурению горизонтальных скважин. Пробурены первые сотни стволов. По данным производственных организаций дебит освоенных скважин в 3–10 раз превышает дебит соседних вертикальных и наклонных скважин.

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); средним радиусом (60–190 м); малым радиусом кривизны (10–30 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 600–1000 м. При строительстве таких скважин используется обычная техника и технологии наклонно-направленного бурения, позволяющие получать максимальную интенсивность искривления в пределах $0,7\text{--}2,0/10$ м проходки.

Горизонтальные скважины со средним радиусом кривизны применяются при бурении, как одиночных скважин, так и для восстановления продуктивности

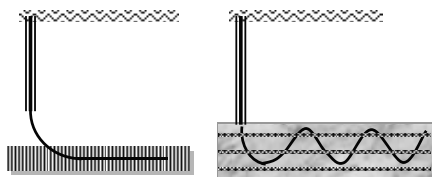


Рис. 8.3. Варианты вскрытия коллекторов горизонтальным и волнообразным стволами

эксплуатационных скважин. При этом максимальная интенсивность искривления скважины находится в пределах $3 - 10^{\circ}/10$ 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 $1,1-2,5^{\circ}/м$ 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 следующие варианты их исполнения.

В продуктивных пластах небольшой мощности (до 10–15 м) целесообразно бурение горизонтального участка в середине пласта параллельно кровле и подошве (рис. 8.3).

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

Если продуктивный пласт имеет небольшую мощность и неоднородную структуру, то такие пласты целесообразно вскрывать волнообразным стволом (рис.8.3).

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

Многозабойные скважины чаще всего используются 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 пологонаклонными стволами, пробуренными из основного ствола;
- многоярусные скважины;
- радиальные, в которых из одного горизонтального ствола бурится система (до 100 и более) радиальных стволов (рис. 8.4).

Вертикально-горизонтальные стволы используются не только для добычи нефти и газа из коллекторов. Подобные скважины

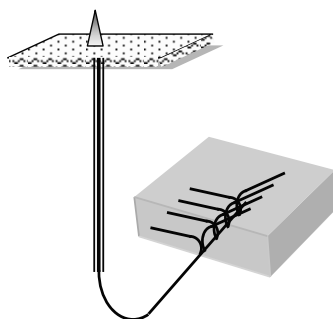


Рис. 8.4. Схема радиально-горизонтальной скважины с системой восстающих стволов

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.

Подобные схемы добычи полезных ископаемых могут использоваться в различных направлениях *геотехнологий* для извлечения из недр глубоко залегающих полезных ископаемых.

Широко известно использование вертикально-горизонтальных и многоствольных скважин для дегазации угольных пластов, что позволяет значительно повысить безопасность добычи угля на шахтах. В этом случае скважины бурят с проникновением в угольный пласт, а горизонтальный участок скважины располагают в пласте подобно тем скважинным, которые бурят для добычи углеводородов (рис.8.3, 8.4).

Бурение скважин сложного профиля невозможно без применения современных *телеметрических систем* и *систем геонавигации*. Это, прежде всего, связано с тем, бурение скважин по сложной траектории с протяженными горизонтальными участками в пределах продуктивного горизонта, выполнение многоствольных ответвлений невозможно без оперативного контроля за положением забоя скважины. Для выполнения текущего контроля положения забоя бурящейся скважины, а также для получения 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 поверхности, 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 г.г. В основном эти исследования проводились в США на уровне выполнения поисковых работ. Уже в начале 1950-х г.г. были созданы опытные образцы телесистем с гидравлическим каналом связи «забой-устье» скважины. В дальнейшем проводились работы по разработке телесистем в проводным и электромагнитным (беспроводным) каналами связи. За рубежом наибольшее распространение в практике бурения получили телесистемы с гидравлическим каналом связи, хотя у них 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.

1. *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 (десятиков метров) они еще находятся на стадии научных и экспериментальных исследований.

Гидроакустический канал, с его сложностью и многообразием 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.

2. Широкое распространение *гидравлического канала связи* для передачи информации вызвано следующими его преимуществами:

- гидравлический канал связи является естественным каналом связи, т.к. 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.

Первые телеметрические системы, разработанные в начале 1960-х г. 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), позволяла 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 восьмидесятых годов разработали и используют телесистемы *MWD* (*measurement while drilling*) 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* с гидравлическим каналом связи с набором методов, не уступающим 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 производится 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.

3. *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), её 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 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 в процессе бурения нефтяных и газовых скважин геофизических и технологических параметров. С 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.

4. *Проводной канал связи* имеет следующие преимущества перед всеми известными каналами связи: максимально возможная информативность; быстродействие, 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, нагружателя 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 годов в бывшем СССР электробурения. Наиболее широкое распространение получила телеметрическая система типа СТЭ, использовавшая в качестве линии связи силовую 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.

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 г.г. 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 колтубинг, исключаящих применение составных бурильных колонн, актуальность проводных систем передачи информации с забоя возрастает существенно. В этом случае телеметрическая система значительно упрощается, так как появляется возможность без всяких ограничений подавать к забою энергию и получать обратно устойчивый и высококачественный сигнал по электрическому или оптоволоконному каналу.

5. *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.

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 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*, частоту передачи данных которых ведущие производители обещают довести в ближайшее время до 30 бит/с. Однако существует ряд ограничений на использование гидравлического канала связи: азирванные 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.

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. 8.5) 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. 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 (рис. 8.6), 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

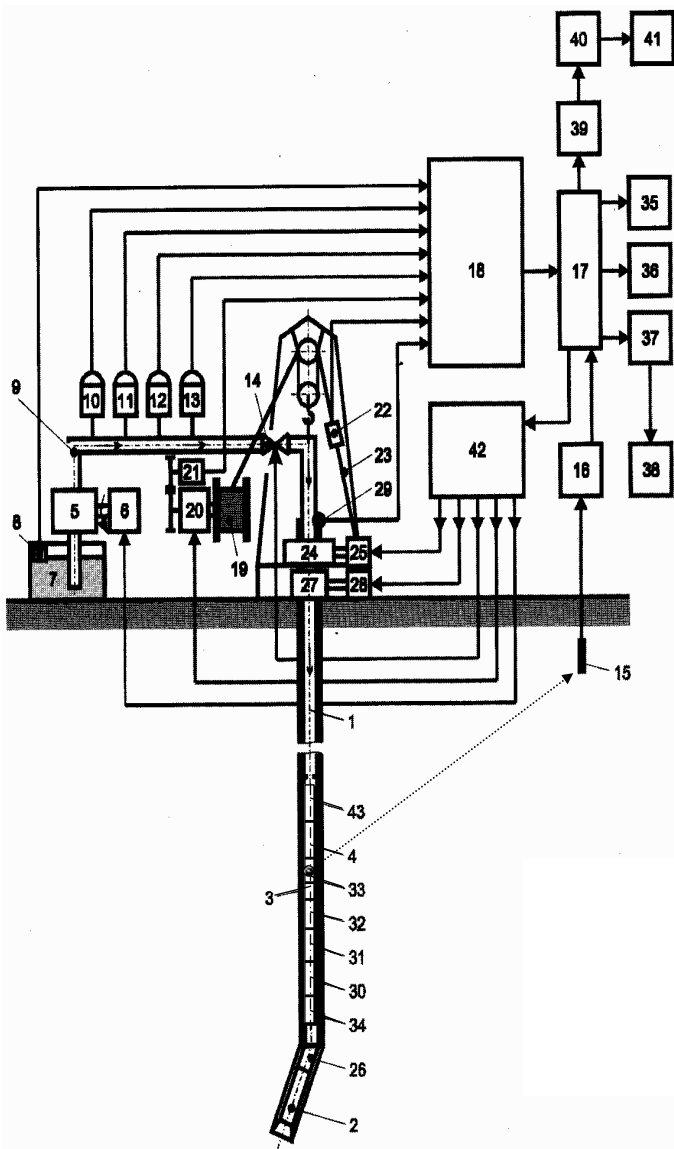


Рис. 8.5. Информационно-технологический геонавигационный комплекс

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 информацию 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. 8.6) 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.

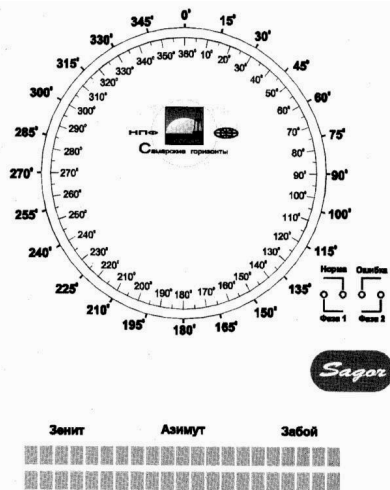


Рис. 8.6. Пуль бурильщика

Пультатор 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 каналу 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, который, в свою очередь, определяется технологической необходимостью.

В табл. 8.1 приведены основные характеристики телеметрической системы.

Таблица 8.1

Основные параметры и характеристики телеметрической системы

Параметры системы	Характеристики системы
Диапазон измерения, град	
Зенитный угол	0 – 102
Азимутальный угол	0 – 360
Угла установки отклонителя	0 – 360
Погрешность измерения, град	
Зенитный угол	±0,15
Азимутальный угол	± 2
Угла установки отклонителя	±2
Размеры скважинного прибора,мм	
Диаметр	Не более 172
Длина	3000
Характеристика генератора питания скважинной аппаратуры	
Частота вращения турбины генератора, мин ⁻¹	2000 ±500
Напряжение, В	18–70
Характеристика источника питания наземной аппаратуры	
Переменный ток, частота, Гц	50
Напряжение, В	220–240

ОАО НПФ «Геофизика» разработана *забойная теле-метрическая система с кабельным каналом связи «Надир»*, предназначенная для использования при бурении скважин с горизонтальным окончанием колтюбингом (рис. 8.7). На рис. 8.7 показано: 1 – катушка колтюбинга, 2 – инжектор и гусак для подачи трубы в скважину, 3 – гибкая труба, 4 – бронированный семи-жильный кабель, 5 МОН, 6 – центратор, 7 – ГКМ, 8 – труба ЛБТ, 9 – ОРБИ, 10 – кривой переходник отклонителя, 11 – винтовой забойный двигатель, 12 – долото.

Колтюбинговая установка М40, производимая компанией ФИД (Белоруссия), дает возможность бурения скважин глубиной до 2000 м. Гибкая труба имеет диаметр 60,3 мм. Диаметр забойного двигателя 95 мм, ориентатора 92 мм, максимальный угол отклонения от оси корпуса телесистемы 3 минуты. В качестве линии связи создаваемой системы «Надир» используется три жилы семижильного бронированного кабеля диаметром 10,84 мм, встроенного внутри рабочей трубы.

Телесистема размещается в немагнитной трубе, в качестве которой используется 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 колтюбинговых труб.

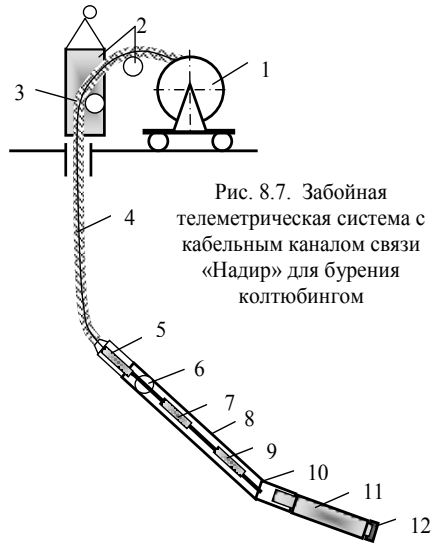
В своем составе телесистема включает несколько модулей:

- модуль инклинометрии типа ОРБИ, который служит для измерения инклинометрических параметров азимута и зенитного угла, а также положения корпуса телесистемы относительно 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 6000 *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 1000 *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.

• **Контрольные вопросы и задания**

1. Сформулируйте основные положения технологии бурения горизонтальных направленных скважин для прокладки коммуникаций.

2. В чем состоит способ искривления стволов при бурении скважин для прокладки коммуникаций?

3. Каково назначение вертикально-горизонтального бурения скважин при добыче углеводородного сырья?

4. Назовите основные виды и профили вертикально-горизонтальных скважин.

5. Каково назначение телеметрических систем и систем геонавигации?

6. Каковы основные способы передачи сигнала с забоя скважины на поверхность, применяемые в телеметрических системах?

7. Что входит в состав телеметрического геонавигационного комплекса?



ЛИТЕРАТУРА



ПРИЛОЖЕНИЯ

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
1. Общие сведения о направленном бурении	4
1.1. Задачи, решаемые методами направленного бурения	4
1.2. Сведения об истории развития направленного бурения	6
1.3. Положение стволов скважин в пространстве, понятие об их искривлении	13
1.4. Классификация трасс скважин	18
2. Причины и закономерности естественного искривления скважин	20
2.1. Организационно-технические причины искривления скважин	21
2.2. Технологические причины искривления скважин	22
2.2.1. Влияние на искривление скважин осевого усилия и устойчивости буровых компоновок	22
2.2.2. Влияние на искривление скважин характера вращения деформированной буровой компоновки	32
2.2.3. Влияние на искривление скважин типа и конструкции породоразрушающего инструмента	35
2.2.4. Механизм искривления скважин при вращательном бурении	42
2.2.5. Особенности технологических факторов на искривление скважин, буримых ССК	45
2.2.6. Технологические причины искривления скважин при ударно-вращательном бурении	46
2.3. Геологические причины естественного искривления скважин	51
2.3.1. Геологические условия естественного искривления скважин	51
2.3.2. Влияние анизотропии горных пород на процесс искривления скважин	55
2.3.2.1. Оценка анизотропии горных пород	55
2.3.2.2. Особенности механики разрушения анизотропных горных пород	62
2.3.2.3. Особенности формирования стволов скважин в анизотропных горных породах	80
2.3.3. Влияние перемежаемости горных пород по твердости на процесс искривления скважин	81
2.4. Закономерности естественного искривления скважин	88
2.4.1. Закономерности естественного искривления скважин в анизотропных горных породах	88
2.4.2. Оценка перспектив снижения искривления скважин в анизотропных горных породах при использовании экспериментальных способов бурения (на примере термомеханического бурения).....	92
2.4.3. Закономерности естественного искривления в перемежающихся по твердости горных породах.....	
2.4.4. Закономерности искривления горизонтальных скважин.....	94
2.5. Методика выявления закономерностей искривления скважин.....	95
3. Технические средства измерения и контроля искривления скважин	
3.1. Приборы, использующие для определения зенитного угла скважины принцип горизонтального уровня жидкости (апидоскопы)	
3.2. Инклинометры.....	105
3.2.1. Инклинометры для одного или нескольких измерения углов, характеризующих положение скважины в пространстве	105

- 3.2.2. Инклинометры, позволяющие многократно производить измерения зенитного и азимутального углов
- 3.2.3. Инклинометры для производства работ в условиях, характеризующихся влиянием магнитного поля
- 3.2.4. Приборы, средства и методы инклинометрии в горизонтальных, восстающих и пологонаклонных скважинах
- 3.2.5. Технические средства контроля над искривлением ствола в процессе бурения

4. Технические средства направленного бурения117

- 4.1. Технические средства для снижения естественного искривления скважин 117
 - 4.1.1. Компоновки для снижения естественного искривления скважин для бурения с отбором керна
 - 4.1.2. Компоновки для алмазного бурения снарядами со съёмным керноприемником
 - 4.1.3. Компоновки для управления направлением горизонтальных скважин
 - 4.1.4. Буровые компоновки для бескернового бурения шарошечными долотами.
 - 4.1.4.1. Основные принципы применения буровых компоновок на основе УБТ для бурения скважин большого диаметра.
 - 4.1.4.2. Буровые компоновки для бурения шарошечными долотами малых диаметров.
 - 4.1.5. Разработка и совершенствование бурового инструмента 142
- 4.2. Технические средства для развития естественного искривления 148
- 4.3. Технические средства для искусственного искривления скважин в любом заданном направлении 153
 - 4.3.1. Отклонители 154
 - 4.3.1.1. Стационарные клиновые отклонители 155
 - 4.3.1.2. Извлекаемые (съёмные) клиновые отклонители 163
 - 4.3.1.3. Отклонители непрерывного действия (ОНД) 174
 - 4.3.1.4. Отклонители непрерывного действия для искривления скважин с одновременным отбором керна 195
 - 4.3.1.5. ОНД на базе забойных двигателей. Роторные управляемые системы 198
- 4.4. Основные факторы, влияющие на точность искривления скважины отклонителями 213
 - 4.4.1. Точность искривления скважины клиновыми отклонителями 213
 - 4.4.2. Точность искривления скважины отклонителями непрерывного действия
- 4.5. Породоразрушающий инструмент и его возможности при реализации искривления ОНД. 217
- 4.6. Технологические снаряды для проработки интервалов искусственного искривления скважин ОНД.
- 4.7. Технические средства ориентированного управления направлением скважин на неограниченном интервале бурения.

5. Методы и технологии направленного бурения230

- 5.1. Способы и средства ориентирование отклонителей, расчет угла установки отклонителя
- 5.2. Ориентаторы и приемы работы с ними 237
 - 5.2.1. Ориентаторы механического типа. Самоориентаторы 237
 - 5.2.2. Ориентаторы электро-механического типа. 246

5.2.3.	Ориентаторы гидро-механического типа	254
5.3.	Основные причины погрешности ориентирования	258
5.4.	Выбор параметров и оценка точности искусственного искривления скважин	258
5.5.	Определение допустимых значений кривизны ствола скважины	263
5.5.1.	Анализ вписываемости буровых компоновок в искривленный ствол скважины	263
5.5.2.	Определение допустимых значений кривизны ствола скважины по условиям прочности обсадных и бурильных труб	264
5.6.	Способы и технологии забуривания дополнительных стволов	268
5.6.1.	Технология постановки искусственного забоя и забуривания с него дополнительного ствола съёмными клиновыми отклонителями	271
5.6.2.	Технологии забуривания дополнительных стволов отклонителями непрерывного действия	274
5.6.2.1.	Анализ процесса забуривания уступа в стенке скважины	274
5.6.2.2.	ОНД для забуривания дополнительных стволов скважины с искусственного забоя	278
5.6.2.3.	Совершенствование бурового инструмента для забуривания дополнительных стволов	280
5.6.3.	Забуривание дополнительных стволов скважин спрямлением ствола в интервале искривления	283
5.7.	Расчет траекторий проектируемых скважин	283
5.7.1.	Расчет траектории проектируемой наклонно-направленной скважины	283
5.7.2.	Проектирование параметров дополнительных стволов при многоствольном бурении	289

6. Экономическое обоснование эффективности методов и технических средств направленного бурения 294


7. Основы кернометрии 303


7.1.	Общие сведения о кернометрии	303
7.2.	Технические средства и технологии отбора ориентированного керна	304
7.3.	Определение элементов залегания горных пород по ориентированному керну	313

8. Специальные технологии направленного бурения 315

8.1.	Технология бестраншейного строительства подземных коммуникаций методом горизонтального направленного бурения	315
8.2.	Бурение скважин сложного профиля различного назначения	319

	Литература	333-1
--	----------------------	-------

	Приложение 1. Классификация и сводная таблица технических решений для управления направлением и кривизной скваж	333-4
--	---	-------

	Приложение 2. Термины и определения	333-12
--	---	--------